

Ökoeffizienz von Flexibilisierungsmaßnahmen in Energieversorgungsnetzen unter Berücksich- tigung der Integration von Windenergie

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften
genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Diplom-Ingenieur
Uwe Macharey
aus Krefeld

Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
Univ.-Prof. Dr. ir. Rik W. De Doncker

Tag der mündlichen Prüfung: 29. Juni 2009

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Hochschulbibliothek online verfügbar.

Aachener Beiträge zur HOCHSPANNUNGSTECHNIK
Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler

Uwe Macharey
Ökoeffizienz von Flexibilisierungsmaßnahmen in Energieversorgungsnetzen unter Berücksichtigung der
Integration von Windenergie

ISBN: 3-86130-673-5
1. Auflage 2009

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Das Werk einschließlich seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung ist ohne die Zustimmung des Herausgebers außerhalb der engen Grenzen des Urhebergesetzes unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Vertrieb:

1. Auflage 2009
© Verlagshaus Mainz GmbH Aachen
Süsterfeldstr. 83, 52072 Aachen
Tel. 0241/87 34 34
Fax 0241/87 55 77
www.Verlag-Mainz.de

Herstellung:

Druck und Verlagshaus Mainz GmbH Aachen
Süsterfeldstraße 83
52072 Aachen
Tel. 0241/87 34 34
Fax 0241/87 55 77
www.DruckereiMainz.de
www.Druckservice-Aachen.de

Satz: nach Druckvorlage des Autors
Umschlaggestaltung: Druckerei Mainz

printed in Germany

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2009)

Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, der diese Arbeit ermöglichte. Seine stete Unterstützung, Förderung und seine wertvollen Ratschläge trugen wesentlich zum Gelingen der Arbeit bei.

Herrn Univ.-Prof. Dr. ir. Rik W. De Doncker danke ich für die Übernahme des Korreferats und für sein Interesse an der Arbeit.

Weiterhin danke ich den Herren Dr. Thomas Smolka, Bernhard Schowe-von der Brelie, Thomas Dederichs, Thomas Pollok und Martin Scheufen sowie Herrn Dr. Bernd Klöckl für die gemeinsame Forschungsarbeit sowie allen Kolleginnen und Kollegen des Instituts für die schönen gemeinsamen Jahre, die ich immer positiv in Erinnerung bewahren werde. An dieser Stelle möchte ich insbesondere meine Bürokollegen hervorheben, Frau Rattanakorn Phadungthin, Herrn Dr. Mikimasa Iwata und Herrn Dr. Philipp Walter.

Besonders möchte ich mich bei meiner Familie bedanken, ohne deren Unterstützung ich niemals so weit gekommen wäre.

Von ganzem Herzen danke ich meiner Frau Silvia, die oftmals zurückstecken musste und mir nicht nur während der Zeit meiner Promotion stets ein fester Rückhalt war.

Aachen, im September 2009

Uwe Macharey

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung einer Methode zur Bewertung der Ökoeffizienz des Einsatzes von Flexibilisierungsmaßnahmen in elektrischen Energieversorgungssystemen. Der Einsatz dieser Maßnahmen wird unter anderem notwendig, weil die regionale Windenergieeinspeisung die regionale Verbraucherlast zum Teil deutlich übersteigt, so dass der Windstrom aus den Regionen mit überschüssiger Energie exportiert und in lastferne Gebiete transportiert werden muss und weil weder die bestehenden Verteilungsnetze noch das Übertragungsnetz für die heutigen Anforderungen ausgelegt sind. Der erforderliche Netzausbau kann mit der Anschlussrate von Windenergieanlagen nicht Schritt halten, so dass bereits gegenwärtig Netzengpässe auftreten. Vor diesem Hintergrund werden neben dem Netzausbau andere technische Optionen zur Steigerung der Dynamik von elektrischen Energieversorgungssystemen diskutiert, bei denen teilweise Unsicherheit herrscht, ob sie als Alternative zum Netzausbau anzusehen sind oder ob sie ausschließlich als Übergangslösung dienen können.

Bisherige Untersuchungen zur Bewertung alternativer Übertragungstechnologien verfolgten ausschließlich konkrete Vergleiche der Investitionskosten oder der entstehenden Umweltwirkungen vor dem Hintergrund des technischen Übertragungsvermögens. In der vorliegenden Dissertation wird eine abstrakte Methode zur Bewertung der Ökoeffizienz des Einsatzes von Flexibilisierungsmaßnahmen in elektrischen Energieversorgungssystemen entwickelt. Hierzu werden gängige Verfahren der ökologischen und ökonomischen Bewertung unter Berücksichtigung technischer Sachverhalte optimiert, um einen objektiven und abstrakten Vergleich der verschiedenen Maßnahmen und Verfahren zu ermöglichen.

Hierbei wird herausgestellt, dass für die ökologische Bewertung nur eine direkte Bewertung von CO₂-Emissionen erforderlich ist. Weitere Umweltwirkungen müssen durch eine Umweltverträglichkeitsprüfung projektspezifisch überprüft werden, die Teil eines Planfeststellungsverfahrens ist und in dieser Dissertation über die Realisierungszeit der Maßnahmen als Sensitivität berücksichtigt wird. Bezüglich der monetären Bewertung wird erörtert, dass ausschließlich Kosten, die innerhalb des Bilanzraums direkt durch die Umsetzung der jeweiligen Maßnahme auftreten, bewertet werden.

Die Anwendung der Bewertungsmethode wird exemplarisch für ein im Rahmen der Dissertation entwickeltes repräsentatives Modell eines 110 kV-Netzbereichs unter Berücksichtigung der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings, des Einsatzes des Hochtemperaturfreileitungsseils ACCR und des Neubaus einer Freileitungstrasse (ausgelegt mit dem Hochtemperaturfreileitungsseil TACSR) vorgestellt. Dabei wird deutlich, dass die Ergebnisse der Ökoeffizienzanalyse maßgeblich durch die einspeisbare Windenergie und durch die Deckung der Verbraucherlast beeinflusst werden. Vergleichsweise geringer Einfluss entsteht durch notwendige Investitionen.

Die Objektivität des Vergleichs wird gestützt durch eine Sensitivitätsanalyse für die Kategorien *Globaler Strommix*, *Entschädigung für ausgefallene Vergütung*, *Verbesserung des Erzeugungsmanagements*, *Betrachtungszeitraum* und *Realisierungszeitpunkt*. Vor diesem Hintergrund weisen die Ergebnisse der Untersuchungen für drei betrachtete Standorte (windstark, mittel und windschwach) die höchste Ökoeffizienz für den Neubau einer Freileitungstrasse aus.

Abstract

This dissertation deals with the development of a method to assess the eco-efficiency of flexibility measures applied to the electrical energy supply system. As the regional wind energy feed in exceeds the regional power consumption temporarily even to a high extent, leading to an export of surplus wind power from local grids to the transmission grid and by this to distant areas, and as neither the existing distribution grids nor the transmission grids were set up for today's requirements, the application of flexibility measures becomes vital. The required grid extension cannot keep pace with the growing share of wind energy feed in, which results in bottlenecks. Thus, other technical options to increase dynamic system operation come into focus as well, even though there remains uncertainty, if they can be an alternative to grid extension or if they merely represent an interim solution.

Former investigations concerning the assessment of alternative transmission technologies were limited on the comparison of investment costs or environmental impacts against the background of transmission capability. With this dissertation, an abstract method for assessing the eco-efficiency of flexibility measures in power systems is being developed. Therefore, well known practices of ecological and economical assessment are optimised regarding technical backgrounds as well to offer an objective and abstract comparison of the different measures.

In doing so, it is emphasised, that only a direct assessment of CO₂-emissions is necessary for ecological assessment. The investigation of other ecological impacts is part of the project specific approval procedure and will be respected as a sensitivity by varying the realisation time of the measures. Regarding monetary aspect, it will be shown, that solely costs have to be assessed, which are generated in the balance room by realising a specific measure. The application of the assessment method will be shown for a representative model of a 110 kV network area considering the implementation of overhead line temperature monitoring, the utilisation of a high temperature overhead line conductor (ACCR) and the network extension by realising a new corridor with TACSR high temperature overhead line conductors. It becomes clear that the eco-efficiency is significantly influenced by the possible wind energy feed in and by covering consumer loads. Investments show relatively low impacts on the results.

To support the objectivity of the given comparison, a sensitivity analysis is obtained for the categories *global power-mix, compensation of omitted incomes of wind energy converters, enhancement of generation management, period under observation and realisation time*. Against this background, the results of the exemplary investigations for three assessed locations (strong wind, medium wind, low wind) show the highest eco-efficiency for the grid extension.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	<i>Einführung in die Thematik</i>	<i>1</i>
1.2	<i>Stand des Wissens</i>	<i>5</i>
1.3	<i>Ziel der Arbeit.....</i>	<i>7</i>
2	Analyse der Energieübertragung und -verteilung	9
2.1	<i>Gesetzliche Rahmenbedingungen und relevante Normen.....</i>	<i>9</i>
2.2	<i>Stand der elektrischen Energieübertragung und -verteilung in Deutschland.....</i>	<i>16</i>
2.3	<i>Übertragungskapazität einer konventionellen 110 kV-Freileitung.....</i>	<i>19</i>
2.3.1	<i>Auslegung und Bemessung von Freileitungen</i>	<i>20</i>
2.3.2	<i>Stand der 110 kV Übertragung in Deutschland</i>	<i>20</i>
2.3.3	<i>Übertragungskapazität.....</i>	<i>22</i>
3	Methodisches Vorgehen und Bewertungsmethode	24
3.1	<i>Methodisches Vorgehen.....</i>	<i>24</i>
3.2	<i>Analyse des Gesamtsystems</i>	<i>26</i>
3.2.1	<i>Aufbau des synthetisierten Referenznetzes</i>	<i>27</i>
3.2.2	<i>Analyse der Stromversorgung im Versorgungsgebiet und des Exports von WEA-Energie.....</i>	<i>28</i>
3.2.3	<i>Abgrenzung des Bilanzraums - Standortspezifische Zuordnung von Windeinspeiseprofilen.....</i>	<i>30</i>
3.3	<i>Lastflussrechnung.....</i>	<i>32</i>
3.3.1	<i>Theorie der Lastflussberechnung.....</i>	<i>33</i>
3.3.2	<i>Abgrenzung des Bilanzraums - Technischen Kriterien</i>	<i>34</i>
3.4	<i>Ökobilanzierung</i>	<i>35</i>
3.4.1	<i>Grundlagen der Ökobilanzierung</i>	<i>36</i>
3.4.2	<i>Abgrenzung des Bilanzraums - Ökologischen Bewertung</i>	<i>42</i>
3.5	<i>Monetäre Bilanzierung</i>	<i>46</i>
3.5.1	<i>Grundlagen der monetären Bilanzierung.....</i>	<i>47</i>
3.5.2	<i>Abgrenzung des Bilanzraums - Monetären Bewertung.....</i>	<i>49</i>

3.6	<i>Sensitivitäten</i>	50
4	Exemplarische Untersuchungen	53
4.1	<i>Erzeugungsmanagement</i>	53
4.2	<i>Freileitungs-Monitoring</i>	58
4.3	<i>Hochtemperaturfreileitungsseil ACCR</i>	71
4.4	<i>Bau einer neuen Freileitungstrasse</i>	78
5	Vergleichende Bewertung der Flexibilisierungsmaßnahmen	85
5.1	<i>Technische Aspekte</i>	85
5.1.1	Windstarker Standort.....	85
5.1.2	Mittlerer Standort	88
5.1.3	Windschwacher Standort.....	91
5.2	<i>Ökologische Bewertung</i>	94
5.2.1	Windstarker Standort.....	94
5.2.2	Mittlerer Standort	97
5.2.3	Windschwacher Standort.....	100
5.3	<i>Ökonomische Bewertung</i>	103
5.3.1	Windstarker Standort.....	104
5.3.2	Mittlerer Standort	106
5.3.3	Windschwacher Standort.....	108
5.4	<i>Zusammenfassende Ökoeffizienzbewertung</i>	110
5.5	<i>Sensitivitätsanalyse</i>	114
5.5.1	Globaler Strommix.....	114
5.5.2	Entschädigung für ausgefallene Vergütung.....	115
5.5.3	Verbesserung des Erzeugungsmanagements	115
5.5.4	Betrachtungszeitraum.....	116
6	Zusammenfassung	118
	Literaturverzeichnis	124
	Anhang A: Ergänzungen zu Abschnitt 2.3.1	139
	Anhang B: Ergänzungen zu den Abschnitten 4.1 und 4.2	148

Anhang C: Ergänzungen zu Abschnitt 3.3	152
Anhang D: Ergänzungen zu Abschnitt 3.5.2.....	156
Anhang E: Abkürzungen und Formelzeichen	157

1 Einleitung

1.1 Einführung in die Thematik

Die wesentliche Aufgabe der elektrischen Energieversorgungsnetze ist die Bereitstellung der geforderten Energie. Dabei sind Versorgungssicherheit, Versorgungsqualität, Verfügbarkeit und Kosten die entscheidenden Faktoren. Gleichzeitig steht die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung als wesentliches politisches Ziel im Fokus. Zentrale Aspekte wie die Reduzierung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung, ein angewandter Klima- und Umweltschutz, eine Steigerung der Energieeffizienz sowie die Förderung des Einsatzes von Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energieressourcen zur Energieversorgung werden beispielsweise in Deutschland durch das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) vorgegeben [EEG06].

Die kurz- bis mittelfristige planmäßige Stilllegung zahlreicher fossiler Großkraftwerke in Deutschland erfordert zusätzlich zur notwendigen Substitution der Kernenergie bis 2020 einen Ersatzbedarf an installierter Kraftwerksleistung von bis zu 40 GW und bis zu 65 GW bis 2030 [Fic07]. Politischen Vorgaben folgend wird der Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen zukünftig einen wesentlichen Anteil zur Substitution liefern. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in Deutschland soll von 11,6% (Jahr 2006) [Bee07] bis zum Jahr 2020 auf 20% [EEG04] bzw. bis zum Jahr 2030 auf 25-30% [BMU07b] gesteigert werden. In den Meseberger Beschlüssen aus dem Jahr 2007 wird von der Bundesregierung ferner der Ausbau des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die Windenergienutzung spielt derzeit eine führende Rolle bei der Umsetzung dieses Vorhabens. Nach [BWE09] hatte die Windenergie im Jahre 2008 bereits

einen Anteil von 6,6% am Energiemix (Strom) in Deutschland. Zukünftig wird ein weiterer Ausbau der Windenergienutzung angestrebt. Aktuelle Prognosen beschreiben etwa eine Verdopplung der installierten Leistung aus Windenergieanlagen auf gut 50 GW bis zum Jahr 2020, z. B. [DEW08].

Die Auswahl geeigneter Anlagenstandorte für Windenergieanlagen hängt häufig nicht von der regionalen Verbraucherstruktur bzw. der lokalen Lastdichte ab. Vielmehr dient das Winddargebot als Orientierungsgrundsatz. Derzeit sind daher etwa 77% [BWE09] der installierten Leistung in windstarken Regionen in Nord- und Ostdeutschland installiert.

Die Lastdichte in den betroffenen Regionen liegt zum Teil deutlich unter der installierten Leistung. Die Umsetzung des EEG sieht vor, dass Strom aus erneuerbaren Energien vollständig vom lokalen Netzbetreiber übernommen und ins Höchstspannungsnetz des Übertragungsnetzbetreibers weitergeleitet wird. Daher kommt es bereits heute bei starker Einspeisung der Windenergieanlagen zu einer Umkehrung des Lastflusses und zur Rückspeisung ins Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz. Weiterhin gilt, dass der integrierte Windstrom gemäß EEG gleichmäßig auf die vier Regelzonen verteilt werden muss und dass Transite im pan-europäischen Strommarkt durch das deutsche Höchstspannungsnetz durchgeleitet werden.

Für diesen Funktionswandel sind die Netze in ihrer heutigen Form nur bedingt geeignet. Traditionell sind elektrische Energieversorgungssysteme ausgelegt für die Übertragung zentral bereitgestellter elektrischer Energie - eingespeist in die Hoch- und Höchstspannungsebene - in die meist nahen Verbrauchszentren. In diesen Regionen ist die Netzinfrastuktur entsprechend hoch ausgebaut und verfügbar. An die Mittelspannungsebene waren in der Vergangenheit keine nennenswerten Kraftwerkskapazitäten angeschlossen. Daher stellte sich im Allgemeinen ein Lastfluss gemäß einer Top-Down Erzeugungsstruktur ausgehend vom Kraftwerk zum Endverbraucher ein.

Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen führen bereits heutzutage temporär zu kritischen Netzzuständen in Regionen mit hoher Windenergieeinspeisung (bspw. Nordfriesland) sowie auf Kuppelleitungen zwischen der Regelzone der VE-T und der E.ON Netz [Mau07]. In verschiedenen Studien und eigenen Analysen der Netzbetreiber wird daher ein massiver Ausbaubedarf des Hoch- und Höchstspannungsnetzes in Deutschland abgeleitet, um insbesondere dem veran-

schlagten Neu- und Ausbau der regenerativen Energien gerecht zu werden [DEN05, RWE07a, EON08].

Der identifizierte Netzausbau kann jedoch mit der Anschlussrate von Windenergieanlagen nicht Schritt halten. Ein wesentliches Hemmnis ist, dass der Netzausbau bei Teilen der Gesellschaft auf Kritik und Widerstand stößt. Vor dem Hintergrund der Vermeidung von Netzengpässen werden daher neben dem Netzausbau weitere Flexibilisierungsmaßnahmen wie

- die Begrenzung der Windenergieeinspeisung,
- die Netzoptimierung und
- die Netzverstärkung

diskutiert.

Die Begrenzung der Windenergieeinspeisung (auch Erzeugungsmanagement genannt) ist gemäß EEG nur eine Übergangslösung, da das EEG die Netzbetreiber zu einer unverzüglichen Netzoptimierung, -verstärkung oder zum Netzausbau verpflichtet, um die Übertragung von Strom aus EEG-Anlagen sicherzustellen. Bisher wird das Erzeugungsmanagement dahingehend umgesetzt, dass die Einspeiseleistung aus EEG-Anlagen auf Anforderung durch den Netzbetreiber temporär gedrosselt wird, falls die zur Verfügung stehende Netzkapazität durch EEG-Anlagen ausgeschöpft ist, um Schäden an Betriebsmitteln zu vermeiden und um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten.

Zur Optimierung des Netzbetriebs können beispielsweise Verfahren zur wetterbedingten, temporären Erhöhung der Übertragungskapazität wie das Freileitungs-Monitoring eingesetzt werden. Als alternative Maßnahmen zur temporären Erhöhung der Übertragungskapazität stehen diverse Verfahren zur Verfügung. Grundsätzlich sind die Ansätze nach indirekten Verfahren, basierend auf statistischen (Temporary Loading) oder aktuellen (Dynamic Rating) meteorologischen Daten, sowie direkten Verfahren, basierend auf der unmittelbaren Messung bspw. mechanischer (Zugspannung), thermischer (Leiterseiltemperatur) oder elektrischer Größen (Leitungsimpedanz).

Neben den genannten Optionen zur Optimierung des Netzbetriebs gibt es die so genannten FACTS (Flexible AC Transmission Systems). FACTS ist ein Oberbegriff für Einrichtungen, die durch den Einsatz von Leistungselektronik eine

verbesserte Blindleistungskompensation auf Übertragungsleitungen sowie eine Steuerung des Lastflusses ermöglichen. Generell ist durch den Einsatz von FACTS eine Erhöhung der Übertragungsleistung auf bestehenden Leitungen möglich. Dennoch werden sie im Rahmen dieser Arbeit nicht gesondert als Flexibilisierungsmaßnahme analysiert, da zum einen keine vergleichbaren Steigerungen der Übertragungskapazität wie mit den anderen hier dargestellten Verfahren und Technologien zu erwarten sind und zum anderen insbesondere durch den Einsatz des leistungsfähigsten FACTS, dem UPFC (Unified Power Flow Controller), verhältnismäßig hohe Investitionen entstehen, so dass ein Einsatz projektspezifisch bzw. für ein spezifisches Versorgungssystem zu untersuchen ist.

Auch zur Netzverstärkung stehen verschiedene Optionen zur Verfügung. Beispielsweise kann in einigen Fällen ein weiterer Stromkreis an bestehenden Masten installiert werden oder es können Leiterseile mit größerem Leiterquerschnitt eingesetzt werden. Letztere Option macht eine Anpassung der Maststatik erforderlich und führt ggf. zu einer notwendigen Erhöhung der Masten, die ein Genehmigungsverfahren nach sich zieht. Eine weitere Option zur Netzverstärkung wird im Austausch konventioneller Leiterseile gegen Hochtemperaturfreileitungsseile gesehen, die dauerhaft höhere Betriebsströme zulassen. Durch diese Maßnahmen wird eine höhere Dynamik des Netzbetriebs erreicht, um Netzengpässen entgegen zu treten.

Neben der Frage, ob die genannten Ansätze technisch geeignet sind, die Forderung zur uneingeschränkten Einspeisung von Energie aus EEG-Anlagen zu sichern, ist bisher vor allem ungeklärt, ob eine ökologisch-wirtschaftliche Bewertung der Maßnahmen möglich ist.

Eine wesentliche Motivation bei der Umsetzung zukünftiger Netzkonzepte werden die Betriebs- und Investitionskosten sein. Gleichzeitig müssen sich Netzbetreiber politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen und Forderungen stellen. Hier ist insbesondere an die geforderte Effizienzsteigerung sowohl bei der Stromerzeugung als auch bei der Übertragung sowie an die Verringerung von Treibhausgasemissionen zu denken. Daraus ergibt sich unter Berücksichtigung langwieriger Planungsprozesse und der langen Lebensdauer elektrischer Betriebsmittel und Anlagen die Notwendigkeit der ganzheitlichen ökologischen und ökonomischen Bewertung der verschiedenen technischen Optionen zur Erhöhung der Übertragungskapazität.

1.2 Stand des Wissens

Eine Ökoeffizienz-Analyse kann die genannten ökologischen und ökonomischen Randbedingungen verknüpfen. Als ökoeffizient gelten Verfahren, Produkte oder Systeme, die bei möglichst geringem wirtschaftlichen Aufwand minimale ökologische Auswirkungen hervorrufen. Ökoeffizienz-Analysen werden bislang nicht bei der Bewertung elektrischer Netze eingesetzt, obwohl sie auf anderen Gebieten der Technik (beispielsweise in der chemischen Industrie [BAS08]) Verwendung finden.

Zur bloßen Bewertung der ökologischen Einflüsse von beispielsweise elektrischen Betriebsmitteln können Ökobilanzen (englisch Life Cycle Assessment, LCA) Einsatz finden, die zunehmend eine wichtige Rolle bei unternehmerischen und politischen Entscheidungsfindungen [BDI99] spielen. Beispiele für Ökobilanzen verschiedener Erzeugungstechnologien zur zentralen Stromerzeugung sind [Mar02] und [Try06]. Gleichzeitig gewinnen Ökobilanzen auf der Systemebene zunehmend an Bedeutung (beispielsweise [Cig04a] und [Cig04b]). Insbesondere verdeutlicht [Cig04b], dass nicht nur der Vergleich von Erzeugungstechnologien auf der Systemebene sondern auch der Vergleich von Übertragungs- und Verteilungskonzepten bzw. -technologien sinnvoll ist.

Generell ist zur Ermittlung der Ökoeffizienz von Flexibilisierungsmaßnahmen in Energieversorgungsnetzen ist zunächst die Kenntnis technischer Eigenschaften von Netzen, Betriebsmitteln und Anlagen erforderlich.

Technische Zusammenhänge elektrischer Energieversorgungssysteme werden insbesondere in Vorlesungsskripten und in der Fachliteratur beschrieben (beispielsweise [Hau96, And07, Oed04]). Im Speziellen gilt dies für Freileitungssysteme in [Kie01] und [Osw05b]. Die Auslegung und der Betrieb von elektrischen Energieversorgungsnetzen erfolgt in Deutschland nach Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes [EnWG08] unter Berücksichtigung der Fachnorm DIN EN 50341 (Freileitungen über 45kV) [DIN02].

Gemäß [Din02] orientiert sich die Auswahl der Leiterseile an DIN 50182:2001 (Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten). Hierbei handelt es sich um konventionelle ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) Leiterseile. Wärmebeständige Aluminiumlegierungen werden in der deutschen Normung bisher nicht berücksichtigt. Dennoch ist der Einsatz von

Hochtemperaturfreileitungsseilen nach [DIN02; Teil 3-4, Seite 60] grundsätzlich möglich.

Der Einsatz von Hochtemperaturfreileitungsseilen wird beispielsweise in [Cig04c], [Cig06a], [Cig07a] und [Cig08d] untersucht. Die Untersuchungen zeigen im Wesentlichen, dass der Einsatz von Hochtemperaturfreileitungsseilen grundsätzlich möglich ist und unter welchen Bedingungen sie eingesetzt werden können. Die für den Neubau einer Freileitungstrasse berücksichtigten TACSR-Leiterseile (Thermal-Resistant ACSR) werden bereits seit den 1960er Jahren in Japan (70% der Freileitungsseile in Japan sind TACSR [Cig04c]) eingesetzt und gelten als Stand der Technik [DEN08]. Die Betriebserfahrung mit ACCR-Leiterseilen, die für den Austausch konventioneller Leiter auf Engpasskorridoren vorgesehen sind, ist vergleichsweise gering. Der wesentliche Einsatz ist bisher auf Feldversuche beschränkt [Cig06c]. Sie befinden sich im Übergang vom Feldversuch zum kommerziellen Produkt [Mac08] und entsprechen gemäß [DEN08] derzeit nicht dem Stand der Technik.

Verfahren zur temporären Erhöhung der Übertragungskapazität, deren Umsetzung und Funktionsprinzip sind Gegenstand von Untersuchungen und wissenschaftlichen Beiträgen wie [Cig00], [Cig04d], [Cig06b], [Cig08a] und [Cig08b]. Die formelmäßigen Zusammenhänge zwischen Leitertemperatur, Umgebungsbedingungen und Leiterstrom, aus denen sich eine mögliche temporäre Erhöhung des Stroms berechnen lässt, sind in [Kir88], [Kie01], [Cig02] und [IEE06] dargestellt. Hintergrundinformationen des in dieser Arbeit analysierten Freileitungs-Monitorings, welches auf dem Pilotprojekt „Freileitungs-Monitoring“ der E.ON Netz GmbH basiert, werden in [Puf07] und [Cig08c] beschrieben. Dort werden auch das Konzept sowie die Umsetzung des Freileitungs-Monitorings der E.ON Netz GmbH dargestellt.

Das bisher wesentlich eingesetzte Verfahren zur Vermeidung von Netzengpässen und zur Vermeidung von Schäden an Betriebsmitteln – das Windenergieanlagen Erzeugungsmanagement – wird in [Ros05] anhand der Hintergründe und Entscheidungswege, der Funktionsweise sowie anhand der Einsatzerfahrungen des Erzeugungsmanagements in Schleswig-Holstein erläutert. Generell betrifft das Erzeugungsmanagement alle EEG-Anlagen. Im Fokus steht jedoch der Bezug zur Windenergieintegration.

In der Vergangenheit wurden im Bereich der Netzintegration von Windenergie Forschungsarbeiten und -studien durchgeführt, um deren Auswirkungen auf den

Netzbetrieb zu untersuchen bzw. um Maßnahmen zur verbesserten Integration zu bewerten (z. B. [DEN05], [Kru08], [Sie08]).

Die Dena-Studie [DEN05] berücksichtigt neben dem aktuellen Bestand der Windenergie in Deutschland insbesondere den geplanten Ausbau der Windenergienutzung onshore und offshore. Im Fokus der Studie stehen die energiewirtschaftliche Betrachtung und die Netzplanung für das deutsche Übertragungsnetz vor dem Hintergrund, dass im Rahmen der Dena-Studie ein signifikanter Netzausbau als erforderlich identifiziert wurde.

Im Rahmen von [Kru08] und [Sie08] wird der Einsatz von Druckluftspeichern zur verbesserten Integration der Windenergie berücksichtigt. [Sie08] verfolgt dabei das Ziel einer technisch-wirtschaftlichen Auslegung und Bewertung von Druckluftspeichern und die Analyse ihres Beitrags bei der Integration von Windenergieanlagen in das Elektrizitätsversorgungssystem. [Kru08] beschreibt ein entwickeltes Simulationsmodell, mit dessen Hilfe ein Windpark-Speichersystem abgebildet und eine Vergleichsmäßigung des Windstroms durch Integration verschiedener Speichertechnologien simuliert wird.

Darüber hinaus erfolgt in [Bra04] vor dem Hintergrund geplanter Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie sowie in [Osw05a, Osw07] ein technischer und wirtschaftlicher Vergleich ausgewählter Übertragungstechnologien für bestimmte Übertragungsstrassen. Umweltauswirkungen werden anhand von elektromagnetischer Verträglichkeit, visueller Beeinflussung und Nutzungsbeeinträchtigung der Trassen bewertet. Durch Bau und Betrieb der Übertragungsstrassen generiert Emissionen werden nicht berücksichtigt.

Die beschriebenen Studien ermitteln entweder technisch-ökologische oder technisch-ökonomische Auswirkungen der Windenergieintegration, wobei eine verknüpfte Betrachtung bisher nicht erfolgte.

1.3 Ziel der Arbeit

Das Ziel der Arbeit ist die Entwicklung einer Methode zur Bewertung der Ökoeffizienz von Technologien und Maßnahmen zur Flexibilisierung des Netzbetriebs elektrischer Energieversorgungssysteme unter Berücksichtigung der Integration von Windenergie. Hierbei stehen insbesondere die folgenden Aspekte im Vordergrund:

- Ermittlung von Kriterien, anhand derer der Einsatz dieser z. T. neuen Technologien und Maßnahmen in Energieversorgungssystemen basierend auf dem Verfahren der Ökobilanzierung und auf dem Kapitalwertverfahren hinsichtlich ihrer Ökoeffizienz bewertet werden kann.
- Herausstellen von Sensitivitäten, die bei der Anwendung der Methode einer Sensitivitätsanalyse unterzogen werden.
- Entwicklung eines repräsentativen Modells eines 110 kV-Netzbereichs auf Basis der realen Netzsituation in Norddeutschland. Im Rahmen der Ökoeffizienzbewertung werden in exemplarischen Untersuchungen im entwickelten Modell eines 110 kV-Netzbereichs Lastflussrechnungen durchgeführt. Diese Lastflussrechnungen ermöglichen eine technische Bewertung und liefern alle benötigten technischen Eingangsgrößen.
- Ermittlung signifikanter Vorteile von Technologien und Maßnahmen hinsichtlich ihrer Ökoeffizienz.

Im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren (2005-2029) werden hierzu Trendentwicklungen im Bereich der installierten Windenergieanlagenleistung und Prognosen zur Entwicklung des zentralen deutschen Strommix berücksichtigt.

Die exemplarischen Untersuchungen umfassen sowohl die Integration verschiedener Flexibilisierungsmaßnahmen im 110 kV-Netz als auch die Verwendung von Windprofilen verschiedener Standorte mit unterschiedlicher Küstennähe. Daraus lassen sich Rückschlüsse auf die Allgemeingültigkeit der Erkenntnisse ableiten.

2 Analyse der Energieübertragung und -verteilung

Die wesentliche Aufgabe der Stromnetze ist die Übertragung und die Verteilung elektrischer Energie von der Erzeugung zum Verbraucher. Im vorliegenden Kapitel wird die elektrischen Energieübertragung und -verteilung in Deutschland analysiert. Hierzu werden zunächst gesetzliche Rahmenbedingungen und für die vorliegende Dissertation relevante Normen erläutert. Grundsätzlich wird der Stand der Übertragung und Verteilung – unter Berücksichtigung aktueller und zukünftige Herausforderungen – skizziert.

2.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen und relevante Normen

Ein wesentliches Ziel der Bundesregierung besteht in der Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung künftiger Generationen unter Berücksichtigung ökologischer Ziele und gleichzeitigem wirtschaftlichen Wachstum. Ein zentraler Aspekt liegt in der deutlichen Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energieversorgung im Interesse der Sicherung endlicher Energieressourcen und im Hinblick auf den Umwelt- und den Klimaschutz [EEG04].

Die Umsetzung der elektrischen Energieversorgung in Deutschland erfolgt nach dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) [EnWG05]. Zur Unterstützung der ökologischen Ziele wurde 2004 das Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien verabschiedet [EEG04], welches Ende 2006 [EEG06] und Anfang 2009 [EEG09] novelliert wurde.

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit wesentlichen Fachnormen sind DIN EN 50341 (Freileitungen über AC 45kV) [DIN02] und DIN EN 50182:2001

(Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten) [DIN01].

Im Einzelnen sind die daraus folgenden Anforderungen an die Stromversorgung dargelegt.

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)

Das EnWG [EnWG05] bildet das Rückgrat für einen leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen. „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.“ [§1 Abs. 1, EnWG05]. Demnach sind deutsche Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, ihre Netze nach den Vorschriften des EnWG auszulegen und zu betreiben.

Die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen erfolgt unter Berücksichtigung von [EnWG05, Teil 5 – Planfeststellung, Wegenutzung]. Nach § 43 Satz 1 Nr. 1 bedürfen die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Hochspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von mehr als 110 kV der Planfeststellung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde. Das Planfeststellungsverfahren erfolgt nach den §§ 72 bis 78 des Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) [VwVfG76] mit den in §§ 43a bis 43e des EnWG genauer geregelten Maßgaben.

Im Hinblick auf die Fragestellungen dieser Dissertation spielt der Begriff Änderung eine wichtige Rolle. Gemäß [Eng08] ist Änderung nicht starr definiert. Grundsätzlich gibt es unbedeutende und bedeutende Änderungen, die eine erste Bewertung der Notwendigkeit eines Planfeststellungsverfahrens zulassen. Entscheidend ist jedoch das Urteil der zuständigen Behörde.

Wesentlich ist, dass unbedeutende Änderungen am Mast (z. B. Austausch von Isolatorketten, Klemmen, usw.), bei denen keine signifikante visuelle Veränderung des Mastbilds auftritt, als Revision angesehen werden. Sofern keine Widerstände der Grundstücksbesitzer vorliegen, bedarf es keiner Beantragung einer rechtlichen Genehmigung.

Als bedeutende Änderung des Mastes gilt beispielsweise eine Erhöhung. Da durch die Masterhöhung keine zusätzliche Beeinträchtigung der Landschaft besteht, ist kein Planfeststellungsverfahren notwendig, sondern ein Plangenehmigungsverfahren (Verfahrensdauer etwa zwischen 6-12 Monaten [Sch08]). Die Änderung der Maststatik (Verstärkung des Fundaments oder des Mastes) erfordert ebenfalls ein Plangenehmigungsverfahren [Sch08].

Der Ersatz eines Leiterseils durch ein Seil des gleichen Querschnitts (geringfügige Abweichung ohne notwendige Änderung des Mastbilds ist auch zulässig) wird in der Regel als Revision eingestuft, für die keine Beantragung einer rechtlichen Genehmigung notwendig ist.

Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG)

Der wesentliche Schritt der Bundesregierung zur Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland erfolgte durch die Ratifizierung des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) im Jahre 2004 [EEG04]. Gemäß [EEG04] und der Novelle [EEG06] ist der Anteil bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5% und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20% zu erhöhen. Mit der Novelle von 2009 [EEG09] „verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen“ [EEG09, § 1 Abs. 2].

Nach dem EEG erfolgt der Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien¹ und aus Grubengas an die elektrischen Energieversorgungsnetze in Deutschland vorrangig. Außerdem werden die vorrangige Abnahme, Verbreitung und die Vergütung dieses Stroms sowie der bundesweite Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms im EEG geregelt.

¹ Erneuerbare Energien sind Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie [EEG04].

Einfluss auf die Höhe der Vergütung haben sowohl die Energiequelle und die Größe einer Anlage als auch der Zeitpunkt der Installation einer Anlage. Die Vergütung erfolgt degressiv; je später eine Anlage in Betrieb genommen wird, desto geringer ist die Vergütung. Zu berücksichtigen ist, dass mit der Novelle des EEG 2009 neue Anfangsvergütungen gelten können. Beispielsweise soll diese für neue Windenergieanlagen an Land ab dem 1. Januar 2009 9,2 ct/kWh betragen (bisher 8,03 ct/kWh). Ebenso verändert sich hier die Degression (Senkung jedes Jahr um 1% für neu in Betrieb genommene Anlagen statt bisher 2%).

Das EEG 2009 [EEG09, § 12 Abs. 1] gibt vor, dass Windenergieanlagenbetreiber in einem vereinbarten Umfang oder entsprechend der genannten Vergütung entschädigt werden, falls ihre Anlagen durch Erzeugungsmanagement gedrosselt werden. Die anfallenden Kosten sind nach [EEG09, § 12 Abs. 2] umlagefähig.

„Der Netzbetreiber kann die Kosten nach EEG09, § 12 Abs. 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.“

EEG09, § 12 Abs. 2 Satz 2 ist vor dem Hintergrund von [EEG09, § 9] zu sehen:

„Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.“ [EEG09, § 9 Abs. 1 Satz 1]

Es gilt jedoch auch:

„Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.“ [EEG09, § 9 Abs. 3]

DIN EN 50341, Freileitungen über AC 45kV

Durch DIN EN 50341 [DIN02] werden die allgemeinen Anforderungen festgelegt, die bei der Planung und Errichtung neuer Freileitungen erfüllt werden müssen. Die Einhaltung der Norm stellt unter anderem die Personensicherheit und den Betrieb einer Freileitung sicher und berücksichtigt Aspekte wie Umweltfragen und die Instandhaltung einer Freileitung.

DIN EN 50341 bezieht sich sowohl auf die Auslegung und Bemessung der Freileitung als auch auf die grundsätzliche Auswahl der Leiter („Leiter müssen aus runden oder geformten Drähten aus Aluminium oder Aluminiumlegierung hergestellt werden und können feuerverzinkte Strahldrähte oder aluminiumummantelte Stahldrähte zur Erhöhung der Tragfähigkeit enthalten“ [DIN02; Teil 1, S.117]). Die verwendeten Leiterseile sind nach DIN EN 50182:2001 [DIN01] (Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten) zu bemessen und auszuführen. Außerdem gelten für Deutschland hinsichtlich der zulässigen Maße und Werkstoffe folgende Normen [DIN02, Teil 3-4]:

- DIN EN 50183, Leiter für Freileitungen – Drähte aus Aluminium-Magnesium-Silizium-Legierung; Deutsche Fassung EN 50183:2000.
- DIN EN 50189, Leiter für Freileitungen – Verzinkte Stahldrähte; Deutsche Fassung EN 50193:2000.
- DIN EN 60889, Hartgezogene Aluminiumdrähte für Leiter von Freileitungen (IEC 60889:1987); Deutsche Fassung EN 60889:1997.
- DIN EN 61232 – Aluminium-ummantelte Stahldrähte für die Elektrotechnik (IEC 61232:1993); Deutsche Fassung EN 61232:1995.
- DIN 48201-1, Leitungsseile – Seile aus Kupfer.
- DIN 48201-2, Leitungsseile – Seile aus Kupfer-Knetlegierung (Bz).
- DIN 48201-1, Leitungsseile – Seile aus Stahl.

Wärmebeständige Aluminiumlegierungen werden in [DIN02] und allgemein in der deutschen Normung bisher nicht berücksichtigt. Wärmebeständige, unverseilte Drähte aus Aluminiumlegierungen zum Herstellen von verseilten Leitern für Freileitungen werden in der IEC 62004 (Thermal-resistant aluminium alloy

wire for overhead line conductor) [IEC07] beschrieben. Diese Norm beschreibt mechanische, elektrische und wärmebeständige Eigenschaften von Drähten mit handelsüblichem Durchmesser.

Durch einen Einspruch, u. a. von deutscher und österreichischer Seite, wurde die IEC 62004 bisher nicht in das europäische Regelwerk übernommen. Zurzeit werden unter österreichischer Leitung gemeinsame europäische Änderungen erarbeitet [Hei08].

Der Einsatz von Hochtemperaturfreileitungsseilen ist nach DIN EN 50341 dennoch möglich. „Werden Werkstoffe verwendet, deren mechanische und elektrische Werte von den Daten der aufgeführten Normen abweichen, sind ihre Eigenschaften und ihre Eignung für den Anwendungsfall nachzuweisen“ [DIN02; Teil 3-4, Seite 60].

DIN EN 50182:2001, Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten

DIN EN 50182:2001 [DIN01] beschreibt die elektrischen und mechanischen Eigenschaften blanker elektrischen Leitern aus in wechselnden Richtungen konzentrisch verseilten runden Drähten. Angewendet wird die Norm auf Leiter, die aus einem der folgenden Werkstoffe oder einer Kombination dieser Werkstoffe hergestellt werden:

- hartgezogenes Aluminium nach EN 60889, bezeichnet mit AL1;
- Aluminiumlegierung nach EN 50183, bezeichnet mit AL2 bis AL7;
- verzinkte Stahldrähte nach EN 50189, bezeichnet nach Festigkeits- und Verzinkungsklassen: ST1A, ST2B, ST3D, ST4A, ST5E und ST6C;
- aluminiumummantelte Stahldrähte nach EN 61232, bezeichnet nach Klassen: 20SA (Klassen A und B), 27SA, 30SA und 40SA.

Unter anderem werden durch [DIN01] die Anforderungen an verseilte Leiter aus diesen Werkstoffen sowie notwendige Prüfungen vorgegeben. In DIN EN 50182 werden höchstzulässige Dauerströme beispielhaft genannt, bei denen eine Leiterseiltemperatur von 80°C erreicht wird. Eine Beschränkung des Leiterstroms ist notwendig, weil hartgezogene Aluminium bei höheren Temperaturen rekristallisiert und seine Festigkeit verliert.

Der in [DIN01] genannte höchstzulässige Dauerstrom, bei dem eine Leiterseiltemperatur von 80° erreicht wird, ist über Normwerte für die Umgebungsbedingungen definiert. Um eine Allgemeingültigkeit der Norm zu sichern, sind diese Werte an ungünstigen Umgebungsbedingungen orientiert. Die Normwerte liegen bei gleichzeitiger Annahme bei

- einer Windgeschwindigkeit quer zum Seil von $v_q = 0,6 \text{ m/s}$,
- einer Umgebungstemperatur von $T_U = 35^\circ\text{C}$ sowie
- direkter Sonneneinstrahlung.

Berücksichtigung der genannten Normen und Gesetze in der vorliegenden Dissertation

Die wesentlichen Aspekte des **EEG** sind in der vorrangigen Abnahme, Verbreitung und der Vergütung des Stroms aus Windenergieanlagen sowie in den Entschädigungszahlungen für Windenergieanlagenbetreiber, falls ihre Anlagen durch Erzeugungsmanagement gedrosselt werden [EEG09, § 12 Abs.1], zu sehen. Zusätzlich wird durch [EEG09, § 9 Abs.1 Satz 1] deutlich, dass das Erzeugungsmanagement nicht als einziger Ansatz gegen Netzengpässe eingesetzt werden darf, sondern dass die Optimierung, die Verstärkung oder der Ausbau des Netzes nach dem Stand der Technik unverzüglich umgesetzt werden müssen, um einen erhöhten Übertragungsbedarf zu decken.

Wesentliche Relevanz für die Dissertation hat der § 43 Satz 1 Nr. 1 des **EnWG**. Der Betrieb des betrachteten Verteilungsnetzes erfolgt gemäß den Anforderungen des EnWG. Darüber hinaus wird in den Szenarien dieser Arbeit der Neubau einer Freileitungstrasse analysiert. Für die Umsetzung (möglicher Realisierungszeitpunkt) des Neubaus wird der Genehmigungsprozess gemäß EnWG berücksichtigt (siehe auch Abschnitt 3.6). Der Austausch bestehender Freileitungsseile gegen Seile gleichen Querschnitts wird in der Regel als Revision (und nicht als Änderung) gesehen und bedarf daher keiner Planfeststellung. Grundsätzlich gilt das auch für den Einsatz von Hochtemperaturfreileitungsseilen, wenn nicht die zulässigen Grenzwerte für elektromagnetische Felder überschritten werden.

Dennoch wird auch für den Austausch bestehender Seile auf Engpassleitungen gegen ACCR-Seile eine Verzögerung der Umsetzung erwartet (siehe auch Abschnitt 3.6), da diese in der grundsätzlichen Auswahl der Leiterseile in der „Freileitungsbaunorm“ **DIN EN^o50341** nicht berücksichtigt werden (berücksichtigt werden im Wesentlichen Leiterseile nach DIN EN 50182). Darüber hinaus mangelt es an Langzeiterfahrungen mit dem Leiterseil, und der Einsatz ist mit vergleichsweise hohen Investitionskosten verbunden.

Die in **DIN EN 50182** genannten Normwerte für ungünstige Umgebungsbedingungen spielen eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings (siehe auch Abschnitt 4.2). Weiterhin entsprechen die Leiterseile des Ausgangsszenarios ACSR-Leitern gemäß DIN EN 50182. Dies entspricht dem gegenwärtigen Stand der elektrischen Energieübertragung und -verteilung in Deutschland.

2.2 Stand der elektrischen Energieübertragung und -verteilung in Deutschland

Das historisch gewachsene Konzept der elektrischen Energieübertragung sieht eine direkte Einspeisung aus Großkraftwerken in die Übertragungsnetze (380 und 220 kV) der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und teilweise auch in die 110 kV Netze vor. Diese Übertragungsnetze bilden das Rückgrat der elektrischen Energieversorgung. Die Großkraftwerke bzw. Grundleistungskraftwerke² befinden sich nahe den Verbrauchsschwerpunkten. Die Netzinfrastruktur ist hier entsprechend hoch ausgebaut und verfügbar.

An die Mittelspannungsebene waren in der Vergangenheit keine nennenswerten Kraftwerkskapazitäten angeschlossen; es stellte sich im Allgemeinen ein Lastfluss gemäß einer Top-Down Erzeugungsstruktur ausgehend vom Kraftwerk zum Endverbraucher ein (Abbildung 2-1 a)). Alle Schutz- und Sicherungseinrichtungen sind für diese Situation ausgelegt.

² Definition Grundleistungskraftwerk nach [Hau96]: Mit Grundleistungskraftwerk wird ein Kraftwerk mit geringen einsatzabhängigen Kosten und hohen jährlichen Ausnutzungsdauern bezeichnet. In Deutschland sind dies vor allem Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerke.

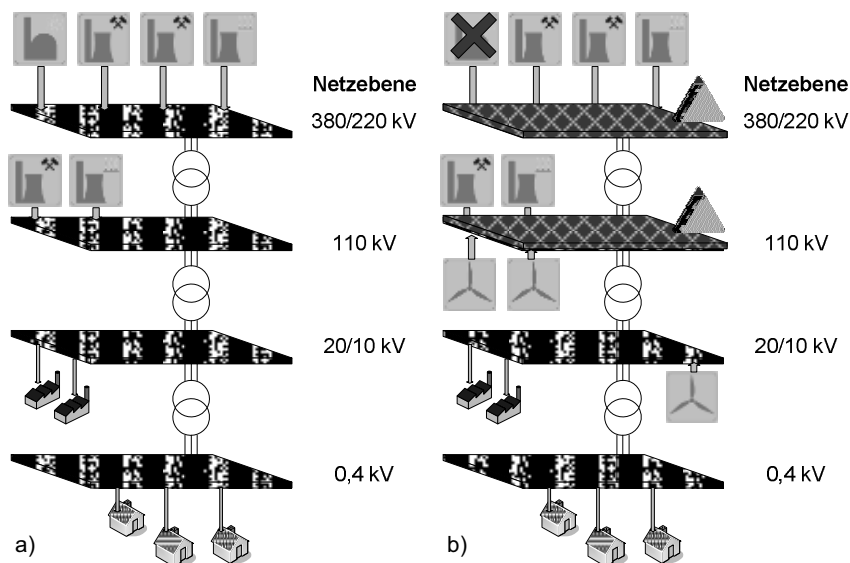


Abbildung 2-1: Prinzip der elektrischen Energieerzeugung und -verteilung. a) Historisch gewachsen. b) Zukünftig (z. T. bereits gegenwärtig)

Wegen des verstärkten Zubaus und Anschlusses von regenerativen Energieerzeugungsanlagen an lastschwachen Netzknoten der Mittelspannungsebene, kommt es heute bereits bei starker Einspeisung dieser Anlagen zu einer Umkehrung des Lastflusses und zur Rückspeisung ins Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz. Für diesen Funktionswandel sind die Netze in ihrer heutigen Form nur bedingt geeignet. In verschiedenen Studien und eigenen Analysen der Netzbetreiber wird ein massiver Ausbaubedarf des Hoch- und Höchstspannungsnetzes in Deutschland abgeleitet, um dem veranschlagten Neu- und Ausbau der regenerativen Energien gerecht zu werden [DEN05, RWE07a, EON08].

Der Neubau von Freileitungen stößt bei Teilen der Gesellschaft auf Kritik und Widerstand. Angeführt werden Argumente wie Landschaftszerstörung, Wertminderung von Grundstücken oder gesundheitlicher Beeinträchtigungen infolge des Baus und Betriebs einer Freileitung. Eine aufwändige Genehmigungspraxis verzögert den Bau zusätzlich um mehrere Jahre. Alternative Kabeltrassen werden dagegen von den Netzbetreibern zumeist mit den Argumenten einer deutlich höheren Betriebskomplexität, mangelnden Erfahrungen und zu hoher Investitionskosten abgelehnt. Daher kann der postulierte Netzausbau nicht mit der Anschlussrate von EEG-Anlagen Schritt halten, so dass zunehmend Netzengepässe (Abbildung 2-1 b)) entstehen.

Grundsätzlich betrifft diese Entwicklung nicht ausschließlich die Windenergie, sondern auch den geplanten Ausbau der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung.

Festzuhalten ist, dass eine deutliche Zunahme dezentraler Erzeuger mit z. T. volatilem Charakter erwartet wird. Bezüglich der Auswirkungen auf die Auslegung und den Betrieb der Versorgungsnetze auf der 110 kV Spannungsebene in küstennahen Regionen steht der Ausbau der volatilen Windenergie im Fokus.

Volatilität des Energieangebots aus Windenergieanlagen

Windenergieanlagen können wegen ihrer schwankenden Verfügbarkeit (abhängig von der Wettersituation) im Allgemeinen nicht bedarfsorientiert betrieben werden. Durch Windböen können außerdem kurzfristige Leistungsspitzen oder -einbrüche auftreten, die vom Netzbetreiber auszugleichen sind. Die Volatilität zeigte sich in der Regelzone der Vattenfall Europe Transmission im Jahr 2008 durch einen maximalen Unterschied der Windenergieeinspeisung von ca. 6.100 MW (Stand 07.12.2008) während eines Tages. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass das bisherige Maximum der Windenergieeinspeisung im Jahr 2008 bei 8.257 MW lag. Beispielhaft zeigt Abbildung 2-2 den Verlauf der tatsächlichen sowie der prognostizierten Windenergieeinspeisung am Tag der höchsten Amplitude.

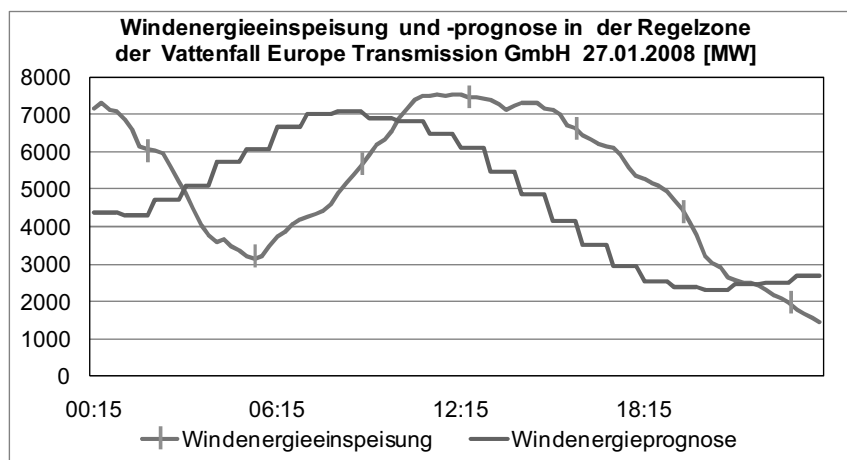


Abbildung 2-2: Windenergieeinspeisung und –prognose in der Regelzone der Vattenfall Europe Transmission GmbH am 27.01.2008 [VET08]

Um trotz des volatilen Charakters der Windstromeinspeisung einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen, ist eine hohe Prognosegüte der zu erwartenden Einspeisung notwendig. Die volatile Windenergieeinspeisung am beispielhaft in Abbildung 2-2 dargestellten Tag verdeutlicht, dass eine exakte Prognose – insbesondere wenn es sich um „day-ahead“-Vorhersage handelt – nicht möglich ist.

Die Volatilität der Windenergie führt zu einem erhöhten Bedarf an Regelernergie und Regelleistung, um Leistungsüberschüsse und -defizite ausgleichen zu können. Der verstärkte Ausbau der Windenergie trägt folglich zu einer Erhöhung und einem veränderten Einsatz der vorzuhaltenden Regelernergie bei. Gleichzeitig kann ein nicht eingeplanter Überschuss an verfügbarer Windenergie das Windenergieanlagen Erzeugungsmanagement erforderlich machen, um Netzengpässen entgegen zu treten.

Netzengpässe

Ein wesentlicher Grund für (zukünftige) Engpässe der Übertragungsnetze leitet sich aus dem im EEG [EEG06 §14] geforderten horizontalen Belastungsausgleich ab. Strom aus EEG-Anlagen wird gemäß des Anteils der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber an der bundesweiten Stromabgabe auf die vier Regelzonen umverteilt. Durch die geografische Verteilung der Windenergieeinspeisung führt dies zwangsläufig zu einem Transfer von Nordost nach Südwest. Unter Berücksichtigung des (n-1)-sicheren Betriebs kann der geforderte horizontale Belastungsausgleich bereits heute im Starkwind/Schwachlastfall zeitweise nicht gewährleistet werden [Mau07]. Durch einen weiteren Ausbau der Windenergie und durch den internationalen Stromhandel wird das Risiko von Engpässen gesteigert.

Bei starker Einspeisung von Windenergie auf der 110 kV Spannungsebene übersteigt die installierte Windenergieleistung regional die Stromnachfrage. Daher muss die Windenergie in benachbarte Netze abgeführt werden. Der Ausbau der Windenergie führt jedoch dazu, dass bei starker Windeinspeisung die vorhandenen Leitungen überlastet sein können.

2.3 Übertragungskapazität einer konventionellen 110 kV-Freileitung

Zur Übertragung elektrischer Energie stellen Freileitungen in der Hoch- und Höchstspannungsebene den überwiegenden Anteil. In Deutschland sind Freileitungen gemäß [DIN02] errichtet. Die verwendeten Leiterseile sind nach [DIN01] zu bemessen und auszuführen. Weitere wesentliche Aspekte von [DIN02] sind in der Festlegung von Standards für Tragwerke (Freileitungsmaste), Isolatoren und Freileitungsarmaturen zu sehen.

2.3.1 Auslegung und Bemessung von Freileitungen

Die Auslegung und Bemessung von Freileitungen erfolgt unter Berücksichtigung von inneren und äußeren Mindestabständen. Innere Abstände müssen so bemessen sein, dass eine annehmbare Festigkeit erreicht wird, um Überspannungen standzuhalten. Äußere Abstände dienen zum Schutz gegen die Gefahr durch Überschläge. Dieser Schutz gilt für die allgemeine Öffentlichkeit, für Personen, die in der Nähe der Freileitung arbeiten und für Personen, die das Netz instand halten (gilt nicht für das Arbeiten unter Spannung). Mindestabstände gelten beispielsweise

- zwischen den Außenleitern sowie zwischen Außenleiter und Erdseil,
- zum Boden (in Gebieten außerhalb von Gebäuden, Straßen etc.),
- zu Gebäuden, Verkehrswegen sowie zu anderen Freileitungen und
- zu Erholungsflächen.

Darüber hinaus sind mögliche Geräuschentwicklungen, verursacht z. B. durch Korona, sowie maximale elektrische und magnetische Felder zu berücksichtigen. Gegebenenfalls müssen Maßnahmen zu Begrenzung der Felder getroffen werden, um geforderte Grenzwerte einzuhalten.

2.3.2 Stand der 110 kV Übertragung in Deutschland

In Deutschland gelten konventionelle ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) Freileitungsseile bestehend aus Aluminiumleitern, die auf einem tragfähigen Stahlkern (Seele) aufgebracht werden, als Standard. Eingesetzt werden die Leiter 149-AL1/24-ST1A (alte Bezeichnung: 150/25), 184-AL1/30-ST1A (185/30), 231-AL1/30-ST1A (230/30), 264-AL1/34-ST1A (265/35) und 562-AL1/49-ST1A (560/50) [Kie01]. Mehrheitlich sind 231-AL1/30-ST1A und 264-AL1/34-ST1A Leiterseile vertreten (Kennwerte siehe Tabelle 2-1).

Die geplante Leitung zwischen Breklum und Flensburg in der Regelzone der E.ON Netz GmbH entspricht nicht dem Standardleiterseil aus ACSR. Es handelt sich hierbei um ein TACSR-Hochtemperatur-Leiterseil (siehe Kapitel 4.3) mit Stalum-Kern [EON05], das bis zu einer maximalen Temperatur von 150 C betrieben werden kann (Kennwerte siehe Tabelle 2-1).

			231-AL1/ 30-ST1A	264-AL1/ 34-ST1A	264-TAL1/ 34-A20SA
Querschnittsfläche	Aluminium	mm ²	230,9	263,7	263,66
	Stahl	mm ²	29,8	34,1	34,09
	Gesamt	mm ²	260,8	297,7	297,75
Anzahl der Drähte		Aluminium	24	24	24
		Stahl	7	7	7
Drahtdurchmesser	Aluminium	mm	3,50	3,74	3,74
	Stahl	mm	2,33	2,49	2,49
Durchmesser	Seele	mm	6,99	7,47	7,47
	Leiter	mm	21,0	22,4	22,43
Masse je Längeneinheit		kg/km	870,9	994,4	k. A.
Rechnerische Bruchkraft		kN	72,13	81,04	84,64
Gleichstromwiderstand		Ω/km	0,1250	0,1095	0,1056
Praktischer E-Modul		N/mm ²	74.000	74.000	k. A.
Längenausdehnungskoeffizient		1/K	1,96E-05	1,96E-05	k. A.
Dauerstrombelastbarkeit		A	630	680	1060

Tabelle 2-1: Kennwerte von 231-AL1/30-ST1A, 264-AL1/34-ST1A und 264-TAL1/34-A20SA Leitern [DIN01, ABB06]

Die Verseilung erfolgt bei der Standardauslegung auf der Hochspannungsebene als Einfachleiter; gelegentlich auch als Bündelleiter. Die geplante Freileitungstrasse zwischen Breklum und Flensburg soll mit 2er Bündelleiter ausgelegt werden. Auf der Höchstspannungsebene werden standardmäßig Bündelleiter eingesetzt. Bündelleiter bestehen aus Teilleitern, die durch Abstandhalter parallel zu einander geführt werden. Sie dienen dazu, dass der Querschnitt der Leitung erhöht wird und somit unter anderem zur Erhöhung der Strombelastbarkeit führt. Für das elektrische Feld wirken Bündelleiter wie ein runder Einzelleiter mit relativ großem Radius (abhängig von Leiterabstand und der Anzahl der Bündel). Diese Maßnahme sorgt dafür, dass unter anderem die Leitungsinduktivität der Freileitungen geringer und die Leitungskapazität höher werden. Durch den resultierenden geringeren Wellenwiderstand ist eine höhere natürliche Leis-

tung³ für ein System zu erzielen. Darüber hinaus wird das elektrische Feld an der Leiteroberfläche reduziert, so dass eine Reduzierung der Koronaentladung und somit des Querableitwerts der Leitung erzielt wird.

2.3.3 Übertragungskapazität

Die Übertragungskapazität heutiger Freileitungen ist im Wesentlichen begrenzt durch die Temperaturbeständigkeit [DIN01] und den Durchhang [DIN02] der verwendeten Leiterseile. Im Dauerbetrieb gilt nach [DIN01] eine maximal zulässige Leiterseiltemperatur für Verbundseilen aus Stahl/Aluminium von 80°C. Die Begrenzung der Leitertemperatur ist wesentlich dadurch begründet, dass das verwendete hartgezogene Aluminium bei Temperaturen über 100°C rekristallisiert und seine Festigkeit verliert (Abbildung 2-3).

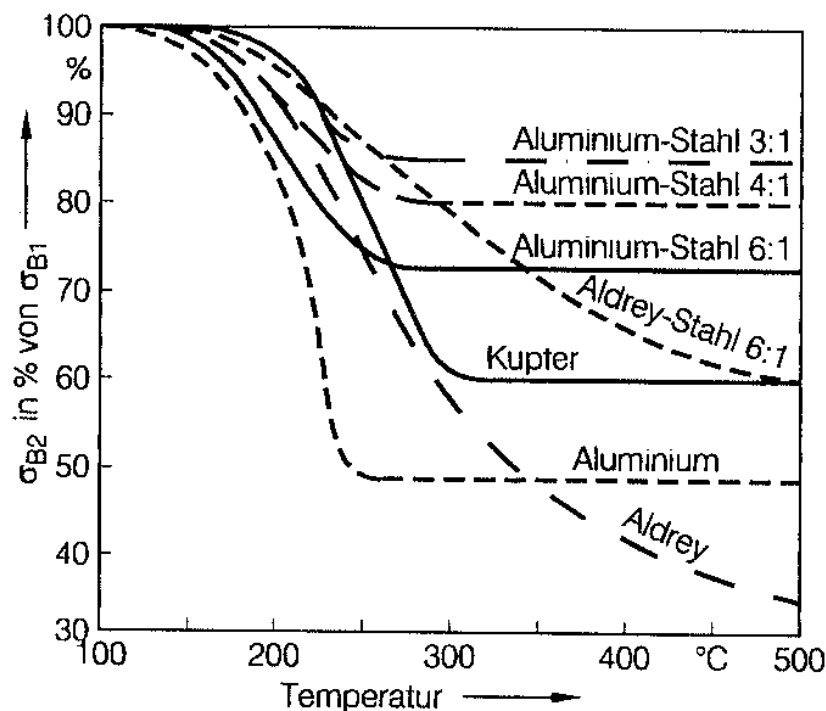


Abbildung 2-3: Festigkeit von Leitern abhängig von der Temperatur. σ_{B1} Zugfestigkeit vor einer Temperaturerhöhung; σ_{B2} Zugfestigkeit danach [Kie01]

³ $P_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{Z_W}$ mit Z_W = Wellenwiderstand

Die Dauerstrombelastbarkeit eines Leiterseils berechnet sich damit für eine maximale Leiterseiltemperatur gemäß [DIN01] bei einer gleichzeitig angenommenen Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s quer zum Leiter, Sonneneinstrahlung und bei einer Umgebungstemperatur von 35°C [Kap. 2.1].

Unter diesen Bedingungen ist mit einem Stromkreis (System) bestehend aus 230/30 Leitern eine Grenzleistung von $S = \sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV} \cdot 630 \text{ A} = 120 \text{ MVA}$ zu erzielen. Für die geplante Leitung zwischen Breklum und Flensburg (2er Bündel 265/35) gilt unter Berücksichtigung der Dauerstrombelastbarkeit eine Grenzleistung von $S = \sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV} \cdot 2 \cdot 1060 \text{ A} = 404 \text{ MVA}$.

3 Methodisches Vorgehen und Bewertungsmethode

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Methode zur Bewertung z. T. neuer Technologien und Flexibilisierungsmaßnahmen hinsichtlich ihrer Ökoeffizienz entwickelt. Diese Methode wird beispielhaft auf ein elektrisches Energieversorgungssystem auf der 110 kV Verteilungsnetzebene angewendet.

In diesem Kapitel werden das methodische Vorgehen sowie die Bestandteile der Bewertungsmethode erläutert. Außerdem wird das betrachtete Gesamtsystem vorgestellt.

3.1 Methodisches Vorgehen

Zum Erreichen des Kernziels, der Entwicklung einer Methode zur Ökoeffizienzbewertung des Einsatzes von Technologien und Maßnahmen zur Flexibilisierung des Netzbetriebs elektrischer Energieversorgungssysteme, werden zunächst Verfahren und Kriterien ermittelt, anhand derer diese Technologien und Maßnahmen bewertet werden können. Gleichzeitig werden Sensitivitäten herausgestellt, die bei der Anwendung der Methode einer Sensitivitätsanalyse unterzogen werden. Diese Unsicherheiten betreffen sowohl allgemeine Aspekte als auch die spezifische Anwendung der entwickelten Methode.

Auf Basis der realen Netzsituation in Norddeutschland wird ein repräsentatives Modell eines 110 kV-Netzbereichs entwickelt, für das die Anwendung der Bewertungsmethode exemplarisch vorgestellt wird. Die Untersuchungen umfassen sowohl die Integration verschiedener Flexibilisierungsmaßnahmen im 110 kV-Netz als auch die Wahl verschiedener Regionen, deren unterschiedliche Küstennähe durch eine Standort spezifische Zuordnung von Windprofilen abgebildet wird.

Im analysierten Zeitraums (Referenzzeitraum von 25 Jahren (2005-2029)) werden Trendentwicklungen im Bereich der installierten Windenergieanlagenleistung und Prognosen zur Entwicklung des zentralen deutschen Strommix berücksichtigt.

Alle exemplarischen Untersuchung beinhalten Lastflussrechnungen. Diese Lastflussrechnungen ermöglichen die technische Bewertung und liefern alle benötigten technischen Eingangsgrößen für die Monetäre Bewertung (Verluste und nicht eingespeiste Windenergie) sowie für die ökologische Bewertung (Energiebezug aus der Höchstspannungsebene, Export von Energie aus Windenergieanlagen in die Höchstspannungsebene, Eingespeiste Windenergie, Energie zur Deckung der Verbraucherlast sowie Übertragungsverluste).

Das prinzipielle Vorgehen bei der Ökoeffizienzbewertung wird in Abbildung 3-1 dargestellt.

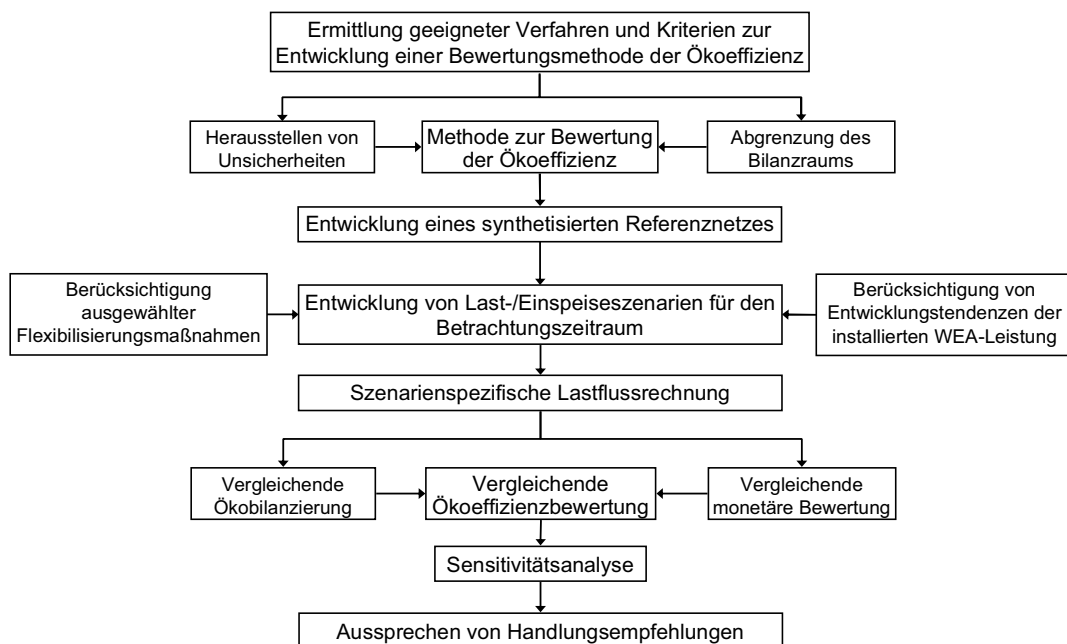


Abbildung 3-1: Struktur der Vorgehensweise

Die vergleichende ökologische und ökonomische Bewertung wird anhand der in den Abschnitten 3.4 und 3.5 hergeleiteten Kriterien unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Lastflussrechnung durchgeführt. Die Anwendung der Methode zur Ökoeffizienzbewertung führt die Ergebnisse der monetären Bewertung mit denen der ökologischen Bewertung zusammen.

Die Ökoeffizienzbewertung soll allgemein für den Einsatz von Flexibilisierungsmaßnahmen in Energieversorgungssystemen erfolgen. Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen eines solchen Energieversorgungssystem analysiert.

3.2 Analyse des Gesamtsystems

Der grundsätzliche Aufbau des technischen Systemmodells ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Es stellt die Versorgung von Endkunden mit elektrischer Energie in einem Verteilungsnetz dar.

Wesentliche Bestandteile sind das lokale Stromversorgungssystem, die Strombereitstellung aus Windenergieanlagen und der elektrische Energiebezug aus der überlagerten Höchstspannungsebene. Die benötigten Primärenergieträger werden über die spezifischen Emissionen des Strommixes berücksichtigt. Die Systemgrenze des Modells umfasst alle Stoff- und Energieflüsse zur Versorgung des Strombedarfs der Endkunden des betrachteten Versorgungsgebiets sowie den Export von Windenergie.

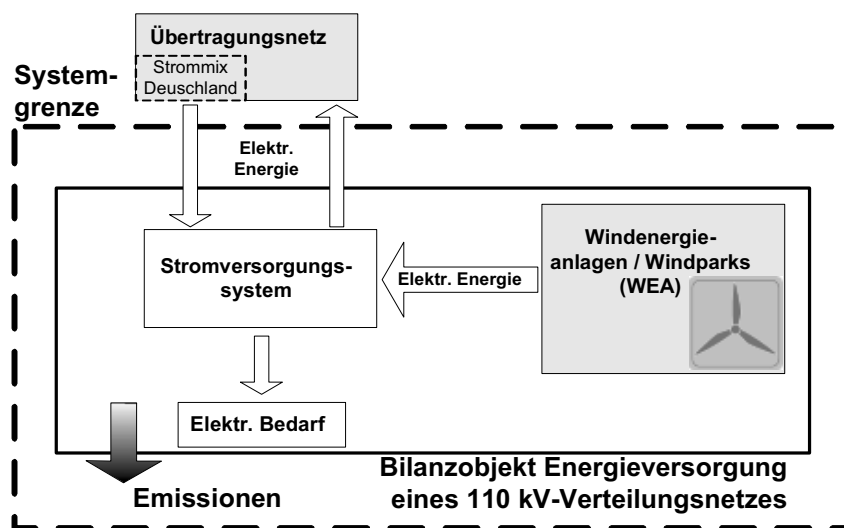


Abbildung 3-2: Prinzipieller Aufbau des Modellsystem

3.2.1 Aufbau des synthetisierten Referenznetzes

Das Bilanzobjekt wird dabei als knotenbasiertes Verteilungsnetz aufgefasst. Alle Knoten repräsentieren Umspannwerke. Eine vereinfachte Darstellung des Verteilungsnetzes zeigt Abbildung 3-3.

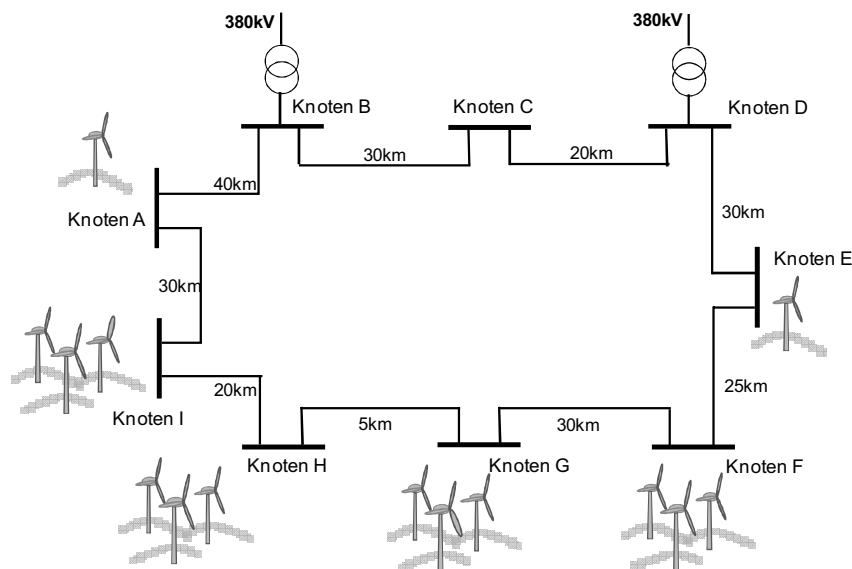


Abbildung 3-3: Synthetisiertes 110 kV-Referenznetz

Die Auslegung der technischen Parameter erfolgte in Rücksprache mit einem deutschen Netzbetreiber und basierend auf Literaturwerten (z. B.: [Oed04, Hau96]). Jede Freileitungstrasse im Referenznetz besteht demnach aus jeweils zwei Stromkreisen. Als Leiterseil wird das auf der 110-kV-Ebene häufig eingesetzte Al/St 230/30 mit der thermischen Dauerbelastbarkeit von 630 A für einen Einfachleiter verwendet.

Im Verteilungsnetz sind neun Umspannwerken (Knoten A ...I) enthalten, die untereinander mit Freileitungen in Ringform verbunden sind. Die Umspannwerke dienen zur Kopplung in die Mittel- bzw. Höchstspannungsebene. Die Knoten zur Anbindung der Mittelspannungsebene repräsentiert den verbraucherabhängigen Strombedarf der Mittelspannungsebene; die Windenergieanlagen speisen an diesen Knoten ein.

Die maximale Gesamtverbraucherlast beträgt 365 MVA. Sie wird vereinfachend im Betrachtungszeitraum als konstant angenommen. Pro Knoten ergeben sich maximale Lasten zwischen 30 und 70 MVA (vgl. Tabelle 3-1). Der Leistungs-

faktor $\cos \varphi$ der Last wird wegen der verhältnismäßig geringen Verbraucherlast pauschal zu $0,9_{\text{ind}}$ gewählt.

Knoten	A	B	C	D	E	F	G	H	I	Gesamt
Verbraucherlast in MVA	40	40	40	35	40	70	30	35	35	365

Tabelle 3-1: Aufteilung der Verbraucherlast im Referenznetz

Das Netz spiegelt einen ländlichen Raum wider. Dies wird anhand einer anteiligen Aufteilung der Verbraucher berücksichtigt (Gewerbe 50%, Haushalte 35%, Landwirtschaft 15%). Den Verbrauchertypen werden die zugehörigen Lastprofile des VDEW [Fün00] Haushalt allgemein (H0), Gewerbe allgemein (G0) und Landwirtschaft allgemein (L0) zugeordnet. Abbildung 3-4 zeigt die aus der gewählten Verteilung resultierenden Lastganglinien beispielhaft für einen Werktag, Samstag und Sonntag im Winter.

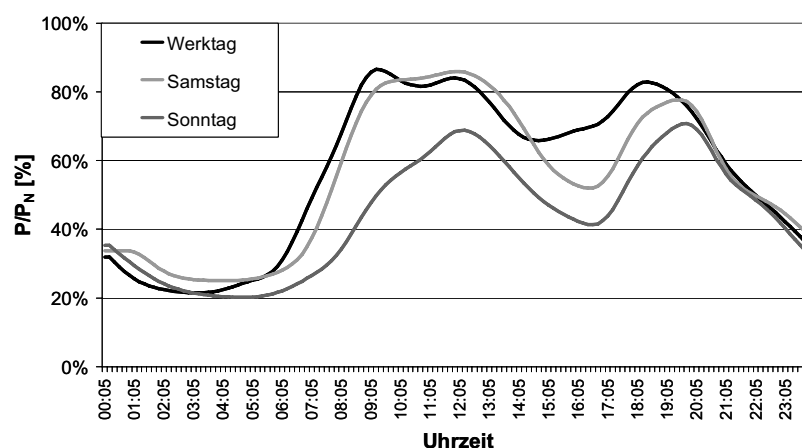


Abbildung 3-4: Lastganglinien für Wintertage

3.2.2 Analyse der Stromversorgung im Versorgungsgebiet und des Exports von WEA-Energie

Das bewertete Versorgungsgebiet ist an ein überlagertes elektrisches Übertragungsnetz angeschlossen (Abbildung 3-5). Sowohl ein Energiebezug bei Unterdeckung der lokalen Stromversorgung im Bilanzobjekt als auch eine Rückspeisung bei Überdeckung ist möglich⁴.

⁴ Sofern kein Übertragungsengpass auf der 110 kV Spannungsebene vorliegt.

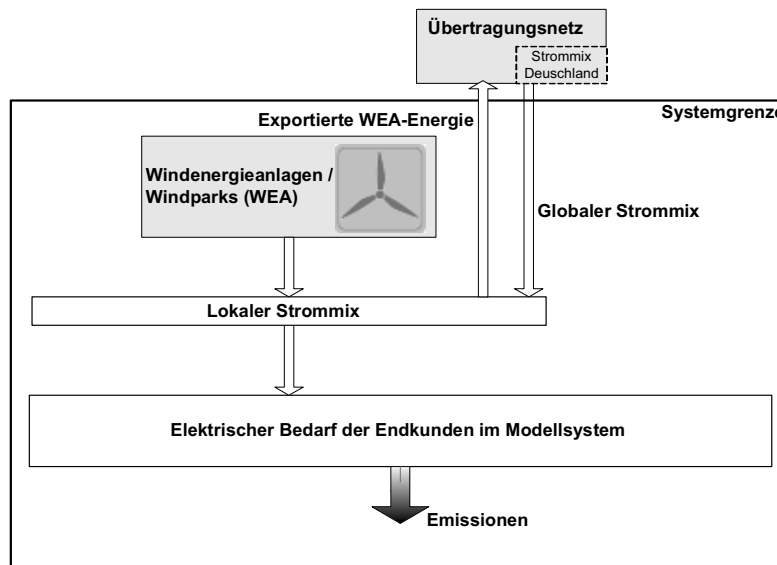


Abbildung 3-5: Modellsystem der elektrischen Energieversorgung

Das Modellsystem berücksichtigt sowohl einen *globalen* als auch einen *lokalen Strommix*. Der *globale Strommix* spiegelt den Strommix Deutschlands ab HS-Ebene nach [UBA07] wider. Der *lokale Strommix* innerhalb des Bilanzraumes setzt sich aus dem Strom aus WEA und dem globalen Strommix zusammen.

Angenommene Entwicklung der installierten WEA-Leistung im Versorgungsgebiet

Neben dem geplanten Bau von Offshore Windparks wird in Deutschland ein weiterer Ausbau der Nutzung von Windenergie insbesondere in Schleswig-Holstein und Niedersachsen erwartet. Diese Erwartung wird in den Szenarien zur Bewertung der Ökoeffizienz berücksichtigt. Die installierte WEA-Leistung wird durch Integration zusätzlicher Windparks im Versorgungsgebiet erhöht.

Ausgehend von 600 MW im Jahr 2005 ([EON05]) wird die installierte WEA-Leistung dem in [EON08] angegebenen Trend folgend angepasst. Beispielhaft wird die Netzregion Nordfriesland herangezogen. Im Jahr 2008 sind dort etwa 850 MW WEA-Leistung installiert. Nach [EON08] wird im Jahr 2010 mit rund 1000 MW gerechnet. Ein weiterer Anstieg nach dem Jahr 2010 ist zu erwarten.

Gestützt durch Prognosen verschiedener Studien [DEN05, BMU07a, Eik07] wird für das Jahr 2012 eine installierte WEA-Leistung von 1100 MW angenommen, die als Obergrenze für den restlichen Betrachtungszeitraum festgelegt wird. In [DEN05] wird für den Küstenbereich in Schleswig-Holstein ein theore-

tisches Ausbaupotential durch Zubau und Repowering von rund 63% bezogen auf die im Jahr 2003 installierte Leistung angegeben. Vor dem Hintergrund der Novelle des EEG (insbesondere einer höheren Einspeisevergütung für Anlagen, die durch Repowering entstanden) übersteigt die getroffene Annahme für 2012 diese Prognose.

Tabelle 3-2 stellt die Entwicklung der installierten WEA-Leistung differenziert nach Knoten (siehe Abbildung 3-3) dar. Vereinfachend wird angenommen, dass in nicht aufgeführten Jahren die Werte aus dem entsprechenden Vorjahr gelten.

Jahr	Knoten P_{WEA, install.}	A	E	F	G	H	I
2005	600 MW	50	50	150	100	100	150
2006	700 MW	50	50	150	100	150	200
2008	850 MW	50	50	200	200	150	200
2010	1000 MW	50	50	200	200	300	200
2012	1100 MW	50	50	300	200	300	200

Tabelle 3-2: Installierte WEA-Leistung an den einzelnen Knoten in MW

3.2.3 Abgrenzung des Bilanzraums - Standortspezifische Zuordnung von Windeinspeiseprofilen

Entwicklung von Typtagen

Die Einspeiseleistung aus WEA ist wegen des zeitlich variierenden Winddargebots nicht konstant. Das variable Verhalten wird in dieser Arbeit durch die Verwendung von beispielhaften Tagesprofilen der Windeinspeisung berücksichtigt (Abbildung 3-6).

Dargestellt sind die Profile für einen windstarken, einen mittleren und einen windschwachen Tag mit den zugehörigen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von 11,7 m/s bzw. 8,1 m/s bzw. 4,1 m/s angegeben. Zusätzlich wird das Profil eines Tages ohne Windeinspeisung verwendet.

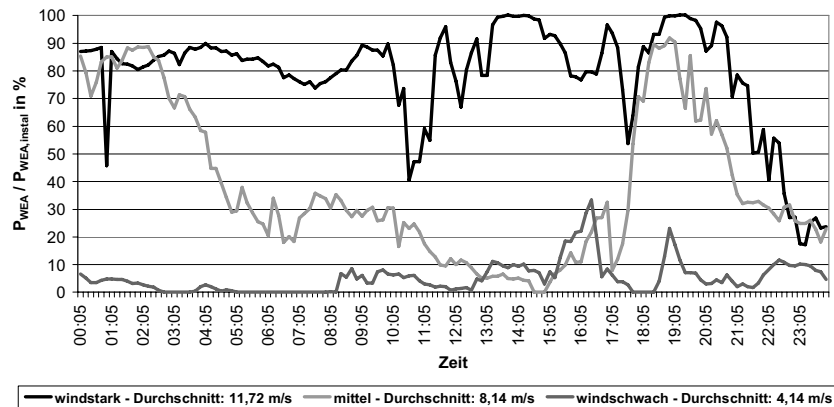


Abbildung 3-6: Eingespeiste WEA-Leistung an den drei Windtagen schwach, mittel und stark, bezogen auf die installierte WEA-Leistung

Standortspezifische Analyse

Um den Vergleich der Ergebnisse von küstennahen Versorgungsgebieten mit Standorten im norddeutschen Binnenland zu ermöglichen, werden alle Analysen der vorliegenden Arbeit für 3 verschiedene Standorte durchgeführt. Diese unterscheiden sich durch das vorhandene Winddargebot. Sowohl die angenommene Entwicklung der Windenergieeinspeisung als auch das elektrische Verteilungsnetz sind identisch. Die zugrunde gelegten Messdaten stammen von 2 Messstationen nahe der niederländischen Nordseeküste [Knm07] (windstarker Standort und mittlerer Standort) sowie von einem norddeutschen Standort im Binnenland [Ven07] (windschwacher Standort).

Ausgehend von den dargestellten Tagesprofilen ist eine definierte standortspezifische Zuordnung anhand der Windgeschwindigkeit möglich. Die gemessenen Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeit an den einzelnen Standorten werden Intervallen zugeordnet, deren Auftrittshäufigkeit erfasst wird. Neben den genannten drei Typtagen „schwach“, „mittel“, und „stark“ wird der windstille Tag „kein Wind“ betrachtet, bei dem die Windgeschwindigkeit immer unterhalb der Einschaltgeschwindigkeit der WEA liegt und somit keine Einspeisung stattfindet. Die Zuordnung ist in Tabelle 3-3 dargestellt.

Windgeschwindigkeit [m/s] (Tagesmittelwert)	Zugeordnetes Windprofil	Häufigkeit in Tagen / Jahr		
		<i>Mittlerer Standort</i>	<i>Windstarker Standort</i>	<i>Windschwacher Standort</i>
≤ 2	„kein Wind“	8	3	3
2 bis 6	„schwach“	222	167	279
6 bis 10	„mittel“	116	172	82
≥ 10	„stark“	19	23	1
Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit:		5,5 m/s	6,4 m/s	4,3 m/s

Tabelle 3-3: Zuordnungen der Windprofile zu Geschwindigkeitsintervallen sowie Auftrittshäufigkeiten an den drei betrachteten Standorten

In den folgenden Unterkapiteln werden die hergeleiteten Verfahren zur Bewertung des Modellsystems beschrieben.

3.3 Lastflussrechnung

Ein wesentliches Verfahren zur Analyse der betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen in Energieversorgungsnetzen ist die Lastflussrechnung. Mit Hilfe von Lastflussrechnungen wird die Einhaltung betrieblich zulässiger Spannungsabweichungen und thermisch zulässiger Strombelastbarkeiten überprüft und die eingespeiste Energie in das 110 kV Verteilungsnetz (Bezug aus der überlagerten 380 kV Höchstspannungsebene und Einspeisung aus Windenergieanlagen im Versorgungsgebiet) ermittelt. Gleichzeitig wird im Rahmen der Lastflussrechnungen sichergestellt, dass das (n-1)-Kriterium zu jedem Zeitpunkt erfüllt ist.

Zusätzlich werden die entstehenden Netzverluste bestimmt. Unter Berücksichtigung der Gesamtwirtschaftlichkeit eines Netzes kann die Minimierung der Verluste ein Ziel sein. Ein weiterer treibender Faktor zur Reduzierung von Verlusten ist in der Verringerung von Umweltemissionen zu sehen. Die notwendigen Lastflussrechnungen dieser Dissertation werden mit der Software Neplan (Version 5.32) [Nep06] durchgeführt. Im folgenden Abschnitt werden physikalische Berechnungsgrundlagen zur Lastflussrechnung erläutert.

3.3.1 Theorie der Lastflussberechnung

Unter Voraussetzung eines symmetrischen Betriebs des Netzes kann das Drehstromsystem durch sein Mitsystem abgebildet werden [Oed04].

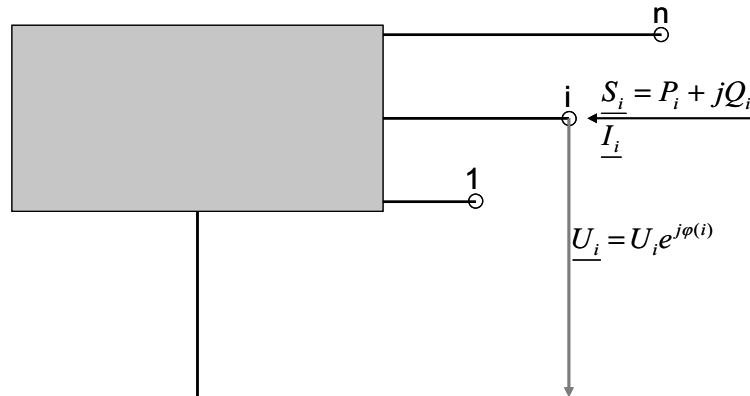


Abbildung 3-7: Schematische Darstellung eines Energieversorgungsnetzes [Sen04]

Jedes elektrische Energieversorgungsnetz besteht aus n Knoten und m Zweigen. Ziel einer Lastflussrechnung ist die Ermittlung sämtlicher Knotenspannungen nach Betrag und Phase. Unter Kenntnis der Zweigimpedanzen sind die Wirk- und Blindleistungsflüsse auf allen Zweigen zu ermitteln. Zur vollständigen Beschreibung eines Knotens i müssen folgende Größen bekannt sein:

- Komplexe Scheinleistung; Anteile von abgegebener bzw. aufgenommener Wirk- und Blindleistung

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (3.1)$$

- Komplexe Knotenspannung (Spannungsbetrag und Phasenwinkel)

$$\underline{U}_i = U_i \cdot e^{j\varphi_i} \quad (3.2)$$

Zur Durchführung einer Lastflussrechnung ist die Kenntnis von mindestens zwei der vier genannten Größen erforderlich. Abhängig von der Vorgabe werden die Knoten in Einspeise-/Generator- und Verbraucher-/Lastknoten eingeteilt. Zusätzlich muss mindestens ein Knoten vorhanden sein, an dem die Spannung nach Betrag und Phase vorgegeben ist (Bilanz- oder Slack-Knoten). An diesem Knoten stellen sich die Leistungen so ein, dass im Netz ein ausgeglichenes

nes Verhältnis zwischen eingespeisten und abgenommenen Leistungen entsteht (Tabelle 3-4).

Knotenart	Gegeben	Gesucht
Lastknoten (PQ-Knoten)	P_i, Q_i	U_i, φ_i
Einspeiseknoten (PV-Knoten)	P_i, U_i	Q_i, φ_i
Bilanzknoten (Slack-Knoten)	U_i, φ_i	P_i, Q_i

Tabelle 3-4: Knotenarten der Lastflussrechnung [Oed04, Sen04]

Im Rahmen der Lastflussrechnung werden die unbekannten Größen der resultierenden nichtlinearen Gleichungssysteme ermittelt. Zur Lösung der Gleichungen stehen iterative Berechnungsmethoden wie der Newton-Raphson-Algorithmus zur Verfügung. Dieser hat sich in der Praxis für die meisten Anwendungen durchgesetzt (geringe Zahl an Iterationen, Konvergenzverhalten und geringe Rechenzeit) [Oed04].

Freileitungen lassen sich physikalisch durch ihre Impedanzen und Admittanzen beschreiben. Daraus entsteht ein Leitungsmodell, das die Berechnungsgrundlage für die Lastflussrechnung darstellt. Eine weitergehende Beschreibung des Leitungsmodells folgt in Anhang C.

3.3.2 Abgrenzung des Bilanzraums - Technischen Kriterien

Netzverluste

Der Transport elektrischer Energie ist mit Netzverlusten verbunden. Wesentlichen Anteil haben ohmsche Widerstände der Leitungen. Bei Hochspannungs-Freileitungen ist bei einer Belastung von 37% der maximalen Kapazität von Verlusten zwischen 0,013 und 0,045%/km auszugehen [Oed04]. Die längenbezogenen Stromwärmeverluste von Freileitungen (3 Phasen) berechnen sich zu

$$P'_{V, \text{Freileitung}} = 3 \frac{R'_L}{n} I_L^2. \quad (3.3)$$

Mit R'_L , dem Widerstandsbelag eines Teilleiters, n , der Anzahl der Teilleiter sowie I_L , dem Summenstrom aller Teilleiter.

Der temperaturabhängige Wirkwiderstandsbetrag eines Teilleiters ergibt sich zu:

$$R'_L = R'_{20} [1 + \alpha(T - 20)] . \quad (3.4)$$

Mit:

R'_{20} : Wechselstrom-Wirkwiderstandsbelag bei 20°C,

T : Temperatur in °C

α : Beiwert der Widerstandsänderung in 1/K ($\sim 0,004$ 1/K).

Die spannungsabhängigen Verluste lassen sich bei Betrieb der Leitung mit Nennspannung ($U_A \approx U_B \approx U_n / \sqrt{3}$) näherungsweise ausdrücken durch:

$$P_{\text{VU, Freileitung}} = G U_n^2 \quad (3.5)$$

Die witterungsabhängigen Koronaverluste der in der vorliegenden Dissertation betrachteten 110 kV- Freileitungen betragen nach [Hau96] im Jahresmittel nur 0,5 kW/km und werden daher vernachlässigt.

Nicht eingespeiste und exportierte WEA-Energie

Ein weiteres Ergebnis der Lastflussrechnung ist die eingespeiste Energie aus Windenergieanlagen. Durch die notwendige Umsetzung eines Windenergieanlagen Erzeugungsmanagements (siehe 4.1 und 0) wird diese Einspeisung temporär beschränkt. Die Umsetzung des Erzeugungsmanagements erfolgt innerhalb der Lastflussrechnung. Zur Ableitung der nicht eingespeisten Windenergie werden die Ergebnisse der tatsächlichen Windenergieeinspeisung (aus der Simulation) mit den maximal möglichen Einspeisungen der Windenergieanlagen abhängig vom Einspeiseprofil (siehe Abschnitt 3.2) verglichen. Ein zusätzliches, wesentliches Ergebnis der Lastflussrechnung ist der WEA-Energie Export aus dem 110 kV-Verteilungsnetz in die Höchstspannungsebene.

3.4 Ökobilanzierung

Umwelt- und Klimaschutz sind in den vergangenen Jahren verstärkt in den Fokus von Medien und gesellschaftspolitischen Diskussionen gerückt. Im Rahmen

der vorliegenden Arbeit erfolgt eine ökologische Bewertung der Auswirkungen der simulierten Stoff- und Energieflüsse im Modellsystem der Energieversorgung. Zur Bewertung der ökologischen Auswirkungen der jeweiligen Szenarien hat sich das Verfahren der Ökobilanzierung etabliert.

3.4.1 Grundlagen der Ökobilanzierung

Das Verfahren der Ökobilanzierung unterliegt der internationalen Normung nach DIN EN ISO 14040:2006 [ISO06a] und DIN EN ISO 14044:2006 [ISO06b]. Nach [ISO06a, Abschnitt 3.2] ist eine Ökobilanz (engl. Life Cycle Assessment, LCA) die *„Zusammenstellung und Beurteilung der Input- und Outputflüsse und der potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebensweges“*. Sie dient zur Bewertung von Stoff- und Energieflüssen von Produkten, Dienstleistungen und Systemen auf Basis des Lebenszyklusansatzes.

Der erste Schritt einer LCA umfasst eine Zieldefinition mit Festlegung einer funktionalen Einheit und Festlegung eines Untersuchungsrahmens. Anschließend ist durch Anfertigung von Lebenszyklusinventaren eine Sachbilanz (engl. Life Cycle Inventory – LCI) zu erstellen. Diese enthält als Ergebnis eine Zusammenstellung und Quantifizierung von Inputs und Outputs des Bilanzierungsobjektes im Verlauf seines Lebensweges, d. h. eine Matrix mit Mengenangaben der quantifizierten Umweltbelastungen bezogen auf die funktionale Einheit.

Die letzte Phase einer Ökobilanzierung besteht aus der Wirkungsabschätzung (engl. Life Cycle Impact Assessment, LCIA). Die Sachbilanzergebnisse werden ausgewählten Wirkungskategorien zugeordnet (Klassifizierung). Anschließend erfolgt die Multiplikation mit ihren stoffspezifischen relativen Wirkungspotenzialen (Charakterisierung). Diese spiegeln die Wirkung eines Schadstoffes in Relation zu einer Referenzsubstanz wider.

Vorab erfolgt eine Identifikation von wesentlichen Emissionen für bestimmte Umweltwirkungen. Vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung wird in dieser Arbeit maßgeblich der Treibhauseffekt als Umweltwirkung betrachtet. Nach [IPC01a, IPC01b] wird dieser wesentlich durch den Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) bedingt. Daher wird CO₂ als Referenz zur Ermittlung des Treibhauspotenzials herangezogen (vgl. [CML01, Mar02]).

Tabelle 3-5 gibt einen Überblick über verschiedene treibhausrelevante Gase und ihre relativen Wirkungspotenziale (bezogen auf die Referenz CO₂). Diese können abhängig von ihren Wirkungsauern in der Atmosphäre eine unterschiedliche Wertigkeit besitzen. Für das in dieser Arbeit betrachtete Treibhauspotenzial wird ein Betrachtungszeithorizont von 100 Jahren angesetzt.

Relative Treibhauspotenziale Betrachtungszeithorizont 100 Jahre (GWP₁₀₀) [kg CO₂-Äquivalent/kg]	
Kohlendioxid (CO ₂)	1
Methan (CH ₄)	23
Dickstickstoffmonoxid (N ₂ O)	296
Tetrafluormethan (CF ₄)	6.300
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	22.200

Tabelle 3-5: Relative Treibhauspotenziale ausgewählter Gase [IPC01a]

Das Gesamtwirkungspotenzial D_{pot} („potential damage“) lässt sich durch Aufsummierung aller Einzelwirkungspotenziale berechnen (Formel 3.4).

$$D_{\text{pot}} = \sum_i d_{\text{pot},i} \cdot v_i \quad (3.6)$$

mit:

$d_{\text{pot},i}$: Relatives Wirkungspotenzial des Schadstoff i

v_i : Emissionen des Schadstoff i

Neben Treibhausgasemissionen entstehen durch Herstellung und Betrieb weitere Emissionen, die durch ihre jeweiligen Wirkungskategorien zu Schäden im Ökosystem führen können. Zu nennen sind beispielsweise die Wirkungskategorien Versauerungspotenzial und Überdüngungspotenzial.

Nach umfangreichen Maßnahmen gegen entsprechende Emission (SO₂, NO_x und PO₄) stehen diese Umweltwirkungen derzeit nicht im Fokus von Klimaschutzdebatten. Sie werden im Rahmen der Ökoeffizienzbewertung der vorliegenden Arbeit daher zwar ermittelt, jedoch nicht zur Bewertung herangezogen

Grundsätzlich entstehen durch Bau und Betrieb von Freileitungen neben den beschriebenen Emissionen weitere Umweltwirkungen wie die visuelle Beeinflussung, die eingeschränkte Nutzung der Leitungstrasse, die Geräuschentwicklung, das Auftreten elektrischer und magnetischer Felder sowie die Beeinflussung von Flora und Fauna.

Beim Neubau von Freileitungen muss daher im Vorfeld die Umweltverträglichkeit untersucht werden. Aber auch bei Änderungen an bestehenden Freileitungen müssen die gesetzlichen Vorgaben eingehalten werden.

Visuelle Beeinflussung

Das Mastbild und der Schutzstreifen einer Freileitungstrasse beeinträchtigen das Landschaftsbild. Die Beurteilung der Auswirkungen wird maßgeblich durch die Subjektivität des Betrachters bestimmt. Zur Quantifizierung dieser Auswirkungen kann beispielsweise das Verfahren von Nohl herangezogen werden [Noh93]. Es beschreibt eine Methode zur Beurteilung mastenartiger Eingriffe in die Landschaft. Diese können jedoch nur fallspezifisch betrachtet werden und hängen darüber hinaus auch von der Vorbelastung des Landschaftsbildes ab (z. B. durch vorhandene Freileitungstrassen oder Windenergieanlagen).

Generell wird die visuelle Beeinflussung in der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im Rahmen eines nach [EnWG05] erforderlichen Planfeststellungsverfahrens geprüft und bewertet. Sie wird daher in der vorliegenden Arbeit nicht gesondert als Umweltwirkung betrachtet. Ein möglicher Einfluss auf die Realisierungszeit des Neubaus einer Freileitungstrasse wird jedoch bei der Umsetzung und Auswertung der Szenarien berücksichtigt (siehe Abschnitt 4.4).

Auswirkungen auf Flora und Fauna

Die möglichen Auswirkungen einer neuen Freileitungstrasse reichen vom Schneisenschlag in einem Wald, über das Fernhalten von Vögeln mit großen Flügelspannweiten von der Leitung bis hin zur Untersuchungen, ob durch die Leitung das Brutverhalten diverser Vögel gestört wird. Die Beurteilung dieser Auswirkungen erfolgt im Rahmen der UVP und wird daher nicht gesondert als Umweltwirkung bewertet.

Geräuscentwicklung

Geräusche werden durch Koronaentladungen infolge hoher Feldstärken an den Leiteroberflächen verursacht. Sie hängen von der Betriebsspannung, von der Leitergeometrie und dem Leiterzustand sowie von der Witterung ab. Bei 110 kV-Freileitungen liegt die hierdurch verursachte Belastung in näherer Umgebung bei maximal 30 dB(A); sie ist geringer als Hintergrundgeräusche der Umwelt (40-45 dB(A)) und daher unwesentlich wahrnehmbar [Obm85]. Daher wird die Geräuscentwicklung in der vorliegenden Arbeit vernachlässigt.

Elektrische und magnetische Felder

Die von Freileitungen hervorgerufenen niederfrequenten elektrischen und magnetischen Felder üben auf den Menschen Kräfte aus. Das elektrische Wechselfeld bewirkt dabei eine Ladungstrennung (Influenz) entlang der elektrischen Feldlinien, wodurch sich Wechselströme geringer Stromstärke ausbilden.

Das magnetische Wechselfeld bewirkt hingegen eine kreisförmige Bewegung der Ladungen (Induktion) um die magnetischen Feldlinien; d. h., es werden Wirbelströme im Körper induziert. Die Stärke dieser Ströme und damit die Auswirkung auf den Menschen hängen wesentlich von der Höhe der elektrischen Feldstärke bzw. des magnetischen Feldes sowie der Frequenz ab.

Nach [BIM96] sind für Orte, an denen sich Menschen dauerhaft aufhalten (z. B. in Wohngebäuden) maximale Belastungswerte von 5 kV/m für das elektrische Feld bzw. 100 μ T für die magnetische Flussdichte vorgeschrieben⁵. Die von Freileitungen (insbesondere in der 110kV-Ebene) verursachten Felder liegen unterhalb dieser Grenzwerte.

[Hau96] zeigt für eine 110 kV-Doppelleitung, dass bei einer Strombelastung von 650 A maximal 2,6 kV/m und 20 μ T erreicht werden. Elektrische Felder werden durch Hindernisse wie Bäume oder Wände abgeschwächt. Wohngebäude sind nur in seltenen Fällen von Freileitungen überspannt. Daher kann davon ausgegangen werden, dass der gesetzlich vorgegebene Wert von 5 kV/m bei 110kV Leitungen immer eingehalten wird. Abbildung 3-8 zeigt beispielhaft den Verlauf der elektrischen und magnetischen Felder unterhalb von Freileitungen.

⁵ Die angegebenen Werte gelten für eine Frequenz von 50 Hz

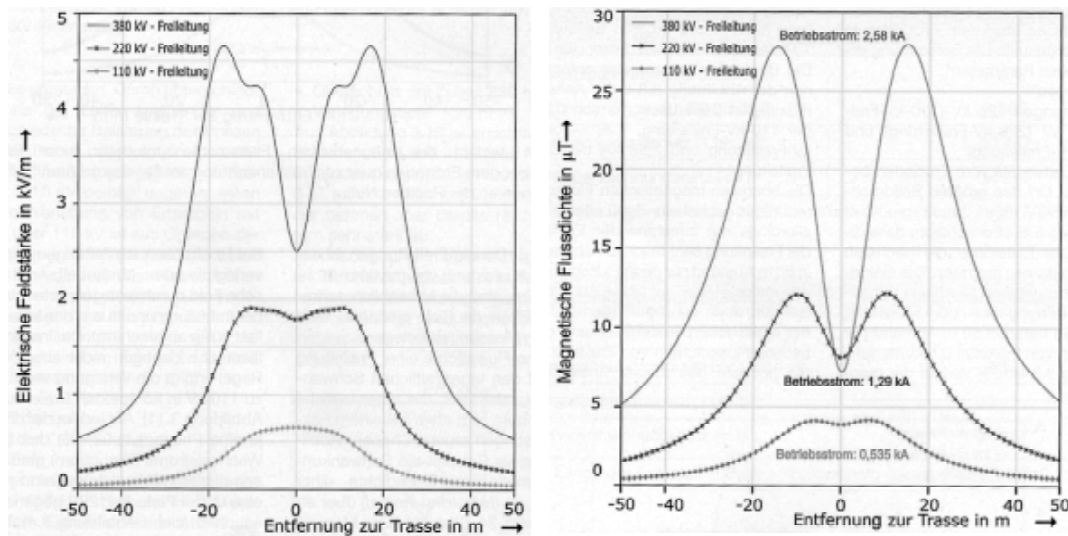


Abbildung 3-8: Elektr. Feldstärke und magn. Flussdichte unter einer Freileitung (2 Systeme) in 1 m Höhe über dem Erdboden quer zur Trassenrichtung am Ort des größten Seildurchhangs. Min. Leiter-Boden-Abstand 12 m [FEM08].

Für die Wirkungen magnetischer Felder von Freileitungen gibt es statistische Hinweise aus zahlreichen epidemiologischen, tierexperimentellen Studien sowie In-Vitro-Untersuchungen auf erhöhtes Risiko bei Kinderleukämie, Hirntumoren und Brustkrebs [Sil02] gibt eine Übersicht der durchgeführten Studien. Es gibt bisher jedoch keinen wissenschaftlich begründeten bzw. nachgewiesenen Zusammenhang.

Durch das hier untersuchte Freileitungs-Monitoring sowie durch den Einsatz von ACCR-Seilen erhöht sich die durchschnittliche magnetische Flussdichte, da diese proportional zur Stromstärke ist. Sie liegt jedoch selbst bei einer Verdoppelung der Stromstärke – bei ACCR ist dies annähernd der Fall – weit unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes.

Insgesamt gesehen sind nach dem heutigen Wissensstand keine negative Wirkung von Freileitungen auf den Menschen durch elektromagnetische Felder zu erwarten. Daher wird dieses Kriterium nicht bewertet.

Auswertung der Ökobilanzierung

Die Auswertung bildet den Abschluss einer Ökobilanz (Interpretation der Ergebnisse). Die Ergebnisse der Auswertung sollen mit dem festgelegten Ziel und Untersuchungsrahmen übereinstimmen. Gleichzeitig sollen sie zur

Ableitung von Schlussfolgerungen und zum Aussprechen von Empfehlungen dienen [ISO06a].

Bewertungsmodell

Komplexe Systeme machen die Nutzung von Softwaretools zur Durchführung einer Ökobilanzierung erforderlich. Die Umsetzung der ökologischen Bewertung von Flexibilisierungsmaßnahmen in Verteilungsnetzen erfolgt mit Hilfe der kommerziellen Ökobilanzsoftware Umberto (Version 5.0) [IFU05] und unter Verwendung von Microsoft Excel.

In Umberto kann das Modellsystem als Stoffstromnetz auf grafischer Basis erstellt werden, um die benötigte Sachbilanz zu generieren. Abbildung 3-9 zeigt dies beispielhaft für die Ermittlung der Emissionen der Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen.

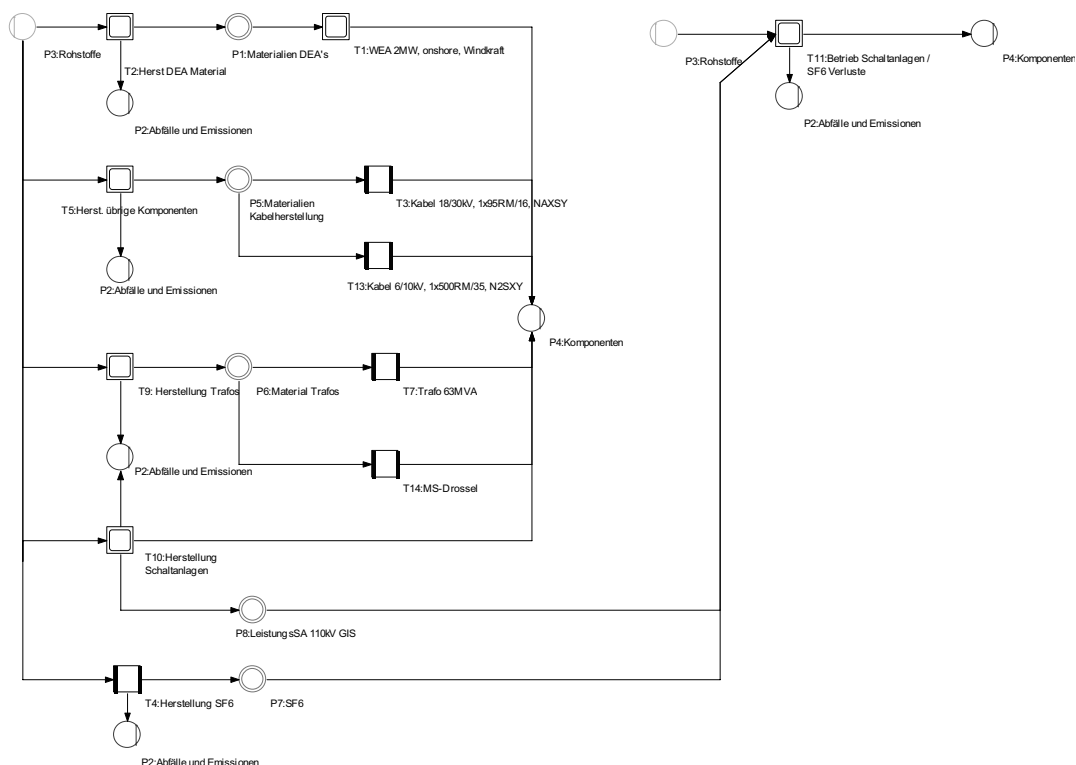


Abbildung 3-9: Umberto-Stoffstromnetz; Ermittlung der Emissionen der Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen

Berücksichtigt sind sowohl die Vorketten (Rohstoffgewinnung und Brennstoffaufbereitung) und die Herstellung der Betriebsmittel und Anlagen als auch die Stromerzeugungsprozesse. Wegen der Langlebigkeit von elektrischen Anlagen

und Betriebsmitteln von bis zu 50 Jahren und fehlender Datengrundlage der zukünftigen Entsorgungstechniken findet die Entsorgungsphase keine Berücksichtigung.

3.4.2 Abgrenzung des Bilanzraums - Ökologischen Bewertung

Die Diskussion zeigt, dass im Rahmen der Ökobilanzierung lediglich eine direkte Bewertung von Emissionen erforderlich ist. Weitere Umweltwirkungen werden im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung projektspezifisch überprüft und bewertet. Diese ist Teil des Planfeststellungsverfahrens und wird in der vorliegenden Dissertation bei der Realisierungszeit der Maßnahmen berücksichtigt. Die Auswertung der Emissionen erfolgt in dieser Arbeit ausschließlich für das Treibhauspotenzial (CO₂-äquivalente Emissionen).

Emissionen im Modellsystem

Herstellungsbedingte Emissionen

Grundsätzlich existieren neben den Emissionen durch die Bereitstellung von elektrischer Energie Emissionen durch die Herstellung und Entsorgung von Betriebsmitteln und Anlagen. Diverse Untersuchungen zeigen, dass der Einfluss auf die jährlichen Umweltwirkungen wegen der langen Nutzungsdauer von bis zu 50 Jahren gering ist. Beispielsweise verdeutlichen dies eine vergleichende Ökobilanz der Energieverteilung auf Mittelspannungsebene unter Einsatz luftisolierter (AIS) bzw. gasisolierter (GIS) Mittelspannungsschaltanlagen für ein ländliches und ein städtisches Verteilungsnetz [Mer03], Ökobilanzierungen der dezentralen Energieversorgung in beispielhaften Verteilungsnetzen [Mac06, Zim06] sowie eine Ökobilanzierung der Auslegung und des Betriebs von Extra-höchstspannungssystemen im Vergleich zu Höchstspannungssystemen [Mac07].

Weitere Untersuchungen wie [Smo04] und [Smo07] bestätigen, dass Stromerzeugungsprozesse unter Berücksichtigung der Emissionen der Vorketten zur Brennstoffbereitstellung die Umweltwirkungen dominieren. Daher werden im Rahmen der nachfolgenden ökologischen Bewertung der Szenarien Herstellungs- und Entsorgungsprozesse von Betriebsmittel und Anlagen wegen ihres

geringen Einflusses vernachlässigt⁶. Für die monetäre Bewertung werden sie jedoch berücksichtigt.

Deckung der Verbraucherlast

Ziel der Stromversorgung im Bilanzobjekt ist die Deckung des Strombedarfs aller Verbraucher. Daher werden im Modellsystem alle auftretenden Emissionen zur Bedarfsdeckung der Verbraucher Verteilungsnetzes berücksichtigt. Die Bedarfsdeckung der Verbraucherlast erfolgt grundsätzlich durch 3 verschiedene Strommixe:

- Strommix mit spezifischen Emissionen aus lokaler Windenergieeinspeisung (die lokale Windenergie reicht alleine aus, um den Strombedarf zu decken)
- Globaler Strommix (bei Windstille wird der Strombedarf ausschließlich aus dem Verbundnetz (Strommix Deutschland) gedeckt)
- Lokaler Strommix (setzt sich aus Strom aus lokalen Windenergieanlagen und dem Strommix Deutschland zusammen (siehe Kap. 3.2))

Die Berechnung der spezifischen Emissionen der Stromeinspeisung aus lokalen WEA erfolgt mit einem im Rahmen der Dissertation entwickelten Stoffstromnetz in Umberto (siehe Abbildung 3-9). Bilanziert werden alle wesentlichen, bis zum Einspeisepunkt eines Windparks in das betrachtete 110-kV-Netz benötigten Betriebsmittel und Anlagen unter Berücksichtigung ihrer individuellen Lebensdauern. Dieses sind:

- Windkraftanlagen Vestas 2 MW
- VPE-Kabel
 - 18/30 kV, N2SXY 1x95 RM/16
 - 6/10 kV, N2SXY 1x 500 RM/35
- Mittelspannungsdrössel

⁶ Die einzige Ausnahme stellt die Ermittlung der spezifischen Emissionen des Stroms aus Windenergieanlagen dar.

- Mittelspannungsschalter
- Gasisolierte- (GIS-) Schaltanlage 110 kV

Unter Berücksichtigung der Volllaststunden ergeben sich am windstarken Standort spezifische CO₂-äquivalente Emissionen von etwa 8,5 g/kWh (mittlerer Standort: 11,1 g CO₂-Äquiv./kWh; windschwacher Standort: 16,8 g CO₂-Äquiv./kWh). Die spezifischen Emissionen des globalen (deutschen) Strommixes sind der Probas-Datenbank des Umweltbundesamtes [UBA07] entnommen (Tabelle 3-6).

	Jahr 2005	Jahr 2010	Jahr 2020	Jahr 2030
Spezifische Emissionen in g CO₂-Äquiv./kWh	611	602	615	550

Tabelle 3-6: Spezifische Emissionen des deutschen Strommixes [UBA07]

Zwischen den angegebenen Jahren wird ein linearer Verlauf der Werte angenommen.

Verstärkter Teillastbetrieb thermischer Kraftwerke

[Rot05] zeigt, dass thermische Kraftwerke durch die steigende Windstromeinspeisung verstärkt in den Teillastbetrieb gedrängt werden. Gründe hierfür sind

- die verminderte Stromproduktion infolge einer Verdrängung durch Windenergie (bei gleichzeitiger Erbringung der notwendigen Reservevorhaltung durch konventionelle Kraftwerke),
- eine vorzuhaltende positive Reserve für den Fall, dass weniger Windenergie eingespeist wird, als prognostiziert wurde sowie
- der Einsatz von negativer Reserve (d. h. weitere Drosselung der Kraftwerke), wenn mehr Wind zur Verfügung steht, als prognostiziert wurde.

Durch den Teillastbetrieb der Kraftwerke steigt der spezifische Brennstoffverbrauch. Die Effizienz wird verringert (Abbildung 3-10).

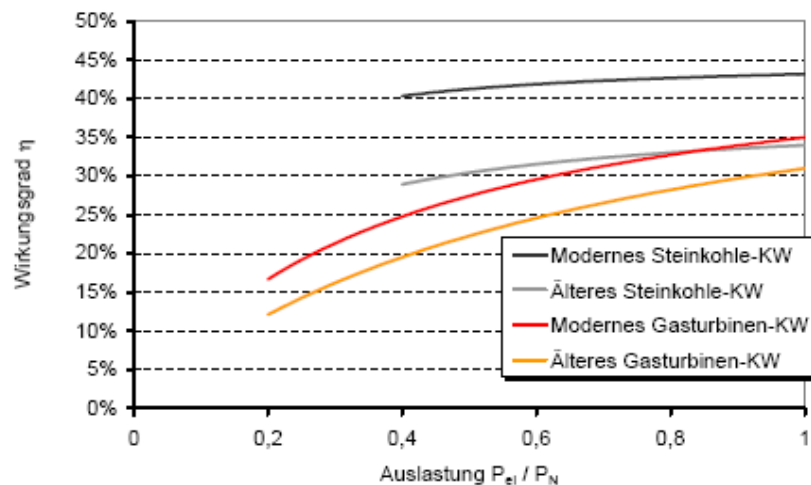


Abbildung 3-10: Prinzipieller Wirkungsgradverlauf von Gasturbinen- und Steinkohlekraftwerken in Abhängigkeit von der Auslastung [Rot05]

Der Brennstoffbedarf wird zusätzlich durch häufigere An- und Abfahrvorgänge erhöht. Infolge der geringeren Auslastung und Effizienz resultieren höhere spezifische Emissionen (Abbildung 3-11).

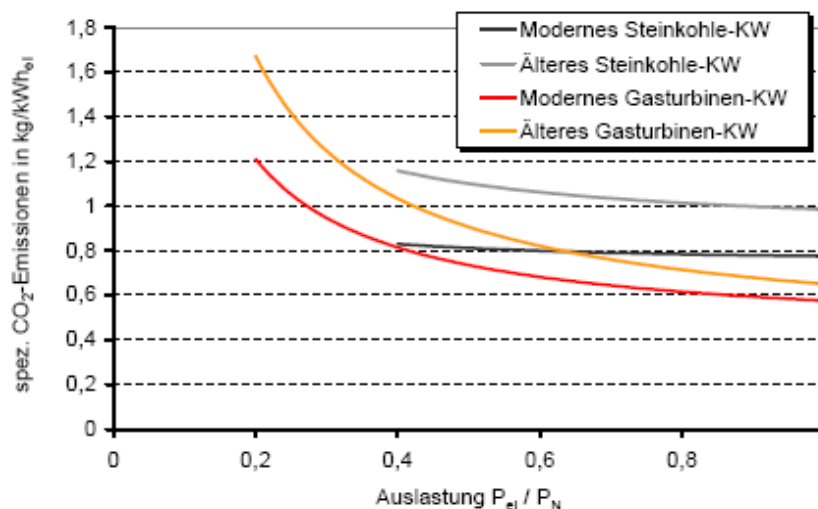


Abbildung 3-11: CO₂-Emissionen bei Gasturbinen- und Steinkohlekraftwerken in Abhängigkeit von der Auslastung [Rot05]

Im Jahr 2004 wurden gemäß [Rot05] infolge des Teillastbetriebs durchschnittlich rund 55 g CO₂ pro eingespeister kWh Windenergie verursacht, die ebenso für zukünftige Szenarien angenommen werden können; dem zukünftig erwarteten höheren Anteil an Windenergie steht ein modernerer Kraftwerkspark mit besserem Teillastverhalten und Nennwirkungsgraden gegenüber. Die resultierenden Emissionen sind verursachergerecht dem Windstrom zuzurechnen und werden bei der Bestimmung der Gesamtemissionen berücksichtigt.

Netzverluste

Bei der Verteilung der elektrischen Energie zur Deckung der Verbraucherlast entstehen Netzverluste (siehe Abschnitt 3.3). Diese müssen mit dem vorhandenen Strommix abgedeckt werden. Entsprechend werden die absoluten Emissionen anhand der spezifischen Emissionen des lokalen Strommixes berücksichtigt.

Vorgehen bei Rückspeisungen in die übergelagerte Netzebene – Emissionen infolge von nicht exportierter WEA Energie

Ist die Verbraucherlast geringer als der verfügbare Strom aus Windenergie, besteht grundsätzlich die Möglichkeit zum Export in die überlagerte Höchstspannungsebene. Nach der deutschen Gesetzgebung ist der Netzbetreiber verpflichtet, die gesamte Windenergie aufzunehmen. Abhängig vom betrachteten Szenario ist die Übertragungskapazität der verfügbaren Freileitungen nicht ausreichend, um die gesamte verfügbare Energie aufzunehmen und zu übertragen (siehe Kapitel 4); die Einspeisung der Windenergie wird durch Erzeugungsmanagement beschränkt. Diese Tatsache wird bei der Auswertung der Szenarien berücksichtigt.

Je nach umgesetzter Flexibilisierungsmaßnahme sind unterschiedliche Exporte von Windenergie möglich. Im jeweiligen Betrachtungszeitraum wird der maximal mögliche Export als Referenzwert gesetzt. Die gesamte Energie, die bei Umsetzung einer jeweiligen Flexibilisierungsmaßnahme im Vergleich zur Referenz nicht exportiert werden kann, wird bei der Bewertung als Malus angesetzt.

Zur Bestimmung der entstehenden Emissionen dieses Malusses wird unterstellt, dass diese Energie bei ausbleibendem Export durch den globalen Strommix bereitgestellt wird. Die Bewertung erfolgt anhand spezifischer Emissionen aus der Differenz des globalen Strommixes und des Strommixes der lokalen Windenergieeinspeisung.

3.5 Monetäre Bilanzierung

Die objektive Vergleichbarkeit von Anschaffungs- und Betriebskosten eines Investitionsgutes der Energiewirtschaft wird durch die Verwendung finanzmathematischer Modelle sichergestellt. Mit Hilfe dieser Modelle können entstehende Ausgaben zeitgewichtet zusammengefasst werden.

3.5.1 Grundlagen der monetären Bilanzierung

Der unterschiedliche Zeitpunkt von Zahlungen und unterschiedliche Lebensdauern von Kapitalgütern werden durch Investitionsrechnungen mit Hilfe von Auf- und Abzinsungen berücksichtigt. In der Energiewirtschaft haben sich zwei Verfahren zur Berechnung durchgesetzt:

- Kapitalwert- bzw. Barwertverfahren
- Annuitätsverfahren

Beide Verfahren basieren auf derselben Theorie; die Berechnung verläuft jedoch gegensätzlich. Bei dem Kapitalwertverfahren werden alle Ausgaben während der Lebensdauer einer Investitionsanlage zu einer Gesamtausgabe zusammenfasst und auf einen Bezugspunkt umgerechnet. Mit dem Annuitätsverfahren wird eine Ausgabe zum Beginn der Lebensdauer zinsgerecht in eine äquivalente Folge konstanter Jahresbeträge umgewandelt (vgl. [Hau96]).

Für die Berechnungen in dieser Arbeit wird das Barwertverfahren verwendet, da das Annuitätsverfahren nicht für einen Kostenvergleich zeitversetzter Investitionen geeignet ist [Osw05a]. Die Grundzüge des Barwertverfahrens sind im Folgenden dargestellt.

Kapitalwert- bzw. Barwertverfahren

Das Barwertverfahren umfasst alle zeitlich versetzten Zahlungen. Durch Auf- bzw. Abzinsung werden diese unter Berücksichtigung eines festgelegten Kalkulationszinssatzes auf einen frei wählbaren Bezugszeitpunkt in Barwerte gleicher Wertigkeit transformiert. Als Bezugszeitpunkt t_0 gilt dabei häufig der Tag der Inbetriebnahme einer Anlage oder der Zeitpunkt der Investitionsentscheidung [Hau96].

Für diskrete Zahlungen wie Anschaffungskosten kann der Barwert B_0 zum Zeitpunkt t_0 einer zum Zeitpunkt $t = nT_0 + t_0$ fälligen Ausgabe A_n unter Berücksichtigung von Zins und Zinseszins mit nachfolgender Gleichung bestimmt werden:

$$B_0 = (1 + iT_0)^{-n} \cdot A_n = q^{-n} \cdot A_n \quad (3.7)$$

Die Variable i stellt den Kalkulationszinssatz dar und wird im Rahmen dieser Arbeit in Anlehnung an [LiF05] zu 6%/a gewählt. Die äquidistanten Zeitschritte

T_0 werden der gängigen Praxis entsprechend zu $T_0 = 1a$ gewählt. Der Faktor n wird über die Zeit zwischen t_0 und dem Zeitpunkt der Anschaffung bestimmt. Der Term $(1+iT_0)$ wird als Diskontfaktor q bezeichnet. Grafisch verdeutlicht wird Formel 3.7 in Abbildung 3-12.

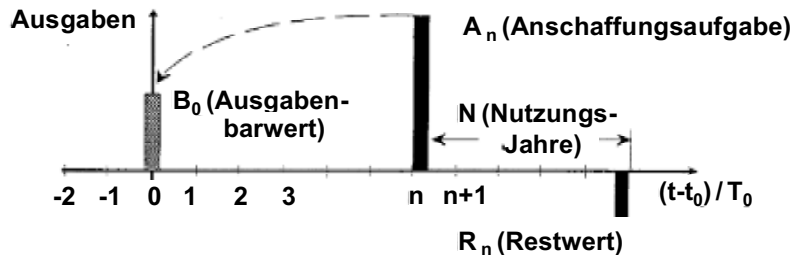


Abbildung 3-12: Barwert von Einzelausgaben [Hau96]

Jede Investition hat nach m von N Nutzungsjahren einen Restnutzungswert R_N . Dieser wird in der vorliegenden Arbeit vernachlässigt. Bei mehreren diskreten Ausgaben im Betrachtungszeitraum müssen die Ausgaben einzeln auf den Betrachtungszeitpunkt t_0 umgerechnet werden.

Neben diskreten Zahlungen gibt es Zahlungsfolgen. Zahlungsfolgen sind beispielsweise Ausgaben für Übertragungsverluste und die Entschädigungszahlungen für durch Einsatz von Erzeugungsmanagement nicht eingespeiste WEA-Energie. Diese werden als Folge am Jahresende fälliger Zahlungen diskretisiert. Jede Zahlung A_k ist einzeln auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme (t_n) abzuzinsen (Abbildung 3-13 und Formeln 3.8 und 3.9).

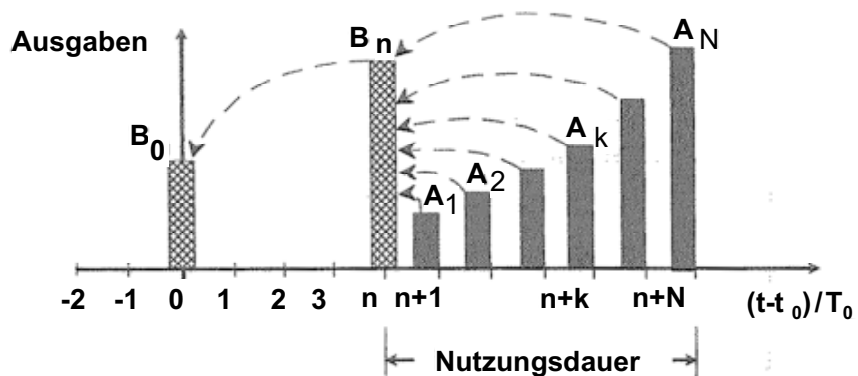


Abbildung 3-13: Barwert einer Ausgabenfolge [Hau96]

$$B_n = \sum_{k=1}^N q^{-k} \cdot A_k \quad (3.8)$$

Weicht t_n von t_0 ab, ist zusätzlich eine Abzinsung auf den Bezugszeitpunkt t_0 erforderlich.

$$B_0 = q^{-n} \cdot B_n \quad (3.9)$$

Als Sonderfall gelten jährlich konstante Ausgaben. Für diese gilt:

$$B_n = \frac{q^N - 1}{q^N \cdot (q - 1)} \cdot A_1 \quad (3.10)$$

3.5.2 Abgrenzung des Bilanzraums - Monetären Bewertung

In der vorliegenden Dissertation werden ausschließlich die Kosten vergleichend bewertet, die innerhalb des Bilanzraums direkt durch die Umsetzung der jeweiligen Maßnahme auftreten. D. h., es werden keine Restwerte der bestehenden 110 kV Freileitungstrassen oder beispielsweise Investitionen in Windenergieanlagen zur Steigerung der installierten WEA-Leistung bewertet. Alle bewerteten Kosten betreffen in erster Instanz den verantwortlichen Netzbetreiber. Sie sind jedoch über den Verkaufspreis der elektrischen Energie umlagefähig.

Investitionskosten

Diese Ausgaben fallen im Wesentlichen für Planung, Projektierung, Bau bzw. Herstellung und Transport von Betriebsmitteln an. Die in der vorliegenden Dissertation berücksichtigten Investitionskosten variieren abhängig vom Betrachteten Szenario. Allgemein sind die Kosten für den Bau neuer Freileitungstrassen den Studien [Bra04] und [Osw05a] entnommen. Die Kosten der ACCR-Hochtemperaturfreileitungsseile und der benötigten Armaturen basieren auf Herstellerangaben [3M08e]. Die Kosten für die Verseilung werden unter Berücksichtigung von Angaben nach [3M07], [3M08e] und [Osw05a] abgeschätzt.

Für die Bestimmung der Investitionskosten für das Freileitungs-Monitoring wird der in [Puf07] genannte Wert übernommen; das das Referenznetz dieser Arbeit entspricht etwa der Größenordnung des Pilotprojekts in Nordfriesland. Für das Erzeugungsmanagement werden keine gesonderten Investitionskosten angesetzt. Die notwendige Kommunikation basiert auf vorhandenen Telekommunikationsleitungen [Ros07]. Zusammenfassend werden die zugrunde gelegten Investitionskosten in Anhang D dargestellt.

Jährliche Betriebskosten

Jährliche Betriebskosten fallen beispielsweise für Wartung und Instandhaltung an. Vereinfachend werden diese Kosten für alle Szenarien pro Stromkreiskilometer als identisch angenommen.

Jährliche Verlustkosten

Mit Hilfe von Lastflussrechnungen werden die jährlichen Wirkleistungsverluste szenariospezifisch ermittelt. Durch Multiplikation mit dem spezifischen Verlustarbeitspreis sind die Jahresverlustkosten zu berechnen.

Diese genannten Kostenträger sind nach [LiF05] grundsätzlich bei einer Kostenbewertung zu berücksichtigen. Zusätzlich werden in dieser Arbeit Entschädigungszahlungen (siehe Kap. 2.1) für durch Erzman-Einsatz nicht eingespeiste WEA-Energie betrachtet.

Kosten für Entschädigungszahlungen durch Erzman-Einsatz

Nach [EEG09] muss der zuständige Netzbetreiber dem Windenergieanlagenbetreiber ab 2009 einer Entschädigung für die ausfallende Vergütung zahlen, falls die WEA nicht oder nur gedrosselt einspeisen kann. Diesbezüglich ist es möglich, bilateral einen Entschädigungssatz festzulegen. Alternativ ist der geltende Preis für die Vergütung von Windenergie zu entrichten.

In der vorliegenden Arbeit wird für die Entschädigungszahlungen ein mittlerer Vergütungspreis für Windstrom von 6,1 ct/kWh angenommen. Dieser entspricht der durchschnittlichen Vergütung einer im Jahr 2009 installierten WEA über die gesamte Vergütungsdauer ($\{9,7 \text{ ct/kWh} * 5a + 5,02 \text{ ct/kWh} * 16a\} / 21a$).

3.6 Sensitivitäten

Realisierungszeit

In den Untersuchungen zum Neubau einer Freileitungstrasse und zum Austausch hoch ausgelasteter Freileitungstrassen gegen Hochtemperaturfreileitungseils wird der Umsetzungszeitpunkt als Sensitivität betrachtet.

ACCR Hochtemperaturfreileitungsseil

Die Realisierungszeit eines Projektes mit HT-Freileitungsseilen hängt wesentlich davon ab, ob der Austausch der bestehenden Systeme als Revision angesehen wird. Grundsätzlich ist dies in Deutschland möglich. Allerdings treten bei der Genehmigung einer praktischen Umsetzung laut [3M08e] Verzögerungen auf. Unter anderem, weil gegebenenfalls die Statik der Freileitungsmasten angepasst werden muss. Für ACCR Hochtemperaturfreileitungsseile ist zu berücksichtigen, dass sie nicht Konform zu der in Deutschland gültigen Norm für Freileitungsseile [DIN01] sind. Die Umsetzungszeit kann abhängig vom Standardisierungsprozess und von der Bewertung des Langzeitverhaltens der Seile mit „neuartigen“ Kernmaterialien (siehe auch Abschnitt 4.3) unbestimmt verzögert werden. Obwohl der Austausch grundsätzlich durch die Freileitungsbaunorm [DIN02] abgesichert ist, kann demnach eine Realisierungszeit von 3-4 Jahren als Minimum angesehen werden.

Ein weiterer treibender Faktor ist in den vergleichsweise hohen Investitionskosten für das ACCR Leiterseil zu sehen. Daher werden in den Untersuchungen für ACCR 4 Stufen betrachtet: Umsetzung nach 3, 4, 5 oder 10 Jahren.

Neubau einer Freileitungstrasse mit TACSR-Hochtemperaturseilen

Die Umsetzung eines Neubauprojekt mit TACSR Leiterseilen entspricht zwar dem Stand der Technik. Reale Neubauprojekte zeigen jedoch, dass infolge von Kritik und Widerstand gegen den Freileitungsneubau im Allgemeinen aus Teilen der Gesellschaft sowie wegen der aufwändigen Genehmigungspraxis der Neubau von Freileitungen nicht unverzüglich vollzogen werden kann.

Daher werden bei den Untersuchungen 4 Stufen betrachtet: Umsetzung nach 4, 6, 8 oder 12 Jahren.

Globaler Strommix

Generell wird für alle ökologischen Untersuchungen ein globaler Strommix gemäß der Darstellung aus Abschnitt 3.4.2 als Referenz angenommen. Da die Zusammensetzung des zukünftigen Strommixes Unsicherheiten aufweist, wird in der Sensitivitätsanalyse für ausgewählte Untersuchungen ein abweichender Strommix von -15%, -10%, +10% und +15% bewertet.

Entschädigung für ausgefallene Vergütung

Die monetären Untersuchungen berücksichtigen als Basis eine Entschädigung für die ausgefallene Vergütung von Windenergie durch Erzeugungsmanagement gemäß der Darstellung in Abschnitt 3.4.2. Diese Vergütung basiert auf der Umsetzung der Novelle des EEG aus dem Jahr 2009. Unklar ist, ob die in [EEG09] genannten Vergütungen in folgenden Novellen Bestand haben werden. Daher wird in der Sensitivitätsanalyse für ausgewählte Untersuchungen die Entschädigung für ausgefallene Vergütungen um -50% und um -25%. Weiterhin wird der Fall bewertet, dass keine Entschädigungszahlungen gezahlt werden.

Betrachtungszeitraum

Der Standardbetrachtungszeitraum liegt bei 25 Jahren. Dieser wird als Kompromiss aus der Lebensdauer von Windenergieanlagen und den langfristigen Investitionsentscheidungen der Energiebranche gesehen. Abweichend davon werden im Rahmen der Sensitivitätsanalyse für ausgewählte Untersuchungen die Zeiträume 15 Jahre und 20 Jahre bewertet, um den Einfluss des Betrachtungszeitraums zu verdeutlichen.

Verbesserung des Erzeugungsmanagements

Ein Nachteil für die Betreiber von EEG-Anlagen kann durch die grobe Einteilung der Reduzierungsstufen entstehen. Eine feinere Rasterung ist gemäß [Ros07] mit der eingesetzten Kommunikationsinfrastruktur nicht möglich. Die Übermittlung des Signals erfolgt analog über Fernwirktechnik. Eine Umstellung auf Digitaltechnik ist aus Kostengründen nicht vorgesehen. Exemplarisch wird in der Sensitivitätsanalyse untersucht, dass durch verbesserte Verfahren eine Erhöhung der Windenergieeinspeisung um 5% oder 10% zu erreichen ist.

4 Exemplarische Untersuchungen

Dieses Kapitel beschreibt im Rahmen der Dissertation exemplarisch untersuchte Szenarien zur Steigerung der Dynamik von 110 kV Freileitungssystemen und zeigt technische Aspekte des jeweiligen Szenarios anhand der Auswirkungen auf die mögliche Windenergieintegration und den Windenergieexport sowie anhand der auftretenden Leitungsverluste. Die Darstellung der technischen Aspekte erfolgt für die in 3.2 definierten Standorte (windstarker, mittlerer und windschwacher Standort).

Die Untersuchungen behandeln die Umsetzung des Freileitungs-Monitorings, den Einsatz des Hochtemperaturfreileitungsseils ACCR und den Neubau einer Freileitungstrasse (ausgelegt mit dem Hochtemperaturfreileitungsseil TACSR).

Das Erzeugungsmanagement gilt als Ausgangsszenario und wird in den weiteren Szenarien als ergänzende Möglichkeit zur Steuerung der Einspeisung aus WEA angesehen.

4.1 Erzeugungsmanagement

Das Erzeugungsmanagement (Erzman) dient zur Überbrückung des zeitlichen Verzugs der Umsetzung des notwendigen Netzausbaus [Dor06]. Ist die zur Verfügung stehende Netzkapazität zu 100% ausgeschöpft, kann die Einspeiseleistung aus EEG-Anlagen auf Anforderung durch den Netzbetreiber vorübergehend gedrosselt werden, um Schäden an Betriebsmitteln zu vermeiden und die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten.

Randbedingungen für den Einsatz des Erzeugungsmanagements

Das Erzman wird heute bei einigen Netzbetreibern (z.B. E.ON Netz, E.ON Hanse, HSN Magdeburg, Vattenfall Netz), insbesondere in den Starkwindregionen der deutschen Küste durchgeführt, um der gesetzlichen Forderung des vorrangigen Netzanschlusses von EEG-Anlagen nachkommen zu können. Neue EEG-Anlagen müssen daher die technischen Voraussetzungen zur Teilnahme am Erzman aufweisen, um ans Netz angeschlossen werden zu können. Im EEG [EEG06] heißt es in §4 Absatz 3 Satz 1:

"Die Verpflichtung zum vorrangigen Anschluss nach Absatz 1 Satz 1 besteht auch dann, wenn das Netz oder ein Netzbereich zeitweise völlig durch Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas ausgelastet ist, es sei denn, die Anlage ist nicht mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet."

In der Praxis gibt es drei Einsatzszenarien für das Erzman (vgl. [EON06]):

- Bei drohendem Verlust der allgemeinen Versorgungssicherheit wegen zur hoher Netzauslastung
- Bei Instandhaltungsmaßnahmen, die eine Abschaltung von Teilbereichen des Netzes erfordern
- Bei Störungen im Hochspannungsnetz bzw. im vorgelagerten Höchstspannungsnetz

E.ON Netz GmbH Erzeugungsmanagement

Grundsätzlich trägt der Netzbetreiber die Verantwortung für einen (n-1)-sicheren Betrieb seines Netzes; bei einem unvorhergesehenen Ausfall eines Betriebsmittels darf kein anderes Netzelement unzulässig belastet wird.

Zur praktischen Durchführung können die Netzbetreiber die Gebiete, in denen das Erzman zum Einsatz kommt, in Regionen einteilen. In Schleswig-Holstein wurde beispielsweise seitens des zuständigen Netzbetreibers, der E.ON Netz GmbH, eine Unterteilung in 10 Regionen vorgenommen (siehe Abbildung 4-1). Innerhalb einer solchen Region wird die Einspeiseleistung aller angeschlossenen EEG-Anlagen im Einsatzfall zu gleichen Teilen reduziert. Als sinnvolle Reduk-

tionsstufen haben sich dabei 60%, 30% und 0% der vertraglich vereinbarten Nennleistung der Anlagen herausgestellt. Eine Anlage mit einer Nennleistung von 2 MW, die aktuell 1,8 MW einspeist, darf nach Auslösung der Reduktionsstufe „60%“ folglich nur noch 1,2 MW einspeisen.

Der technische Ablauf des Erzman gestaltet sich wie folgt:

- Schwellwertverletzung eines Betriebsmittels wird an die Netzleitstelle übermittelt
- Identifikation der betroffenen Region(en) und Berechnung der notwendigen Reduktionsstufe
- Signal zur Reduzierung der Wirkleistung wird an EEG-Anlagenbetreiber gesendet
- Leitsystem der EEG-Anlage bestätigt korrekten Signalempfang
- Beobachtung/Messung der sich einstellenden Lastflusssituation → ggf. weitere Reduzierungen notwendig
- Bei ausreichenden Netzkapazitäten: Signal zur Aufhebung der Drosselung der Einspeiseleistung



Abbildung 4-1: Einteilung Netzregionen in Schleswig-Holstein [Ros05]

Das Erzman greift nicht unmittelbar in die Steuerung der EEG-Anlage ein; der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, der Anordnung zur Leistungsreduzierung umgehend nachzukommen. Das Signal zur Reduzierung muss ggf. zunächst an lokale Netzbetreiber weitergeleitet werden. Daher wird die volle Leistungsreduzierung erst nach maximal 15 Minuten wirksam [Puf07]. Diese Tatsache ist im Rahmen der Einsatzplanung des Erzman zu berücksichtigen.

Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Notwendigkeit des Erzeugungsmanagements bei jedem Einsatz nachzuweisen. Laut [Dor06] sollen nachfolgende Punkte gerichtsfest dokumentiert werden:

- Zeitpunkt und (n-1)-Situation, die zu einer Überlastung bzw. einer Folgeauslösung führt
- Überlastetes Betriebsmittel bzw. Verletzung von Sicherheitskriterien
- Lastverhältnisse vor, während und nach dem Einsatz
- Zeitpunkte Beginn und Ende eines Einsatzes
- Reduzierungsstufe
- Wirksamkeit der Reduzierung
- Wetterverhältnisse (Windgeschwindigkeit, Temperatur)

Abbildung 4-2 gibt einen Überblick über das Verfahren des Erzeugungsmanagements.

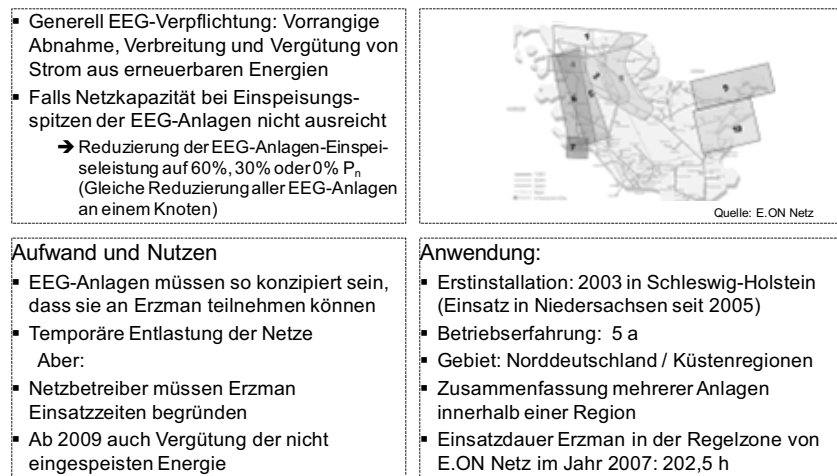


Abbildung 4-2: Übersicht zum Erzeugungsmanagement

Allgemeine Potenzial- und Kostenabschätzung

Im Vergleich zu den Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität bietet das Erzeugungsmanagement aus Sicht der Netzbetreiber eine wenig aufwändige und mit geringen Kosten umsetzbare Möglichkeit zur Vermeidung von

Netzengpässen. Vor dem Hintergrund eines weiteren Ausbaus der Windenergie und um der Forderung des EEG zum unverzüglichen Netzanschluss nachkommen zu können, kann das Erzman jedoch nur als überbrückende Maßnahme angesehen werden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet den notwendigen Netzausbau voranzutreiben.

Aus Sicht der betroffenen EEG-Anlagenbetreiber verursachte das Erzman bisher finanzielle Einbußen. Infolge der besonders bei Starkwindzeiten zu erwartenden Drosselung kann nicht die volle Leistung eingespeist werden; die Vergütung wird verringert. Seit 01.01.2009 werden Betreiber neuer Windenergieanlagen in einem vereinbarten Umfang oder entsprechend der in [EEG09] genannten Vergütung entschädigt, falls ihre Anlagen durch Erzman gedrosselt werden.

Untersuchungen des Erzeugungsmanagements

Das Erzeugungsmanagement kann nur zur Überbrückung des zeitlichen Verzugs bei der Umsetzung der notwendigen Erhöhung der Übertragungskapazität angesehen werden. In zukünftigen Szenarien kann Erzman wegen der Umsetzung des EEG [EEG09] nicht die ausschließliche Maßnahme zur Überbrückung von Netzengpässen sein.

In der vorliegenden Dissertation gilt daher, dass die alleinige Anwendung von Erzman nur im ersten Betrachtungsjahr bei einer installierten Leistung aus Windenergie von 600 MW zulässig ist. Abbildung 4-3 zeigt vereinfacht das Verteilungsnetz für das Ausgangsszenario mit Erzman.

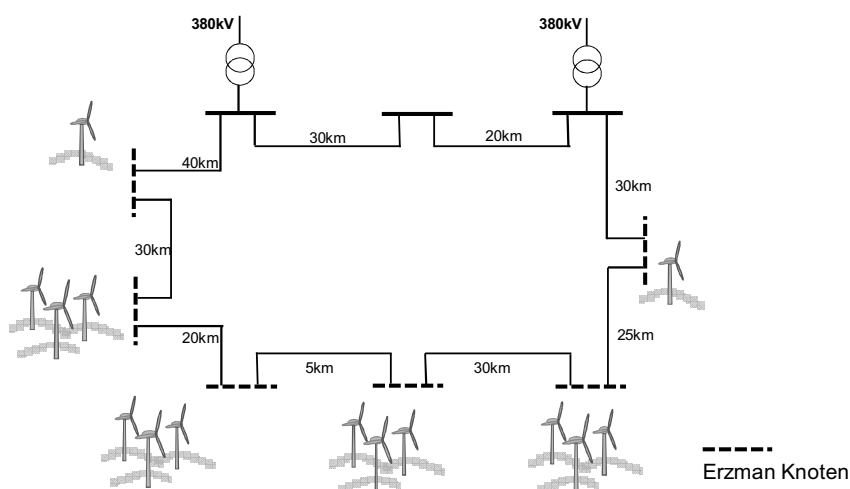


Abbildung 4-3: Verteilungsnetz bei 600 MW installierter Leistung aus Windenergie

Die Untersuchungen des Erzeugungsmanagements werden zusammengefasst in Tabelle 4-1 dargestellt.

	Windstarker Standort	Mittlerer Standort	Windschwacher Standort
Nicht eingespeiste Windenergie infolge von Erzman [GWh/a]	161	115	50
Insgesamt in das 110-kV-Netz eingespeiste Energie [TWh/a]	1,9	1,8	1,6
Leitungsverluste [GWh/a]	34,7	29,8	23,3
WEA-Export [GWh/a]	410	290	155

Tabelle 4-1: Untersuchungsergebnisse für das erste Betrachtungsjahr mit ausschließlichem Erzeugungsmanagement zur Vermeidung von Netzengpässen

Diese Werte dienen eingeschränkt als Vergleichswert zu den im Folgenden dargestellten Mengen nicht eingespeister Energie aus WEA in den anderen Szenarien. In den folgenden Szenarien ist zu berücksichtigen, dass die installierte Leistung aus WEA steigt.

4.2 Freileitungs-Monitoring

Die Übertragungskapazität einer Freileitung wird im Wesentlichen durch die maximal zulässige Temperatur der Leiterseile und ihren Durchhang im Dauerbetrieb begrenzt. Durch ein Ansteigen der Leiterseiltemperatur wird über die Materialausdehnung der Durchhang der Freileitung größer; der Abstand zum Erdboden entsprechend geringer. Ein minimaler Bodenabstand muss jedoch aus Sicherheitsgründen jederzeit eingehalten werden [DIN02].

Die maximal zulässige Leiterseiltemperatur im Dauerbetrieb von Leiterseilen aus Aluminium, Aldrey oder Verbundseilen aus Stahl/Aluminum-Aldrey liegt nach [DIN01] bei 80°C. Wesentlichen Einfluss auf die Leiterseiltemperatur haben Umgebungsbedingungen wie die Sonneneinstrahlung, der Wind und die Umgebungstemperatur.

In Kapitel 2.1 wird gezeigt, dass der höchstzulässige Dauerstrom eines Leiters über Normwerte für die Umgebungsbedingungen definiert ist, die an ungünstigen Umgebungsbedingungen orientiert sind, um eine Allgemeingültigkeit der Norm zu sichern. (bei gleichzeitiger Annahme Windgeschwindigkeit quer zum Seil von $v_q = 0,6$ m/s, Umgebungstemperatur von $T_U = 35^\circ\text{C}$ sowie direkte Sonneneinstrahlung).

Bei günstigeren Wetterbedingungen (z. B. $T_U < 35^\circ\text{C}$, $v_q > 0,6$ m/s) und damit höheren Kühlungseffekten wird der zulässige Leiterseilstrom und damit die Übertragungskapazität der Freileitung höher liegen. Zur temporären Anpassung der Übertragungskapazität ist somit sicherzustellen, dass sowohl die maximale Temperatur der Freileitung (Leiterseil, Verbinder, Klemmen etc.) als auch der Leiterseildurchhang keine unzulässigen Werte annehmen. Zur Überwachung dieser Kenngrößen sind verschiedene Ansätze bekannt, z. B. die kontinuierliche Überprüfung der Umgebungsbedingungen durch Wetterstationen entlang von Freileitungen, durch Bestimmung des aktuellen Durchhangs der betrachteten Freileitungen oder durch Bestimmung der tatsächlichen Leiterseiltemperatur. Weltweit befassen sich seit vielen Jahren wissenschaftliche Gremien und Unternehmen mit theoretischen und praktischen Untersuchungen zur höheren Auslastung von Betriebsmitteln [Cig02, Cig06b, Cig07b].

Generell wird zwischen direkten und indirekten Verfahren zur Bestimmung der Übertragungsreserve unterschieden [Cig00]. Direkte Verfahren basieren im Allgemeinen auf der direkten Messung der Leitertemperatur, auf der Messung des Durchhangs von Leiterseilen (auch durch Messung der Zugspannung an Abspannklemmen (bspw. CAT-1 System [TVG08])) oder auf der Temperaturabhängigkeit der Impedanz des Freileitungsseils. Indirekte Verfahren beruhen auf der Nutzung meteorologischer Daten (bspw. E.ON Netz GmbH Freileitungs-Monitoring [Puf07]).

Randbedingungen für den Einsatz von Verfahren zur temporären Erhöhung der Übertragungskapazität

In allen Fällen ist bei der Nutzung temporärer Reserven der Übertragungskapazität sicherzustellen, dass die Betriebsmittel des kompletten Stromkreises inklusive der Umspannwerks-, Leitungs- und Schutzkomponenten den erhöhten Anforderungen genügen und die Betriebssicherheit durch die höhere Systemauslastung nicht beeinträchtigt wird. Entsprechende Voruntersuchungen, Anpassungen der Betriebsmittel etc. sind von den lokalen bzw. regionalen Gegebenheiten

abhängig und daher nicht primärer Gegenstand dieser Arbeit. Zudem ist sicherzustellen, dass im Fehlerfall bzw. gestörten Betrieb (z. B. der Wetterstationen) die Betriebsführung automatisch auf einen Reservebetrieb bzw. Normalbetrieb umstellt, um unzulässige, d. h. unsichere Betriebssituationen zu vermeiden.

Im Vorfeld der Installation des Freileitungs-Monitorings der E.ON Netz wurde durch eine Stellungnahme der DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE) bekannt, dass die Berücksichtigung von Klimabedingungen grundsätzlich durch [DIN01] abgedeckt ist. Die Einhaltung der Grenze der maximalen thermischen Belastbarkeit eines Leiters ist jedoch ebenso zwingend erforderlich wie die Einhaltung des maximalen Durchhangs. Die Stellungnahme nannte Freileitungs-Monitoring im Betrieb von Freileitungen nicht als Stand der Technik [Puf07]. Stand der Technik war demnach der Betrieb nach den Empfehlungen durch [DIN01].

Betrachtetes Verfahren zur temporären Erhöhung der Übertragungskapazität

In der vorliegenden Dissertation wird ausschließlich ein indirektes Verfahren betrachtet; das „Dynamic Rating“. Im Folgenden wird dieses Verfahren vorgestellt und allgemein hinsichtlich seines Reifegrads, einer Abschätzung des Steigerungspotenzials und des Aufwand und Nutzens der Realisierung bewertet. Die getroffenen Annahmen beruhen auf den Erfahrungen des Pilotprojekts Freileitungs-Monitoring der E.ON Netz GmbH [Puf07]. In den Untersuchungsergebnissen wird daher ausschließlich der Begriff Freileitungs-Monitoring verwendet.

Hinsichtlich der Potenzialabschätzung von Verfahren zur temporären Anpassung der Übertragungskapazität gilt, dass die in Deutschland gegebenen Grenzwerte für die Umgebungsbedingungen [DIN01] derart festgelegt sind, dass zumindest saisonal eine temporäre Erhöhung der Übertragungskapazität möglich ist. Wesentliche Einflussparameter sind die Windgeschwindigkeit (v_{Wind}) sowie die Umgebungstemperatur (T_U). Bedingten Einfluss haben auch Luftdichte, der Aufbau der Leiterseile, die geographische Breite und die Sonneneinstrahlung.

Die Betrachtung der Übertragungsreserve, die aus einer erhöhten Windgeschwindigkeit (gegenüber dem Dimensionierungswert 0,6 m/s) resultiert, zeigt, dass ein hohes Potenzial zur Erhöhung der Übertragungskapazität vorliegt (Abbildung 4-4).

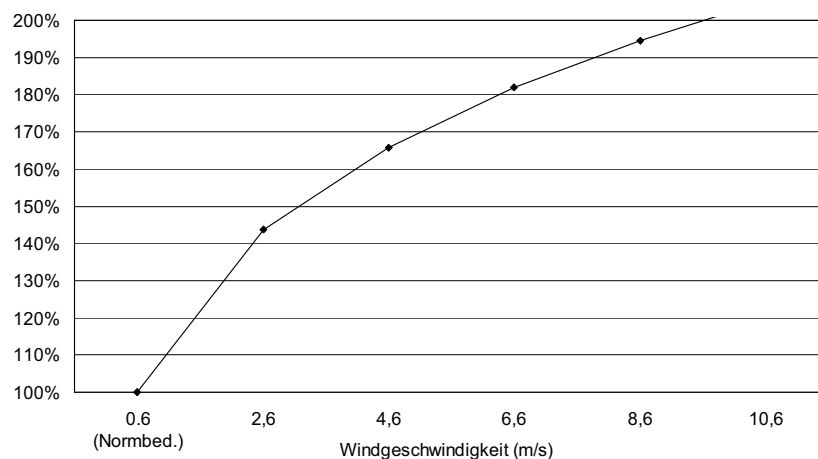


Abbildung 4-4: Übertragungskapazität bei Windeinfluss; $T_U = 35^\circ\text{C}$ [Ven07]

Die Darstellung gilt für eine ideal orientierte Windrichtung quer zum Leiterseil, die nach Langzeitmessungen (Stadt Bremen) nur in ca. 15% der Zeit vorliegt. In ca. 5% der Fälle ist von einer nahezu parallelen Windrichtung auszugehen. In Praxi erfolgt daher eine Risikoabschätzung (Winkel gemäß [Cig06b] beispielsweise 20° - 30°). Darüber hinaus ist das Auftreten lokaler Windschatten entlang einer Leitung möglich.

Liegt die Umgebungstemperatur unterhalb des Normwertes von 35°C , ergeben sich ebenfalls Reserven. Abbildung 4-5 beschreibt die potenzielle Steigerung der Übertragungsleistung als Funktion von T_U sowie die Verteilung der mittleren Jahrestemperaturen am Beispiel der Stadt Bremen.

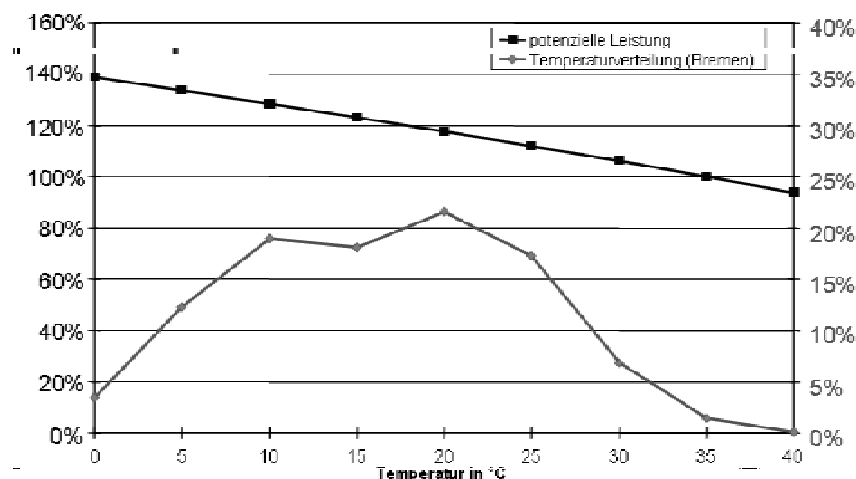


Abbildung 4-5: Langzeittemperaturverteilung Stadt Bremen. Einfluss T_U auf Übertragungskapazität; (Sonne+Wind nach Norm) [Ven07]

Anhand der Langzeitmessung der Stadt Bremen wird deutlich, dass die Umgebungstemperatur in über 95% der Fälle unter den Normbedingungen liegt. Zudem zeigt sich, dass beispielsweise bei $T_U = 0^\circ\text{C}$ eine Steigerung der Übertragungsleistung von ca. 40% zu erreichen ist. Die Berücksichtigung der Umgebungstemperatur weist ein geringeres Potenzial zur Steigerung der maximalen thermischen Grenzleistung im Vergleich zur Windgeschwindigkeit auf. Der wesentliche Vorteil der Anhebung der Übertragungskapazität anhand der Umgebungstemperatur liegt in deren genauerer Prognostizierbarkeit.

Die Normbedingungen sind keine Worst-Case-Abschätzungen, insbesondere dann nicht, wenn die Bedingungen unabhängig voneinander betrachtet werden. Allerdings auch nicht, wenn anhand realer Wetterdaten der Einfluss der einzelnen Parameter in ihrer Kombination ausgewertet wird. Generell ist zu empfehlen, die Wetterbedingungen Wind, Sonne und Temperatur immer gemeinsam zu betrachten. Ein gemeinsames Auftreten aller Worst-Case Bedingungen gilt dabei als höchst unwahrscheinlich.

Dynamic Rating – basierend auf meteorologischen Daten

Beim Dynamic Rating ist die Belastbarkeit der Freileitungen an Echtzeitbedingungen des Wetters orientiert. Solange „vorhergesagte“ Grenzwerte nicht aus Feldversuchen abgeleitet sind, ist eine Anpassung der Übertragungskapazität nach [Cig06b] nur für einen kurzen Zeitraum gültig.

Verfahren zum Dynamic Rating basierend auf meteorologischen Daten ermitteln an relevanten Orten die benötigten Eingangsgrößen und binden diese online in die Berechnung der zeitabhängigen Übertragungsleistung einzelner Leitungen ein (Abbildung 4-6). Damit steht der Systemführung jederzeit die aktuelle Übertragungsleistung zur Verfügung.

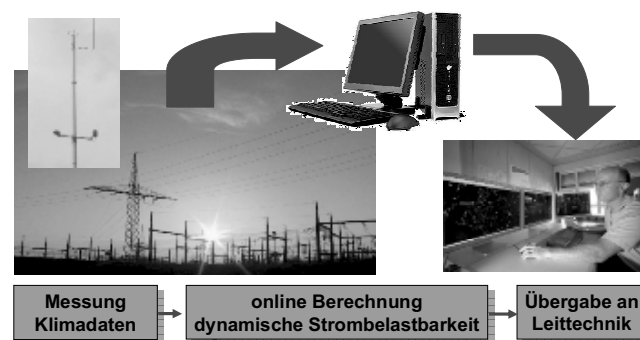


Abbildung 4-6: Übersicht Freileitungs-Monitoring Ansatz der E.ON Netz [Puf07]

Die Umsetzung des Freileitungs-Monitorings setzt die Berücksichtigung zusätzlicher Eingangsgrößen, z. B. Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung, Leiterseiltemperatur, etc., bei der Ermittlung der maximalen Systemübertragungsleistung voraus. Unter Berücksichtigung der aktuellen Umgebungsbedingungen kann die Auslastung der Freileitungen dynamisch variiert werden. Die direkte Messung einer lokalen Leiterseiltemperatur zur Bestimmung der maximalen Strombelastbarkeit ist nicht zielführend, da die Kenntnis der aktuellen Leiterseiltemperatur alleine nicht ausreicht, um den maximalen Leiterstrom zu bestimmen. Die formelmäßigen Zusammenhänge sind nichtlinear. Nur unter Kenntnis der Umgebungsbedingungen kann mit Hilfe von Freileitungsberechnungsmodellen [Cig02, Kie01, Kir88] der maximal zulässige Betriebsstrom bestimmt werden. Im Folgenden sind die Zusammenhänge kurz dargestellt:

Leiterstrom in Abhängigkeit von Wärmeabgabe durch Konvektion, Wärmeabgabe durch Strahlung und Wärmeaufnahme durch Sonneneinstrahlung nach [Kie01]:

$$I = \sqrt{(N_R + N_C - N_S) / R'_{T\sim}} \quad (4.1)$$

Berechnung des Wechselstromwiderstands $R'_{T\sim}$ nach [Kie01]:

$$R'_{T\sim} \approx R'_{T-} \cdot (1 + x^4 / 3) \quad \text{für } x \leq 1 \quad (4.2)$$

und

$$R'_{T\sim} \approx R'_{T-} \cdot (0,25 + x + 3 / 64) \quad \text{für } x \geq 1 \quad (4.3)$$

mit

$$x = 0,5 \cdot r_T \cdot \sqrt{\pi \cdot f \cdot \kappa \cdot \mu_0 \cdot \mu_r} \quad (4.4)$$

wobei:

R'_{T-} : temperaturabhängiger Gleichstromwiderstand

r_T : Leiterradius in mm

f : Frequenz in Hz

κ : spezifischer Leitwert in $m/(\Omega \cdot mm^2)$

μ_0 : Permeabilität des Vakuums ($1,256 \cdot 10^{-6} H/m$)

μ_r : relative Permeabilität des Werkstoffs

Wärmeaufnahme durch Sonneinstrahlung nach [Kie01]

$$N_s = d \cdot k_a \cdot N_{sh} \cdot \sin \delta \quad [\text{W/m}] \quad (4.5)$$

wobei:

d : Leiterdurchmesser in m

k_a : Absorptionskoeffizient nach Tabelle 4-2

N_{sh} : Normaleinstrahlung der Sonne in W/m^2 (Mitteleuropa Ø: 900 W/m^2)

δ : $\delta = \arccos[\cos h_s \cdot \cos(180^\circ - \psi)]$

$h_s = 113,5^\circ - \varphi$ für $\varphi \geq 23,5^\circ$

φ : geographische Breite

ψ : geographischer Leitungswinkel zur Nord-Süd-Achse

Oberflächenbeschaffenheit	Werkstoff	
	Kupfer	Aluminium, Aldrey
halbpoliert	0,15	0,08
matt-blank	0,24	0,23
oxidiert	0,5	0,35
oxidiert und leicht verschmutzt	0,6	0,5
stark oxidiert	0,75	0,7
stark oxidiert und verschmutzt	0,88...0,93	0,88...0,93

Tabelle 4-2: Gesamtemissionskoeffizient k_e und Absorptionskoeffizient k_a für Freileitungsseile bei niedrigen Temperaturen

Wärmeabgabe durch Strahlung nach [Kie01]

$$N_R = s \cdot k_e \cdot d \cdot \pi \cdot [0,75 \cdot (T^4 - T_u^4) + 0,25 \cdot (T^4 - T_h^4)] \text{ [W/m]} \quad (4.6)$$

wobei:

s : Stefan-Boltzmann-Konstante [$5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/(m}^2\text{K}^4)$]

k_e : Emissionskoeffizienten nach Tabelle 4-2 (i. A. gilt: $k_e = 0,6$)

d : Leiterdurchmesser in m

T : absolute Leitertemperatur in K

T_u : absolute Umgebungstemperatur in K

T_h : absolute Temperatur der äußeren Lufthülle (=217 K)

Wärmeabgabe durch Konvektion nach [Kir88]

$$N_C = \frac{X}{34000} \cdot (T - T_u) \cdot (T + T_u + 124,78) \cdot [1 + Z / (T + T_u - 264,61)^{(0,6 - 0,0003 \cdot (T - T_u))}] \text{ [W/m]} \quad (4.7)$$

wobei:

$$Z = 20930 \cdot (v_w \cdot d^*)^{0,585}$$

mit $d^* = d \cdot [1 - 0,12 \cdot t / (1,3 + t)]$;

t : Seilalter [a],

d : Leiterseildurchmesser [m],

v_w : Windgeschwindigkeit [m/s].

$$X = (1 - 0,48 \cdot \cos^3 \alpha) \cdot \exp[0,0242 \cdot v_w \cdot (\alpha - 90) / (115,7 - \alpha)]$$

mit α : Winkel zwischen Wind und Seilrichtung in (°)

v_w : Windgeschwindigkeit [m/s]

T : absolute Leitertemperatur [K]

T_u : absolute Umgebungstemperatur [K].

Abbildung 4-7 gibt einen Überblick über das Verfahren des E.ON Netz Freileitungs-Monitorings und dessen Bewertung. Weitere Erläuterungen befinden sich in Anhang B.

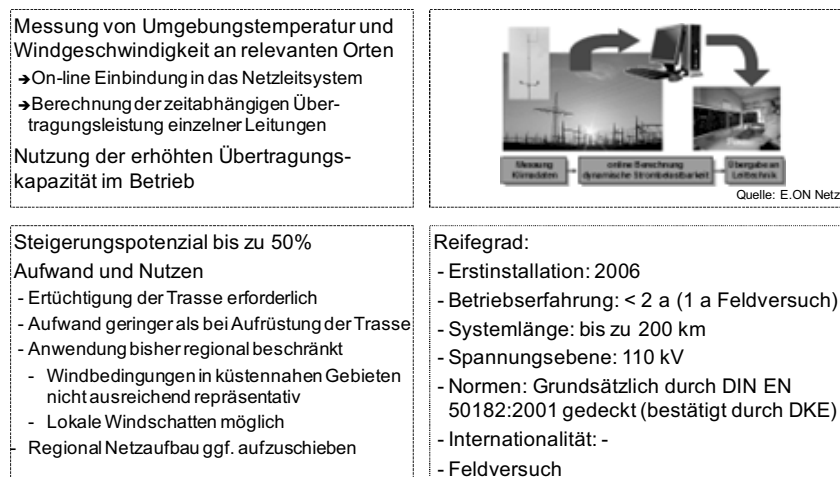


Abbildung 4-7: Übersicht zur Bewertung des E.ON Netz Freileitungs-Monitorings

Integration in den Netzbetrieb

Bevor die Ansätze zur temporären Erhöhung der Strombelastbarkeit im Netzbetrieb genutzt werden können, muss sicher gestellt sein, dass sämtliche Komponenten des Stromkreises in der Lage sind, die mit den dargestellten Verfahren maximal erreichbaren Ströme zu führen. Dies gilt für sämtliche stromführenden Teile der Freileitung sowie für die Geräte und Verbindungen im Umspannungsbereich. Ebenso ist eine Überprüfung und ggf. Anpassung der Schutzsysteme erforderlich.

Die Umsetzung von Verfahren zur temporären Anpassung der Übertragungskapazität muss in der Gesamtplanung des Netzes die (n-1)-Sicherheit und die Systemstabilität berücksichtigen. Dementsprechend sind die exemplarisch für einzelne Stromkreise eines 110 kV-Verteilungsnetzes gezeigten Kapazitätserhöhungspotenziale nicht ohne weiteres auf die Sicht eines gesamten, vermaschten Netzes mit größerer geographischer Ausdehnung übertragbar. Der Einfluss der dynamischen Belastung einzelner Leitungen auf andere Leitungen ist zu analysieren und entsprechend in der Planung/Vorbereitung und Betriebsführung zu berücksichtigen. Dabei sind neben lokalen Witterungsbedingungen und deren Einflüsse auf die Übertragungskapazität einer einzelnen Leitung bei einer gesamten Netzsicht auch regionale Witterungsunterschiede zu beachten.

Die dynamische Steigerung der Transportkapazität beruht auf der temporär möglichen Erhöhung der Leiterströme. Dadurch wird eine Vergrößerung der Strom-Wärmeverluste in Kauf genommen. Ähnlich wie durch den Einsatz von Hochtemperaturfreileitungsseilen ergeben sich durch die höhere Netzauslastung zusätzliche Anforderungen an die Blindleistungsbilanz im Netz. Außerdem werden magnetische Felder verstärkt. Diesbezüglich ist zu prüfen, ob der Abstand zu betroffenen Freileitungen ausreichend ist [BIM96].

Realisierungszeit

Die Umsetzungszeit von Verfahren zur Steigerung der Übertragungskapazität hängt wesentlich von den lokalen bzw. regionalen Gegebenheiten abhängig. Aufwand und Zeitraum sind daher hier nicht exakt darstellbar. Die Umstellung bestehender Freileitungen auf ein Freileitungs-Monitoring verursacht jedoch einen erheblichen Aufwand; sämtliche Betriebsmittel (Schalter, Klemmen, Verbinder, etc.) müssen wie in [Puf07] gezeigt im Hinblick auf eine höhere Strombelastbarkeit beurteilt werden. Die Vorbereitungs- und Umsetzungsphase des E.ON Feldversuchs (auf der 110 kV Spannungsebene) nahm ca. 1,5 Jahre in Anspruch.

Untersuchungen des Freileitungs-Monitorings

Die Szenarien des Freileitungs-Monitorings beruhen auf der Erfahrung aus dem Feldversuch der E.ON Netz GmbH [Puf07]. Für die betrachteten Szenarien wird eine mögliche Erhöhung der Übertragungskapazität um 50% vorausgesetzt. Für die hier verwendeten 230/30-Leiterseile ergibt sich aus diesen Überlegungen ein thermischer Grenzstrom von 945 A (vgl. [DIN01]).

Die Umsetzung des Freileitungs-Monitorings ist nach ca. 1 Jahr möglich. Die Szenarien des Freileitungs-Monitorings berücksichtigen die installierten Leistungen aus Windenergie ab der Ausbaustufe von 700 MW; d. h. 700 MW, 850 MW, 1000 MW und 1100 MW. Gleichzeitig muss in allen Szenarien zu Starkwindzeiten weiterhin Erzman eingesetzt werden, da die verfügbare Übertragungskapazität nicht ausreichend ist. Abbildung 4-8 zeigt vereinfacht das Verteilungsnetz für die Szenarien des Freileitungs-Monitorings.

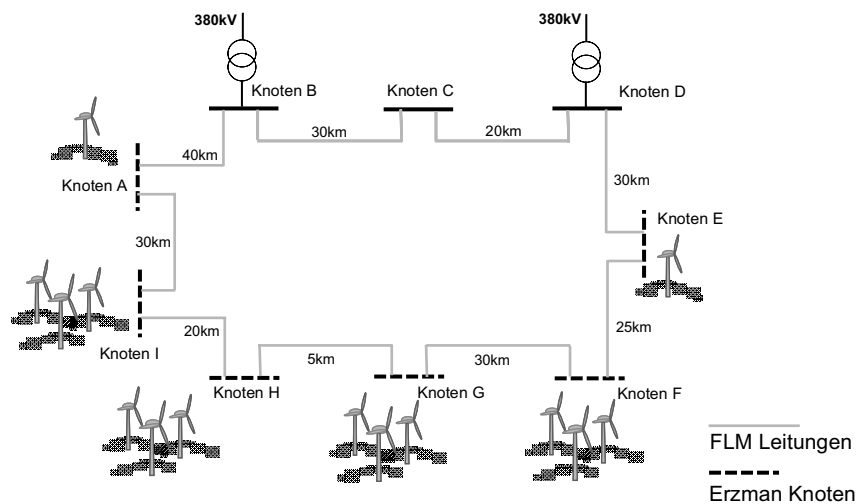


Abbildung 4-8: Verteilungsnetz bei Berücksichtigung der Szenarien des FLM

Insgesamt in das 110 kV Verteilungsnetz eingespeiste Energie

Die eingespeiste Energie in das 110 kV Verteilungsnetz der Szenarien mit Freileitungs-Monitoring und Erzeugungsmanagement wird standortspezifisch in Abbildung 4-9 dargestellt.

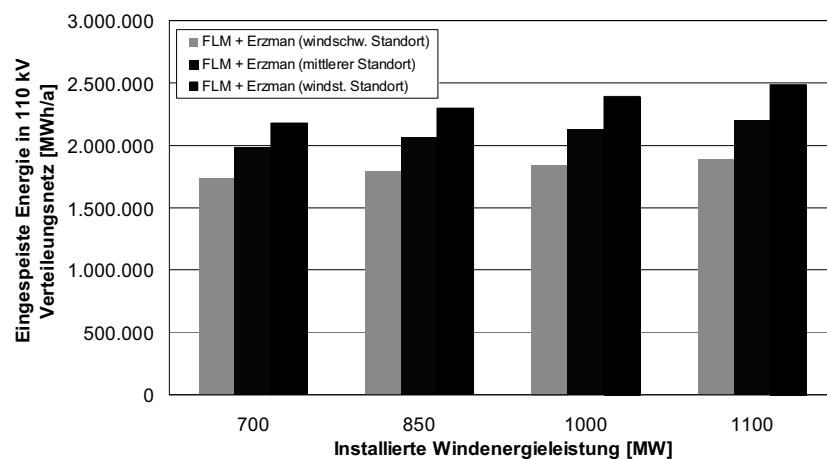


Abbildung 4-9: Eingespeiste Energie in das 110 kV Netz (FLM + Erzman)

Der dargestellte Anstieg beruht ausschließlich auf dem Ausbau der Windenergie. Die Erhöhung wird durch die Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes begrenzt. Grundsätzlich wird am windstarken Standort die meiste Windenergie eingespeist.

Nicht eingespeiste Energie aus WEA

Verglichen mit dem Ausgangszustand (600 MW installierte WEA-Leistung, ausschließlich Erzman) ergibt sich bei der ersten Ausbaustufe der Windenergie eine Reduzierung der nicht eingespeisten Windenergie (gut 56% am windstarken und gut 57% mittleren Standort sowie gut 65% am windschwachen Standort). Die aggregierte, nicht eingespeiste Windenergie aller Knoten im Zeitraum eines Jahres wird in Abbildung 4-10 für die 3 betrachteten Standorte dargestellt.

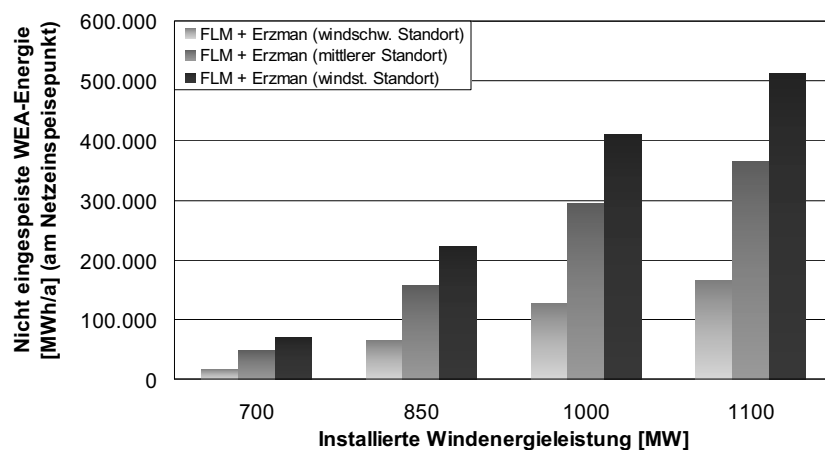


Abbildung 4-10: Nicht eingespeiste WEA-Energie (FLM + Erzman)

Unter Verwendung des Freileitungs-Monitorings kann im Vergleich zum ausschließlichen Erzeugungsmanagement mehr Energie ins Verteilungsnetz eingespeist werden, weil eine höhere Strombelastbarkeit der Leitungen möglich ist.

Wegen des geringen Winddargebots ist die Menge der nicht eingespeisten Energie am mittleren und windschwachen Standort geringer als am windstarken Standort.

Exportierte WEA-Energie

Die exportierte Energie steigt bei Umsetzung des Freileitungs-Monitorings im Vergleich zum reinen Windenergieanlagen Erzeugungsmanagement wegen der höheren Übertragungskapazität und damit einer höheren Auslastung der Leitungen in den FLM-Szenarien. Zusätzlich erfolgt ein Anstieg infolge der höheren installierten WEA-Leistung. Der direkte Vergleich der FLM-Szenarien mit den Erzeugungsmanagement-Szenarien ist daher nicht möglich. Abbildung 4-11 zeigt die exportierte WEA-Energie der Freileitungs-Monitoring-Szenarien.

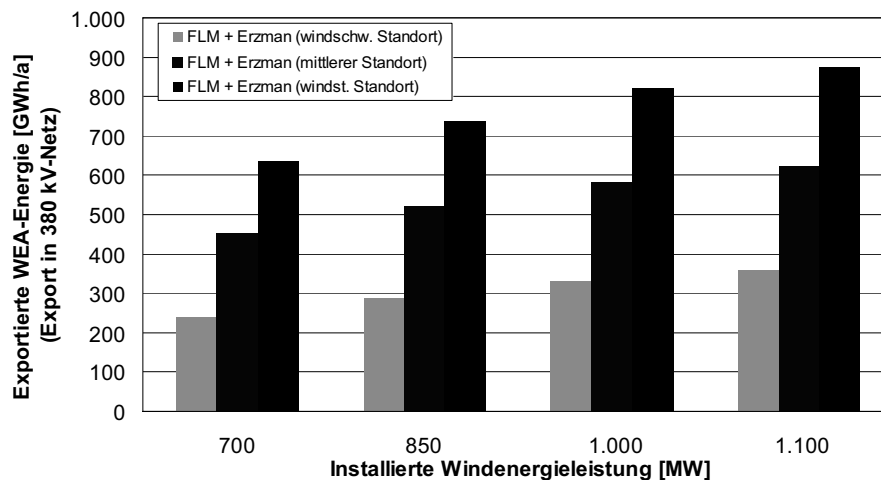


Abbildung 4-11: Exportierte WEA-Energie (FLM + Erzman)

Verlustenergie

Die höhere Auslastung der Leitungen führt zu höheren Strom-Wärme-Verlusten. Abbildung 4-12 zeigt die resultierende jährliche Verlustenergie der Szenarien in denen sowohl das Freileitungs-Monitoring als auch das Erzman eingesetzt wird für alle betrachteten Standorte.

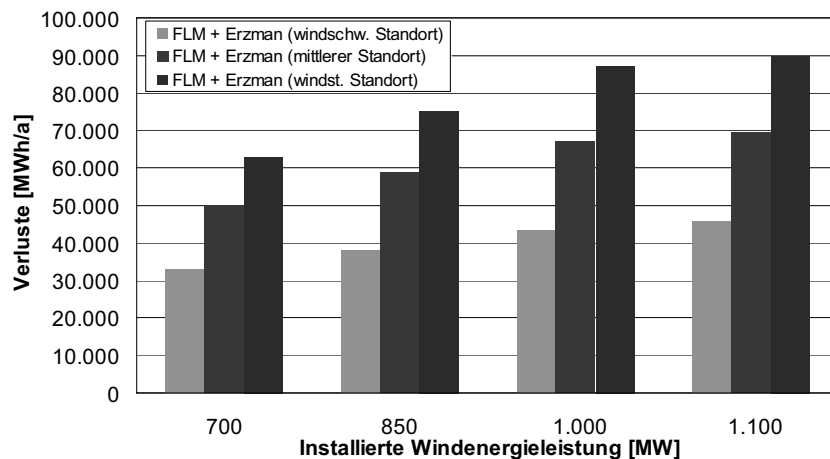


Abbildung 4-12: Verlustenergie (Szenarien FLM + Erzman)

Der direkte Vergleich der Verluste in den FLM-Szenarien mit dem Erzman-Szenario ist nicht möglich, da die installierte Leistung höher ist. Dennoch ist offensichtlich, dass die Verluste durch die gestiegene Strombelastbarkeit verglichen mit dem Ausgangsszenario höher sein müssen.

Infolge der geringeren Auslastung der Freileitungen (geringeres Winddargebot) ist die Verlustenergie bei den Szenarien des Freileitungs-Monitorings am mittleren und windschwachen Standort im Vergleich zum windstarken Standort geringer.

4.3 Hochtemperaturfreileitungsseil ACCR

Seit Beginn der Hochspannungsübertragung wurden auf Grundlage neuer Werkstoffe und konstruktiver Veränderungen neue Leiterseiltechnologien zur Übertragung größerer Kapazitäten optimiert bzw. neu entwickelt.

Einen Ansatz zur Steigerung der Übertragungskapazität bieten dabei so genannte Hochtemperaturfreileitungsseile (HT-Freileitungsseile), die einige Vorteile gegenüber konventionellen Leiterseilen aus Aluminium/Stahl aufweisen, deren Leiter aus hartgezogenem Aluminium bestehen, das bei Temperaturen über 90°C erheblich seine mechanische Zugfestigkeit verliert. Zu den möglichen Vorteilen von HT-Freileitungsseilen gehören

- Hohe Betriebstemperaturen (Normalbetrieb bis >210°C)
- Hohe Strombelastbarkeit
- Höhere mechanische Festigkeit (auch bei hohen Temperaturen) und damit geringere Ausdehnung des Leiterseils.

Die Eigenschaften eines Hochtemperaturfreileitungsseiles werden im Wesentlichen durch das verwendete Kern- und durch das Leitermaterial sowie den geometrischen Aufbau bestimmt. Sie lassen wegen ihrer elektrischen Übertragungseigenschaften gegenüber konventionellen Leiterseilen eine größere Strombelastbarkeit und höhere dauerhafte Betriebstemperaturen zu.

Die ersten als Hochtemperaturfreileitungsseile bezeichneten Leiter sind weltweit bereits seit einigen Jahrzehnten im Einsatz. Vor etwa 40 Jahren begann Japan mit einem großflächigen und standardisierten Einsatz von HT-Freileitungsseilen [Cig07a]. Eine Untersuchung der Cigré hat ergeben, dass im Jahr 2002 Hochtemperaturfreileitungsseile auf einer Länge von weit über 50.000 km in Betrieb waren, wovon etwa 40.000 km in Japan installiert sind [Cig07a]. Nach einem von der Umfrage unabhängigen Dialog der Cigré mit Leiterseilherstellern lässt

sich abschätzen, dass in den USA eine Stromkreislänge von ca. 10.000 km installiert ist.

Randbedingungen für den Einsatz von HT-Freileitungsseilen

Beim Austausch bestehender Systeme durch HT-Seile ist sicherzustellen, dass

- a) dagegen eingesetzte HT-Freileitungsseile über einen geringeren thermischen Ausdehnungskoeffizienten verfügen,
- b) sie ein geringeres längenbezogenes Gewicht aufweisen,
- c) der Gesamtquerschnitt der Leiterseile nicht derart vergrößert wird, so dass Eislasten und Wind eine deutlich größere Angriffsfläche bieten,
- d) eine möglichst geringe Erhöhung der Stromwärmeverluste durch Einsatz von Leiterseilen, deren spezifischer Widerstand unterhalb des Wertes von ACSR liegt, vorliegt,
- e) insbesondere im Hinblick auf [DIN02] unter Berücksichtigung unveränderter Höhe der Freileitungsmasten der minimale Bodenabstand jederzeit gewährleistet ist.

ACCR (Aluminium Conductor Composite Reinforced)

Die exemplarischen Untersuchungen werden für den Austausch bestehender Leiterseile auf Engpasstrassen durch das Hochtemperaturfreileitungsseil ACCR gezeigt. Hierbei handelt es sich um vergleichsweise neuartige Leiter, die sich im langwierigen Übergang vom Feldversuch zum kommerziellen Produkt befinden. Ein Überblick über weitere Leiterseiltypen wird in Anhang A gegeben (Die Untersuchungen für den Neubau einer Freileitungstrasse berücksichtigen das TACSR (Thermal-resistant aluminium conductor steel reinforced. Eine detaillierte Beschreibung folgt daher in Abschnitt 4.4).

Im Folgenden wird das HT-Freileitungsseile vorgestellt und allgemein hinsichtlich seines Reifegrads, einer Abschätzung des Steigerungspotenziales und des Aufwands und Nutzens der Realisierung bewertet. Anhang A enthält eine detaillierte Beschreibung des Aufbaus von HT-Freileitungsseilen hinsichtlich Leiter- und Kernmaterialien.

Hinsichtlich der Potenzialabschätzung von Hochtemperaturfreileitungsseilen kann angenommen werden, dass sowohl konventionelle ACSR Leiter als auch Hochtemperaturfreileitungsseile im Normalbetrieb unterhalb ihrer thermischen Grenzleistung betrieben werden. Dies gilt unter anderem, um einen (n-1)-sicheren Betrieb zu gewährleisten. Die folgende Potenzialabschätzung berücksichtigt die theoretische Kapazitätserhöhung für den Fall, dass die Leiter bei ihrer vorgegebenen maximal dauerhaft zulässigen Temperatur betrieben werden.

Darüber hinaus sind die im Folgenden dargestellten Werte der maximalen Übertragungskapazitäten theoretische Werte, weil der Lastfluss sich grundsätzlich an der Impedanzverteilung im Netz orientiert, d. h., die Übertragungskapazität kann nicht ohne weiteres durch ein einfaches Aufrüsten der Leiter den theoretischen Potenzialen entsprechend gesteigert werden.

Die Erhöhung der Übertragungskapazität einer Trasse kann gegebenenfalls Maßnahmen gegen die bei höherer Strombelastung stärker wirkenden elektrischen und magnetischen Felder erforderlich machen. Zudem ist eine Überprüfung der Statik der Freileitungsmasten vor einem Austausch der Freileitungsseile erforderlich.

ACCR Hochtemperaturfreileitungsseile unterscheiden sich im Aufbau praktisch nicht von konventionellen ACSR Freileitungsseilen. Hier wird jedoch als Kernmaterial ein Keramikfaser-Aluminium-Verbundwerkstoff eingesetzt, um den ZTAL Leiterdrähte angeordnet sind (Abbildung 4-13).

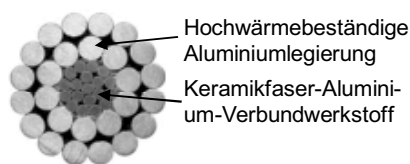


Abbildung 4-13: Querschnitt eines ACCR Leiterseils [3M08a]

Wegen des zu ACSR kompatiblen Designs der ACCR Leiterseile ist der Aufwand für die Installation vergleichbar mit dem bei ACSR Leiterseilen. Es gibt Hersteller spezifische Armaturen, die in Verbindung mit den ACCR Leiterseilen getestet werden. Grundsätzlich gleichen diese im Aufbau denen der konventionellen ACSR Leiterseile. Der Durchhang von ACCR ist geringer als bei ACSR-Seilen; beim Einsatz von ACCR Leiterseilen ist keine unzulässige Erhöhung des Durchhangs gegenüber dem Grenzwert von ACSR Leiterseilen zu erwarten.

Abbildung 4-14 gibt einen Überblick über das ACCR Hochtemperaturfreileitungseil und dessen Bewertung. Weitere Erläuterungen befinden sich in Anhang B zu entnehmen.

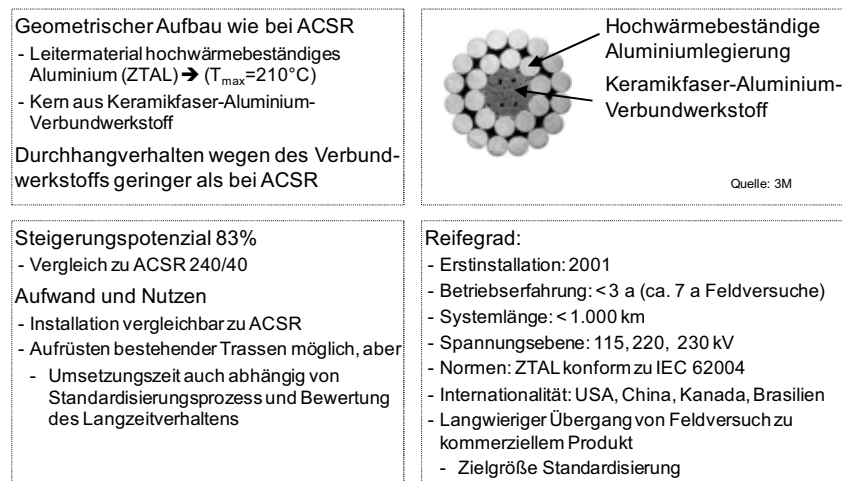


Abbildung 4-14: Übersicht zur allgemeinen Bewertung der ACCR Freileitungseile

Integration in den Netzbetrieb

Werden konventionelle ACSR Leiterseile durch Hochtemperaturfreileitungseile ausgetauscht, ist eine koordinierte Planung und Umsetzung erforderlich. Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit muss gewährt sein; der Einsatz bei einzelnen Leitungen verstärkt die Überlastgefahr paralleler Leitungen im Fehlerfall. Es muss sicher gestellt sein, dass sämtliche Komponenten des Stromkreises in der Lage sind, die mit Hochtemperaturseilen maximal erreichbaren Ströme zu führen. Dies gilt für sämtliche stromführenden Teile der Freileitung sowie für die Geräte und Verbindungen im Umspannbereich.

Neben den genannten Untersuchungen ist eine Überprüfung und ggf. Anpassung der Schutzsysteme erforderlich. Es ist zu gewährleisten, dass der steigende Durchhang keine unzulässigen Werte erreicht. Alternativ müssen die Freileitungsmasten erhöht werden, wodurch eine neue Genehmigung für die Trasse erforderlich wird.

ACCR Leiter bieten die Möglichkeit, im Vergleich zu konventionellen ACSR-Leiterseilen bei ungefähr gleichen Abmessungen eine höhere Leistung zu übertragen sowie den Durchhang zwischen zwei Masten zu reduzieren. Um die höhere Strombelastbarkeit ausnutzen zu können, sind gegebenenfalls Maßnahmen zur Lastflusssteuerung erforderlich. Durch höhere Stromstärken werden elekt-

romagnetische Felder verstärkt. Diesbezüglich ist zu prüfen, ob im Bereich von Freileitungen mit Hochtemperaturfreileitungsseilen ein größerer Abstand als bei konventionellen Leiterseilen einzuhalten ist [BIM96]. Darüber hinaus führt die Erhöhung der Stromstärke zu einer Vergrößerung der Strom-Wärmeverluste.

Untersuchungen des ACCR Leiterseils

Die Umsetzung der Szenarien mit dem Hochtemperaturfreileitungsseil ACCR berücksichtigt die Substitution vorhandener konventioneller 230/30-Leiterseile auf stark ausgelasteten Abschnitten im Versorgungsgebiet. Die Ergebnisse der Lastflussrechnungen des Ausgangsszenarios weisen die Verbindungen I-A-B sowie D-E-F aus. Diese werden durch ACCR Freileitungsseile (Typ Hawk 477) ersetzt (siehe Abbildung 4-15).

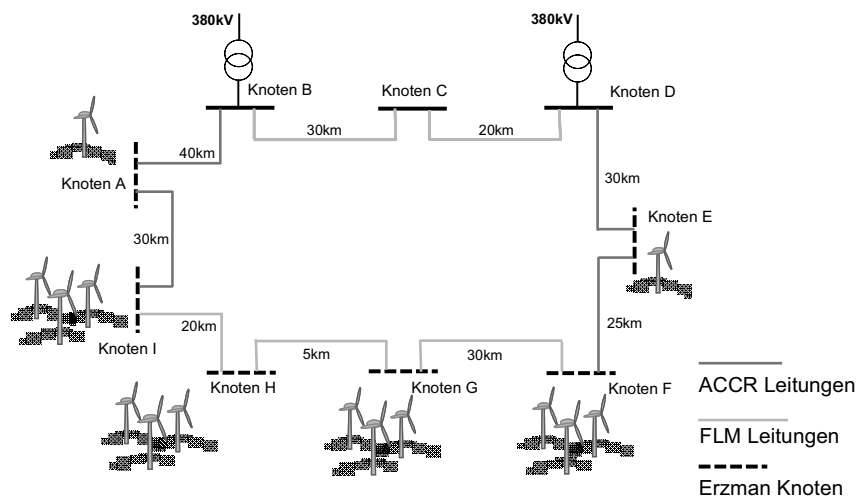


Abbildung 4-15: Verteilungsnetz der Szenarien mit ACCR Freileitungsseilen

Dies betrifft eine Gesamtlänge von 250 Stromkreiskilometern (125 km Trassenlänge mit je 2 Stromkreisen). Der Typ Hawk 477 entspricht von seinen Abmessungen etwa dem eines konventionellen 240/40-Leiterseils. Wegen der im Vergleich zu den vorhandenen Leiterseilen geringeren Masse der ACCR-Leiterseile wird angenommen, dass abgesehen vom Tausch der Armaturen keine konstruktiven Änderungen an den Masten vorgenommen werden müssen. Die maximale Stromtragfähigkeit bei Normbedingungen [DIN01] beträgt etwa 1180 A.

Die Szenarien der ACCR-Freileitungsseile berücksichtigen die installierten Leistungen aus Windenergie ab der Ausbaustufe von 850 MW; d. h. 850 MW, 1000 MW und 1100 MW. Gleichzeitig muss auch hier in allen Szenarien zu

Starkwindzeiten Erzman eingesetzt werden, da die verfügbare Übertragungskapazität nicht ausreichend ist.

Insgesamt in das 110 kV Verteilungsnetz eingespeiste Energie

Die eingespeiste Energie in das 110 kV Verteilungsnetz der Szenarien mit ACCR-Freileitungsseilen, Freileitungs-Monitoring und Erzeugungsmanagement wird in Abbildung 4-16 für alle betrachteten Standorte dargestellt.

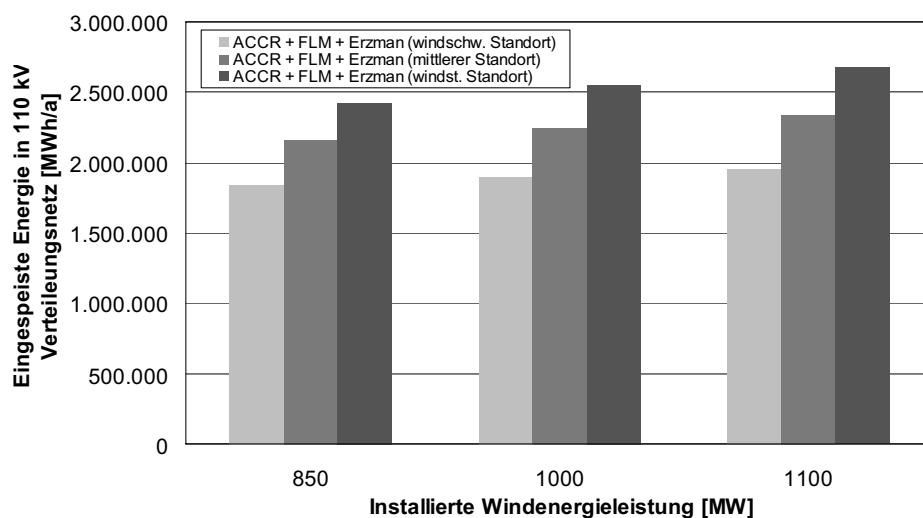


Abbildung 4-16: In 110 kV Netz eingespeiste Energie (ACCR + FLM + Erzman)

Der Ausbau der Windenergie führt zu einem Anstieg der eingespeisten Energie. Die Steigerung wird durch die Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes begrenzt.

Nicht eingespeiste Energie aus WEA

Verglichen mit dem Ausgangszustand (600 MW installierte WEA-Leistung und ausschließlich Erzman) ergibt sich trotz der Erhöhung der installierten Leistung aus Windenergieanlagen um gut 40% (Ausbaustufe der Windenergie: 850 MW) beim Einsatz von ACCR eine Reduzierung der nicht eingespeisten Windenergie. Am windstarken Standort um ca. 45% (mittlerer Standort: ca. 46%, windschwacher Standort: ca. 60%). Die aggregierte, nicht eingespeiste Windenergie aller Knoten im Zeitraum eines Jahres wird in Abbildung 4-17 dargestellt.

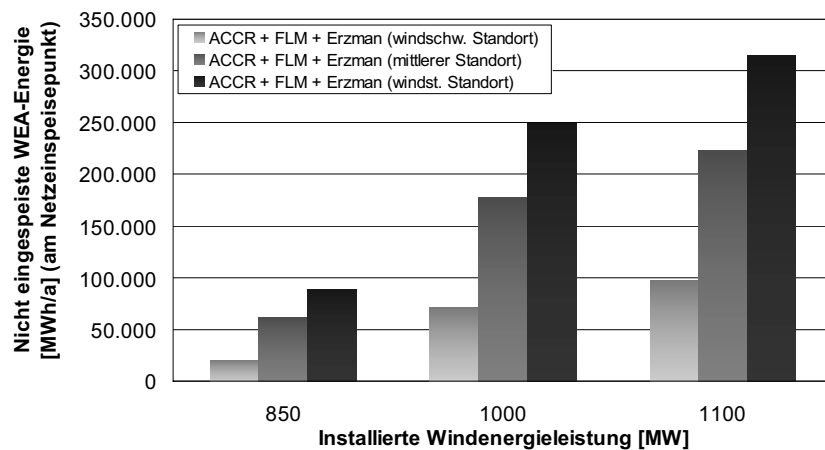


Abbildung 4-17: Nicht eingespeiste WEA-Energie (ACCR + FLM + Erzman)

Bei der höchsten Ausbaustufe der installierten WEA-Energie zeigt der Vergleich des ACCR-Szenarios mit dem FLM-Szenario zeigt eine Reduzierung der nicht eingespeisten Energie am windstarken Standort um gut 38% (mittlerer Standort: ca. 39%; windschwacher Standort: gut 41%).

Werden ACCR-Freileitungsseile eingesetzt, kann im Vergleich zum ausschließlichen Erzeugungsmanagement und zu den Szenarien des Freileitungs-Monitorings mehr Energie im Verteilungsnetz umgesetzt werden; eine höhere Strombelastbarkeit der Leitungen ist möglich.

Wegen des geringen Winddargebots ist die Menge der nicht eingespeisten Energie am mittleren und windschwachen Standort geringer als am windstarken Standort.

Exportierte WEA-Energie

Die exportierte Energie steigt durch den Einsatz von ACCR-Hochtemperaturfreileitungsseilen im Vergleich zur Umsetzung des Freileitungs-Monitorings. Der direkte Vergleich der ACCR-Szenarien mit den Erzeugungsmanagement-Szenarien ist wegen der höheren installierten WEA-Leistung nicht sinnvoll.

Im Vergleich zu den FLM-Szenarien ergibt sich bei der höchsten Ausbaustufe der WEA-Energie eine Erhöhung der exportierten WEA-Energie um 15% am windstarken und mittleren Standort (windschwach 13%) (Abbildung 4-18).

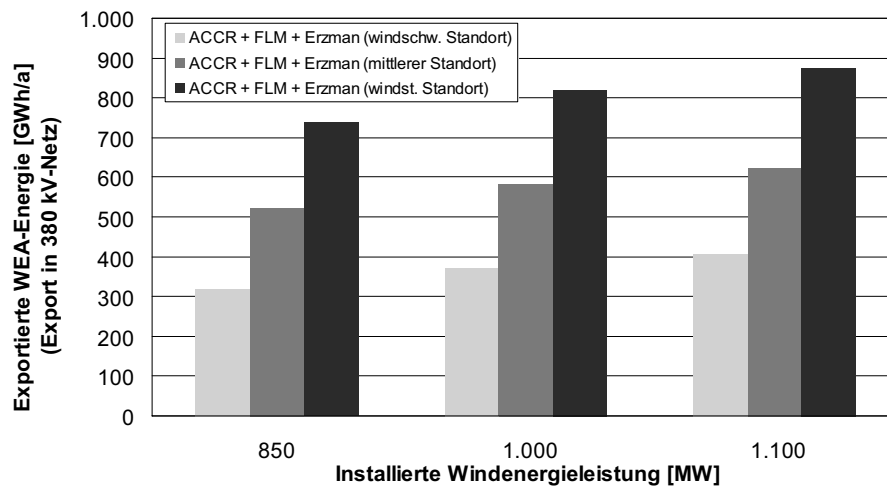


Abbildung 4-18: Exportierte WEA-Energie (ACCR + FLM + Erzman)

Verlustenergie

Die höhere Belastung der Leitungen führt zu höheren Verlusten bei ACCR im Vergleich zu den FLM-Szenarien (mindestens ca. 28% am windschwachen, ca. 37% am mittleren und ca. 39% am windstarken Standort) (Abbildung 4-19).

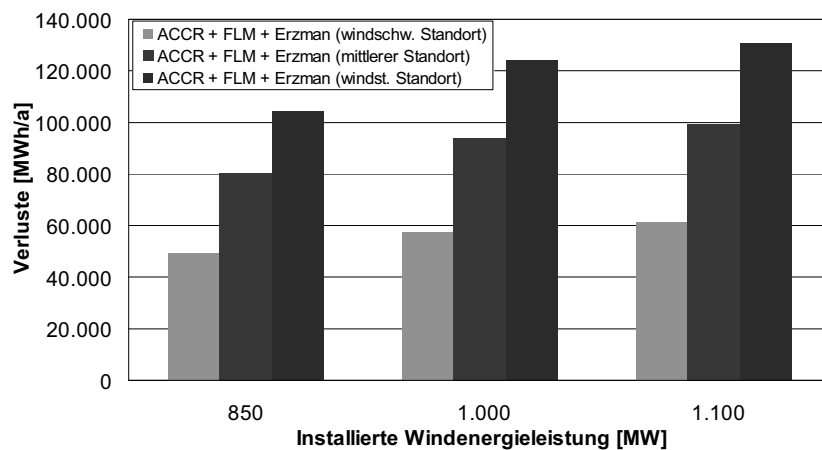


Abbildung 4-19: Verlustenergie (Szenarien ACCR + FLM + Erzman)

4.4 Bau einer neuen Freileitungstrasse

Die Szenarien des Neubaus einer Freileitungstrasse orientieren sich am geplanten Neubauprojekt von E.ON Netz GmbH zwischen Breklum und Flensburg

[EON05]. Verseilt wird die neue Trasse daher mit TACSR Hochtemperaturleiterseilen (2 Stromkreise, jeweils 30 km. 2-er Bündelleiter, Querschnitt: 265/35). TACSR Leiterseile sind die weltweit am häufigsten eingesetzten Leiterseile, für die bereits eine Betriebserfahrung von über 40 Jahren in Japan vorliegt. Die maximale Stromtragfähigkeit pro Leiter beträgt etwa 1060 A. Weitere Kenngrößen zu TACSR Freileitungsseilen sind dem Anhang A zu entnehmen.

TACSR – Thermal-resistant aluminium Conductor steel reinforced

Generell ist der Aufbau von TACSR Freileitungsseilen identisch mit dem konventioneller ACSR Leiterseile. Verzinkte Stahlseile oder Aluminium ummantelte (Stalum) Leiterseile bilden den Kern; die Leiterdrähte werden um diesen gewickelt (Abbildung 4-20).

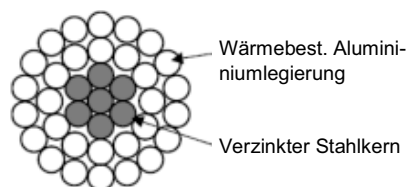


Abbildung 4-20: Querschnitt eines TACSR Leiters [Cig04c]

Das TACSR-Seil besitzt Leiter aus einer Aluminium Zirkonium Legierung, die je nach Zusammensetzung für unterschiedliche zulässige Betriebstemperaturen geeignet sind (Anhang A, Tabelle A-1). Demnach eignen sich diese wärmebeständigen Leiter für einen Dauerbetrieb bei einer Temperatur von 150°C. Dabei unterscheiden sich ihre elektrischen Eigenschaften nur unwesentlich – der spezifische Widerstand ist geringfügig höher – von denen eines konventionellen ACSR Leiterseils.

Das thermische Ausdehnungsverhalten gleicht dem eines ACSR Seils. Damit tritt bei höherer Leiterseiltemperatur ein stärkerer Leiterseildurchhang auf, so dass der Austausch von ACSR gegen TACSR Leiterseilen nur erfolgen kann, wenn eine ausreichend große und gesicherte Reserve für den Abstand zum Boden besteht. Dabei gilt für die Stahlkerne, dass ab einer bestimmten, vom Querschnitt und Material abhängigen Temperatur (engl. „knee point“) der höhere Ausdehnungskoeffizient des Aluminiums dafür sorgt, dass die gesamte Last auf dem Stahlkern liegt. Demnach folgen die Ausdehnung und der Durchhang bei höheren Temperaturen dem geringeren Ausdehnungskoeffizienten von Stahl.

Abbildung 4-21 gibt einen Überblick über das TACSR Freileitungsseil und dessen Bewertung. Weitere Erläuterungen sind Anhang B zu entnehmen.

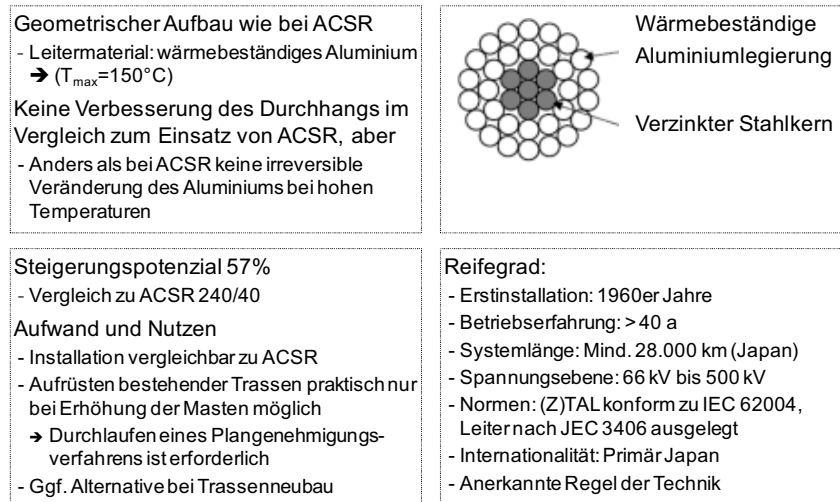


Abbildung 4-21: Übersicht zur allgemeinen Bewertung der TACSR Freileitungsseile

Untersuchungen zum Bau einer neuen Freileitungstrasse

Zur Vermeidung von Netzengpässen wird eine neue Freileitungstrasse zwischen den Knoten B und H errichtet (siehe Abbildung 4-15).

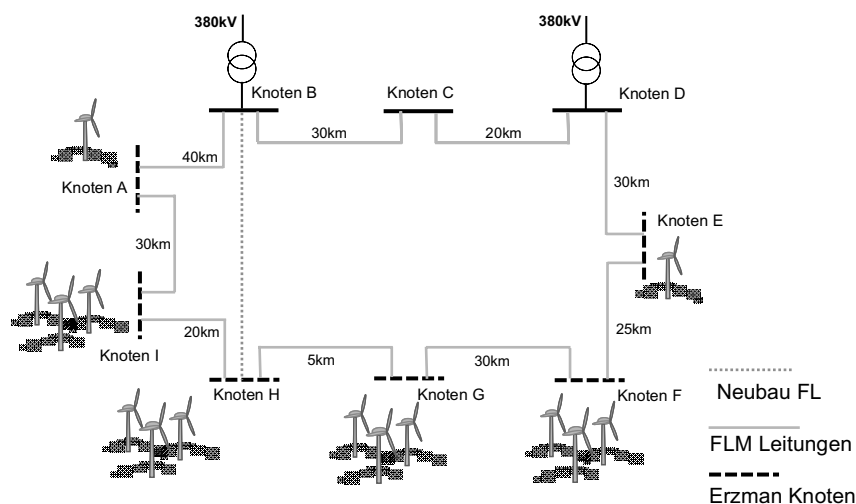


Abbildung 4-22: Verteilungsnetz der Szenarien mit neuer Freileitungstrasse

Die Szenarien des Neubaus einer Freileitungstrasse berücksichtigen die installierten Leistungen aus Windenergie ab der Ausbaustufe von 850 MW; d. h. 850 MW, 1000 MW und 1100 MW.

Erzeugungsmanagement muss nahezu nur in den Szenarien der höchsten Ausbaustufe zu Starkwindzeiten eingesetzt werden. Auf allen bestehenden Trassen, die mit ACSR 230/30 Leitern verseilt sind, wird weiterhin Freileitungs-Monitoring betrieben.

Insgesamt in das 110 kV Verteilungsnetz eingespeiste Energie

Die eingespeiste Energie in das 110 kV Verteilungsnetz der Szenarien mit einer neuen Freileitungstrasse, Freileitungs-Monitoring auf den Trassen mit konventionellen ACSR 230/30 Leitern und Erzeugungsmanagement im Bedarfsfall wird in Abbildung 4-23 für alle betrachteten Standorte dargestellt. Der Anstieg der eingespeisten Energie wird in den Szenarien des Trassenneubaus nur in einem geringen Maße begrenzt.

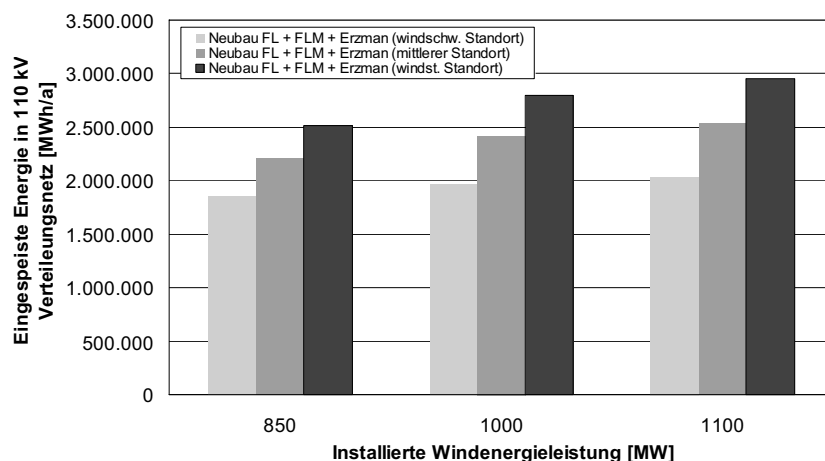


Abbildung 4-23: In 110 kV Netz eingespeiste Energie (Neubau FL + FLM + Erzman)

Nicht eingespeiste Energie aus WEA

Im Vergleich zum Ausgangszustand (600 MW installierte WEA-Leistung und ausschließlich Erzman) ergibt sich trotz der Erhöhung der installierten Leistung aus Windenergieanlagen um gut 80% (Ausbaustufe der Windenergie: 1100 MW) beim Bau einer neuen Freileitungstrasse eine Reduzierung der nicht eingespeisten Windenergie (an allen Standorten nahezu 80%). Die aggregierte, nicht eingespeiste Windenergie aller Knoten im Zeitraum eines Jahres wird in Abbildung 4-24 dargestellt.

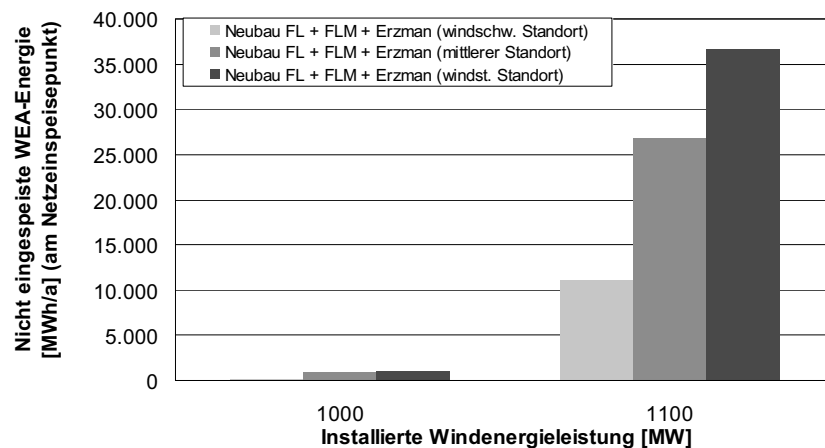


Abbildung 4-24: Nicht eingespeiste WEA-Energie (Neubau FL + FLM + Erzman)

Die Darstellung zeigt, dass praktisch nur bei der höchsten Ausbaustufe der installierten Windenergieleistung bei den Szenarien des Neubaus einer Freileitungstrasse Windenergieanlagen Erzeugungsmanagement notwendig ist.

Insgesamt ist bei dieser Stufe (1100 MW) unter Berücksichtigung des Trassenneubaus an allen Standorten eine Reduzierung der nicht eingespeisten WEA-Energie um gut 88% im Vergleich zum ACCR-Szenario und ca. 93% im Vergleich zum FLM-Szenario möglich ist.

Die Szenarien des Baus einer neuen Freileitungstrasse ermöglichen verglichen mit allen übrigen Szenarien eine höhere Einspeisung von elektrischer Energie in das Verteilungsnetz; insgesamt steigt die Übertragungskapazität.

Exportierte WEA-Energie

Die exportierte Energie steigt durch den Neubau einer Freileitungstrasse im Vergleich zum Einsatz von ACCR-Hochtemperaturfreileitungsseilen und im Vergleich zur Umsetzung des Freileitungs-Monitorings. Der direkte Vergleich der Neubau-Szenarien mit den Erzeugungsmanagement-Szenarien ist wegen der höheren installierten WEA-Leistung nicht sinnvoll.

Im Vergleich zu den FLM-Szenarien ergibt sich bei der höchsten Ausbaustufe der WEA-Energie eine Erhöhung der exportierten WEA-Energie um 62% am windstarken, um 63% am mittleren und um 53% am windschwachen Standort (im Vergleich zu den ACCR-Szenarien windstark und mittel 41% sowie wind-schwach 35%) (Abbildung 4-25).

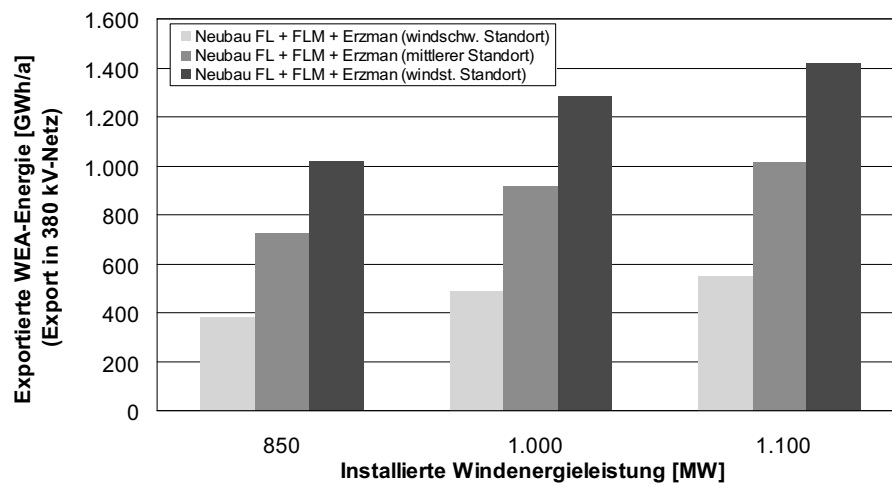


Abbildung 4-25: Exportierte WEA-Energie (Neubau + FLM + Erzman)

Verlustenergie

Die gestiegene Belastung der Leitungen führt in den Szenarien, in denen der direkte Vergleich zu den Verlusten der FLM-Szenarien und der ACCR-Szenarien möglich ist, nicht zu höheren Verlusten.

Durch die zusätzliche Trasse werden die übrigen Leitungen entlastet; die Strom-Wärmeverluste auf diesen Leitungen sinken. Dagegen steht, dass zusätzlich mehr elektrische Energie ins Verteilungsnetz eingespeist werden kann; d. h. stärkere Auslastung aller Leitungen. Generell überwiegt die Entlastung. Abbildung 4-26 zeigt die jährliche Verlustenergie der Szenarien des Neubaus einer Freileitungstrasse (zusätzlich Freileitungs-Monitoring auf übrigen Trassen und Erzeugungsmanagement).

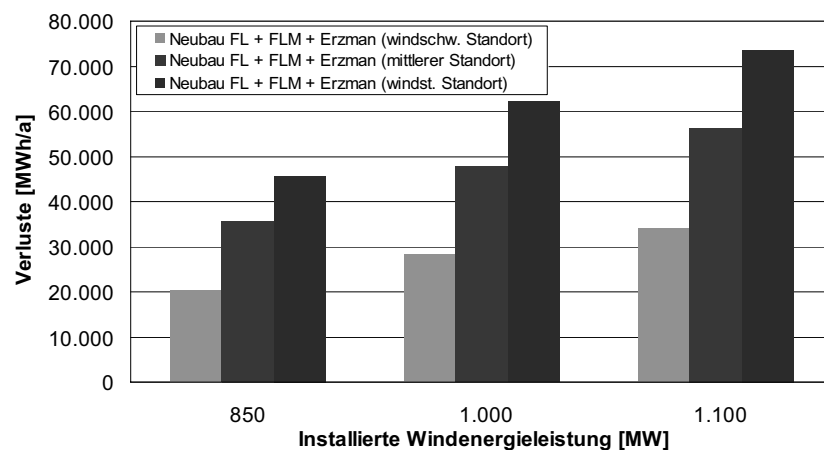


Abbildung 4-26: Verlustenergie-Energie (Szenarien Neubau FL + FLM + Erzman)

Im Vergleich zu den anderen Flexibilisierungsmaßnahmen ergibt sich eine Reduzierung der Verluste um mindestens ca. 26% am windschwachen, mindestens gut 19% am mittleren und mindestens gut 18% am windstarken Standort (abhängig von der installierten Leistung aus WEA).

5 Vergleichende Bewertung der Flexibilisierungsmaßnahmen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der durchgeführten Analyse für den gewählten Betrachtungszeitraum von 25 Jahren vergleichend dargestellt. Für ausgewählte Untersuchungen erfolgt eine Sensitivitätsanalyse für die Betrachtungszeiträume von 15 und 20 Jahren. Die vergleichende Bewertung erfolgt unter Berücksichtigung der Grundlagen aus Kapitel 3 für die in Kapitel 4 beschriebenen Szenarien. Der Vergleich erfolgt standortspezifisch.

Zu berücksichtigen ist bei allen Darstellungen, dass das Erzeugungsmanagement als alleinige Maßnahme nicht für den gesamten Zeitraum verwendet werden darf; die alleinige Maßnahme des Windenergieanlagen Erzeugungsmanagements findet ausschließlich in bei der Grundstufe der installierten Leistung aus Windenergie von 600 MW statt.

5.1 Technische Aspekte

5.1.1 Windstarker Standort

Einleitend zeigt Abbildung 5-1 den Vergleich der insgesamt in das 110 kV Netz eingespeiste Energie in Abhängigkeit den verschiedenen Maßnahmen zur Steigerung der Dynamik und der Umsetzungszeit.

Grundsätzlich wird deutlich, dass bei den Szenarien des Neubaus einer Freileitungstrasse mehr elektrische Energie in das 110 kV Verteilungsnetz eingespeist werden kann als bei den anderen. Die eingespeiste Menge Windenergie steigt wegen der höheren Übertragungskapazität; weniger Erzman ist notwendig.

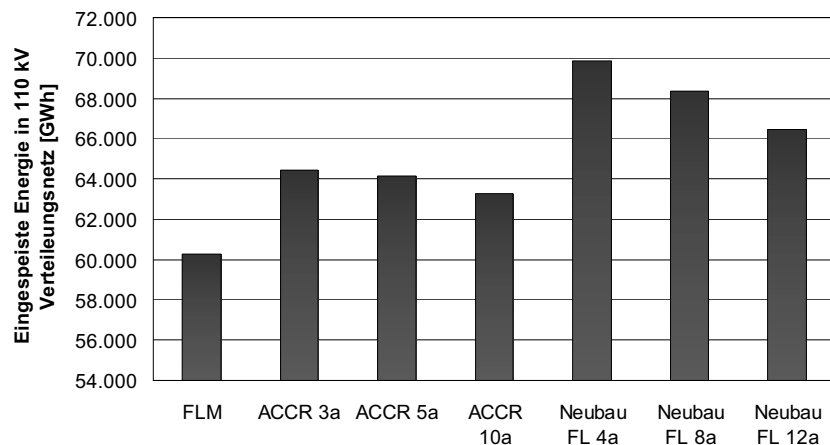


Abbildung 5-1: In 110 kV Netz eingespeiste Energie, windstarker Standort

Nicht eingespeiste WEA-Energie

Die nicht eingespeiste WEA-Energie ist ein wesentliches Kriterium für die monetäre Bewertung (vergleiche Abschnitte 3.5.2 und 5.3). Abbildung 5-2 zeigt die nicht eingespeisten Energie aus Windenergieanlagen abhängig von den angewandten Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität.

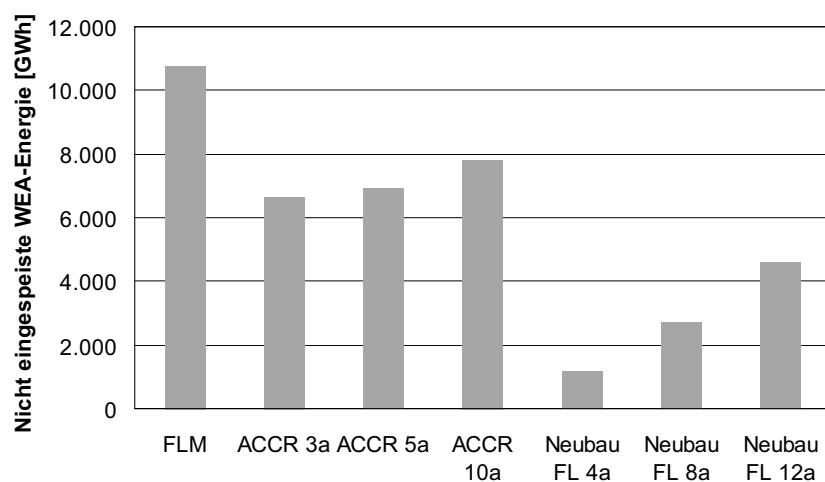


Abbildung 5-2: Nicht eingespeiste WEA-Energie, windstarker Standort

Die Darstellung verdeutlicht, dass bei den Szenarien des Neubaus einer Freileitungstrasse weniger Windenergieanlagen Erzeugungsmanagement notwendig ist. Über den betrachteten Zeitraum von 25 Jahren ist die nicht eingespeiste WEA-Energie beim Neubau der Freileitungstrasse nach 4 Jahren etwa 89% geringer als bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings (ausschließlich Erzman im ersten Jahr und ggf. ergänzendes Erzman in den Folgejahren) im

gesamten Betrachtungszeitraum und gut 82% geringer als beim Einsatz von ACCR-Hochtemperaturfreileitungsseilen nach 3 Jahren.

Exportierte WEA-Energie (in 380 kV-Übertragungsnetz)

Der Anteil der Windenergie zur Deckung der Verbraucherlast variiert bei Einsatz der verschiedenen Maßnahmen zur Steigerung der Übertragungskapazität (abhängig von der installierten WEA-Leistung) nicht wesentlich (Tabelle 5-1); d. h., die nicht eingespeiste WEA-Energie führt im Wesentlichen zu seinem Minderexport in die Höchstspannungsebene.

Installierte WEA-Leistung	ACCR	FLM	Neubau FL
850 MW	72,6%	71,0%	73,7%
1000 MW	75,8%	74,2%	78,0%
1100 MW	77,9%	76,2%	80,1%

Tabelle 5-1: Anteil WEA-Strom an Gesamteinspeisung im 110 kV Netz, windst. Standort

Die exportierte Energie spielt eine wesentliche Rolle bei der ökologischen Bewertung der Szenarien (vergleiche Abschnitt 5.2). Wird mehr elektrische Energie im Versorgungsgebiet durch WEA erzeugt als durch Verbraucher abgenommen werden kann, erfolgt ein Export in die überlagerte 380 kV Höchstspannungsebene. Der Neubau einer Freileitungstrasse lässt im Vergleich zu den anderen Maßnahmen einen höheren WEA-Energie Export zu (Abbildung 5-3).

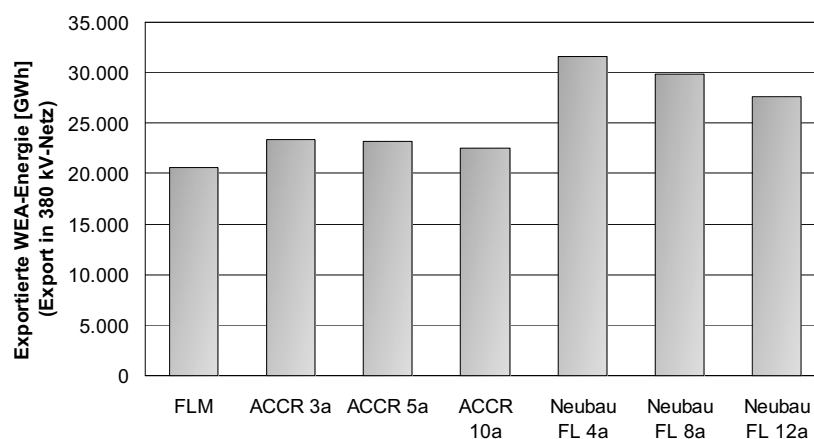


Abbildung 5-3: Exportierte WEA-Energie, windstarker Standort

Bei einem Bau der neuen Freileitungstrasse nach 4 Jahren liegt der Export der Windenergie im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren mit 31,6 TWh am windstarken Standort gut 53% über den Szenarien der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings und etwa 35% über den ACCR-Szenarien.

Verlustenergie

Die gesteigerte Übertragungskapazität führt zu insgesamt höheren Leitungsverlusten bei den Szenarien mit ACCR im Vergleich zum Freileitungs-Monitoring (mindestens ca. 29%). Beim Neubau einer Freileitungstrasse steigt zwar grundsätzlich die ins Verteilungsnetz eingespeiste elektrische Energie. Durch die zusätzliche Trasse werden jedoch die übrigen Leitungen entlastet; die Strom-Wärmeverluste auf diesen Leitungen sinken. Das führt insgesamt zu einer Reduzierung der Verluste von mindestens 10% im Vergleich zum Freileitungs-Monitoring und mindestens 35% im Vergleich zu den ACCR-Szenarien. Abbildung 5-4 stellt vergleichend die Verlustenergie aller Szenarien im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren dar.

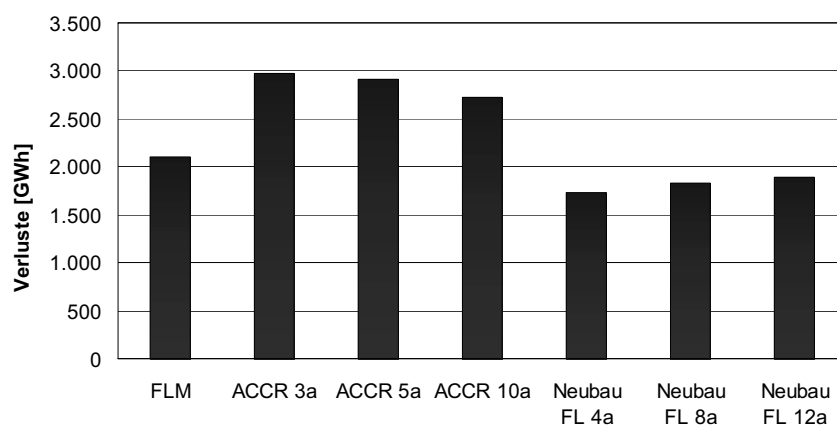


Abbildung 5-4: Verlustenergie; Betrachtungszeitraum 25 Jahre, windstarker Standort

5.1.2 Mittlerer Standort

Einleitend zeigt Abbildung 5-5 den Vergleich der insgesamt in das 110 kV Netz eingespeisten Energie in Abhängigkeit der verschiedenen Maßnahmen zur Steigerung der Dynamik für den mittleren Standort.

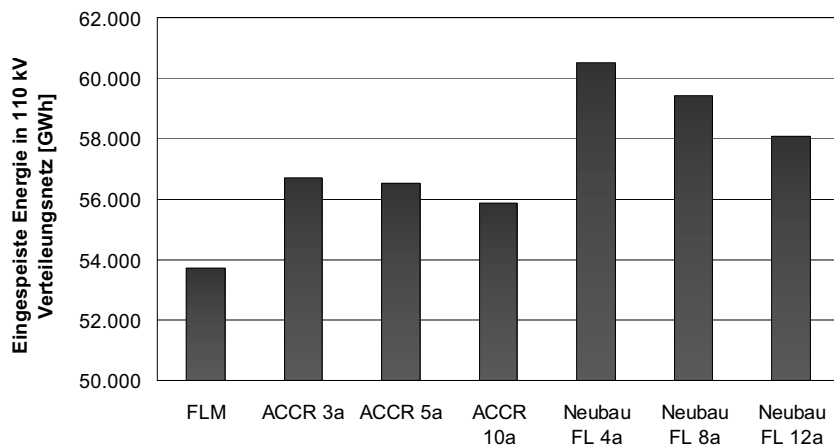


Abbildung 5-5: In 110 kV Netz eingespeiste Energie, mittlerer Standort

Die Beträge der eingespeisten elektrischen Energie sind wegen des geringeren Winddargebots grundsätzlich geringer als am windstarken Standort. Beim Neubau der Freileitungstrasse nach 4 Jahren um gut 13%, um 12% beim Einsatz von ACCR-Leiterseilen nach 3 Jahren und um etwa 11% bei den FLM-Szenarien.

Nicht eingespeiste WEA-Energie

Die Ergebnisse des Vergleichs der nicht eingespeisten Energie aus Windenergieanlagen im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren am mittleren Standort spiegeln die Ergebnisse des windstarken Standorts wider (Abbildung 5-6).

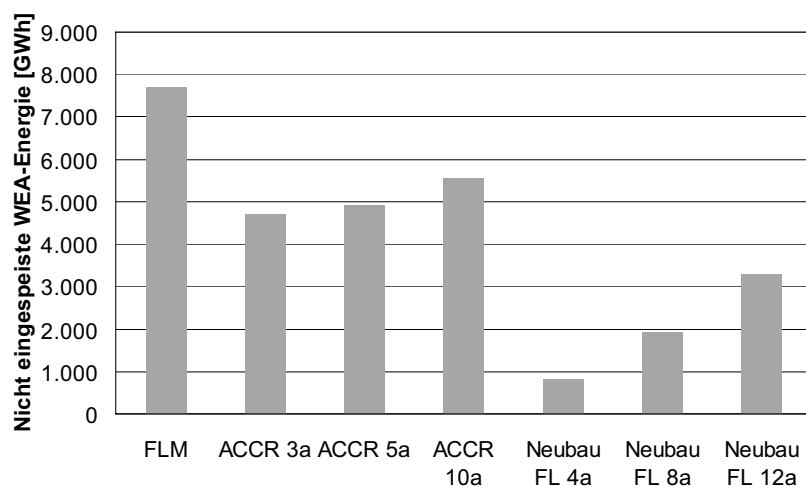


Abbildung 5-6: Nicht eingespeiste WEA-Energie, mittlerer Standort

Infolge des geringeren Winddargebots sind die absoluten Beträge jedoch geringer; beim Neubau der Freileitungstrasse nach 4 Jahren um etwa 28%, um 29% beim Einsatz von ACCR-Leiterseilen nach 3 Jahren und um etwa 29% bei den FLM-Szenarien.

Exportierte WEA-Energie (in 380 kV-Übertragungsnetz)

Der Anteil der Windenergie zur Deckung der Verbraucherlast variiert bei Einsatz der verschiedenen Maßnahmen zur Steigerung der Übertragungskapazität (abhängig von der installierten WEA-Leistung) auch am mittleren Standort nur unwesentlich (Tabelle 5-2).

Installierte WEA-Leistung	ACCR	FLM	Neubau FL
850 MW	62,8%	61,1%	64,0%
1000 MW	66,4%	64,6%	69,0%
1100 MW	69,0%	67,0%	71,5%

Tabelle 5-2: Anteil WEA-Strom an Gesamteinspeisung im 110 kV Netz, mittlerer Standort

Der Neubau einer Freileitungstrasse führt auch am mittleren Standort zur höchsten exportierten WEA-Energie (Abbildung 5-7). Im Vergleich zum windstarken Standort wird jedoch bei allen Maßnahmen etwa 29% weniger WEA-Energie exportiert.

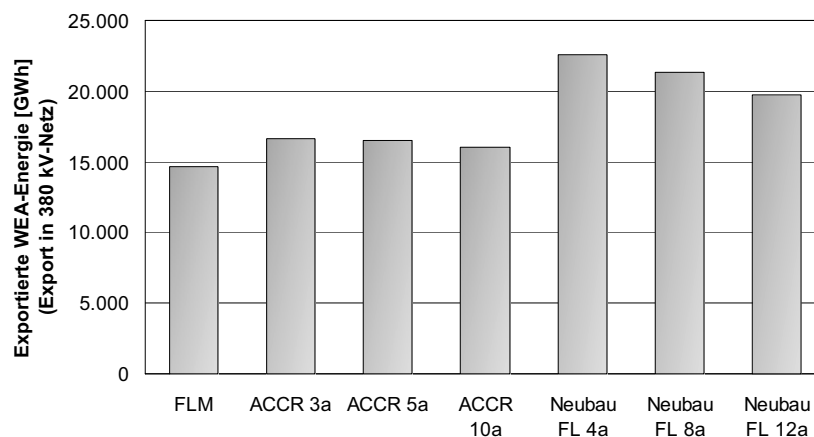


Abbildung 5-7: Exportierte WEA-Energie, mittlerer Standort

Verlustenergie

Die gesteigerte Übertragungskapazität führt bei den Szenarien mit ACCR verglichen mit dem Freileitungs-Monitoring zu insgesamt höheren Leitungsverlusten (mindestens gut 27%). Beim Neubau einer Freileitungstrasse ergibt sich eine Reduzierung der Verluste von mindestens ca. 10% im Vergleich zum Freilei-

tungs-Monitoring und mindestens ca. 30% im Vergleich zu den ACCR-Szenarien. Abbildung 5-8 stellt vergleichend die Verlustenergie aller Szenarien im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren dar.

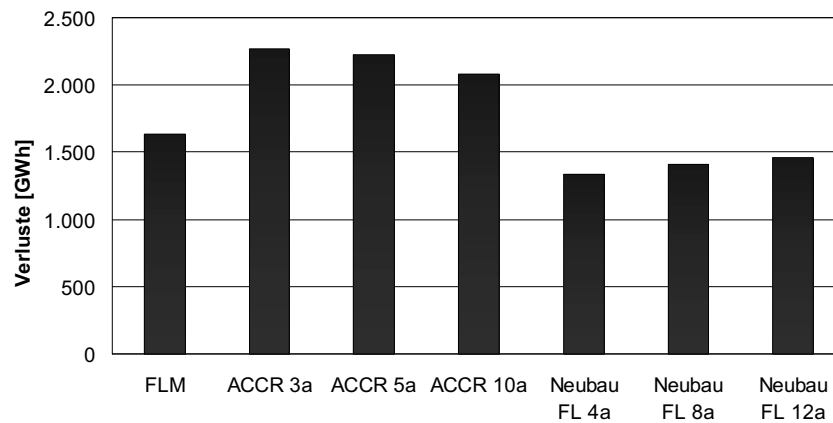


Abbildung 5-8: Verlustenergie im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, mittlerer Standort

5.1.3 Windschwacher Standort

Abbildung 5-9 zeigt den Vergleich der insgesamt in das 110 kV Netz eingespeiste Energie in Abhängigkeit von den verschiedenen Maßnahmen zur Steigerung der Dynamik für den windschwachen Standort. Die Beträge sind wegen des geringsten Winddargebots geringer als an den anderen Standorten.

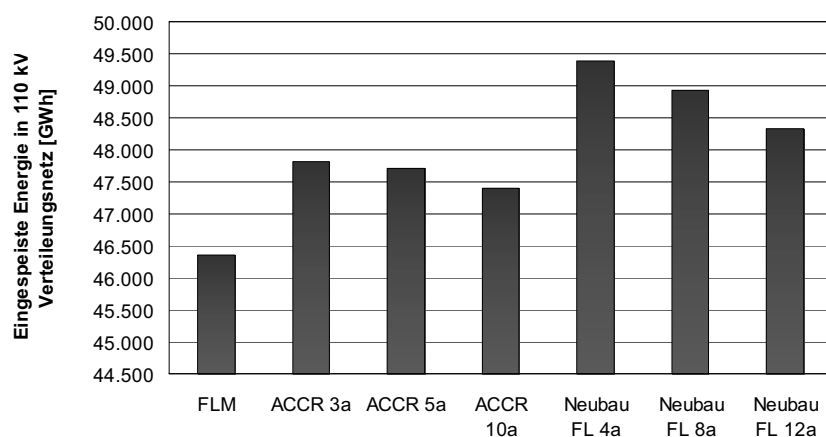


Abbildung 5-9: In 110 kV Netz eingespeiste Energie, windschwacher Standort

Nicht eingespeiste WEA-Energie

Die nicht eingespeiste WEA-Energie ist am windschwachen Standort bei den Neubau-Szenarien und bei den ACCR-Szenarien um mindestens 69% (FLM-Szenarien etwa 68%) als an den anderen Standorten (Abbildung 5-10).

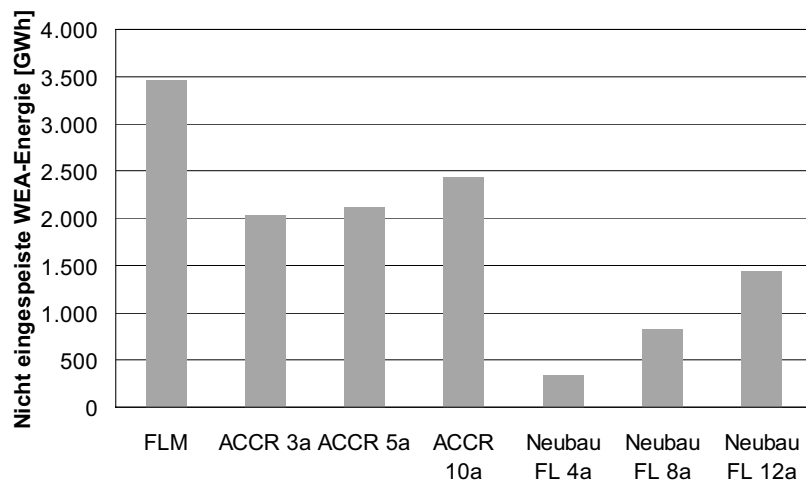


Abbildung 5-10: Nicht eingespeiste WEA-Energie, windschwacher Standort

Exportierte WEA-Energie (in 380 kV-Übertragungsnetz)

Auch am windschwachen Standort variiert der Anteil der Windenergie zur Deckung der Verbraucherlast bei Einsatz der verschiedenen Maßnahmen zur Steigerung der Übertragungskapazität (abhängig von der installierten WEA-Leistung) nicht in relevantem Maße (Tabelle 5-3).

Installierte WEA-Leistung	ACCR	FLM	Neubau FL
850 MW	49,6%	48,3%	50,3%
1000 MW	54,1%	52,7%	55,9%
1100 MW	56,9%	55,4%	58,9%

Tabelle 5-3: Anteil WEA-Strom an Gesamteinspeisung im 110 kV Netz, windschwacher Standort

Am windschwachen Standort wird im Vergleich zu den anderen Standorten die geringste Menge WEA-Energie exportiert (Abbildung 5-7) (im Vergleich zum windstarken Standort bei allen Maßnahmen etwa 60%).

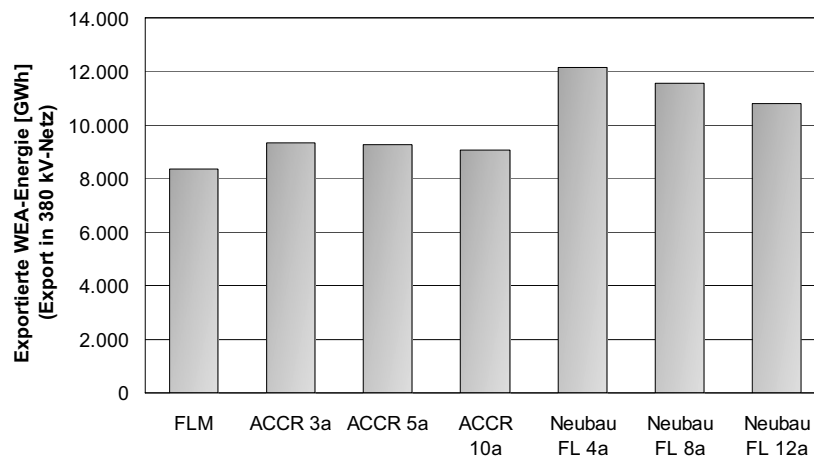


Abbildung 5-11: Exportierte WEA-Energie, windschwacher Standort

Verlustenergie

Die gesteigerte Übertragungskapazität führt bei den Szenarien mit ACCR im Vergleich zum Freileitungs-Monitoring zu insgesamt höheren Leitungsverlusten (mindestens ca. 22%). Beim Neubau einer Freileitungstrasse ergibt sich eine Reduzierung der Verluste von mindestens gut 14% im Vergleich zum Freileitungs-Monitoring und mindestens gut 29% im Vergleich zu den ACCR-Szenarien (Abbildung 5-12).

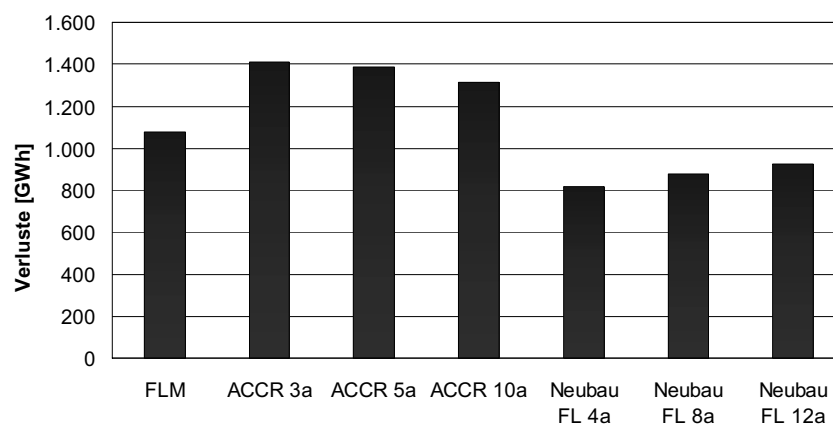


Abbildung 5-12: Verlustenergie im Zeitraum von 25 Jahren, windschwacher Standort

5.2 Ökologische Bewertung

Basierend auf den Grundlagen aus Abschnitt 3.4 erfolgt die ökologische Bewertung der Szenarien.

5.2.1 Windstarker Standort

Emissionen infolge des verstärkten Teillastbetriebs thermischer Kraftwerke

Nach Abschnitt 3.4.2 werden der eingespeisten Windenergie Emissionen infolge des verstärkten Teillastbetriebs von Großkraftwerken aufgeschlagen.

Durch den Neubau einer Freileitungstrasse ist es möglich, in den betrachteten Szenarien die meiste Windenergie einzuspeisen. Daher liegen diese Emissionen je nach Ausbaustufe der Windenergie um mindestens 5% höher als bei den ACCR-Szenarien und um mindestens etwa 12% höher als bei den Freileitungs-Monitoring Szenarien (Abbildung 5-13).

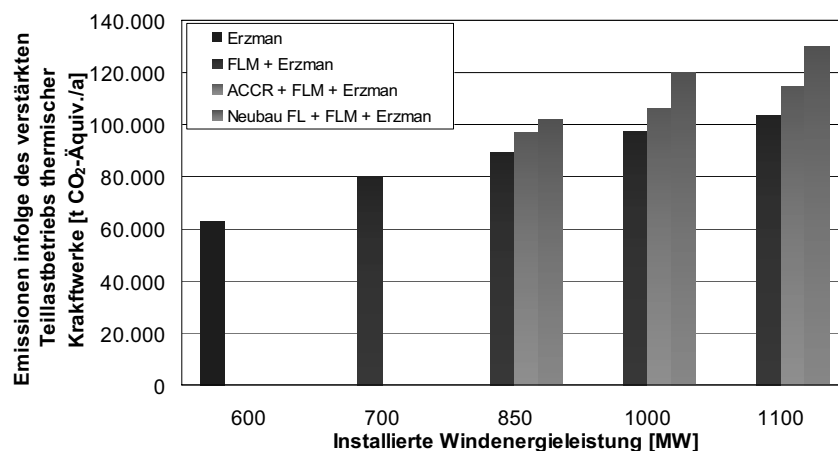


Abbildung 5-13: Emissionen infolge des verstärkten Teillastbetrieb abhängig von der installierten Windenergieleistung und den verschiedenen Maßnahmen, windstarker Standort

Insgesamt liegen die Emissionen infolge eines verstärkten Teillastbetriebs bei einem Bau der neuen Freileitungstrasse nach 4 Jahren für einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren mit 3 Millionen t CO₂-äquivalenten Emissionen knapp 18% über denen des Freileitungs-Monitorings (Abbildung 5-14).

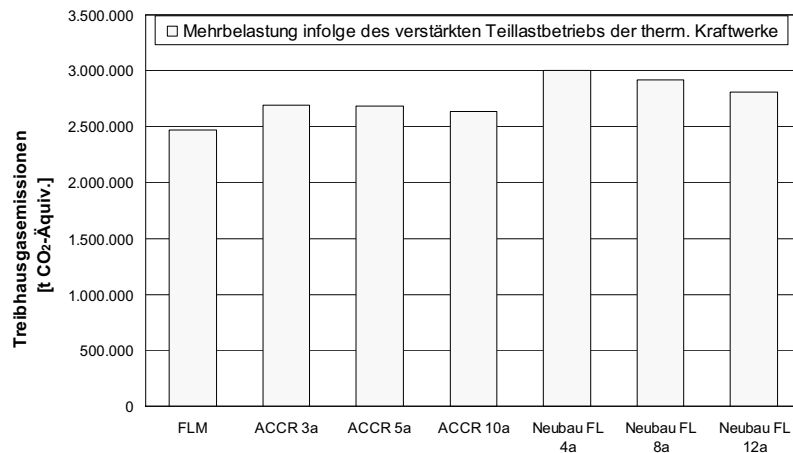


Abbildung 5-14: Treibhausgasemissionen infolge des verstärkten Teillastbetriebs im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, windstarker Standort

Emissionen infolge von geringerem Windenergieexport

Bei Umsetzung der Freileitungs-Monitoring-Szenarien wird weniger Windenergie aus dem Verteilungsnetz exportiert als bei den ACCR-Szenarien. Die meiste Windenergie ist beim Bau einer neuen Freileitungstrasse zu exportieren (vergleiche Kapitel 4 und Abschnitt 5.1). Die Bewertung erfolgt nach den Grundlagen aus Abschnitt 3.4.2; der Minderexport bei der Umsetzung einer Maßnahme im Vergleich zur besten verfügbaren Lösung zum jeweiligen Zeitpunkt wird als Malus angesetzt. Emissionen werden daraus abgeleitet, dass nicht exportierte WEA-Energie alternativ durch den globalen Strommix bereitgestellt wird.

Bei der Grundstufe der installierten WEA-Leistung von 600 MW steht keine Alternative zum WEA Erzeugungsmanagement zur Verfügung. Daher entstehen bei dieser Stufe keine Emissionen. Analog gilt für die Ausbaustufe 700 MW, dass ausschließlich Freileitungs-Monitoring verfügbar ist. Ab der Ausbaustufe 850 MW wird vorausgesetzt, dass sowohl der Einsatz von ACCR-Freileitungsseilen als auch der Neubau einer Freileitungstrasse möglich ist; die exportierte WEA-Energie der Neubau-Szenarien gilt als Referenz.

Die bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings entstehenden Treibhausgasemissionen (850 MW: 166.309 t CO₂-Äquivalent; 1000 MW: 273.602 t CO₂-Äquivalent; 1100 MW: 323.776 t CO₂-Äquivalent) liegen mindestens 24% über denen des Einsatzes von ACCR-Leiterseilen (Abbildung 5-15).

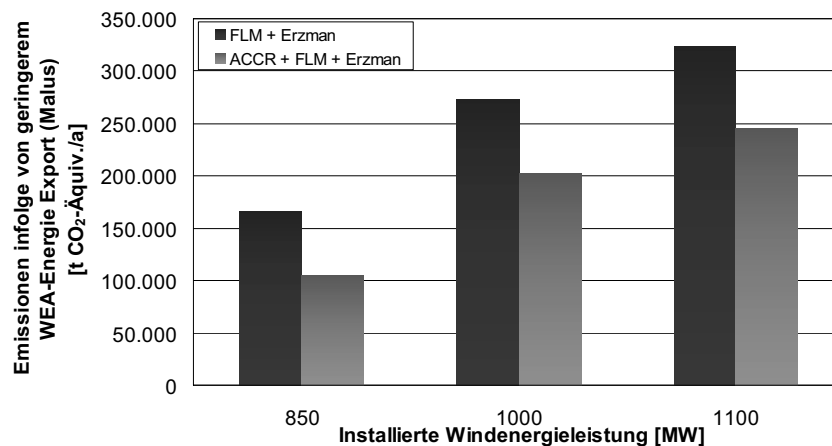


Abbildung 5-15: Treibhausgasemissionen infolge von geringerem Windenergie Export abhängig von der installierten Windenergieleistung und den verschiedenen Maßnahmen, windstarker Standort

Insgesamt liegen die Emissionen infolge des geringeren Exports von WEA-Energie beim Freileitungs-Monitoring für einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren mit 6,6 Millionen t CO₂-Äquivalent etwa 97% höher als beim Bau der neuen Freileitungstrasse nach 4 Jahren und 25% über denen des Einsatzes von ACCR-Leiterseilen nach 3 Jahren (Abbildung 5-16).

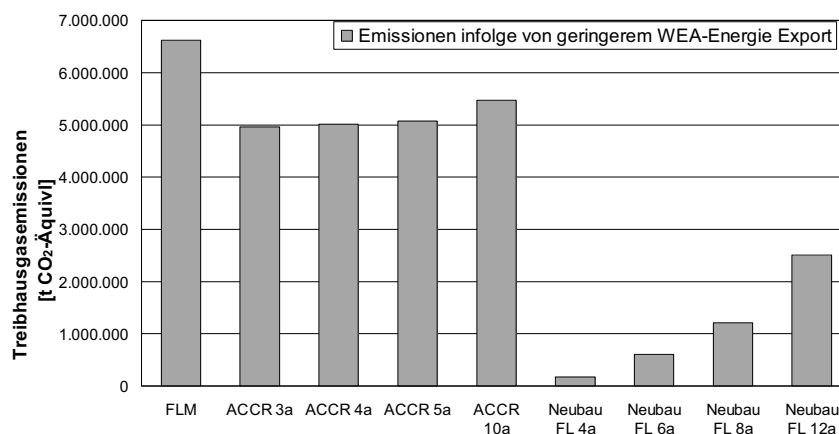


Abbildung 5-16: Treibhausgasemissionen infolge von nicht exportierter WEA-Energie im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, windstarker Standort

Gesamtemissionen am windstarken Standort (Betrachtungszeitraum 25 a)

Der Großteil der entstehenden Treibhausgasemissionen resultiert aus der Deckung der Verbraucherlast. Diese Emissionen unterscheiden sich in den Szenarien nur unwesentlich. Der Anteil der Windenergieeinspeisung an der Deckung

der Verbraucherlast ist unabhängig von der eingesetzten Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungskapazität etwa gleich. Der wesentliche Unterschied zwischen den verschiedenen Maßnahmen resultiert aus dem Export von Windenergie in die überlagerte Höchstspannungsebene (Abbildung 5-17).

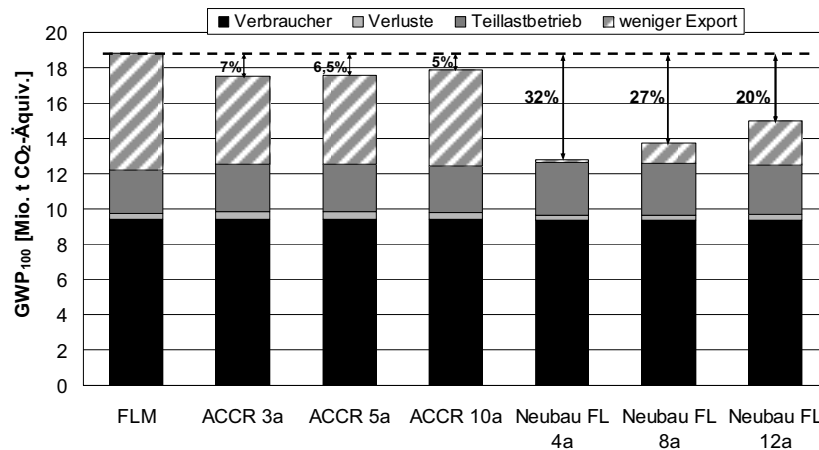


Abbildung 5-17: Gesamtemissionen (Treibhausgas) am windstarken Standort

Insgesamt sind die Treibhausgasemissionen bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings mit 18,8 Millionen t CO₂-Äquivalent 7,5% höher als beim Einsatz von ACCR-Freileitungsseilen nach 3 Jahren und um gut 47% höher als beim Neubau einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren. Eine Verzögerung der Umsetzung von Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität ist vor dem Hintergrund der exportierten WEA-Energie nicht zielführend.

5.2.2 Mittlerer Standort

Emissionen infolge des verstärkten Teillastbetriebs thermischer Kraftwerke

Die Treibhausgasemissionen durch den Neubau einer Freileitungstrasse liegen je nach Ausbaustufe der Windenergie um mindestens 4% höher als bei den ACCR-Szenarien und um mindestens etwa 11% höher als bei den Freileitungs-Monitoring Szenarien (Abbildung 5-18).

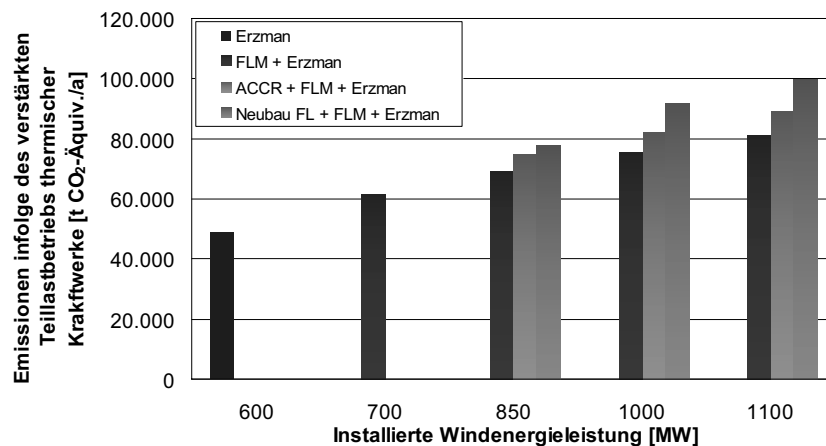


Abbildung 5-18: Treibhausgasemissionen infolge des verstärkten Teillastbetrieb abhängig von der installierten Windenergieleistung und den verschiedenen Maßnahmen, mittlerer Standort

Für einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren liegen die Treibhausgasemissionen infolge eines verstärkten Teillastbetriebs beim Bau einer neuen Freileitungstrasse nach 4 Jahren mit 2,3 Millionen t CO₂-äquivalenten Emissionen etwa 18% über denen des Freileitungs-Monitorings und 9% über denen des Einsatzes von ACCR-Freileitungsseilen nach 3 Jahren (Abbildung 5-19).

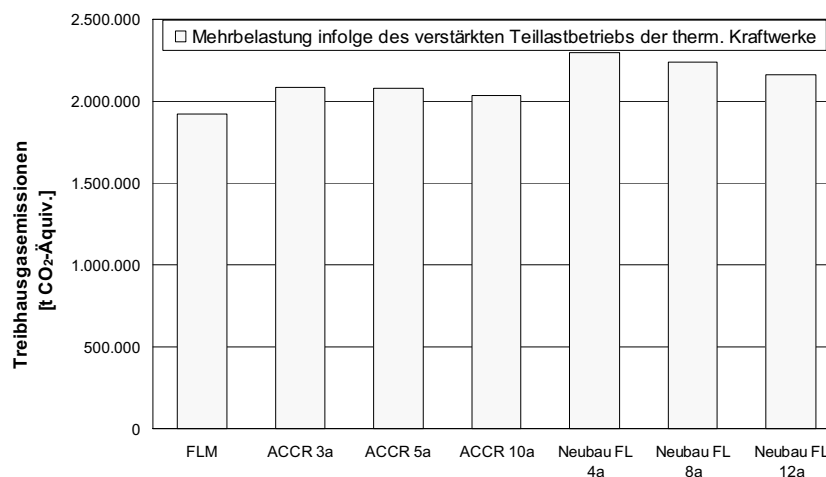


Abbildung 5-19: Emissionen infolge des verstärkten Teillastbetrieb im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, mittlerer Standort

Emissionen infolge von geringerem Windenergieexport

Die bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings entstehenden Treibhausgasemissionen (850 MW: 119.741 t CO₂-Äquivalent; 1000 MW: 196.699 t CO₂-

Äquivalent; 1100 MW: 232.210 t CO₂-Äquivalent) liegen mindestens 24% über denen des Einsatzes von ACCR-Leiterseilen (Abbildung 5-20).

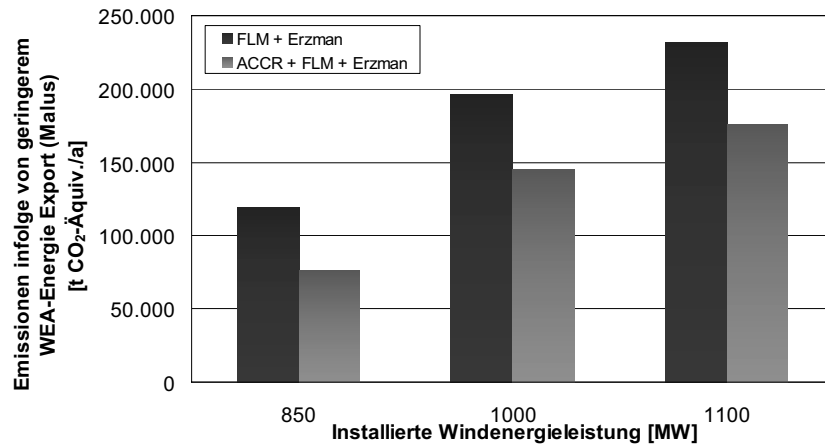


Abbildung 5-20: Treibhausgasemissionen infolge von geringerem Windenergie Export abhängig von der installierten Windenergieleistung und den verschiedenen Maßnahmen, mittlerer Standort

Insgesamt sind die Emissionen infolge von weniger exportierter WEA-Energie beim Freileitungs-Monitoring mit 4,7 Millionen t CO₂-Äquivalent etwa 97% höher als beim Bau der neuen Freileitungstrasse nach 4 Jahren und 25% höher als beim Einsatz von ACCR-Leiterseilen nach 3 Jahren (Abbildung 5-21).

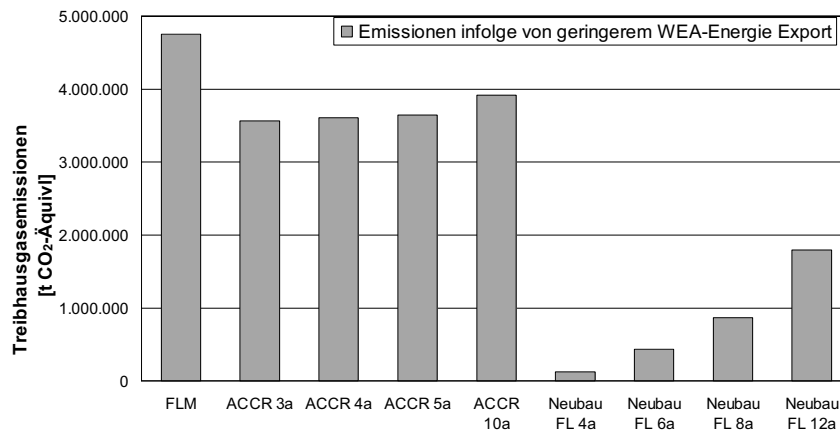


Abbildung 5-21: Treibhausgasemissionen infolge von weniger exportierter WEA-Energie im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, mittlerer Standort

Gesamtemissionen am mittleren Standort (Betrachtungszeitraum 25 a)

Insgesamt sind die Treibhausgasemissionen bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings mit 18,5 Millionen t CO₂-Äquivalent 5% höher als beim Einsatz von ACCR-Freileitungsseilen nach 3 Jahren und um 31% höher als beim Neubau einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren (Abbildung 5-22). Auch am mittleren Standort ist eine Verzögerung der Umsetzung von Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität vor dem Hintergrund der exportierten WEA-Energie nicht zielführend.

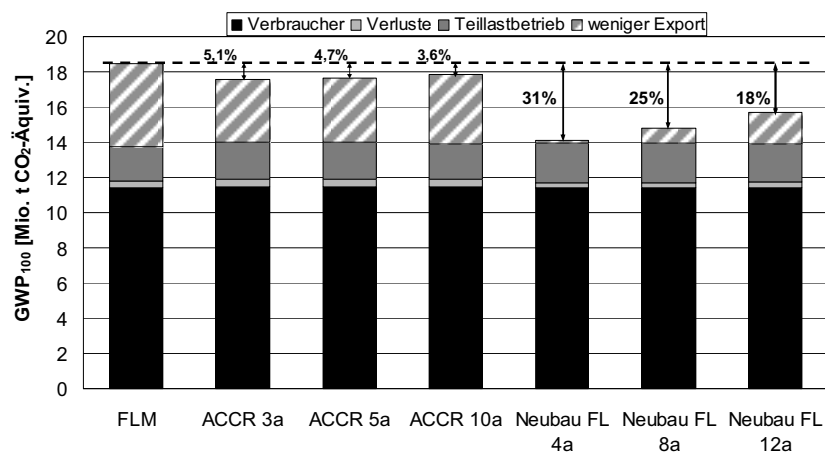


Abbildung 5-22: Gesamtemissionen (Treibhausgas) am mittleren Standort

5.2.3 Windschwacher Standort

Emissionen infolge des verstärkten Teillastbetriebs thermischer Kraftwerke

Die Treibhausgasemissionen beim Neubau einer Freileitungstrasse liegen je nach Ausbaustufe der Windenergie um mindestens 2% höher als bei den ACCR-Szenarien und um mindestens etwa 7% höher als bei den Freileitungs-Monitoring Szenarien (Abbildung 5-23).

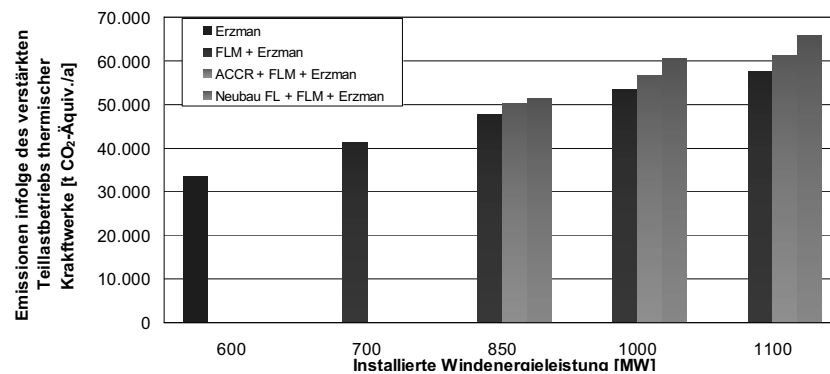


Abbildung 5-23: Treibhausgasemissionen infolge des verstärkten Teillastbetrieb abhängig von der installierten Windenergieleistung und den verschiedenen Maßnahmen, windschwacher Standort

Für einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren liegen die Treibhausgasemissionen infolge eines verstärkten Teillastbetriebs beim Bau einer neuen Freileitungstrasse nach 4 Jahren mit 1,5 Millionen t CO₂-äquivalenten Emissionen etwa 11% über denen des Freileitungs-Monitorings und 6% über denen des Einsatzes von ACCR-Freileitungsseilen nach 3 Jahren (Abbildung 5-24).

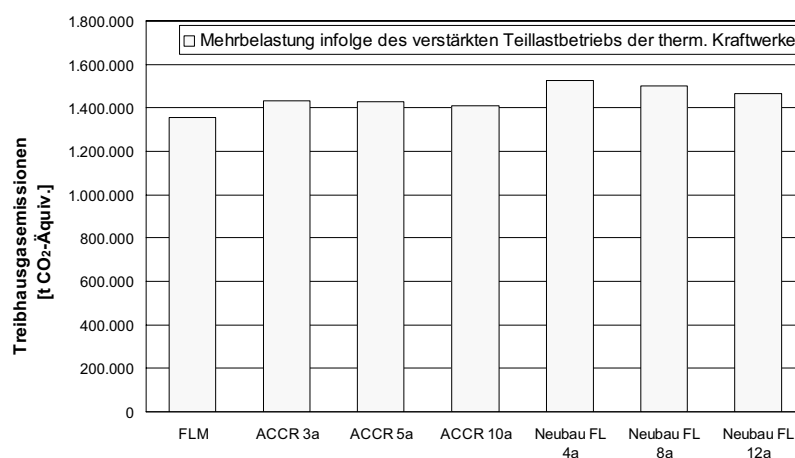


Abbildung 5-24: Treibhausgasemissionen infolge des verstärkten Teillastbetrieb im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, windschwacher Standort

Emissionen infolge von geringerem Windenergieexport

Die bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings entstehenden Treibhausgasemissionen (850 MW: 55.224 t CO₂-Äquivalent; 1000 MW: 92.156 t CO₂-Äquivalent; 1100 MW: 111.385 t CO₂-Äquivalent) liegen mindestens 25% über denen des Einsatzes von ACCR-Leiterseilen (Abbildung 5-25).

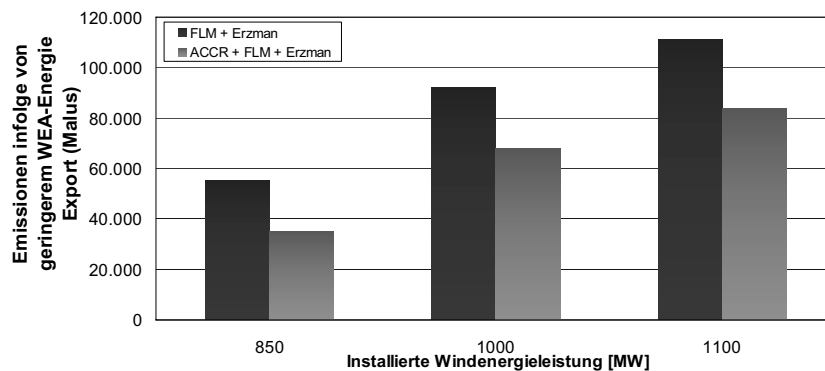


Abbildung 5-25: Treibhausgasemissionen infolge von geringerem Windenergie Export abhängig von der installierten Windenergieleistung und den verschiedenen Maßnahmen, windschwacher Standort

Insgesamt sind die Emissionen infolge von weniger exportierter WEA-Energie beim Freileitungs-Monitoring mit 2,3 Millionen t CO₂-Äquivalent etwa 98% höher als beim Bau der neuen Freileitungstrasse nach 4 Jahren und knapp 26% höher als beim Einsatz von ACCR-Leiterseilen nach 3 Jahren (Abbildung 5-26).

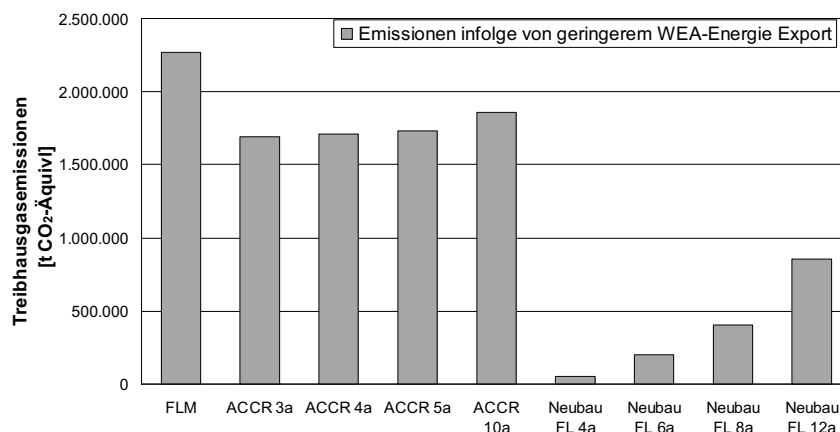


Abbildung 5-26: Treibhausgasemissionen infolge von weniger exportierter WEA-Energie im Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, windschwacher Standort

Gesamtemissionen am windschwachen Standort (Betrachtungszeitraum 25 a)

Am windschwachen Standort ist der Einfluss der exportierten WEA-Energie auf die Gesamttreibhausgasemissionen geringer. Bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings sind diese mit 17,2 Millionen t CO₂-Äquivalent 2,4% höher als beim Einsatz von ACCR-Freileitungsseilen nach 3 Jahren und um 14,5% höher als beim Neubau einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren (Abbildung 5-27).

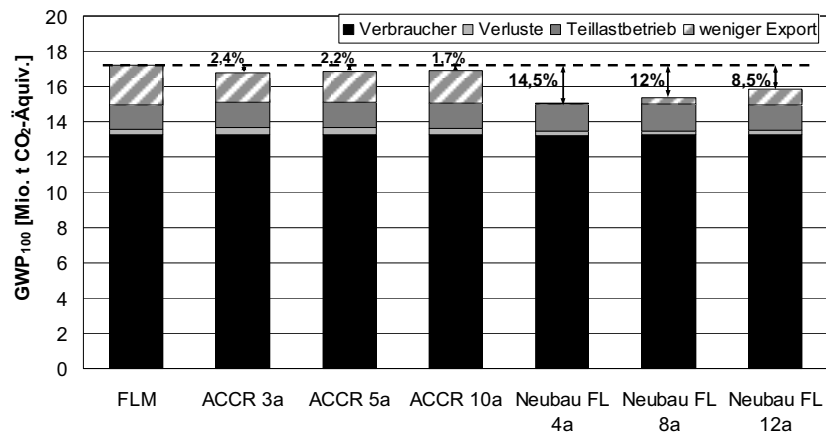


Abbildung 5-27: Gesamtemissionen (Treibhausgas) am windschwachen Standort

5.3 Ökonomische Bewertung

Basierend auf den Grundlagen aus Abschnitt 3.5 erfolgt die monetäre Bewertung für einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren anhand der Barwerte aller Kosten zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung.

Barwerte der Investitions- und Wartungskosten

Die Barwerte der Investitionskosten und der Wartungskosten sind für alle Standorte gleich. Der Vergleich zwischen den Szenarien des Neubaus einer Freileitungstrasse und den Szenarien des Freileitungs-Monitorings zeigt bei den Investitions- und Wartungskosten um mindestens 45% (Szenario Neubau FL 12a) höhere Barwerte der Kosten für die Szenarien mit neuer Freileitungstrasse. Die Barwerte dieser Kosten der ACCR-Szenarien liegen um mindestens 100% höher (Szenario ACCR 10a) als beim Freileitungs-Monitoring und um mindestens ca. 38% höher als beim Trassenneubau.

Die Barwerte der Verlustkosten sowie der Entschädigung für nicht eingespeiste Windenergie sind standortspezifisch und werden im Folgenden dargestellt.

5.3.1 Windstarker Standort

Barwerte der Verlustkosten

Infolge der höheren Leitungsverluste bei den ACCR Szenarien liegen die Barwerte der Verlustkosten mindestens etwa 18% über denen bei der Anwendung des Freileitungs-Monitorings und mindestens etwa 24% über denen beim Neubau einer Freileitungstrasse. Der Vergleich zwischen Freileitungs-Monitoring und dem Neubau einer Freileitungstrasse zeigt höher Barwerte der Verlustkosten beim Freileitungs-Monitoring von mindestens 7% (Abbildung 5-28).

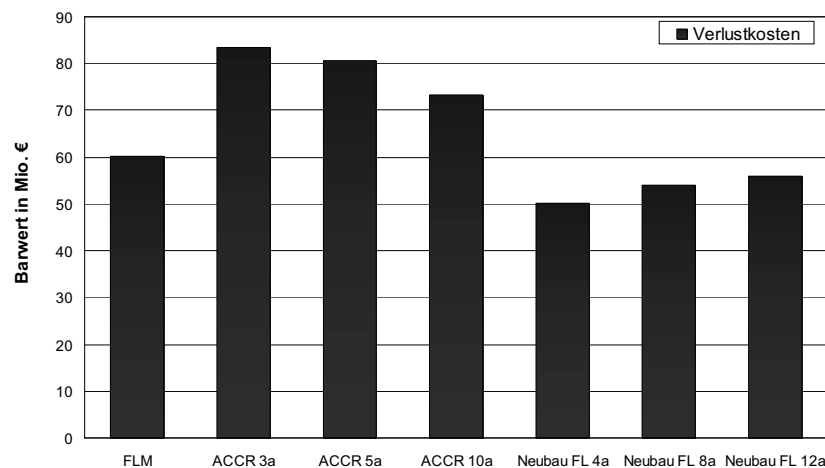


Abbildung 5-28: Barwerte der Verlustkosten (Zeitraum 25 a), windstarker Standort

Barwerte der Entschädigungszahlungen

Vor dem Hintergrund der ab 2009 gültigen Gesetzeslage des EEG müssen zusätzlich Kosten für Entschädigungen der nicht eingespeisten Windenergie gezahlt werden. Bei der Umsetzung der Szenarien des Freileitungs-Monitorings sind die Entschädigungszahlungen infolge der insgesamt geringeren Potenziale zur Windenergieeinspeisung am höchsten. Sie liegen ca. 39% höher als bei einer Umsetzung mit ACCR-Freileitungsseilen nach 3 Jahren und 94% höher als beim Neubau einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren (Abbildung 5-29).

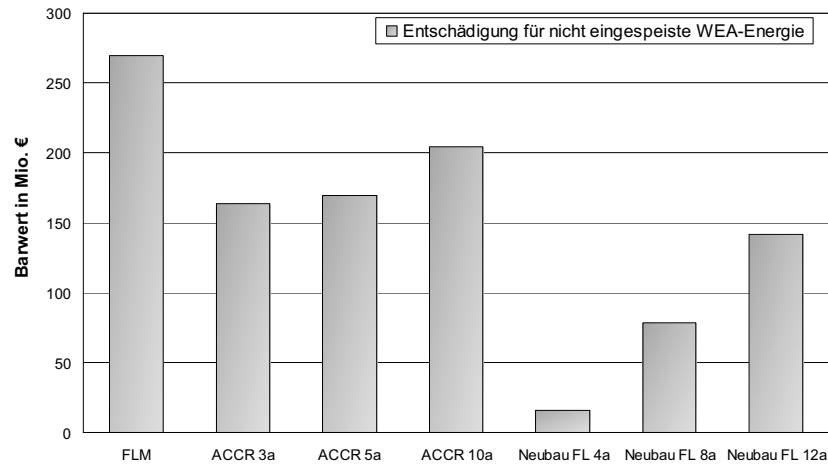


Abbildung 5-29: Barwerte der Entschädigungen (Zeitraum 25 a), windstarker Standort

Gesamtbarwerte am windstarken Standort (Betrachtungszeitraum 25 a)

Die Entschädigungszahlungen dominieren für den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren die Gesamtbarwerte der Kosten (Abbildung 5-30) in nahezu allen Szenarien am windstarken Standort. Die Ausnahme bilden die Szenarien Neubau FL 4a und Neubau FL 6a (nicht in der Abbildung dargestellt).

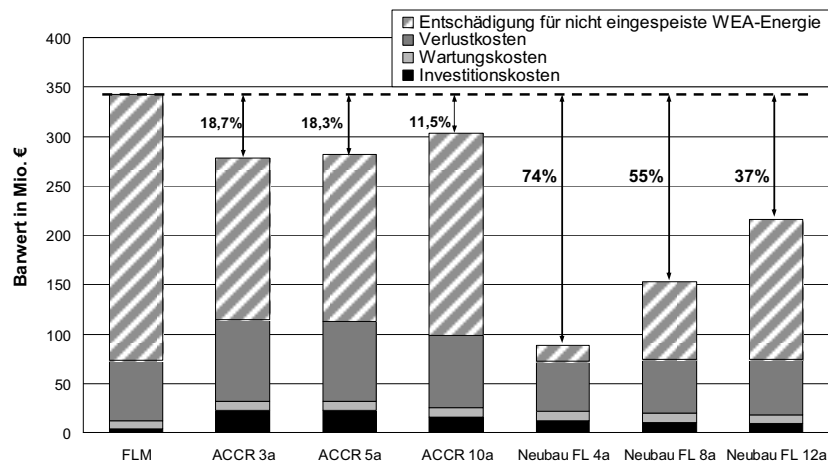


Abbildung 5-30: Gesamtbarwerte der Kosten, windstarker Standort

Erfolgt der Neubau der Freileitungstrasse jedoch erst nach 8 Jahren oder später, liegt der Anteil der Entschädigungszahlungen an den Gesamtbarwerten der Kosten über 50%. Die Barwerte der Kosten der Szenarien von Freileitungs-Monitoring und Erzeugungsmanagement zeigen einen Anteil der Entschädi-

gungszahlungen von etwa 79%. Bei den ACCR-Szenarien beträgt der Anteil mindestens ca. 59%.

Diese Entschädigungszahlungen sind jedoch politisch motiviert. Eine Änderung der Gesetzeslage kann daher langfristig andere Ergebnisse generieren. Vor dem Hintergrund der ab 2009 gültigen Gesetzeslage des EEG [EEG09] wird jedoch deutlich, dass eine Verzögerung von Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität – insbesondere des Neubaus einer Freileitungstrasse – nicht zielführend ist.

5.3.2 Mittlerer Standort

Barwerte der Verlustkosten

Am mittleren Standort ist das Winddargebot geringer als am windstarken Standort; weniger Windenergie wird eingespeist. Dadurch treten geringere Leitungsverluste und somit geringe Verlustkosten auf. Die Barwerte der Verlustkosten liegen infolge der höheren Leitungsverluste bei den ACCR Szenarien mindestens 17% über denen bei der Anwendung des Freileitungs-Monitorings und mindestens 23% über denen beim Neubau einer Freileitungstrasse. Der Vergleich zwischen Freileitungs-Monitoring und dem Neubau einer Freileitungstrasse zeigt höher Barwerte der Verlustkosten beim Freileitungs-Monitoring von mindestens ca. 7% (Abbildung 5-31).

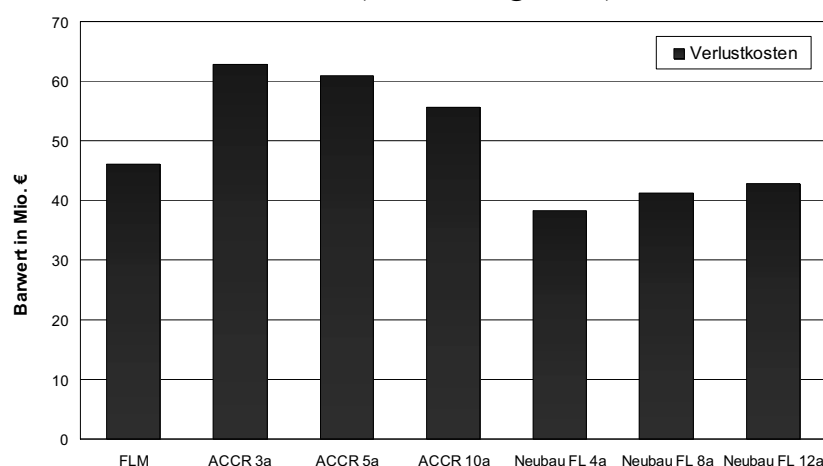


Abbildung 5-31: Barwerte der Verlustkosten (Betrachtungszeitraum 25 a), mittl. Standort

Barwerte der Entschädigungszahlungen

Infolge der geringeren Windenergieeinspeisung am mittleren Standort sind die Entschädigungszahlungen geringer als am windstarken Standort. Die Umsetzung der Szenarien des Freileitungs-Monitorings beinhaltet insgesamt geringere Potenziale zur Windenergieeinspeisung (siehe Abbildung 5-6) im Vergleich zu den anderen Maßnahmen zur Steigerung der Übertragungskapazität. Daher sind die Entschädigungszahlungen am höchsten. Sie liegen ca. 40% höher als bei einer Umsetzung mit ACCR-Freileitungsseilen nach 3 Jahren und 94% höher als beim Neubau einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren (Abbildung 5-32).

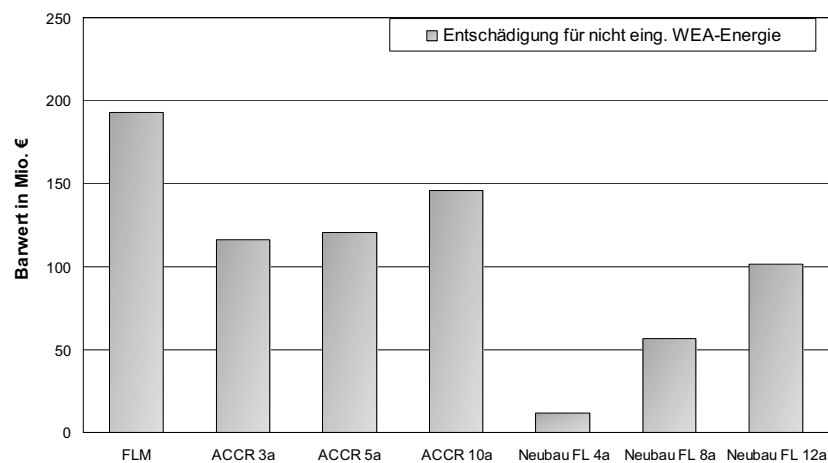


Abbildung 5-32: Barwerte der Entschädigungen (Zeitraum 25 a), mittlerer Standort

Gesamtbarwerte am mittleren Standort (Betrachtungszeitraum 25 a)

Die Entschädigungszahlungen dominieren für den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren auch die Gesamtbarwerte der Kosten (Abbildung 5-33) in nahezu allen Szenarien am mittleren Standort. Die Ausnahme bilden die Szenarien Neubau FL 4a, Neubau FL 6a (nicht in der Abbildung dargestellt) und Neubau FL 8a.

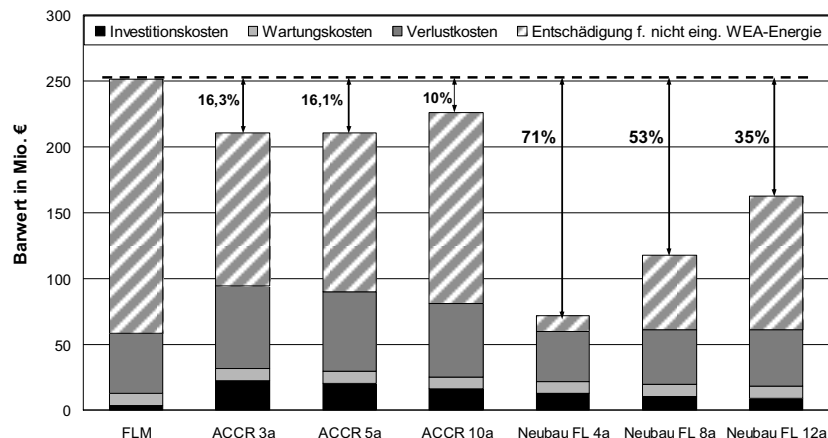


Abbildung 5-33: Gesamtbarwerte der Kosten, mittlerer Standort

Erfolgt der Neubau der Freileitungstrasse jedoch erst nach 9 Jahren oder später, liegt der Anteil der Entschädigungszahlungen an den Gesamtbarwerten der Kosten über 50%. Die Barwerte der Kosten der Szenarien von Freileitungs-Monitoring und Erzeugungsmanagement zeigen einen Anteil der Entschädigungszahlungen von etwa 77%. Bei den ACCR-Szenarien beträgt der Anteil mindestens 55%.

Auch am mittleren Standort gilt vor dem Hintergrund des EEG und eines Betrachtungszeitraums von 25 Jahren, dass eine Verzögerung von Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität nicht zielführend ist.

5.3.3 Windschwacher Standort

Barwerte der Verlustkosten

Am windschwachen Standort wird wegen des geringsten Winddargebots die wenigste Windenergie eingespeist. Daher treten geringere Leitungsverluste und geringe Verlustkosten als bei den beiden anderen Standorten auf. Die Barwerte der Verlustkosten liegen infolge der höheren Leitungsverluste bei den ACCR Szenarien mindestens 14% über denen bei der Anwendung des Freileitungs-Monitorings und mindestens 22% über denen beim Neubau einer Freileitungstrasse. Der Vergleich zwischen Freileitungs-Monitoring und dem Neubau einer Freileitungstrasse zeigt höher Barwerte der Verlustkosten beim Freileitungs-Monitoring von mindestens knapp 10% (Abbildung 5-34).

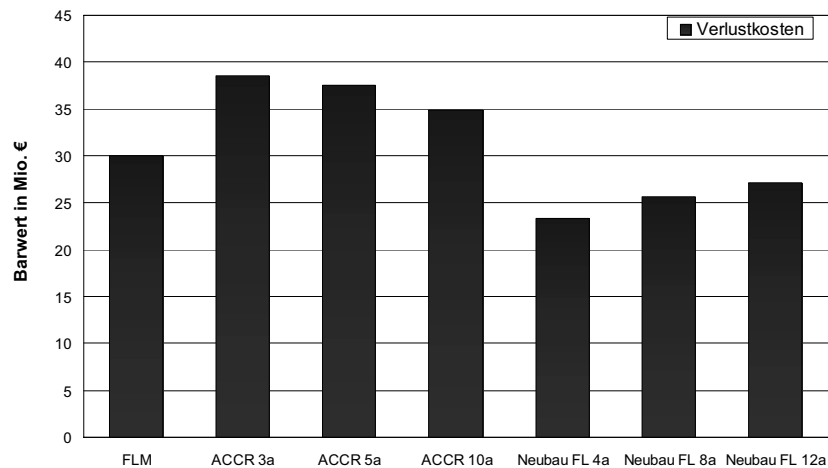


Abbildung 5-34: Barwerte der Verlustkosten (Zeitraum 25 a), windschwacher Standort

Barwerte der Entschädigungszahlungen

Infolge der geringsten Windenergieeinspeisung am windschwachen Standort sind die Entschädigungszahlungen geringer als an den anderen Standorten. Die Umsetzung der Szenarien des Freileitungs-Monitorings beinhaltet insgesamt geringere Potenziale zur Windenergieeinspeisung (siehe Abbildung 5-10) im Vergleich zu den anderen Maßnahmen zur Steigerung der Übertragungskapazität; die Entschädigungszahlungen sind ca. 42% höher als bei einer Umsetzung mit ACCR-Freileitungsseilen nach 3 Jahren und gut 94% höher als beim Neubau einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren (Abbildung 5-35).

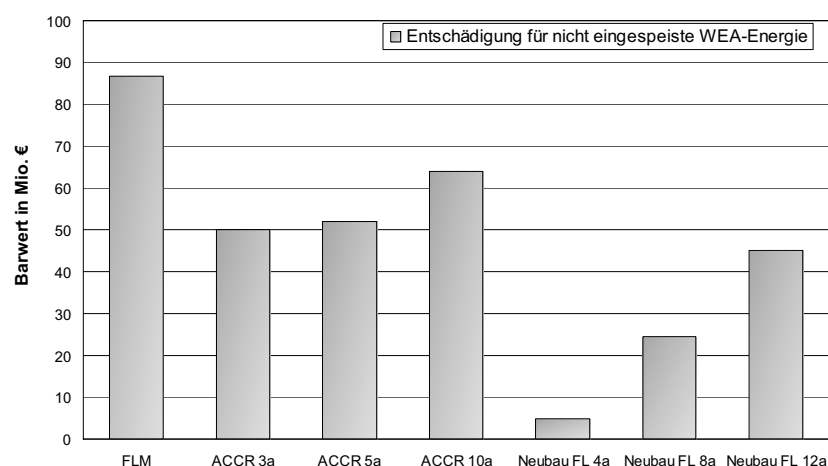


Abbildung 5-35: Barwerte der Entschädigungen (Zeitraum 25 a), windschwacher Standort

Gesamtbarwerte am windschwachen Standort (Betrachtungszeitraum 25 a)

Die Entschädigungszahlungen sind am windschwachen Standort nicht vergleichbar dominant bezüglich der Gesamtbarwerte der Kosten wie an den anderen Standorten (Abbildung 5-36). Nur bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings in Verbindung mit Erzeugungsmanagement (67%) und beim Einsatz von ACCR-Hochtemperaturfreileitungsseilen erst nach 10 Jahren (50%) überwiegen die Entschädigungen die Summe der Barwerte der übrigen Kosten.

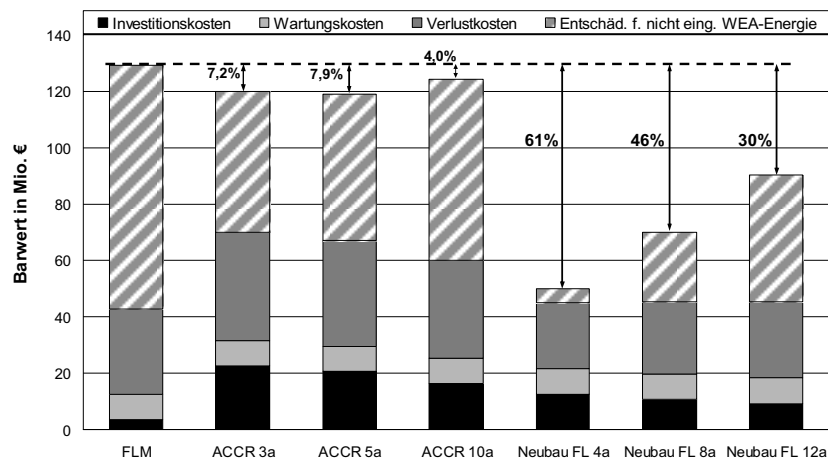


Abbildung 5-36: Gesamtbarwerte der Kosten, windschwacher Standort

Die Gesamtbarwerte der Kosten der Szenarien von ACCR und Freileitungs-Monitoring liegen am windschwachen Standort wesentlich enger beieinander als an den anderen Standorten. Sie unterscheiden sich am windschwachen Standort um maximal 7,9% (windstarker Standort 18,7%; mittlerer Standort 16,3%). Der Bau einer neuen Freileitungstrasse weist auch am windschwachen Standort die niedrigsten Gesamtbarwerte der Kosten auf; der Vorteil gegenüber den anderen Technologien ist jedoch weniger deutlich.

Offensichtlich gilt auch am windschwachen Standort vor dem Hintergrund der seit 2009 gültigen Gesetzeslage des EEG und eines Betrachtungszeitraums von 25 Jahren, dass insbesondere eine Verzögerung des Neubaus einer Freileitungstrasse zur Erhöhung der Übertragungskapazität nicht zielführend ist.

5.4 Zusammenfassende Ökoeffizienzbewertung

Die Ergebnisse aus 5.2 und 5.3 zeigen, dass vor dem Hintergrund der gewählten Bewertungskategorien – Treibhausgasemissionen und Gesamtbarwerte der Kos-

ten – sowohl aus ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht die Umsetzung des Freileitungs-Monitorings ohne eine weitere Maßnahme zur Steigerung der Übertragungskapazität zu den schlechtesten Ergebnissen führt. Dies gilt für alle betrachteten Standorte

Die Ökoeffizienzbewertung führt die Ergebnisse der monetären Bewertung mit denen der ökologischen Bewertung zusammen. Abbildung 5-37 zeigt den Vergleich der Ökoeffizienz der verschiedenen bewerteten Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Versorgungsgebiet des windstarken Standorts. Zu berücksichtigen ist, dass die Ergebnisse auf die maximalen Emissionen und den maximalen Gesamtbarwert bezogen sind.

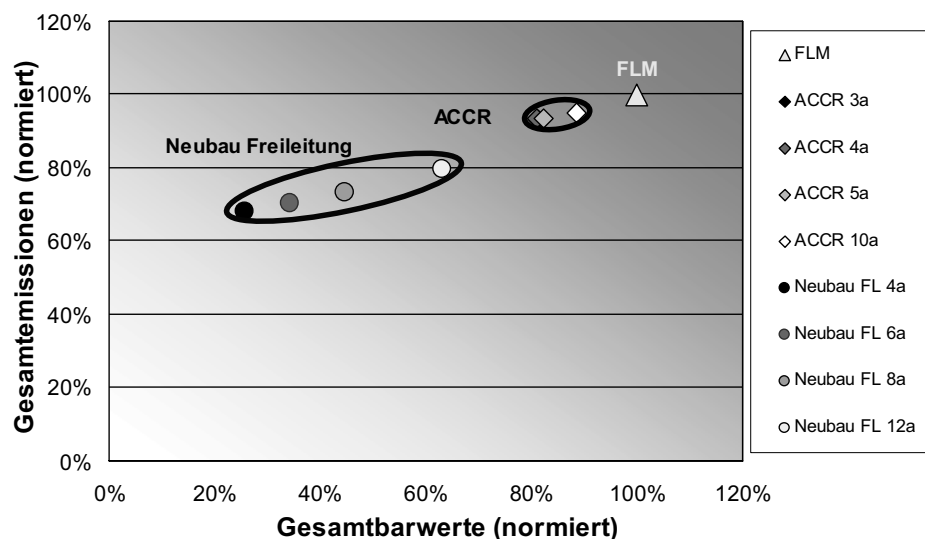


Abbildung 5-37: Vergleich der Ökoeffizienz der Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität; Werte bezogen auf FLM; windstarker Standort

Offensichtlich ist der Neubau einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren am windstarken Standort ökoeffizienter als die anderen Szenarien.

Für den mittleren Standort ergibt sich ein ähnliches Bild. Generell ist die Differenz zwischen dem Freileitungs-Monitoring und dem Neubau einer Freileitungstrasse nach 3 Jahren jedoch geringer. Abbildung 5-38 zeigt den Vergleich der Ökoeffizienz der verschiedenen bewerteten Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Versorgungsgebiet des mittleren Standorts.

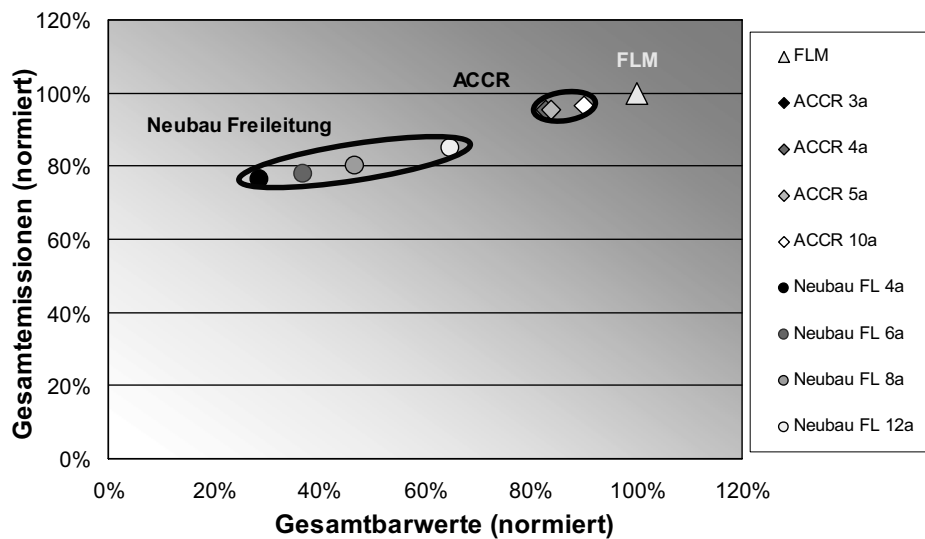


Abbildung 5-38: Vergleich der Ökoeffizienz der Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität; Werte bezogen auf FLM; mittlerer Standort

Am windschwachen Standort liegen die Ergebnisse am dichtesten beieinander (Abbildung 5-39). Dennoch wird deutlich, dass der Neubau der Freileitungsstrasse nach 4 Jahren zum besten Ergebnis führt.

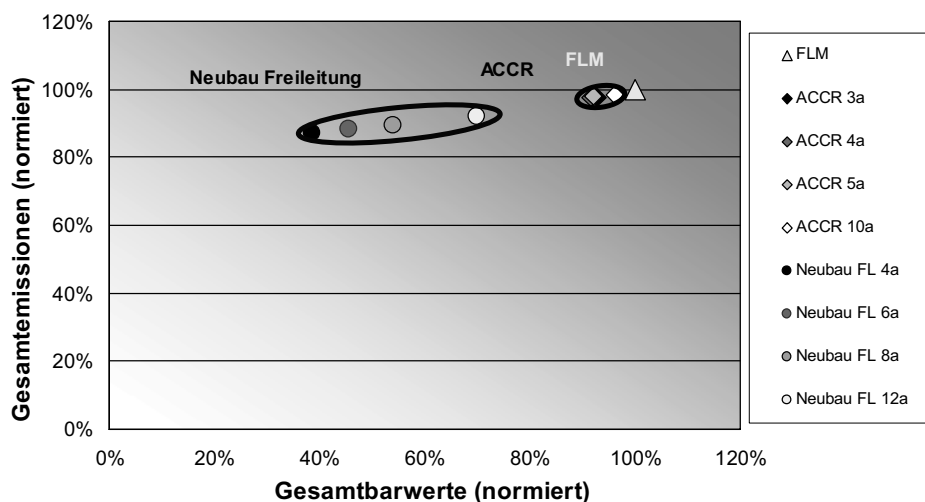


Abbildung 5-39: Vergleich der Ökoeffizienz der Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität; Werte bezogen auf FLM; windschwacher Standort

Ursache für die höheren Gesamtbarwerte beim Freileitungs-Monitoring ist die größere Menge nicht eingespeister WEA-Energie infolge von Netzengpässen. Vor dem Hintergrund der Gesetzgebung [EEG09] müssen ab 2009 Entschädi-

gungszahlungen für die nicht eingespeiste WEA-Energie bzw. für den Vergütungsausfall entrichtet werden.

Diese entstehenden Kosten sind rein politisch motiviert und stehen „harten“ Kosten für Investitionen, Wartung und Verluste gegenüber. Ein Wegfall der Entschädigungszahlungen führt aus ökonomischer Sicht zu anderen Ergebnissen; die höchsten Gesamtbarwerte fallen dann für die Szenarien des Einsatzes von ACCR-Hochtemperaturfreileitungsseilen an.

Die Ergebnisse der Ökoeffizienzbewertung liegen bei Wegfall der Entschädigungszahlungen an allen Standorten dichter beieinander. Grundsätzlich sind jedoch auch dann die Szenarien des Neubaus einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren infolge der geringeren Emissionen ökoeffizienter als die anderen bewerteten Szenarien (Abbildung 5-40; exemplarisch für den windstarken Standort). Im Unterschied zur Berücksichtigung der Entschädigungszahlungen schneiden die Szenarien des Freileitungs-Monitorings jedoch besser ab als die ACCR-Szenarien.

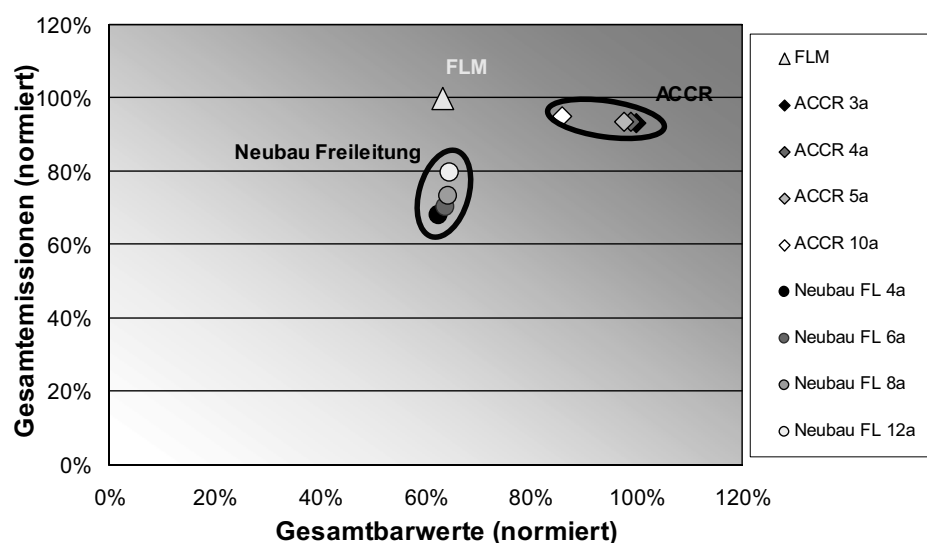


Abbildung 5-40: Vergleich der Ökoeffizienz der Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität ohne Barwerte der Entschädigungszahlungen; Emissionen bezogen auf FLM, Barwerte bezogen auf ACCR 3a; windstarker Standort

5.5 Sensitivitätsanalyse

Die diskutierten Sensitivitäten (siehe Abschnitte 3.6) *Globaler Strommix*, *Entschädigung für ausgefallene Vergütung*, *Verbesserung des Erzeugungsmanagements* und *Betrachtungszeitraum* werden einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Die *Realisierungszeit* wird in allen Untersuchungen bewertet. Die Sensitivitätsanalyse wird ausschließlich für den windstarken Standort dargestellt.

5.5.1 Globaler Strommix

Die Veränderung des globalen Strommixes hat unidirektionalen Einfluss auf die Ökoeffizienzanalyse (Abbildung 5-41).

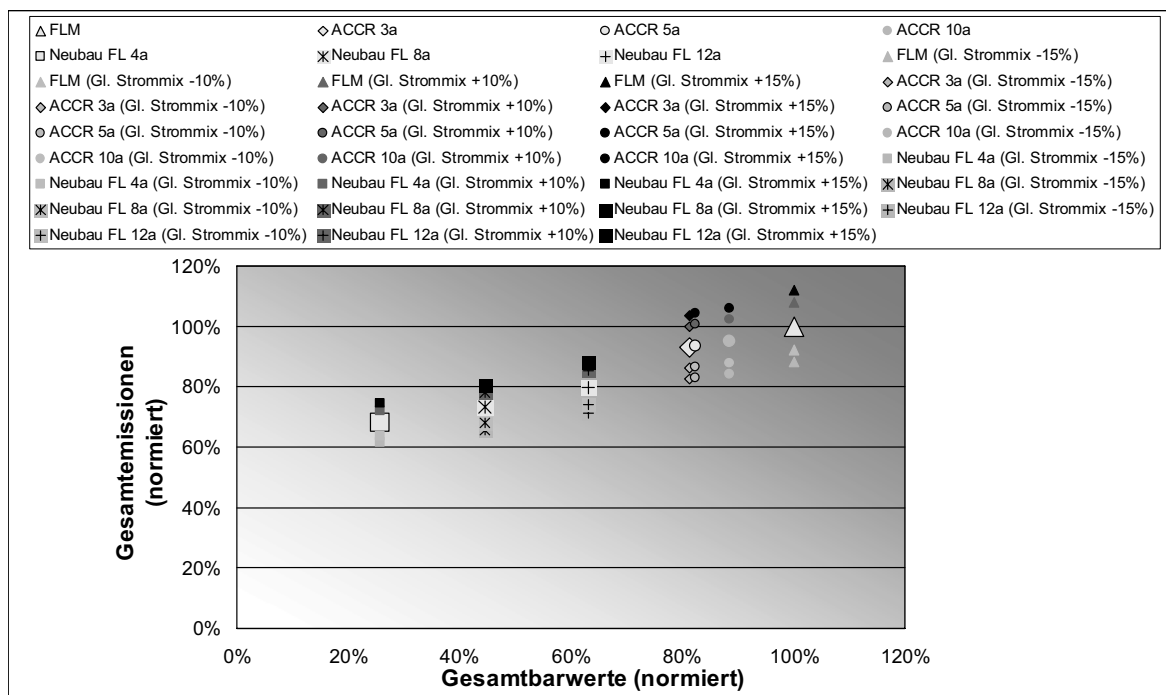


Abbildung 5-41: Sensitivitätsanalyse des Globalen Strommix

Die Ergebnisse ändern sich hinsichtlich der Gesamtemissionen zwar absolut. Die Kernaussage bleibt jedoch erhalten. Eine Verschlechterung des Strommixes für alle alternativen Maßnahmen führt insgesamt zu einer geringeren Ökoeffizienz. Geringere spezifische Emissionen des globalen Strommixes führen bei allen Maßnahmen zu einer höheren Ökoeffizienz.

5.5.2 Entschädigung für ausgefallene Vergütung

Eine Variation der Entschädigungen für ausgefallene Vergütungen hat signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse der Ökoeffizienzanalyse (Abbildung 5-42).

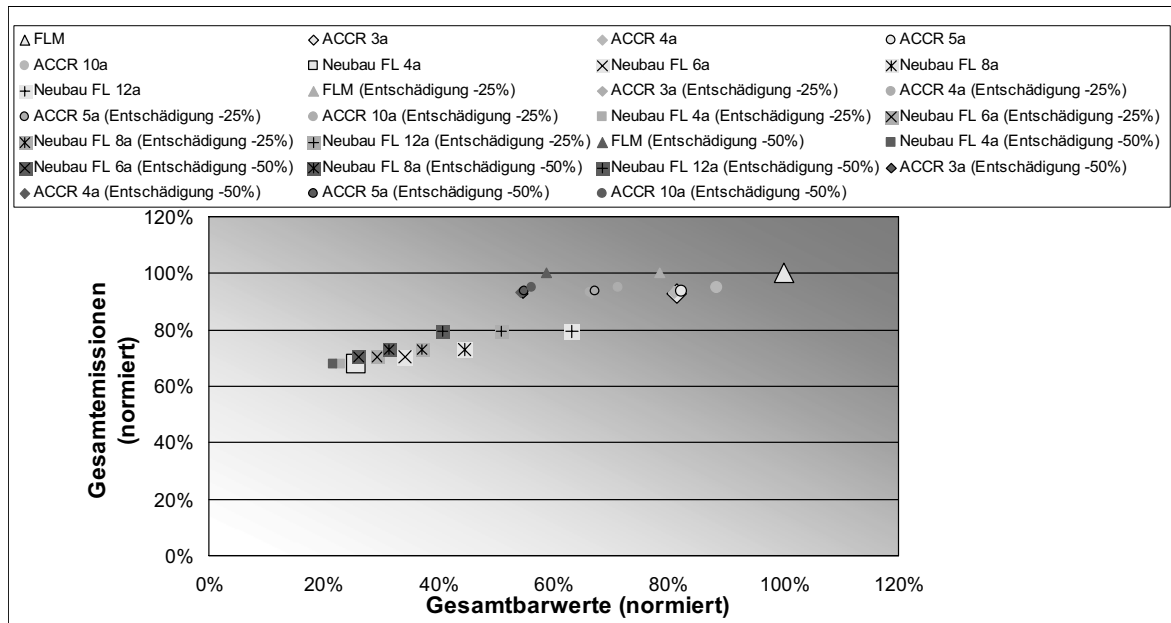


Abbildung 5-42: Sensitivitätsanalyse der Entschädigung für ausgefallene Vergütung

Die Ergebnisse der Ökoeffizienzanalyse der einzelnen Maßnahmen zeigen bei geringeren Entschädigungen geringere Abstände zwischen den Maßnahmen. Dennoch wird deutlich, dass auch in diesem Fall die grundsätzlichen Ergebnisse der vergleichenden Ökoeffizienzbewertung bestätigt werden.

5.5.3 Verbesserung des Erzeugungsmanagements

Eine Verbesserung des Erzeugungsmanagements hinsichtlich einer feineren Abstufung der Drosselung führt zu einer Erhöhung der Windenergieeinspeisung und des Windenergieexports. Dadurch verbessern sich im Vergleich diejenigen Verfahren wesentlich, deren Ökoeffizienz maßgeblich durch das Erzeugungsmanagement beeinflusst wird (Abbildung 5-43). Obwohl die Ökoeffizienzanalyse auch bei verbesserter Einspeisung die besten Ergebnisse für den Neubau einer Freileitungstrasse ausweist, wird deutlich, dass unter der vereinfachenden Annahme, dass diese Verbesserung kostenneutral durchzuführen ist, die Verbesserung des Erzeugungsmanagements zielführend ist und als weiteres maßgebliches Ziel betrachtet werden kann. Beispielsweise verringert sich im Falle einer

möglichen Erhöhung der Einspeisung um 10% die Differenz der Ökoeffizienz zwischen Freileitungs-Monitoring und dem Neubau einer Freileitungstrasse nach 4 Jahren um 33% im Vergleich zur Referenz.

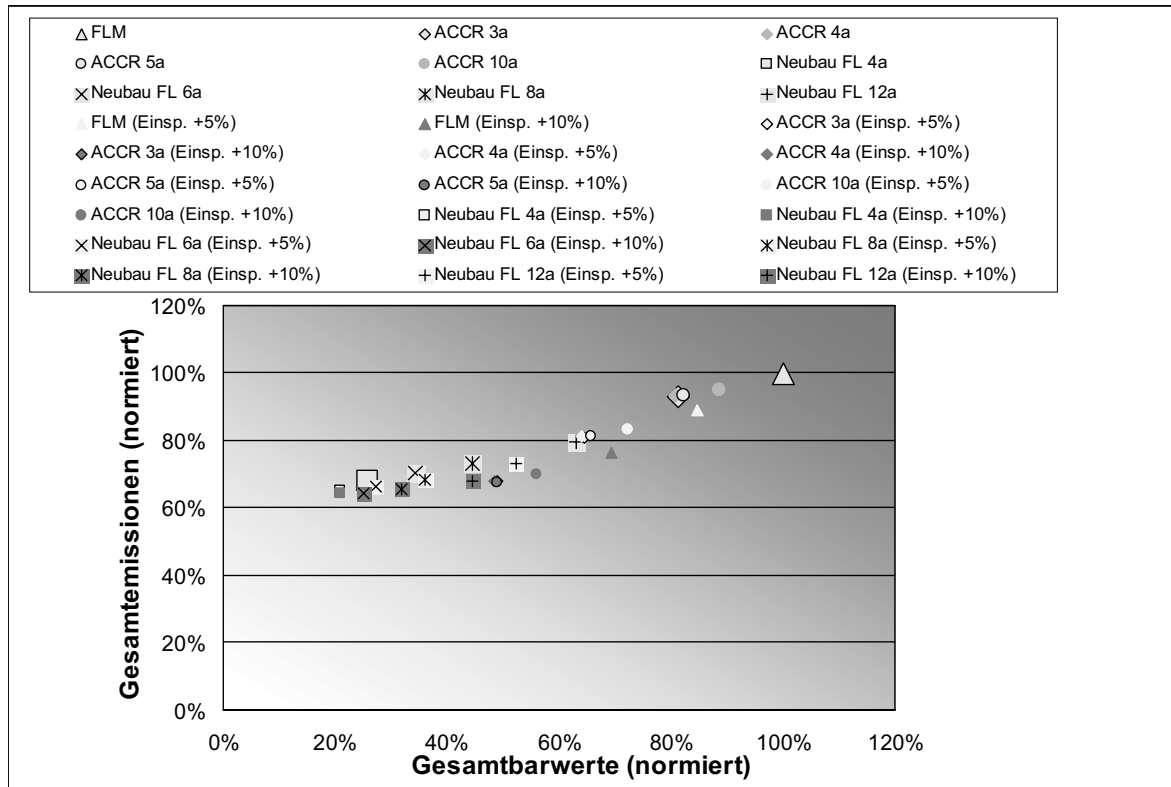


Abbildung 5-43: Sensitivitätsanalyse der Verbesserung des Erzeugungsmanagements

5.5.4 Betrachtungszeitraum

Eine Verkürzung des Betrachtungszeitraums führt zu einer höheren Gewichtung von Anfangsinvestitionen. Dies zeigt sich bereits bei einer Verkürzung des Betrachtungszeitraums auf 20 Jahre (Abbildung 5-44).

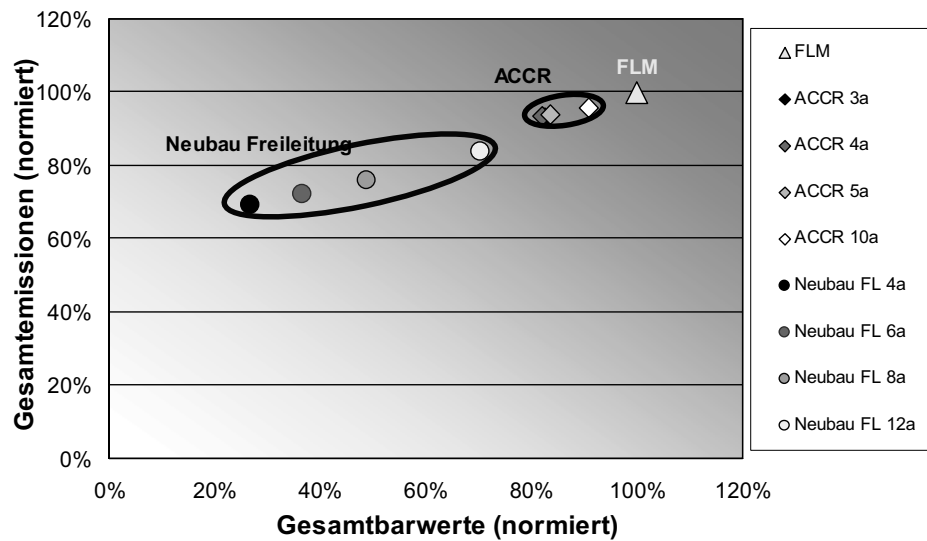


Abbildung 5-44: Ökoeffizienz der Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität; Werte bezogen auf FLM; windst. Standort, Betrachtungszeitraum 20 Jahre

Deutlicher wird der Einfluss jedoch bei einem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren (Abbildung 5-45).

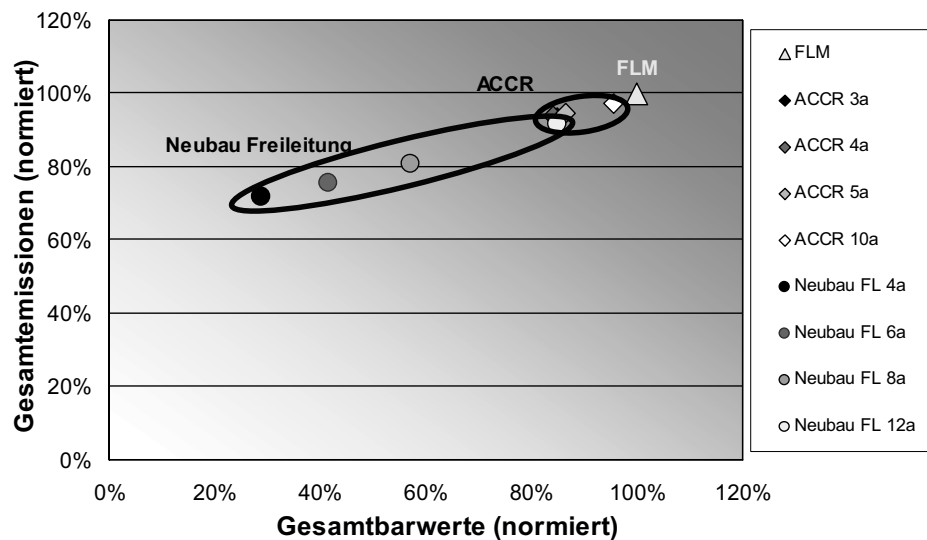


Abbildung 5-45: Ökoeffizienz der Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität; Werte bezogen auf FLM; windst. Standort, Betrachtungszeitraum 15 Jahre

Insbesondere wird offensichtlich, dass die Realisierung eines Neubauprojektes eingeschränkt aber auch die Umsetzung des Austauschs gegen ACCR Leiter bei verkürztem Betrachtungszeitraum praktisch nur vorteilhaft ist, wenn eine frühzeitige Umsetzung möglich ist.

6 Zusammenfassung

Die elektrische Energieversorgung befindet sich in einem Wandel. Die vorliegende Situation zeigt einen gerichteten Lastfluss aus zentralen Großkraftwerken über das Übertragungsnetz bis hin zum Endkunden im Niederspannungsnetz. Neben dem Ausstieg aus der Kernenergie erfordert die kurz- bis mittelfristige planmäßige Stilllegung von zahlreichen fossilen Großkraftwerken einen signifikanten Ersatzbedarf. Dieser soll in Deutschland wesentlich aus Windenergieeinspeisung gedeckt werden. Schwerpunkte der Windenergieeinspeisung liegen in Norddeutschland, insbesondere in Küstennähe. Alleine der im EEG geforderte horizontale Belastungsausgleich führt mittel- bis langfristig zur Notwendigkeit einer Anpassung der Übertragungskapazitäten auf der Höchstspannungsebene, um Netzengpässe zu vermeiden. Netzengpässe treten jedoch auch im Verteilungsnetz auf; regional herrscht zeitweise eine geringere Verbraucherlastdichte als die durch Windenergie vorhandene Erzeugerlastdichte.

Aufgabe dieser Arbeit ist es, eine Methode zu entwickeln, nach der technische Optionen zur Steigerung der Dynamik (Flexibilisierungsmaßnahmen) von 110 kV Freileitungssystemen vor dem Hintergrund einer steigenden installierten Windenergieleistung hinsichtlich ihrer Ökoeffizienz bewertet werden können. Hierzu wird im zweiten Kapitel zunächst die elektrischen Energieübertragung und -verteilung in Deutschland – unter Berücksichtigung aktueller und zukünftige Problemstellungen sowie diskutierter Gegenmaßnahmen – analysiert. Es werden gesetzliche Rahmenbedingungen und für die vorliegende Dissertation relevante Normen erläutert.

Im dritten Kapitel werden das methodische Vorgehen und die Bewertungsmethode vorgestellt. Neben der Herleitung der Bewertungsmethode liegen Schwerpunkte auf der Beschreibung des entwickelten Modellsystems und der Analyse des Versorgungsgebiets. Hierbei werden strukturelle und technische Eigenschaften des Referenznetzes, die Laststruktur sowie die Entwicklung der installierten Windenergieanlagenleistung aufgezeigt. Weiterhin wird die Festlegung auf drei

verschiedene Bewertungsstandorte erläutert, die sich durch ihr Winddargebot unterscheiden.

Zur Herleitung der Bewertungsmethode wird zunächst aufgezeigt, welche technischen Kenngrößen vorbereitend für die Ökoeffizienzanalyse notwendig sind, nämlich die eingespeiste Energie in das 110 kV Verteilungsnetz (Bezug aus der überlagerten 380 kV Höchstspannungsebene und Einspeisung aus Windenergieanlagen im Versorgungsgebiet), die Netzverluste sowie die in die 380 kV Ebene exportierte WEA-Energie.

Für die monetäre Bewertung werden in der vorliegenden Arbeit die Barwerte der Investitionskosten zur Umsetzung der jeweiligen Flexibilisierungsmaßnahme, die jährlichen Wartungs- und Verlustkosten sowie die Kosten für Entschädigungszahlungen infolge des Einsatzes von Erzeugungsmanagement identifiziert, d. h. ausschließlich Kosten, die innerhalb des Bilanzraums direkt durch die Umsetzung der jeweiligen Maßnahme auftreten.

Die Diskussion zur ökologischen Bewertung zeigt, dass im Rahmen der Ökobilanzierung lediglich eine direkte Bewertung von Emissionen erforderlich ist. Weitere Umweltwirkungen müssen durch eine Umweltverträglichkeitsprüfung projektspezifisch überprüft werden. Diese ist Teil eines Planfeststellungsverfahrens und wird in der vorliegenden Dissertation über die Realisierungszeit der Maßnahmen als Sensitivität berücksichtigt.

Es zeigt sich, dass ausschließlich das Treibhauspotenzial (CO_2 -äquivalente Emissionen) im Fokus steht. Berücksichtigt werden Treibhausgasemissionen, die durch die Deckung der Verbraucherlast, die infolge von Netzverlusten und die infolge des verstärkten Teillastbetriebs thermischer Kraftwerke entstehen sowie Emissionen infolge von ausbleibendem Windenergieexport. Abschließend folgt in diesem Kapitel die Diskussion von Sensitivitäten, die im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht werden.

Das vierte Kapitel beschreibt exemplarische Untersuchungen von Technologien und Maßnahmen zur Steigerung der Dynamik von 110 kV Freileitungssystemen und zeigt technische Aspekte des jeweiligen Szenarios auf. Gleichzeitig werden die jeweils untersuchten Technologien und Maßnahmen vorgestellt.

In Kapitel 5 werden die wesentlichen Ergebnisse der durchgeführten vergleichenden Ökoeffizienzanalyse vorgestellt und diskutiert. Diese können unter

Berücksichtigung des gewählten Modellsystems, den getroffenen Vereinfachungen und der verwendeten Datenbasis wie folgt zusammengefasst werden:

Erzeugungsmanagement

Das Erzeugungsmanagement darf zukünftig allenfalls ergänzend eingesetzt werden. Eine Bewertung des ausschließlichen Erzeugungsmanagements im gesamten Betrachtungszeitraum wird daher nicht durchgeführt.

Im Ausgangsszenario bei einer installierten WEA-Leistung von 600 MW zeigen sich die Auswirkungen des Erzeugungsmanagements deutlich anhand des standortbezogenen Vergleichs der nicht eingespeisten Windenergie. Die Menge nicht eingespeister Windenergie liegt am windstarken Standort bei etwa doppelter Volllaststundenzahl gut 200% über der am windschwachen Standort.

Freileitungs-Monitoring

Das Freileitungs-Monitoring führt zu einem Vorteil gegenüber dem reinen Erzeugungsmanagement. Die Erhöhung der Übertragungskapazität reicht jedoch nicht aus, um die gesamte Windenergie in das Verteilungsnetz einspeisen zu können und um den Überschuss in die Höchstspannungsebene zu exportieren; es muss weiterhin ergänzend Erzeugungsmanagement betrieben werden.

Die nicht eingespeiste WEA-Energie hat wegen der fälligen Entschädigungszahlungen wesentliche Auswirkungen auf die monetäre Bewertung. Daher liegt der Gesamtbarwert der Kosten beim Freileitungs-Monitoring höher als beim Einsatz von ACCR-Leiterseilen auf Engpassleitungen (im Vergleich zur frühestmöglichen Realisierung standortspezifisch mindestens 7,2%) und deutlich höher als beim Neubau einer Freileitungstrasse (bis zu 74% am windstarken Standort); beim Einsatz von ACCR-Leiterseilen und beim Neubau einer Freileitungstrasse kann mehr Windenergie eingespeist und exportiert werden.

Der wesentliche Unterschied der entstehenden Treibhausgasemissionen entsteht durch die nicht exportierte Windenergie. Insgesamt liegen die Emissionen beim Freileitungs-Monitoring im einstelligen Prozentbereich höher als beim Einsatz von ACCR und bis zu 47% höher als beim Neubau einer Freileitungstrasse.

Das Freileitungs-Monitoring weist infolge der höheren Gesamtbarwerte der Kosten und infolge der höheren Emissionen im Vergleich zu den anderen Flexibilisierungsmaßnahmen die geringste Ökoeffizienz auf.

ACCR-Hochtemperaturfreileitungsseile

Insgesamt liegen die Gesamtbarwerte der Kosten beim Einsatz von ACCR bis zu 216% über denen beim Neubau einer Freileitungstrasse. Kann der Einsatz der ACCR-Hochtemperaturfreileitungsseile auf Engpassleitungen erst nach 10 Jahren erfolgen – das ist der späteste angenommene Umsetzungszeitpunkt –, ist mit einer Erhöhung der Gesamtbarwerte um bis zu 9% zu rechnen.

Die Gesamtemissionen unterscheiden sich abhängig vom Umsetzungszeitpunkt nur unwesentlich (maximal 2% am windstarken Standort). Im Vergleich zum Neubau einer Freileitungstrasse sind sie jedoch bis zu 37% höher.

Unter Berücksichtigung der ökologischen und monetären Bewertung weist der Einsatz von ACCR-Freileitungsseilen eine höhere Ökoeffizienz auf als das Freileitungs-Monitoring.

Neubau einer Freileitungstrasse

Der entscheidende Vorteil des Neubaus einer Freileitungstrasse liegt in der höheren Übertragungskapazität im Vergleich zu den anderen Flexibilisierungsmaßnahmen. Nahezu die gesamte verfügbare WEA-Energie kann in das Verteilungsnetz eingespeist werden. Gleichzeitig kann die größte Menge WEA-Energie in die Höchstspannungsebene exportiert werden.

Der wesentliche Nachteil ist im langwierigen Prozess bis zur Erteilung einer Genehmigung zu sehen. In dieser Arbeit werden daher unterschiedliche Realisierungszeiten bewertet. Erfolgt der Neubau einer Freileitungstrasse erst nach 8 Jahren erhöht sich der Gesamtbarwert der Kosten im Vergleich zum Neubau nach 4 Jahren um mindestens 40% (windschwacher Standort). Die Gesamtemissionen liegen maximal etwa 7,5% höher. Bei einer Umsetzung erst nach 12 Jahren liegen die Barwerte im Vergleich zur Realisierung nach 4 Jahren nochmals signifikant höher (bis zu 145% am windstarken Standort). Die Emissionen sind um bis zu 17% höher.

Insgesamt weist der Neubau einer Freileitungstrasse unter Berücksichtigung der ökologischen und monetären Bewertung die höchste Ökoeffizienz der betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen auf.

Fazit

Der Neubau einer Freileitungstrasse weist unabhängig vom betrachteten Standort die höchste Ökoeffizienz auf. Dies gilt auch unter Berücksichtigung eines verbesserten Erzeugungsmanagements, das zu einer Erhöhung der Windenergieeinspeisung insbesondere bei der Umsetzung des Freileitungs-Monitorings und der ACCR-Szenarien führt. Generell zeigt sich, dass die Ergebnisse durch das vorhandene Winddargebot beeinflusst werden. Am windstarken Standort weisen sich klare Vorteile des Freileitungstrassenneubaus selbst bei einer Umsetzung erst nach 12 Jahren auf. Am windschwachen Standort liegen die Ergebnisse der Ökoeffizienzbewertung vergleichsweise dicht beieinander.

Die Ökoeffizienz variiert zum Teil signifikant mit der Realisierungszeit des Neubaus. Die angenommene Realisierung nach 12 Jahren muss keine Worst-Case Annahme sein. Wird beispielsweise angenommen, dass im Betrachtungszeitraum kein Neubau einer Freileitungstrasse möglich ist, weisen die ACCR-Szenarien eine höhere Ökoeffizienz im Vergleich zum Freileitungs-Monitoring auf. Weiterhin gilt, dass eine Verkürzung des Bewertungszeitraums zu einer höheren Gewichtung von Anfangsinvestitionen führt, so dass insbesondere die Realisierung eines Neubauprojektes eingeschränkt aber auch die Umsetzung des Austauschs gegen ACCR Leiter bei einem auf 15 Jahre verkürzten Betrachtungszeitraum praktisch nur vorteilhaft ist, wenn eine frühzeitige Umsetzung möglich ist.

Zu berücksichtigen ist, dass der skizzierte Vorteil bei der Kostenbewertung ausschließlich auf politisch motivierten Kosten basiert. Die in der Sensitivitätsanalyse untersuchte, um 50% geringere Vergütung führt zu deutlich geringeren Vorteilen des Einsatzes von ACCR Leitern. Ein Wegfall der Entschädigungszahlungen führt unter Berücksichtigung der monetären und ökologischen Bewertung bei gleicher Gewichtung zu einer geringeren Ökoeffizienz der ACCR-Leiterseile im Vergleich zum Freileitungs-Monitoring.

Anknüpfungspunkte

Die entwickelte Methode zur Ökoeffizienzbewertung wird in der vorliegenden Arbeit exemplarisch auf ein synthetisiertes Modellnetz einer küstennahen Netzregion angewendet. In einer folgenden Arbeit ist die Validierung der Aussagen anhand weiterer realer Netzstrukturen zielführend. Hierbei können auch Regionen bewertet werden, die über eine vergleichsweise hohe Sonneneinstrahlung verfügen, in denen zukünftig Solarenergieanlagen zu einem lokalen Überschuss elektrischer Energie führen.

Darüber hinaus erfolgt die Ökoeffizienzbewertung in dieser Arbeit durch eine gleichgewichtete Zusammenführung der Ergebnisse der monetären Bewertung und der ökologischen Bewertung. Grundsätzlich ist jedoch auch eine gewichtete Bewertung möglich und kann je nach Voraussetzung auch erforderlich werden. Beispielsweise ist es möglich, dass politische Entscheidungen zukünftig zu einer stärkeren Gewichtung der ökologischen Bewertung führen können.

Literaturverzeichnis

- [3M07] **ACCR – More Amps More Confidence for your most challenging applications” (Produktbroschüre);**
St. Paul, MN, USA, 09/2007
- [3M08a] **Aluminum Conductor Composite Reinforced – Technical Notebook (477 kcmil family) Conductor & Accessory Testing;**
<http://www.3m.com/intl/in/html/prod/sepcontrs/ACCR-477%20kcmil%20family.pdf>; Stand: 14.01.2008
- [3M08b] http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/en_US/EMD_ACCR/ACCR_Home/Proven_Tech/Tests/Field/; Stand. 01.02.2008
- [3M08c] http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/en_US/EMD_ACCR/ACCR_Home/Proven_Tech/Customer_Install/; Stand. 01.02.2008
- [3M08d] http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/en_US/EMD_ACCR/ACCR_Home/Proven_Tech/Tests/Size/; Stand, 01.02.2008
- [3M08e] *J. T. Krapp (3M);*
Persönliche Information, 2008
- [ABB06] *ABB AG Deutschland;*
ABB Schaltanlagen Handbuch, 11. Auflage;
Cornelsen Verlag Scriptor GmbH & Co. KG, Berlin, 2006
- [And07] *G. Andersson;*
Elektrische Energiesysteme;
Skriptum zum Vorlesungsteil Energieübertragung, Zürich 2007
- [BAS08] *o. V.;*
BASF Gruppe: Ökoeffizienz-Analyse
<http://www.corporate.basf.com/de/sustainability/oekoeffizienz/?id=V00-UkEjKDFahbcp.6O> , zuletzt aufgerufen am 24.11.2008

- [BDI99] *o. V.*;
Die Durchführung von Ökobilanzen zur Information von Öffentlichkeit und Politik - Eine Orientierungshilfe für den Umgang mit Ökobilanzen in Unternehmen und Verbänden;
Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.; Köln 1999
- [Bee07] *o. V.*;
Jahresrückblick Erneuerbare Energien in 2006. Erneuerbare Energien brechen erneut Rekorde;
Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., Paderborn 2007
- [BIM96] **Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes;**
1996
- [BMU07a] *Joachim Nitsch*;
Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050;
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2007
- [BMU07b] *o. V.*;
Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm;
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Maßnahmenprogramm der Bundesregierung in Meseberg für Deutschland im Rahmen einer integrierten europäischen Klima- und Energiepolitik, Berlin 2007
- [BMW107] *o. V.*;
Zahlen und Fakten – Energiedaten 2007 – Nationale und internationale Entwicklung;
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi, Berlin 2007

- [Bra04] *H. Brakelmann;*
Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?
Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V., Rhein-berg 2004
- [BWE09] *Bundesverband Windenergie e. V.;*
Entwicklung
<http://www.wind-energie.de/fileadmin/bilder/fohlen/downloads/entwicklung.ppt>, zuletzt aufgerufen am 02.03.2009
- [Cig00] *R. Stephen;*
Description of State of the Art Methods to determine thermal Rating of Lines in real-time and their Application in Optimising Power Flow;
Cigré Session 2000, Paris, 2000
- [Cig02] *Cigré Working Group B2.12;*
Thermal Behaviour of Overhead Conductors;
Cigré Technical Brochure 207, August 2002
- [Cig04a] *Cigré Working Group B2.15;*
Life Cycle Assessment (LCA) for Overhead Lines;
Cigré Technical Brochure 265, 2004
- [Cig04b] *C. Neumann, A. Schnettler et al.;*
Electrical Power Supply using SF₆ Technology – an Ecological Life Cycle Assessment;
Cigré Session 2004, Paris, 2004
- [Cig04c] *Cigré Working Group B2.12;*
Conductors for the uprating of overhead lines;
Cigré Technical Brochure 244, 2004
- [Cig04d] *R. Stephen;*
Description and Evaluation of Options relating to Uprating of Overhead Transmission Lines;
Cigré Session 2004, Paris, 2004

- [Cig05] *Cigré Working Group B2.11;*
Results of the Questionnaire Concerning High Temperature Conductor Fittings;
September 2005
- [Cig06a] *Cigré Working Group B2.06;*
How OH Lines are re-designed for Uprating / Upgrading;
Cigré Technical Brochure 294, Juni 2006
- [Cig06b] *Cigré Working Group B2.12;*
Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings;
Cigré Technical Brochure 299, August 2006
- [Cig06c] *H. E. Deve et. al.;*
Field Testing of ACCR Conductor;
Cigré Session 2006, Paris, 2006
- [Cig07a] *Cigré Working Groups B2.03, B2.12, B2.11;*
Considerations relating to the use of high temperature conductors;
Cigré Technical Brochure 331, 2007
- [Cig07b] *Cigré Working Group C4.601;*
Wide area monitoring and control for transmission capability enhancement;
Cigré Technical Brochure 330, August 2007
- [Cig08a] *Cigré Working Groups B2.13;*
Guidelines for increased Utilization of existing Overhead Transmission Lines;
Cigré Technical Brochure 353, August 2008
- [Cig08b] *P. Pramayon, R. Puffer et. al.;*
Increasing Capacities of Overhead Lines - Needs and Solutions;
Cigré Session 2008, Paris, 2008

-
- [Cig08c] *H.-J. Dräger, D. Hussels, R. Puffer;*
Development and Implementation of a Monitoring-System to Increase the Capacity;
Cigré Session 2008, Paris, 2008
- [Cig08d] *L. Barthold, D. Douglass, D. Woodford;*
Maximizing the Capability of existing AC Transmission Lines;
Cigré Session 2008, Paris, 2008
- [CML01] *Guinée et al.;*
LCA – An operational guide to the ISO-standards – Part 2b: Operational annex; Final report;
Leiden (NL) 2001
- [Com06] *Composite Technology Corporation (CTC);*
Innovative Conductor Solutions for Power Transmission and Distribution Systems;
Commission Staff Workshop on Electric Utility Infrastructure, Tallahassee, 2006
- [DEN05] *Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission*
Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020
Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Köln, Februar 2005
- [DEN08] *Konsortium DEWI / EnBW TNG / E.ON Netz / EWI / ISET / RWE TSO Strom / VE-T;*
Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020;
Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Zwischenbericht, Köln, Oktober 2008
- [DEW06] *o. V.;*
WindEnergy Study 2006 – Market Assessment of the Wind Energy Industry up to the Year 2014;
DEWI GmbH, Deutsches Windenergie-Institut, 2006

- [DEW08] *o. V.*;
WindEnergy Studie 2008 – Markteinschätzung der Windenergie-Branche bis zum Jahr 2017;
DEWI GmbH, Deutsches Windenergie-Institut, 2008
- [DIN97] *Deutsches Institut für Normung e.V.*;
Freileitungen – Anforderungen und Prüfungen für Armaturen;
DIN EN 61284:1997
- [DIN01] *Deutsches Institut für Normung e.V.*;
Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten;
DIN EN 50182:2001
- [DIN02] *Deutsches Institut für Normung e.V.*;
Freileitungen über AC 45kV
DIN EN 50341, 2002
- [Dor06] *Stefan Dorendorf et. al.*;
Erzeugungsmanagement zur Umsetzung des § 4 Abs. 3 EEG – Grundzüge;
Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, Berlin, 2006
- [EEG04] *o. V.*;
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG);
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40, Berlin 2004
- [EEG06] *o. V.*;
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG);
Neufassung vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918 ff.), zuletzt geändert durch Art. 1 des Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550), Berlin 2006

- [EEG09] o. V.;
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG);
Novelle 2009 (verabschiedet vom Deutschen Bundestag am 6. Juni 2008;http://www.eeg-aktuell.de/fileadmin/user_upload/Downloads_Politik/bmu_eeg2009_konsolidiert.pdf)
- [Eik07] *B. Eikmeier et al.*;
Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland – Analyse ausgewählter Aspekte;
Studie des Bremer Energie Instituts und des Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik im Auftrag des Zukunftsrats Hamburgs, 2., aktualisierte Fassung, Juli 2007
- [Eng08] *O. Engel (E.ON Netz GmbH Rechtsabteilung);*
Persönliche Information, 2008
- [EnWG05] o. V.;
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG);
Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 18. Dezember 2007 (BGBl. I S. 2966), Berlin 2005
- [EnWG08] o. V.;
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG);
Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch das Gesetz vom 29. August 2008 (BGBl. I S. 1790), Berlin 2005
- [EON05] *E.ON Netz GmbH;*
„Projekt 110 kV-Leitung Breklum-Flensburg – Erläuterungsbericht – Anlage 1“;
Planfeststellungsunterlage, Bayreuth, 24.11.2005

- [EON06] *E.ON Netz GmbH;*
Netzsicherheit und Erneuerbare Energien im Einklang – Erzeugungsmanagement bei E.ON Netz; Stand 09/2006;
http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/EON_Netz_Folder_Erzeugungsmanagement_ger.pdf; zuletzt: 31.10.2007
- [Eon07] *E.ON Netz GmbH;*
Wie funktioniert das Erzeugungsmanagement? – Einsätze des Erzeugungsmanagements;
http://www.eon-netz.com/frameset_german/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-netz.com/Ressources/frame_head.jsp&bottom=http://www.eon-netz.com/frameset_german/law/ene_windenergy/ene_windenergy.jsp; zuletzt: 31.10.2007
- [EON08] *o. V.;*
Netzausbau Breklum-Flensburg – Bedarf im Detail;
<http://www.eon-netz.com/eon-netzausbau/110kv/projekte/bf/bedarf/index.php> 18.06.2008
- [FEM08] *o. V.;*
EMF-Portal, powered by Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (femu) Universitätsklinikum Aachen;
<http://www.emf-portal.org/lfu.php?l=e&detail=374> zuletzt 20.08.2008
- [Fic07] *W. Fichtner;*
Entwicklungslinien in der deutschen Elektrizitätswirtschaft;
Innovationstag Energie 2007, Cottbus, 2007
- [Fün00] *C. Fünfgeld u. R. Tiedemann;*
Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile step by step;
VDEW-Materialien M-05/2000, VDEW Frankfurt, 2000
- [Gem07] *U. Fritsche et al.;*
Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS);
Öko-Institut Darmstadt und Gesamthochschule Kassel (GhK), 2004

- [Hau96] *H.-J. Haubrich;*
Elektrische Energieversorgungssysteme: Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge;
Skriptum zur Vorlesung ‚Elektrische Anlagen I‘; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), 3. Auflage, Aachen 1996
- [Hei08] *G. Heit (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE);*
Persönliche Information, 2008
- [Heu07] *K. Heuck et al.;*
Elektrische Energieversorgung;
Vieweg Verlag, 7. Auflage, 2007
- [IEC07] *International Electrotechnical Commission;*
Thermal-resistant aluminium alloy wire for overhead line conductor;
IEC 62004, 2007
- [IEE06] *IEEE Power Engineering Society;*
IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors;
IEEE Standard 738, 2006
- [IFU05] *o. V.;*
Umberto Software für das betriebliche Stoffstrommanagement;
Institut für Umweltinformatik Hamburg GmbH (ifu) und Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Version Umberto 5.0.4.1086, 2005
- [IPC01a] *C. K. Folland, T.R. Karl et al.;*
Climate Change 2001 – The Scientific Basis, Part 2: Observed Climate Variability and Change;
Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, Cambridge University Press, Cambridge; 2001

- [IPC01b] *D. L. Albritton, L.G. Meira Filho et al.;*
Climate Change 2001 – The Scientific Basis, Technical Summary;
Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, Cambridge University Press, Cambridge; 2001
- [ISO06a] *o. V.;*
Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen;
DIN EN ISO 14040:2006, Normenausschuss Grundlagen des Umweltschutzes im DIN; Oktober 2006
- [ISO06b] *o. V.;*
Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen;
DIN EN ISO 14044:2006, Normenausschuss Grundlagen des Umweltschutzes im DIN; Oktober 2006
- [JEC95] *Standards of the Japanese Electrotechnical Committee;*
Thermo-resistance aluminium alloy conductors and thermo-resistance aluminium alloy conductors steel-reinforced;
JEC 3406, 1995
- [Kie01] F. Kießling et. al.; „Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung“; 5. Auflage, Springer Verlag Berlin 2001
- [Kir88] *H. Kirn;*
Die Bestimmung der Temperatur von Freileitungsseilen;
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 87, Heft 21, 1988
- [Knm07] *Royal Netherlands Meteorological Institute (KNMI);*
KNMI HYDRA PROJECT – Wind climate assessment of the Netherlands;
<http://www.knmi.nl/samenw/hydra/>, zuletzt: 04.12.2007
- [Kru08] *C. Kruck;*
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken;
Dissertation, Universität Stuttgart, 2008

- [LiF05] *Feng Li;*
Bewertung von Ausbaumaßnahmen zur Engpassbeseitigung im UCTE-Verbundnetz, 1. Auflage;
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Hrsg.: H.-J. Haubrich,
Klinkenberg Verlag Aachen, 2005
- [Mac06] *U. Macharey, T. Smolka, A. Schnettler et al.;*
Die nachhaltige Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland – Verteilungsnetze bei steigender dezentraler Energiewandlung im Energieland NRW;
VDE Verlag GmbH, Berlin, VDE Kongress 2006
- [Mac07] *U. Macharey, A. Schnettler, T. Smolka;*
Life Cycle Assessment of Ultra High Voltage System Layout and Operation compared to 420 kV AC Power Systems;
IEC/CIGRÉ UHV Symposium, Beijing (China) 2007
- [Mac08] *U. Macharey, A. Schnettler, B. Schowe von der Brelie*
Übersicht zu den Potenzialen verschiedener technischer Maßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität einer 380 kV - Freileitung;
Wissenschaftliche Studie (nicht veröffentlicht) im Auftrag der Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, 2007
- [Mar02] *T. Marheineke;*
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken;
Dissertation, Universität Stuttgart, 2002
- [Mau07] *C. Maurer, H.-J. Haubrich;*
Begutachtung der netztechnischen Notwendigkeit der geplanten Südwestkuppelleitung 380 kV der Vattenfall Europe Transmission GmbH;
Wissenschaftliches Gutachten (nicht veröffentlicht) im Auftrag der Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, 2007
- [Nep06] **Neplan – Das Planungs- und Informationssystem für Gas-, Wasser-, Fernwärme und Elektrizitätsnetze;**
BCP Busarello+Cott+Partner Inc., Version 5.32, 2006

- [Noh93] *W. Nohl;*
Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch Mastenartige Eingriffe;
Geänderte Fassung, August 1993
- [Obm85] *G. M. Obermair et al.;*
Hochspannungsleitungen – Technische und wirtschaftliche Bewertung von Trassenführung und Verkabelung;
Springer Verlag, 1985
- [Oed04] *D. Oeding, B.R. Oswald;*
Elektrische Kraftwerke und Netze
Springer Verlag, Berlin Heidelberg 2004
- [Osw05a] *B. R. Oswald et al.;*
Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz
Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380-kV-Trasse Ganderkesee - St. Hülfe, Hannover & Oldenburg, 2005
- [Osw05b] *B. R. Oswald;*
Skript Freileitung, Vorlesung Elektr. Energieversorgung I;
Universität Hannover - Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, 2005
- [Osw07] *B. R. Oswald.;*
380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu
Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH Wien, Hannover 2007
- [Puf07] *R. Puffer;*
Freileitungsmonitoring – Praxiserfahrungen bei E.ON Netz, Forum Netzbau-und Betrieb;
Travemünde, 2007

- [RIB08] o. V.;
RIBE; Armaturen für Freileitungen;
<http://ribe2.softpoint.de/images/pdf/KATB1/ihv1d.pdf> , Stand
07.01.2008
- [Ros05] *M. Rosin (E.ON Netz GmbH);*
Erzeugungsmanagement – Herausforderung für den Netzbetreiber;
Vortrag im Rahmen der ETG-Tagung ,Technische Innovation in Verteilungsnetzen, Würzburg 01. - 02.03.2005
- [Ros07] *Matthias Rosin (E.ON Netz GmbH);*
persönlicher Kontakt, 08/2007
- [Rot05] *H. Roth, O. Brückl, A. Held;*
Windenergiebedingte CO₂-Emissionen konventioneller Kraftwerke
IfE-Schriftenreihe, Heft 50, E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching 2005
- [RWE07a] *Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall;)*
Regionenmodell „Stromtransport 2012“
<http://www.rwetransportnetzstrom.com/generator.aspx/netznutzung/netzanschlussregeln/kraftwerksanschluss/property=Data/id=336588/stromtransport2012.pdf>,
zuletzt: 17.06.2008
- [Sch08] *H.-L. Schäfer (E.ON Netz GmbH);*
Persönliche Information, 2008
- [Sen04] *K. von Sengbusch;*
Verfahren zur Lastflussberechnung;
Seminarunterlagen zum AKEI-Seminar ,Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis' der FGH Mannheim Aachen, Januar 2004

- [Sie08] *P. Siemes;*
Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern;
Dissertation, RWTH Aachen, 2008
- [Sil02] *J. Silny;*
Beeinträchtigung des Menschen durch niederfrequente elektrische und magnetische Felder – aktueller Wissensstand;
Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (femu) Universitätsklinikum Aachen, 2002
- [Smo04] *T. Smolka, U. Macharey, A. Schnettler;*
Einsatz dezentraler Stromerzeugungstechniken in elektrischen Verteilungsnetzen unter ökologischen Rahmenbedingungen,
VDE Verlag GmbH, VDE Kongress, Berlin 2004
- [Smo07] *T. Smolka, U. Macharey, B. Kloeckl, A. Schnettler et al.;*
Eco-Efficiency Assessment of Dispersed Power Generation in Distribution Energy Networks;
19th International Conference on Electricity Distribution, CIRED Vienna 2007
- [Sol99] *H. Krähling et al.;*
Ökobilanz „Stromversorgung unter Nutzung der SF₆-Technologie“;
Solvay Fluor und Derivate, Hannover, 1999
- [Mer03] *I. Mersiowsky et al.;*
Ökobilanz SF₆-GIS-Technologie in der Energieverteilung – Mittelspannung –;
Solvay Fluor und Derivate, Hannover, 2003
- [Try06] *R. Tryfonidou;*
Energetische Analyse eines Offshore-Windparks unter Berücksichtigung der Netzeinspeisung;
Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, 2006

- [TVG08] The Valley Group, Inc.;
CAT-1 Transmission Line Monitoring Systems
<http://cat-1.com/>, zuletzt Juli, 2008
- [UBA07] o. V.;
Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente (ProBas);
Umweltbundesamt, www.probas.umweltbundesamt.de, Dessau-Roßlau, 2007
- [VET08] o. V.;
http://www.vattenfall.de/www/trm_de/trm_de/178444netzk/178666winde/index.jsp; Stand: 07.12.2008
- [Ven07] *H. Vennegeerts, U. Macharey et. al.*;
Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Windenergie in das Verbundnetz;
Wissenschaftliche Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2007
- [VwVfG76] o. V.;
Verwaltungsverfahrensgesetz – VwVfG;
Verwaltungsverfahrensgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), geändert durch Artikel 4 Abs. 8 des Gesetzes vom 5. Mai 2004 (BGBl. I S. 718). Neugefasst durch Bek. v. 23.1.2003 I 102; geändert durch Art. 4 Abs. 8 G v. 5. 5.2004 I 718
- [Zim06] *C. Zimmer, U. Macharey, T. Smolka et al.*;
Elektrizitätsversorgung der Zukunft in Nordrhein-Westfalen – Future Power NRW;
Studie im Auftrag des Landesministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (MWME), Abschlussbericht, CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Aachen, 2006

Anhang A: Ergänzungen zu Abschnitt 2.3.1

Hochtemperaturfreileitungsseile

Aufbau von HT-Freileitungsseilen

Leiterseile einer Freileitung bestehen im Allgemeinen aus spiralförmig gewundenen Einzeldrähten mit kreisförmiger Grundfläche (Abbildung A-1).

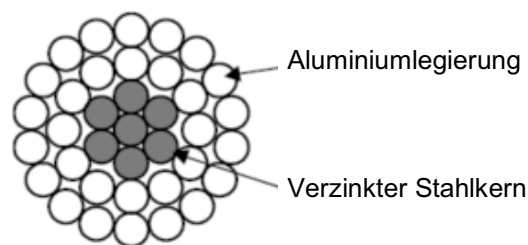


Abbildung A-1: Querschnitt eines ACSR Leiters

Während das Kernmaterial im Wesentlichen die mechanischen Eigenschaften beeinflusst, hängen die elektrischen Parameter vom verwendeten Leitermaterial ab.

Leitermaterialien

Die Leiter von Hochtemperaturfreileitungsseilen werden im Gegensatz zu konventionellen ACSR Leiterseilen (hartgezogenes Aluminium) entweder aus

- **(Z)TAL (Super)Thermal-resistant aluminium**
((Hoch-)Wärmebeständiges Aluminiumlegierung)

Dieser (hoch)-wärmebeständige Draht für den Einsatz als Leitermaterial besteht aus einer Aluminium-Zirkonium Legierung. Die mechanischen und elektrischen Eigenschaften sind bei kontinuierlichem Betrieb bis (210°C) 150°C beständig. Einer weltweiten Umfrage bei Energieversorgungsunternehmen (nach [Cig07a]) zufolge ist das Leitermaterial von ca. 48% der Hochtemperaturfreileitungsseile aus temperaturbeständigem Aluminium

oder aus

- **Fully annealed Aluminium 1350-0**
(Weichgeglühtes Aluminium)

Die hohe Temperaturbeständigkeit (theoretisch bis 250°C⁷) des Leitermaterial Aluminium 1350-0 resultiert daraus, dass es vor der Verwendung weichgeglüht wurde. Es weist eine geringere Zugfestigkeit als die hartgezogenen Aluminiumdrähte auf

hergestellt.

Tabelle A-1 stellt ausgewählte charakteristische Eigenschaften von konventionellen Aluminiumleitern sowie von Leitern mit einer Aluminium Legierung für Hochtemperaturfreileitungsseile gegenüber.

Art des Aluminiums	Leitfähigkeit (%IACS ⁸)	Min. Zugfestigkeit (N/mm ²)	Zulässige Betriebstemperatur (°C)	
			Dauerhaft	Kurzfristig
Hartgezogenes Aluminium	61,2	159 - 200	90	120
Wärmebeständige Aluminiumlegierung TAL	60	159 - 176	150	180
Hoch-wärmebeständige Aluminiumlegierung ZTAL	60	159 - 176	210	240
Weichgeglühtes Aluminium 1350-0	63	59 - 97	200 - 250 ⁷	250 ⁷

Tabelle A-1: Eigenschaften von Aluminiumleitern und Leitern mit Aluminium Legierung für HT-Freileitungsseile (nach [Cig04c])

Kernmaterial

Das verwendete Kernmaterial beeinflusst wesentlich den Durchhang eines Leiterseils. Analog zu hartgezogenem Aluminium gilt für die hochtemperaturbeständigen Aluminiumlegierungen, dass bereits bei Temperaturen zwischen 80°C und 100°C die gesamte auf den Leiter wirkende Zugkraft auf das Kernmaterial wirkt. Daraus resultiert, dass die in Japan üblichen TACSR (4.3) [Cig04c], deren Kern wie bei konventionellen ACSR Freileiterseilen aus verzinktem Stahl besteht, vergleichsweise stark durchhängen, so dass eine hohe Mastaufhängung notwendig ist.

⁷ Leiter aus weichgeglühtem Aluminium können bei 250°C betrieben werden. Eine Beschränkung auf 200°C ist jedoch wegen des Schutzes der Verbindungen und des Stahlkerns üblich.

⁸ %IACS (International Annealed Copper Standard) ist die elektrische Leitfähigkeit im Vergleich zu Kupfer

Bei Verwendung von Invar-Stahl als Kernmaterial (Stahl mit hohem Nickelanteil von ca. 36%) kann eine deutlich geringerer thermischer Ausdehnungskoeffizient und ein entsprechend geringeres Durchhangverhalten im Vergleich zu Freileitungen mit verzinktem Stahlkern erreicht werden. Darüber hinaus werden inzwischen neben Stahllegierungen Aluminiumoxid-Keramikfaser-Verbundwerkstoffe oder Verbundwerkstoffen aus Glas- und Karbonfasern als Kernmaterial eingesetzt, die eine hohe mechanische Festigkeit und eine geringe Ausdehnung ermöglichen. Charakteristische Eigenschaften der in Hochtemperaturfreileitungsseilen eingesetzten Kernmaterialien sind in Tabelle A-2 dargestellt.

	Min. Zugfestigkeit (N/mm ²)	Elastizitätsmodul (kN/mm ²)	Koeff. der linearen therm. Ausdehnung (x10 ⁻⁶ /°C)
Verzinkter Stahl HS ⁹	1230 - 1320	206	11,5
Verzinkter Stahl EHS	1765		
Stalum 20,3% IACS	1103 - 1344	162	13
Verzinkte Invar Legierung	1030 - 1080	162	2,8 - 3,6
Aluminiumoxid-Keramikfaser	1380	216	6,3
Glas- und Karbonfaser Kern	2399	117	1,6

Tabelle A-2: Eigenschaften von Materialien für den Kern von HT-Freileitungsseilen (nach [Cig04c], [3M08a], [Com06])

Auslegung von Leiterseilen

Bei der klassischen Auslegung eines ACSR Leiterseils (Abbildung A-1) ergeben sich zwingend Zwischenräume, die nicht zum Stromtransport genutzt werden können (ungefähr 20% der gesamten Querschnittsfläche des Leiters). Werden trapezförmige Leiterdrähte (**TW**; angehängt an die Leiterbezeichnung) verwendet, kann die leitende Querschnittsfläche bei gleichem Außenradius deutlich erhöht werden, was darüber hinaus zu einem geringeren Leitungswiderstand führt.

⁹ (E)HS steht für (Extra) High Strengt, also hohe Festigkeit.

Einen weiteren Ansatz, der wesentlich vom Aufbau des Freileitungsseils bestimmt wird, stellen die Gap-type Freileitungsseile dar. Dieser Leitertyp ist derart konstruiert, dass der Kern aus hochfestem Stahl durch einen mit temperaturbeständigem Schmierfett gefüllten Spalt vom Leitermaterial getrennt ist. Dadurch resultiert eine geringere Reibung zwischen Kern- und Leitermaterial, so dass bei der Installation nur das Kernmaterial des Leiterseils straff gezogen werden muss, ohne Kraft auf den Leiter ausüben zu müssen. Durch die Umsetzung dieser Maßnahme wird der Durchhang eines Gap-type Leiterseils maßgeblich durch die Eigenschaften des mechanisch deutlich belastbaren Kernmaterials bestimmt; d. h., er ist geringer als bei konventionellen ACSR Freileitungsseilen.

Die Hochtemperatur Aluminium Legierungen (Tabelle A-1) können grundsätzlich mit allen dargestellten Kernmaterialien aus Tabelle A-2 kombiniert werden. Eine Übersicht gängiger Hochtemperaturfreileitungsseiltypen zeigt Tabelle A-3.

		Kernmaterial				
		Aluminiumoxid-Keramikfaser	Verzinkter Stahl	Stalum 20,3% IACS	Invar Legierung	Glas- und Karbonfaser Kern
Aluminium Legierung	Wärmebest. Aluminium TAL		TACSR GTACSR	TACSR/AC	TACIR	
	Hoch-wärmeb. Aluminium ZTAL	ACCR	ZTACSR GZTACSR	ZTACSR/AC	ZTACIR	
	Weichgeglühtes Aluminium 1350-0		ACSS/GA	ACSS/AW		ACCC/TW

Tabelle A-3: Freileitungsseiltypen mit Bezug auf Kern- und Leitermaterial (nach [Cig04c], [Cig05])

Mit:

TACSR (oder ZTACSR): (Super)thermal-resistant aluminium conductor steel reinforced

TACIR (oder ZTACIR): (Super)thermal-resistant aluminium conductor Invar steel reinforced

GTACSR ($T_{\max}=170^{\circ}\text{C}$) (oder GZTACSR): Gap-type (Super)thermal-resistant aluminium conductor steel reinforced

ACSS ($T_{\max}=200^{\circ}\text{C}$): Aluminium Conductor Steel Supported

ACCR ($T_{\max}=210^{\circ}\text{C}$): Aluminum Conductor Composite Reinforced

ACCC ($T_{\max}=180^{\circ}\text{C}$): Aluminium Conductor Composite Core
und

AC: Kernmaterial ist Aluminium ummantelt (Stalum); englisch: Aluminium-Clad

GA: Galvanized Steel (verzinkter Stahl)

AW: Aluminum-Clad Steel Core Wire; Kernmaterial ist Aluminium ummantelt (Stalum)

TW: Trapezoidal shaped wires (Trapezförmige Leiterdrähte)

Spannungsebenen

HT-Freileitungsseile werden weltweit im Bereich der Hoch- und Höchstspannung in den Spannungsebenen 66 kV bis 500 kV eingesetzt [Cig07a] (Abbildung 0-1).

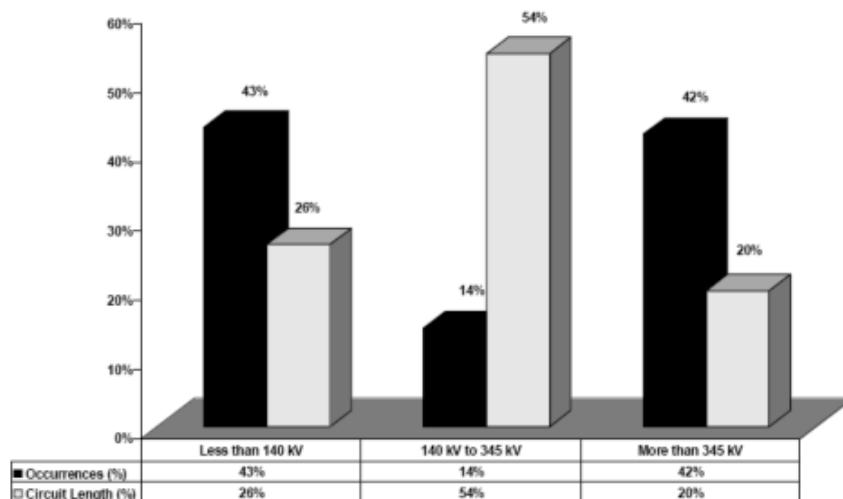


Abbildung 0-1: Spannungsebenen von HT-Freileitungsseilen [Cig07a]; Occurrences: Häufigkeit der Antworten in [Cig07a]; Circuit Length: Installierte Systemlänge

Im Rahmen der genannten Umfrage wurde zudem erfasst, welche Armaturen beim Einsatz von Hochtemperaturfreileitungsseilen als Tragklemmen, Abspannklemmen, Abstandhalter, Verbinder und Schwingungsdämpfer verwendet werden.

Armaturen

Freileitungsarmaturen sind wesentliche Bestandteile der elektrischen Energieübertragung. Einerseits erfüllen sie mechanische Aufgaben; sie müssen mindestens so tragfähig sein, wie die angeschlossenen Leiter und Masten. Andererseits dürfen Armaturen wie Abspannklemmen, Tragklemmen und Verbinder nicht unzulässig durch den Betriebsstrom erwärmt werden. Insbesondere die Stromtragfähigkeit spielt hinsichtlich der Hochtemperaturfreileitungsseile eine Rolle. In Deutschland eingesetzte Freileitungsarmaturen werden nach DIN EN 61284 (Freileitungen – Anforderungen und Prüfungen für Armaturen) [DIN97] geprüft. Im Folgenden wird dargestellt, welche Armaturen weltweit in Verbindung mit HT-Freileitungsseilen eingesetzt werden (Umfrage nach [Cig07a]. Siehe 4.3) und welche Funktion sie haben.

Abspannklemmen

Abspannklemmen (Abbildung A-2) haben sowohl mechanische als auch elektrische Aufgaben. Mechanisch dienen sie zur zugfesten Befestigung von Leiterseilen an den Isolator Ketten (gilt auch für Erdseile, die an Erdseil-Abspannpunkten entsprechend befestigt werden). Elektrische Aufgaben sind die sichere Übertragung des Betriebs- und des Kurzschlussstromes in die Stromschleife, sichere Übertragung von Kurzschlussströmen in die Abspannanordnung und das Vermeiden von Teilentladungen.

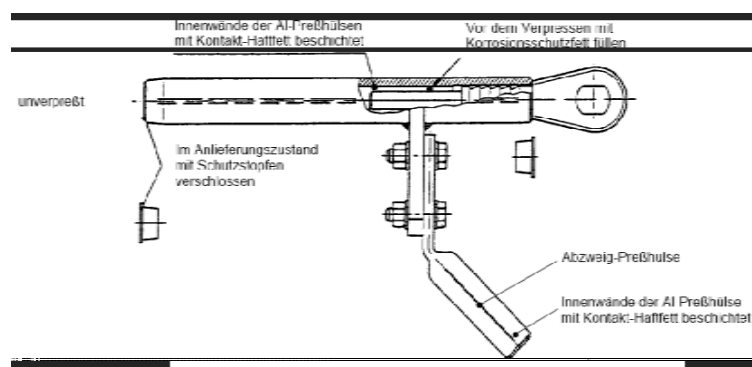


Abbildung A-2: Press-Abspannklemme [RIB08]

Abstandhalter

Durch (Feld)abstandhalter wird der vorgegebene Abstand zwischen Teilleitern eines Bündelleiters im Spannungsfeld oder in der Stromschleife gewahrt. Dies gilt auch im Fall von äußeren (z. B. Wind oder Seilschwingungen) und inneren (Kurzschlussstrom) Einwirkungen.

Bezogen auf die Systemlänge werden mehrheitlich starre Abstandhalter (mit beweglichen Seilklemmen zwischen den Leiterbündeln eingesetzt (62%). Der Anteil beweglicher Abstandhalter beträgt 37%.

Verbinder

Verbinder werden zur unlösbaren Verbindung von Leitern in Spannungsfeldern eingesetzt. Elektrisch müssen sie in der Lage sein, den gleichen Strom wie der Leiter zu führen. Das Ergebnis der Umfrage zeigt, dass praktisch ausschließlich Pressverbinder eingesetzt werden. In mehr als 86% der Antworten bezogen auf die Leitungslänge wird angegeben, dass es sich hierbei um zweiteilige Pressverbinder handelt. 14% sind einteilige Pressverbinder.

Schwingungsdämpfer

Unter bestimmten Randbedingungen werden Freileitungsseile durch den Wind zu wirbelerregten kurzwelligen Schwingungen gebracht. Besonders an Trag- und Abspannpunkten werden dadurch Biegewechselspannungen hervorgerufen. Diese überlagern sich mit vorhandenen statischen Zug- und Biegespannungen. Um Schäden vorzubeugen, können Schwingungsdämpfer eingesetzt werden.

Wird die Systemlänge betrachtet (maßgeblich beeinflusst durch die Antworten aus Japan), ergibt sich, dass hauptsächlich (95%) doppelte Drehmomentschwingungsdämpfer eingesetzt werden. Dies gilt auch Bezüglich der Anzahl der Antworten (54%). Jedoch werden hier von 32% der Versorgungsunternehmen Stockbridge Schwingungsdämpfer eingesetzt. 7% der Unternehmen verwenden keine Schwingungsdämpfer.

Beispielhafte weitere Hochtemperaturfreileitungsseile

Abbildung A-4 gibt einen Überblick über das G(Z)TACSR Hochtemperaturfreileitungsseil und dessen Bewertung.

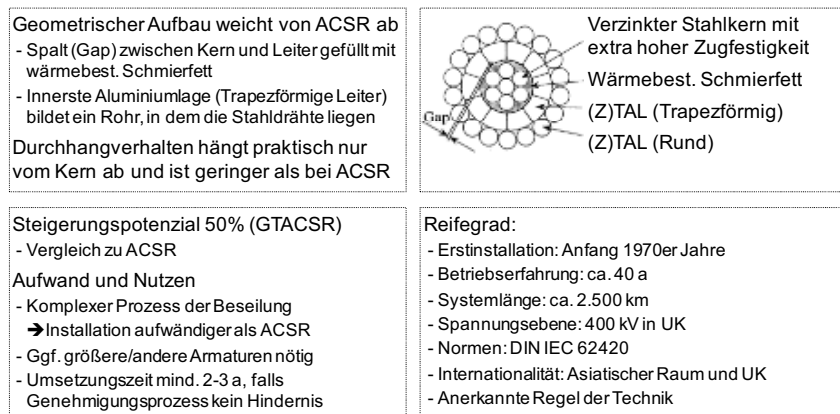


Abbildung A-4: Übersicht zur allgemeinen Bewertung der G(Z)TACSR Freileitungsseile

Abbildung A-5 gibt einen Überblick über das ACSS Hochtemperaturfreileitungsseil und dessen Bewertung.

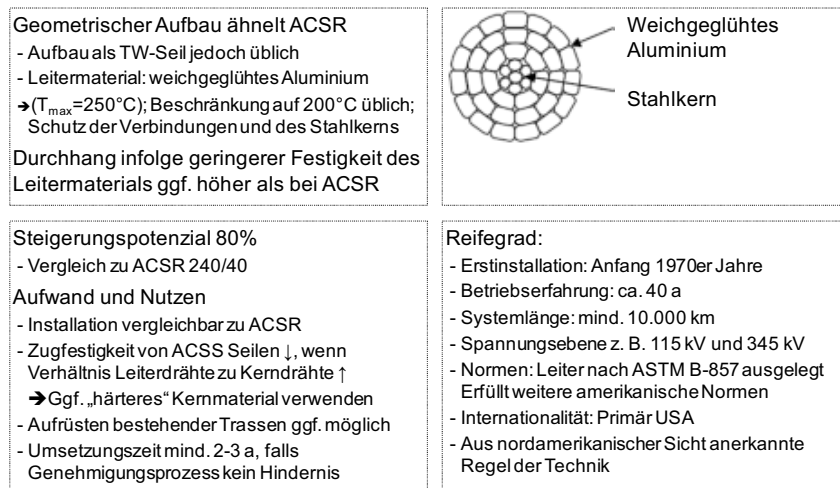


Abbildung A-5: Übersicht zur allgemeinen Bewertung der ACSS Freileitungsseile

Anhang B: Ergänzungen zu den Abschnitten 4.1 und 4.2

Kriterien für den Reifegrad der technischen Lösungen

a) Zeitpunkt der Erstinstallation

Der Zeitpunkt der Erstinstallation bietet eine erste Möglichkeit zu bewerten, ob ein Produkt oder Verfahren einen hohen Grad der Reife hat oder ob es sich noch um eine Forschungs- und Entwicklungsphase handelt. Dieses Kriterium alleine reicht nicht aus. Eine fortwährende Nutzung im Anschluss an die Installation muss sichergestellt sein.

b) Jahre der industriellen Betriebserfahrung

Dieses Kriterium gibt Aufschluss darüber, ob ein Produkt oder Verfahren sich im industriellen Einsatz befindet. Dabei wird angenommen, dass bei einer industriellen Einsatzzeit von < 3 Jahren ein Produkt oder Verfahren lediglich als Test-/Pilotanwendung bezeichnet werden kann.

c) Systemlänge

Die Systemlänge kann Aufschluss darüber geben, ob die Umsetzung eines Verfahrens bzw. der Einsatz eines Produkts auf eine Teststrecke beschränkt geblieben ist.

d) Spannungsebene

Die vorliegende Dissertation bezieht sich auf die Potenziale zur Steigerung der Übertragungskapazität auf der 110 kV Hochspannungsebene. Daher ist es wichtig zu beurteilen, ob die dargestellten Technologien bereits auf dieser Spannungsebene eingesetzt werden und, ob die bisher erzielten Resultate auf diese Spannungsebene direkt übertragbar sind.

e) Normenkonformität

Für den tatsächlichen Einsatz in Deutschland bzw. Europa ist wesentlich, ob die dargestellten Technologien konform zu allgemeingültigen europäischen bzw. deutschen Normen sind oder ob länderspezifische Normen vorliegen.

f) Internationalität

Bei diesem Kriterium wird bewertet, ob die betrachteten Maßnahmen zur Steigerung der Übertragungskapazität international eingesetzt werden oder ob der Einsatz auf ein Land bzw. wenige Länder beschränkt ist und damit gegebenenfalls länder- bzw. regionalspezifische Lösungen darstellen.

Ergänzungen zu TACSR

Potenzialabschätzung sowie Aufwand und Nutzen

Durch den Einsatz von TACSR Leiterseilen lässt sich nach [ABB06] bei einem Nennquerschnitt von 240/40 (entspricht 243-AL1/39-ST1A ACSR) die Strombelastbarkeit um 57% erhöhen. Der Aufbau des TACSR Leiters gleicht dem des konventionellen ACSR, so dass die Installation miteinander vergleichbar ist. Beide weisen ein ähnliches Durchhangverhalten auf. Eine höhere Strombelastbarkeit ist daher nur möglich, wenn eine Durchhangreserve vorhanden ist; alternativ müssen die Masten auf der Trasse deutlich erhöht werden, d. h., dass zumindest ein Plangenehmigungsverfahren erforderlich ist.

Reifegrad

Bereits seit den 1960er Jahren werden in Japan TACSR Freileitungsseile eingesetzt. 70% der Freileitungsseile in Japan sind TACSR [Cig04c]; die Betriebserfahrung beträgt über 40 Jahre, bei einer Systemlänge von mindestens 28.000 km [Cig07a]. TACSR Leiter werden in Japan auf allen Spannungsebenen zwischen 66 kV und 500 kV eingesetzt. Das verwendete Leitermaterial TAL ist konform zur internationalen IEC 62004 (Thermal-resistant aluminium alloy wire for overhead line conductor) [IEC07].

TACSR Leiterseile sind nach der japanischen Norm JEC 3406 [JEC95] ausgelegt. Obwohl es bisher in Deutschland keine entsprechende Norm für TACSR Leiterseile gibt, kann von einer anerkannten Regel der Technik bzw. einer gesicherten Anwendung mit einem hohen Reifegrad gesprochen werden.

Ergänzungen zu ACCR

Potenzialabschätzung sowie Aufwand und Nutzen

Der Einsatz von ACCR Leiterseilen vom Typ Hawk (vergleichbar mit 243-AL1/39-ST1A ACSR) lässt eine Steigerung der Strombelastbarkeit von 81% bei einer Betriebstemperatur von 210°C zu. Der Aufwand der Installation ist vergleichbar mit ACSR Leitern. Im Normalbetrieb ist keine unzulässige Erhöhung des Durchhangs gegenüber dem Grenzwert von ACSR Leiterseilen zu erwarten. Eine Aufrüstung bestehender Trassen ist möglich. Die Umsetzungszeit hängt jedoch vom Standardisierungsprozess und von der Bewertung des Langzeitverhaltens des Leiterseils ab. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Kosten für ACCR Leiter (für das Leiterseil ohne Installation etc.) derzeit etwa um einen Faktor 4-5 höher als für ACSR liegen.

Reifegrad

Das ACCR Hochtemperaturfreileitungsseil wurde erstmals 2001 installiert und befinden sich seit ca. 7 Jahren in Feldversuchen ([Cig06c], [3M08b]) im Betrieb. Die Systemlänge ist geringer als 1.000 km. ACCR werden bisher auf der 115 kV, der 220 kV und der 230 kV Spannungsebene eingesetzt. Als Leitermaterial wird hoch-wärmebeständiger Draht aus einer Aluminiumlegierung (ZTAL) eingesetzt, welches in der international umgesetzten IEC 62004 [IEC07] berücksichtigt ist. Das primäre Einsatzgebiet sind die USA. Seit 2007 gibt es erste Installationen in China [3M08c].

ACCR Leiter befinden sich im langwierigen Übergang vom Stadium der Feldversuche zu einem kommerziellen Produkt. Ein wesentlicher Schritt ist in der Standardisierung für den deutschen beziehungsweise europäischen Markt zu sehen. Die Ergebnisse aus Labortests [3M08d] und Installationen lassen prinzipiell eine Eignung für den europäischen Markt erwarten.

Ergänzungen zum Freileitungs-Monitoring

Potenzialabschätzung sowie Aufwand und Nutzen

Die Belastbarkeit der Stromkreise lässt sich durch Verwendung des Freileitungs-Monitorings zum Teil deutlich erhöhen. Im Rahmen dieses Versuches ist eine maximale Anhebung der Übertragungskapazität der Testleitung wetterab-

hängig um bis zu 50% realisiert worden [Puf07]. Verglichen mit direkten Verfahren der Leiterseiltemperaturbestimmung ist der Aufwand für eine Realisierung geringer. Die Kosten für die Umsetzung des Pilotprojektes E.ON Netz Freileitungs-Monitoring lagen bei ca. 4 Mio. € [Puf07].

Das installierte Freileitungs-Monitoring findet auf der 110 kV Spannungsebene in einem überregionalen Versorgungsgebiet in Schleswig-Holstein statt. D. h., die Ergebnisse können nicht uneingeschränkt auf andere Verteilungsnetze oder sogar Übertragungsnetze übertragen werden, da die Windbedingungen in küstennahen Gebieten Schleswig-Holsteins nicht als repräsentativ für andere Versorgungsgebiete angesehen werden können.

Außerdem sind mögliche lokale Windschatten zu berücksichtigen. Der Einsatz des Freileitungs-Monitorings kann gegebenenfalls dazu beitragen, den Netzaufbau regional aufzuschieben

Reifegrad

Seit 2006 liefert der Feldversuch Freileitungs-Monitoring der E.ON Netz GmbH Erkenntnisse über den praktischen Betrieb eines Dynamic Ratings. Unter Berücksichtigung der auf ein Jahr beschränkten Laufzeit des Feldversuchs ist die Betriebserfahrung geringer als 1 Jahr. Für eine Systemlänge von bis zu 200 km (in Schleswig-Holstein) auf der 110 kV Spannungsebene werden Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit überwacht und in das Netzleitsystem eingebunden. Wie zuvor dargestellt, ist das Freileitungs-Monitoring grundsätzlich durch DIN EN 50182:2001 abgedeckt. Wesentliche theoretische Grundlagen zum Freileitungs-Monitoring wurden durch internationale Organisationen wie CIGRÉ und IEEE veröffentlicht [Cig02, Cig06b, IEE06].

Die ersten Erfahrungen nach [Puf07] zeigen positive Resultate. Dennoch handelt es sich bisher um einen Feldversuch, da der betrachtete Zeitraum für belastbare Aussagen noch unzureichend ist.

Anhang C: Ergänzungen zu Abschnitt 3.3

Leitungsmodell

Eine homogene Leitung der Länge l lässt sich durch die allgemeinen Leitungsgleichungen beschreiben (vgl. [Oed04]). Im Mitsystem (analog auch für das Nullsystem) gilt für den Zusammenhang zwischen den Spannungen und Strömen am Anfang (A) und am Ende der Leitung (E):

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{1A} \\ \underline{I}_{1A} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \underline{\gamma}_1 l & \underline{Z}_{w1} \sinh \underline{\gamma}_1 l \\ \frac{1}{\underline{Z}_{w1}} \sinh \underline{\gamma}_1 l & \cosh \underline{\gamma}_1 l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{1E} \\ \underline{I}_{1E} \end{bmatrix} \quad (\text{C-1})$$

Mit:

$$\underline{Z}_{w1} = \sqrt{\frac{R'_1 + j\omega L'_1}{G'_1 + j\omega C'_1}}, \quad (\text{C-2})$$

dem Wellenwiderstand im Mitsystem und

$$\underline{\gamma}_1 = \alpha_1 + j\beta_1 = \sqrt{(R'_1 + j\omega L'_1) \cdot (G'_1 + j\omega C'_1)}, \quad (\text{C-3})$$

dem Ausbreitungskoeffizient im Mitsystem.

Für die Berechnungen elektrisch kurzer Leitungen ($\gamma l \ll 1$) gilt das so genannte Π -Ersatzschaltbild (Abbildung C-1). Es lässt sich durch eine Taylor-Reihenentwicklung unter Verwendung der ersten Glieder aus Gl. (C-1) ableiten.

Die dargestellten Elemente des Π -Ersatzschaltbilds fassen Impedanzen und Admittanzen einer Einfachleitung zusammen. Sie sind teilweise materialabhängig (z. B. der Wirkwiderstand des Leiters) oder abhängig von der Verlegungsart und der Geometrie der Leitung. Wesentlich werden Koppelkapazitäten und -induktivitäten einer Freileitung durch die Abstände der Leiterseile zueinander und zur Erde beeinflusst.

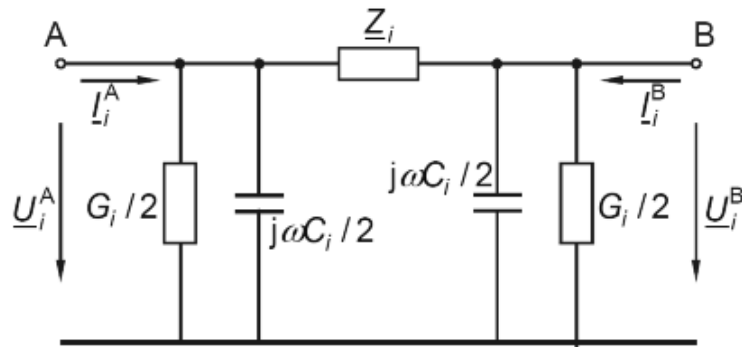


Abbildung C-1: Π -Ersatzschaltbild der symmetrischen Komponenten der ideal symmetrischen Einfachleitung ($i=0,1,2$) [Osw05b]

Diese Abhängigkeiten werden in Tools zur Lastflussrechnung je nach Benutzervorgabe berücksichtigt. Beispielhaft sind nachfolgend für eine wie in Abbildung C-2 dargestellte Einfachfreileitung, die Werte für die Berechnungsgleichungen im Mit- und Gegensystem dargestellt.

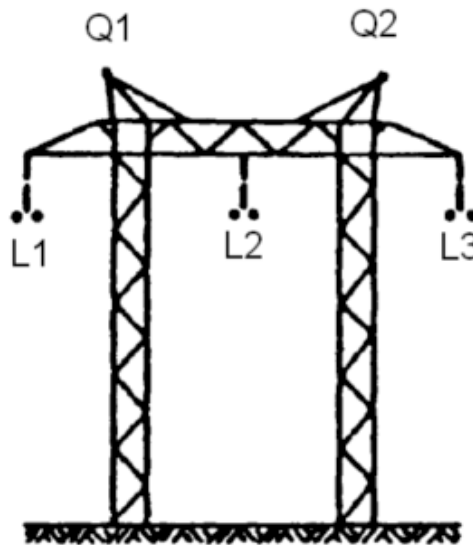


Abbildung C-2: Freileitung, 1 Stromkreis (L1, L2, L3) u. 2 Erdseile (Q1, Q2) [Osw05b]

Berechnung des Längsimpedanzbelags:

$$\underline{Z}'_1 = \underline{Z}'_2 = \frac{R'_L}{n} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r_B} \right) \quad (\text{C-4})$$

Mit dem temperaturabhängigen Wirkwiderstandsbetrag eines Teilleiters (R'_L), der Anzahl der Teilleiter (n), dem zu berücksichtigende äquivalente Leiterradius (r_B) sowie dem Abstände der Leiterseile zueinander (d).

Der temperaturabhängige Wirkwiderstandsbetrag eines Teilleiters ergibt sich zu:

$$R'_L = R'_{20} [1 + \alpha(T - 20)]. \quad (\text{C-5})$$

Mit:

R'_{20} : Wechselstrom-Wirkwiderstandsbelag bei 20°C ,

T : Temperatur in $^\circ\text{C}$

α : Beiwert der Widerstandsänderung in $1/\text{K}$ ($\sim 0,004 \text{ 1/K}$).

Der zu berücksichtigende äquivalente Leiterradius r_B berechnet sich aus

$$r_B = \sqrt[n]{n \cdot r_L \cdot r_T^{n-1}}. \quad (\text{C-6}),$$

Mit:

r_L Radius eines Teilleiters und

r_T Radius, der durch alle Teilleiter beschriebenen Kreisbahn (Abbildung C-3).

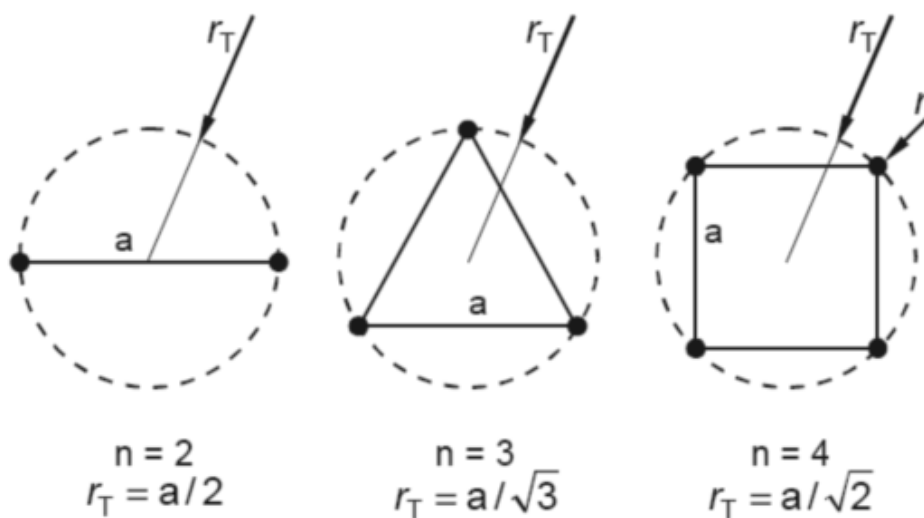


Abbildung C-3: Bündelleiteranordnungen [Osw05b]

Der Abstand der Leiterseile zueinander (d) ist wie folgt definiert:

$$d = \sqrt[3]{d_{\text{L1L2}} d_{\text{L1L3}} d_{\text{L2L3}}} \quad (\text{C-7})$$

Berechnung des Kapazitätsbelags:

$$C'_1 = C'_2 = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{d}{r_B}} \quad (\text{C-8})$$

Für weitere Berechnungsgleichungen sei auf die einschlägige Literatur, z. B. [Oed04], verwiesen. Insbesondere auf die Darstellung der umfangreichen Matrizen, mit denen sich die Kopplung zweier parallel verlegter Stromkreise beschreiben lässt, wird an dieser Stelle verzichtet.

Anhang D: Ergänzungen zu Abschnitt 3.5.2

<u>ACCR-Hochtemperaturleiterseile</u>	
Investitionskosten	
Leiterseile, Armaturen, Beseilung, Planung und Abwicklung pro km und Stromkreis [3M07, 3M08e]	ca. 100.000€
<u>Freileitungs-Monitoring</u>	
Investitionskosten	
Aufwände für Austausch von Betriebsmittel, Mess- und Kommunikationstechnik (pauschal) [Puf07]	4.000.000 €
<u>Neubau Freileitung</u>	
Investitionskosten	
Entschädigung Trasse pro km [Bra04]	40.000 €
Entschädigung pro Mast [Bra04]	2.000 €
Planung, Abwicklung pro km [Bra04]	25.000 €
Errichtungskosten (inkl. Kosten für Masten und Leiterseile) [Bra04]	230.000 €
Investitionskosten pro SF ₆ -Schaltfeld (nach [Heu07] 123 kV, 50 MVA)	500.000 €

Tabelle E-1: Investitionskosten der untersuchten Flexibilisierungsmaßnahmen

Zu berücksichtigen ist, dass die Angaben zum Hochtemperaturfreileitungsseil ACCR aus Gründen der Geheimhaltung nur in aggregierter Form angegeben werden können.

Anhang E: Abkürzungen und Formelzeichen

TW: Trapezoidal shaped wires (Trapezförmige Leiterdrähte)

ACCC	Aluminum Conductor Composite Core
ACCR	Aluminum Conductor Composite Reinforced
ACSS	Aluminum Conductor Steel Supported
AC	Kernmaterial ist Aluminium ummantelt (Stalum); englisch: Aluminium-Clad
AIS	luftisolierte Schaltanlage
AW	Aluminum-Clad Steel Core Wire; Kernmaterial ist Stalum
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
(E)HS	(Extra) High Strength, also hohe Festigkeit
EN	Europäische Norm
EnWG	Energieeinsparungsverordnungen
ERZMAN	Windenergieanlagen Erzeugungsmanagement
FL	Freileitung bzw. Freileitungstrasse
FLM	Freileitungs-Monitoring
GA	Galvanized Steel (verzinkter Stahl)
GIS	gasisolierte Schaltanlage
GWP	Treibhauspotential
G(Z)TACSR	Gap-type (Super)thermal-resistant aluminium conductor steel reinforced
HS	Hochspannung
HT	Hochtemperatur
IEC	International Electrotechnical Commission

ISO	Internationalen Organisation für Normung
LCA	Life Cycle Assessment (Ökobilanzierung)
LCI	Life Cycle Inventory (Sachbilanz)
LCIA	Life Cycle Impact Assessment (Wirkungsabschätzung)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informations- technik
VDN	Verband deutscher Netzbetreiber
VPE	Vernetztes Polyethylen
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WEA	Windenergieanlage
(Z)TACSR	(Super)thermal-resistant aluminium conductor steel rein- forced
(Z)TACIR	(Super)thermal-resistant aluminium conductor Invar steel reinforced

Formelzeichen:

A_n :	<i>Anschaffungsausgabe</i>
A_k :	<i>Zahlung einer Ausgabenfolge</i>
B_0 :	<i>Barwert zum Bezugszeitpunkt t_0</i>
B_n :	<i>Barwert zum Inbetriebnahmezeitpunkt t_n</i>
d :	<i>Leiterdurchmesser in m</i>
d :	<i>Abstände der Leiterseile zueinander</i>
$d_{\text{pot}, i}$:	<i>Relatives Wirkungspotenzial des Schadstoffs i</i>
D_{pot} :	<i>Gesamtwirkungspotenzial</i>
f :	<i>Frequenz in Hz</i>
h_s :	<i>Sonnenhöhe</i>
G :	<i>Leitwert</i>
i :	<i>Kalkulationszinssatz</i>
I :	<i>Stromstärke</i>
k :	<i>Laufindex</i>
k_a :	<i>Absorptionskoeffizient</i>
k_e :	<i>Emissionskoeffizient</i>
n :	<i>Anzahl der Teilleiter</i>
N :	<i>Nutzungsdauer</i>
N_C :	<i>Wärmeaufnahme durch Konvektion</i>
N_R :	<i>Wärmeabgabe durch Strahlung</i>
N_S :	<i>Wärmeaufnahme durch Sonneneinstrahlung</i>
N_{Sh} :	<i>Normaleinstrahlung der Sonne in W/m^2</i>
P :	<i>Wirkleistung</i>
$P'_{\text{V, Freileitung}}$:	<i>Längenbezogene Stromwärmeverluste</i>
$P_{\text{VU, Freileitung}}$:	<i>Spannungsabhängige Verlustleistung</i>
Q :	<i>Blindleistung</i>
q^{-n} :	<i>Diskontfaktor</i>
r_B :	<i>Äquivalenter Leiterradius</i>
r_L :	<i>Radius eines Teilleiters</i>

r_T :	<i>Radius, der durch alle Teilleiter beschriebenen Kreisbahn</i>
r_T :	<i>Leiterradius</i>
R'_{20} :	<i>Wechselstrom-Wirkwiderstandsbelag bei 20°C</i>
R'_L :	<i>Widerstandsbelag eines Teilleiters</i>
R'_{T-} :	<i>temperaturabhängiger Gleichstromwiderstand</i>
s :	<i>Stefan-Boltzmann-Konstante</i>
S :	<i>Scheinleistung</i>
t :	<i>Seilalter</i>
t_0 :	<i>Bezugszeitpunkt</i>
t_n :	<i>Inbetriebnahmezeitpunkt</i>
T_0 :	<i>Abstand äquidistanter Zeitpunkte</i>
T :	<i>(absolute) Leitertemperatur</i>
T_u :	<i>(absolute) Umgebungstemperatur</i>
T_h :	<i>absolute Temperatur der äußeren Lufthülle</i>
U :	<i>Spannung</i>
v_W :	<i>Windgeschwindigkeit</i>
Z_W :	<i>Wellenwiderstand im Mitsystem</i>
Z' :	<i>Längsimpedanzbelag</i>
α :	<i>Winkel zwischen Wind und Seilrichtung</i>
α :	<i>Beiwert der Widerstandsänderung</i>
δ :	<i>Effektiver Eintrittswinkel der Sonnenstrahlen</i>
γ_1 :	<i>Ausbreitungskoeffizient im Mitsystem</i>
φ :	<i>geographische Breite</i>
φ :	<i>Phasenwinkel</i>
κ :	<i>spezifischer Leitwert in $m/(\Omega \cdot mm^2)$</i>
μ_0 :	<i>Permeabilität des Vakuums ($1,256 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}$)</i>
μ_r :	<i>relative Permeabilität des Werkstoffs</i>
v_i :	<i>Emissionen des Schadstoff i</i>
ψ :	<i>geographischer Leitungswinkel zur Nord-Süd-Achse</i>

Lebenslauf

Persönliche Daten

Uwe Macharey
geboren am 09. März 1976 in Krefeld

Schulbildung

1982 - 1986	Grundschule Sollbrüggenstraße, Krefeld
1986 - 1995	Gymnasium Fabritianum, Krefeld

Studium

1996 - 2003	Elektrotechnik, RWTH Aachen Fachrichtung: Elektrische Energietechnik Abschluss: Diplom
-------------	--

Gremien und Verbände

seit 2004	Mitglied im VDE / ETG
seit 2009	Mitglied im Cigré

Berufstätigkeit

2003-2008	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen
seit 01/2009	Berater bei der Firma BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) in Aachen

Beiträge zur HOCHSPANNUNGSTECHNIK

Band 1, ISBN **3-86130-664-6**

Kerstin Jenkes

Modellierung des Plasmas im Vakuum-Leistungsschalter unter Berücksichtigung axialer Magnetfelder

Band 2, ISBN **3-86130-665-4**

Christan Cornelissen

Ultraschalldiagnostik als neues Verfahren zur Zustandsbewertung elastomerer Isolierstoffe in Energiekabelsystemen

Band 3, ISBN **3-86130-666-2**

Robert Dommerque

Einfluss des Elektrodenabbrandes auf das Schaltverhalten eines SF6-Selbstblasschalters

Band 4, ISBN **3-86130-667-0**

Thanapong Suwanasri

Investigation on No-load Mechanical Endurance and Electrical Degradation of a Circuit Breaker Model under Short Circuit Current Interruption

Band 5, ISBN **3-86130-668-9**

Bernhard Heil

Untersuchungen zur Hochfrequenzkonditionierung von Vakuumschaltkammern

Band 6, ISBN **3-86130-669-7**

Philipp Walter

Detektion und Evaluation von Inhomogenitäten im Volumen und an inneren Grenzflächen in polymeren Isoliersystemen mittels Ultraschall

Band 7, ISBN **3-86130-670-0**

Junliang Wu

Fremdschichtverhalten nanostrukturierter superhydrophober Isolierstoffoberflächen unter simultanen elektrischen und klimatischen Beanspruchungen

Band 8, ISBN **3-86130-671-9**

Thomas Smolka

Ökologisch-technische Auswirkungen dezentraler Energieversorgungsszenarien mit Blockheizkraftwerken in elektrischen Verteilungsnetzen

Band 9, ISBN **3-86130-738-3**

Jahresbericht 2008

Band 10, ISBN **3-86130-673-5**

Uwe Macharey

Ökoeffizienz von Flexibilisierungsmaßnahmen in Energieversorgungsnetzen unter Berücksichtigung der Integration von Windenergie