

B A C H E L O R A R B E I T

**Thema: Analyse und Vergleich von zwei Anschlusszenarien in einem
Windeignungsgebiet**

Vorgelegt von: Denecke, Sven

Geb. am: 18.07.1986

DA-Nr.: 20092472

Zur Erlangung des akademischen Grades

Bachelor of Engineering

Elektrotechnik

Erstprüfer : Herr Dipl. Ing. Uwe Zischkale

Zweitprüfer : Herr Dipl. Ing. Kay Eversmann

Magdeburg, den 04.03.2013

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Aufgabenstellung | iii |
| Kurzreferat..... | iv |
| 0. Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen, Tabellen und Abbildungen | v |
| 0.1 Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen | v |
| 0.2 Abbildungsverzeichnisse | ix |
| 0.3 Tabellenverzeichnis | x |
| 1. Einleitende Erläuterung zur Aufgabenstellung..... | 11 |
| 2. Technische Betrachtungen der Anschlusszenarien | 15 |
| 2.1 Berechnungen der eingespeisten Leistung | 15 |
| 2.2 Betrachtungen der Ladeleistung | 26 |
| 2.3 Betrachtungen der Verschiebung des Leistungsfaktors | 29 |
| 2.4 Betrachtung der erzeugte maximale Blindleistungen der Windkraftanlage | 34 |
| 2.5 Betrachtung der natürlichen Leistung | 37 |
| 2.6 Betrachtungen zum Spannungsabfall..... | 41 |
| 2.7 Betrachtung der Leistungsverluste..... | 45 |
| 2.8 Betrachtung der thermische Grenzlasten | 53 |
| 3. Wirtschaftliche Betrachtungen der Anschlusszenarien..... | 59 |
| 3.1 Erläuterung Wirtschaftlichkeit..... | 59 |
| 3.2 Ökonomische Methode des Kostenvergleich..... | 61 |
| 3.3 Betrachtungen der Betriebskosten | 64 |
| 3.4 Betrachtungen zu den Anschaffungskosten | 67 |
| 3.5 Zusammenfassungen der Wirtschaftlichen Betrachtung | 71 |
| 4. Auswertung des Anschlusszenario I | 73 |
| 5. Auswertung des Anschlusszenario II | 74 |
| Quellenverzeichnis | 76 |

Aufgabenstellung

Thema: Prüfung in einem regionalen Windeignungsgebiet von zwei Netzanschlussszenarien.

1. Anschluss eines Windparks von ca. 70 MW an das Hochspannungsnetz in einer Entfernung von ca. 20 km. Es ist die Anschlussmöglichkeit mit einer 110-kV-Kabelverbindung und einer 30-kV-Kabelverbindung (einschließlich Umspannwerk) zu untersuchen. Die Untersuchung hat auf wirtschaftlicher als auch auf technischer Basis zu erfolgen.

2. Anschluss eines Windeignungsgebietes von ca. 200 MW an das Hochspannungsnetz in einer Entfernung von ca. 20 km. Es ist die Anschlussmöglichkeit mit einem zentralen Umspannwerk und einer 110-kV-Kabelverbindung zum Netzverknüpfungspunkt sowie eines Umspannwerkes am Netzverknüpfungspunkt und einem Strahlennetz zu den jeweiligen Windparks auf 30-kV-Ebene zu untersuchen. Die Untersuchung hat auf wirtschaftlicher als auch auf technischer Basis zu erfolgen.

Kurzreferat

Denecke, Sven

Hochschule Magdeburg – Stendal

Fachbereich Ingenieurwissenschaften und Industriedesign

Bachelorarbeit-Nr.: 20092472

78 S.; 21 B.; 26 Tab.; 4 Anlagen auf beigefügter CD

Die Arbeit umfasst den Vergleich des Anschlusses von Windkraftanlagen in einem Windpark, verschiedener Anschlussleistung, mit den Spannungsebenen 30kV oder 110kV hinsichtlich der Technik und Wirtschaftlichkeit bei einer Entfernung von 20km zwischen Windkraftanlagen und Netzverknüpfungspunkt, sowie die Abhängigkeit von Anschlusskosten bei Neuanlage oder Erweiterung von Windkraftanlagen. Ausgehend von der Wirtschaftlichkeit vom Netzverknüpfungspunkt ist bei Erweiterung von Windkraftanlagen die 30kV Variante ökonomisch, während bei Neuanlage mit Tendenz zur Vergrößerung die 110kV Variante wirtschaftlicher wäre.

The work includes the comparison of the connection of wind turbines in a wind farm, different power supply,. With voltage levels of 30kV or 110kV terms of technology and efficiency at a distance of 20km between wind turbines and grid connection point, and dependence on connection fees for new creation or expansion of wind power plants Based on the cost of grid connection point in the expansion of wind turbines 30kV variant is economically, while a new system with tendency to increase the 110kV option would be more economical.

0.Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen, Tabellen und Abbildungen

0.1 Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen

| <u>Formelzeichen</u> | <u>Benennung</u> | <u>Einheit</u> |
|----------------------|---|--------------------|
| S_{AV} | Vereinbarte Scheinleistung | MVA |
| P_{AV} | Vereinbarte Wirkleistung | MVA |
| $\cos\varphi$ | Leistungsfaktor | |
| Q_{AV} | Vereinbarte Blindleistung | MVA _r |
| U_N | Nennspannung | kV |
| I_G | Betrag des Stroms | A |
| I_w | Wirkkomponente des Stroms | A |
| I_b | Blindkomponente des Stroms | A |
| I_B | Betriebsstrom am Netzverknüpfungspunkt | A |
| P_{inst} | Installierte Leistung einer Windkraftanlage | kW |
| $P_{inst.max}$ | Maximale erzeugte Leistung einer Windkraftanlage | kW |
| ρ | Luftdichte | $\frac{kg}{m^3}$ |
| A_R | Rotorfläche der Windkraftanlage | m^2 |
| v_{Wind} | Windgeschwindigkeit | $\frac{m}{s}$ |
| v_1 | Windgeschwindigkeit vor der Windkraftanlage | $\frac{m}{s}$ |
| v_3 | Windgeschwindigkeit nach der Windkraftanlage | $\frac{m}{s}$ |
| c_P | Leistungsbeiwert nach Betz | |
| E_i | Ertrag einer Windkraftanlage bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit | kWh |
| h_i | Häufigkeit einer bestimmten Windgeschwindigkeit über einen Zeitraum T | h |
| P_i | Leistung einer Windkraftanlage bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit | kW |
| T | Betrachteter Zeitraum | h |
| E_{ges} | Gesamter Ertrag einer Windkraftanlage | kWh |
| P_m | Mittlere erzeugte Leistung einer Windkraftanlage | kW |
| P_{ms} | Mittlere erzeugte Schwachlast einer Windkraftanlage | kW |
| P_{mG} | Gesamte mittlere erzeugte Leistung eines Windparks | kW |
| a_{WKA} | Auslastung einer Windkraftanlage | % |
| n_{WKA} | Anzahl der Windkraftanlagen in einem Windpark | Stk. |
| I'_{CL} | Längsbezogener kapazitiver Ladestrom | $\frac{A}{km}$ |
| I_{CL} | Kapazitiver Ladestrom des Kabels | kA |
| ω | Kreisfrequenz | $\frac{1}{s}$ |
| C'_b | Kapazitätsbelag eines Kabels | $\frac{\mu F}{km}$ |
| Q_{CL} | Ladeleistung eines Kabels, kapazitiv | kVA _r |
| Q'_{CL} | Längsbezogener Ladeleistung, kapazitiv | $\frac{kVA_r}{km}$ |
| Z_w | Wellenwiderstand des Kabels | Ω |
| ΔU_Y | Spannungsdifferenz | kV |
| U_E | Eingangsspannung am Leitungsanfang | kV |

| <u>Formelzeichen</u> | <u>Benennung</u> | <u>Einheit</u> |
|----------------------|---|--|
| \underline{U}_A | Ausgangsspannung am Leitungsende | kV |
| ΔU_q | Querspannungsfall | kV |
| ΔU_l | Längsspannungsfall | kV |
| ΔU | Gesamter Spannungsabfall | kV |
| L'_b | Induktivitätsbelag eines Kabels | $\frac{\Omega}{\text{km}}$ |
| R' | Wechselstromwiderstandbelag eines Kabels bei 90°C | $\frac{\Omega}{\text{km}}$ |
| I_{nat} | Natürlicher Strom | kA |
| P_{nat} | Natürliche Leistung | |
| P_{VS} | Wärmeverlustleistung | MW |
| I | Betriebsstrom | A |
| \underline{I} | Komplexer Strom durch einen Leiter | A |
| R | Materialabhängiger ohmscher Widerstand | Ω |
| k | Stromverdrängungsfaktor | |
| q_K | Querschnitt des Kabels | mm ² |
| l | Länge des Kabels, meist Systemlänge | Km |
| ρ_{20} | Leitfähigkeit des Leitermaterials bei 20°C | $\frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$ |
| α | Temperaturbeiwert bei 20°C | $\frac{1}{\text{K}}$ |
| $\Delta \vartheta$ | Temperaturänderung | K |
| $R'_{L=}$ | Gleichstromwiderstandbelag des Kabels bei 20°C | $[\frac{\Omega}{\text{km}}]$ |
| f | Netzfrequenz | Hz |
| μ_r | relative Permeabilität | |
| μ_0 | magnetische Feldkonstante | $\frac{\text{N}}{\text{A}^2}$ |
| P_δ | Dielektrische Verlustleistung | W |
| I_δ | Komplexer dielektrischer Strom | A |
| $Q_{C\delta}$ | Dielektrische Blindleistung | VA _r |
| $\tan \delta$ | Verlustfaktor des Dielektrikums | ° |
| $I'_{C\delta}$ | Kapazitiver dielektrischer Strom | A |
| P_{vG} | Gesamtverlustleistung | kW |
| σ_E | Spezifischer Wärmewiderstand des Erdreichs | $\frac{\text{K} * \text{m}}{\text{W}}$ |
| r | Radius der Kabel zueinander bei Dreieckverlegung | m |
| h_G | Verlegetiefe des Kabels | m |
| R_{thE} | Wärmewiderstand der Erde | $\frac{\text{K} * \text{m}}{\text{W}}$ |
| ϑ_o | Oberflächentemperatur eines Kabels | °C |
| ϑ_u | Unbeeinflusste entfernte Temperatur | °C |
| H_{zul} | Zulässige Heiztemperatur des Kabels | °C |
| h | Wärmeübergangszahl | $\frac{\text{W}}{\text{K} * \text{m}^2}$ |
| B | Umfang der Manteloberfläche | mm |
| J_{zul} | Zulässige Stromdichte | $\frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$ |

| <u>Formelzeichen</u> | <u>Benennung</u> | <u>Einheit</u> |
|----------------------|---|----------------|
| I_{zul} | Zulässiger thermischer Strom | A |
| S_{th} | Zulässige thermische Leistung | MVA |
| ANK | Anschlusskosten | € |
| K_I | Kosten der Anschaffung von Variante I | € |
| | | Jahr |
| K_{II} | Kosten der Anschaffung von Variante II | € |
| | | Jahr |
| AfA | Abschreibung für Anschaffung | € |
| d | Anzahl der Jahre, Betriebsdauer | Jahr |
| B_I | Jährliche Betriebskosten Anlage I | € |
| | | Jahr |
| B_{II} | Jährliche Betriebskosten Anlage II | € |
| | | Jahr |
| A_I | Anschaffungskosten Anlage I | € |
| A_{II} | Anschaffungskosten Anlage II | € |
| n_I | Nutzungsdauer | Jahre |
| R_I | Restwert Anlage I | € |
| R_{II} | Restwert Anlage II | € |
| i | Kalkulationszinssatz | % |
| Z | Zinsen | € |
| K_{PV} | Kosten der Leistungsverluste | [€] |
| V_{EEG} | Vergütung nach EEG | € |
| | | [kWh] |
| K_f | Fehlerkosten | € |
| K_K | Kabelkosten | € |
| T_f | Fehlerdauer | h |
| VP | Vollpreis des Kabels | € |
| | | km |
| HP | Hohlpreis des Kabels | € |
| | | km |
| DEL_{CU} | DEL – Notierung Kupfer | € |
| | | 100kg |
| DEL_{AL} | DEL – Notierung Aluminium im Leiter | € |
| | | 100kg |
| Cu_{Zahl} | Kupferzahl, Anhängig vom Leiterquerschnitt | kg |
| | | km |
| AL_{Zahl} | Aluminiumzahl, Anhängig vom Leiterquerschnitt | kg |
| | | km |
| I_{CL_VP} | Ladestrom am Netzverknüpfungspunkt | A |
| Q_0 | Leerlaufblindleistung eines Transformators | MVA |
| Q_{20} | Leerlaufblindleistung zweier paralleler Transformatoren | MVA |
| Q_T | kapazitive Blindleistung des Transformators | MVA |
| Q_k | Streublindleistung des Transformators | MVA |
| $Q_{Erzeugt\%}$ | Erzeugte Blindleistung durch die Windkraftanlage | % |
| $Q_{Erzeugt}$ | Erzeugte Blindleistung durch die Windkraftanlage | kVA |
| Q_{Lade_20} | Ladeleistung abzüglich der Transformatorblindleistung | MVA |
| i_0 | Leerlaufstrom des Transformators | % |
| a_T | Auslastung des Transformators | % |

| <u>Formelzeichen</u> | <u>Benennung</u> | <u>Einheit</u> |
|----------------------|---|----------------|
| u_{kr} | Kurzschlussspannung des Transformators | % |
| S_{rt} | Bemessungsleistung eines Transformators | MVA |

0.2 Abbildungsverzeichnisse

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Schaubild zum Anschlusszenario I..... | 12 |
| Abbildung 2: Schaubild zum Anschlusszenario II, Variante III..... | 13 |
| Abbildung 3: Schaubild zum Anschlusszenario II, Variante IV..... | 13 |
| Abbildung 4: Geografischer Übersichtsplan des anzuschließenden Windparks..... | 15 |
| Abbildung 5: Schaubild zur Aufgabenstellung..... | 16 |
| Abbildung 6: Vergleich Weibull-Verteilung und Rayleigh-Verteilungsdichte..... | 19 |
| Abbildung 7: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten..... | 19 |
| Abbildung 8: Erzeugte Leistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit..... | 20 |
| Abbildung 9: Ertrag der Windkraftanlage..... | 21 |
| Abbildung 10: Schaubild zur Darstellung eines verlegten Mehrsystems im Kabelgraben..... | 24 |
| Abbildung 11: Schaubild zur Kompensation $\cos\varphi$ | 29 |
| Abbildung 12: Kenngrößen 40MVA Transformator..... | 32 |
| Abbildung 13: Kenngrößen 100MVA Transformator..... | 32 |
| Abbildung 14: Schaubild des π - Ersatzschaltbildes eines Kabels..... | 37 |
| Abbildung 15: Beschreibung verlustbehafteter Dielektrika als Zeigerbild..... | 47 |
| Abbildung 16: Kennzeichnung dielektrischer Verluste..... | 49 |
| Abbildung 17: Verlustfaktoren bei Netzfrequenz und Raumtemperatur..... | 49 |
| Abbildung 18: Schaubild eines vereinfachten thermischen Ersatzschaltbildes..... | 53 |
| Abbildung 19: Technische Daten zur Erwärmung von Leitern..... | 54 |
| Abbildung 20: Verluste zur Berechnung der Strombelastbarkeit eines Kabels..... | 55 |
| Abbildung 21: Ermittlung des durchschnittlich gebundenen Kapitals DGK..... | 62 |

0.3 Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Definition zu den Anschlussszenarien..... | 12 |
| Tabelle 2: mittlere erzeugte Leistung und Schwachlast der beiden Anschlussszenarien.. | 23 |
| Tabelle 3: erzeugter Strom, bei $\cos\varphi = 0,95$ ind. in komplexer Schreibweise | 25 |
| Tabelle 4: Ladeströme in Abhängigkeit der betrachteten Varianten..... | 28 |
| Tabelle 5: Grenzparameter $\cos\varphi$ | 34 |
| Tabelle 6: Verhältnis $P_{\text{mom}}/P_{\text{inst}}$ bei einem $\cos\varphi = 0,95$ ind..... | 34 |
| Tabelle 7: Spannungsabfälle für die vereinbarte Anschlussleistung | 44 |
| Tabelle 8: Spannungsabfälle im Arbeitspunkt..... | 44 |
| Tabelle 9: Leistungsverluste bezogen auf die vereinbarte Anschlussleistung | 51 |
| Tabelle 10: Leistungsverluste bezogen auf den Arbeitspunkt..... | 52 |
| Tabelle 11: Leistungsverluste in Abhängigkeit der vereinbarten Anschlussleistung | 65 |
| Tabelle 12: Leistungsverluste in Abhängigkeit des Arbeitspunktes | 65 |
| Tabelle 13: angenommene jährliche Betriebskosten, Anschlussszenario I..... | 66 |
| Tabelle 14: angenommene jährliche Betriebskosten, Anschlussszenario II..... | 66 |
| Tabelle 15: Metalldotierung vom 09.01.2013 | 67 |
| Tabelle 16: Ausgewählte Querschnitte und deren Hohlpreise | 67 |
| Tabelle 17: Cu- und Aluminiumzahl in Abhängigkeit vom Querschnitt | 68 |
| Tabelle 18: Vergleich ausgewählter Kabelvollpreise | 69 |
| Tabelle 19: Verlegekosten Anschlussszenario I, Windeignungsgebiet 39..... | 69 |
| Tabelle 20: Anschlusskosten des Anschlussszenarios II, Variante III | 70 |
| Tabelle 21: Anschlusskosten des Anschlussszenarios II, Variante IV | 70 |
| Tabelle 22: Pauschalpreise für Netztechnik | 70 |
| Tabelle 23: Kostenaufstellung des Anschlussszenario I..... | 71 |
| Tabelle 24: Kostenaufstellung für das Anschlussszenario II..... | 72 |
| Tabelle 25: Kostenvergleich des Anschlussszenarios I..... | 73 |
| Tabelle 26: Kostenvergleich des Anschlussszenarios II..... | 74 |

1. Einleitende Erläuterung zur Aufgabenstellung

Die Aufgabenstellung des Vergleiches beinhaltet die Beurteilung des Netzanschlusses. Es sollen die jeweiligen Spannungsebenen verglichen werden in den Gesichtspunkten Energieübertragung und Beurteilung des Netzanschlusses am Netzverknüpfungspunkt. Für den Netzverknüpfungspunkt gilt nach dem BDEW stets die Auslegung der Kabelquerschnitte nach „der angefragte Einspeiseleistung, also die Anschlusswirkleistung P_A und maximale Scheinleistung S_{Amax} oder die vereinbarte Anschlussleistung S_{AV} , sowie nach der Stellung des Netzanschlussantrages des Anschlussnehmers, also des Windparkbetreibers, der vom Netzbetreiber netztechnisch übergeprüft wird.“ /1, S.13/ Im Weiteren ist die „Überprüfung der Belastungsfähigkeit der Netzbetriebsmittel, wozu auch Kabelleitungen gehören, im Hinblick auf die angeschlossene Erzeugungsanlage erforderlich. Im Gegensatz zu Betriebsmitteln, über die Verbrauchsanlagen versorgt werden, muss hier mit Dauerlast, den Belastungsgrad = 1, anstelle der oft üblichen EVU-Last gerechnet werden.“/1, S.13/ Der Vergleich soll sich außerdem auf die Verwendung von Kabelleitungen mit Aluminiumleiter zum Energietransport beschränken. Ein Nachteil der Kabel sind ihre geringen Längsimpedanzen was zumindest in der auszuwählenden Schutztechnik beachtet werden muss, da hohe Kurzschlussströme fließen können. Eine Betrachtung bezüglich des Isolationsleitwertes G' entfällt, da davon ausgegangen werden kann, dass dieser für beide Spannungsebenen, im Gegensatz zu den Querkapazitäten, vernachlässigbar klein ist. Weiterhin wird von einer symmetrischen Belastung ausgegangen, dementsprechend ist die Last auf alle drei Phasen zu gleichen Anteilen verteilt ist. Diese Annahme wird auch für eine Mehrsystem-Verlegung getroffen.

Durch die unterschiedlichen Anschlussszenarien der Aufgabenstellung soll im Folgenden diese als Schaubild dargestellt und definiert werden. Der Windpark für die Betrachtung des Anschlussszenarios I in der Region Seelower Höhen, nahe der Ortschaft Alt-Mahlisch, dargestellt in Abbildung 4, umfasst 23 Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von je 3,0 MW. In der Umgebung der Ortschaft Alt-Mahlisch sollen weitere Windkraftanlagen vom Typ Enercon E101 errichtet werden, Anschlussszenario II. Die Windparks sollen in Windeignungsgebiete unterteilt werden.

Der erste Teil der Aufgabenstellung wird im Weiteren mit der Bezeichnung Anschlusszenario I beschrieben, dies stellt gleichzeitig das Windeignungsgebiet 39 dar. Im diesem Anschlusszenario soll der Vergleich zwischen der 30kV-Spannungsebene und der 110kV Spannungsebene unter ausgewählten technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolgen, Abbildung 1.

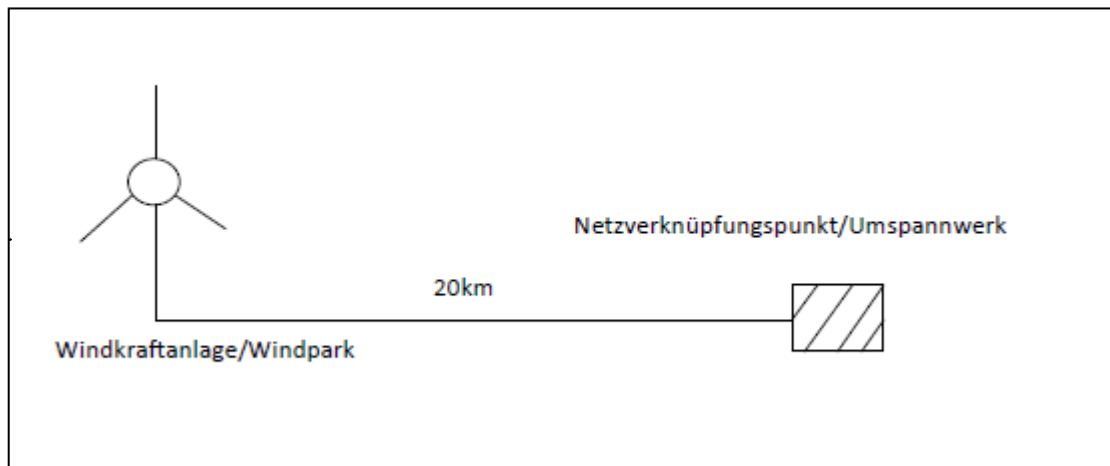


Abbildung 1: Schaubild zum Anschlusszenario I

In dem zweiten Teil der Aufgabenstellung, nachfolgend als Anschlusszenario II definiert, soll unter Beachtung mehrerer Windparks, ebenfalls der Vergleich zwischen der 30kV und der 110kV-Spannungsebene erfolgen. Diese Windparks werden in die Windeignungsgebiete 20, Windeignungsgebiet 45 und Windeignungsgebiet 47 sowie das schon bekannte Windeignungsgebiet 39 unterteilt. Da sich die beiden Anschlusszenarien in ihrer vereinbarten Anschlusswirkleistung unterscheiden, sollen diese ferner in Varianten unterteilt werden, Tabelle 1.

Tabelle 1: Definition zu den Anschlusszenarien

| | | | |
|---------------------|-------|--------------|-------------------------------------|
| Anschlusszenario I | 30kV | Variante I | Windeignungsgebiet 39 |
| Anschlusszenario I | 110kV | Variante II | Windeignungsgebiet 39 |
| Anschlusszenario II | 30kV | Variante III | Windeignungsgebiete 20,39,45 und 47 |
| Anschlusszenario II | 110kV | Variante IV | Windeignungsgebiete 20,39,45 und 47 |

Nachfolgend sollen für die unterschiedlichen Teile des zweiten Anschlusszenarios ebenfalls als Schaubilder dargestellt werden. Am Netzverknüpfungspunkt kommt es im Vergleich zu unterschiedlichen Anschlüssen.

Bei der 30kV-Spannungsebene werden über die komplette Distanz die verschiedenen Windpark über Stichleitungen an den Netzverknüpfungspunkt angeschlossen, Abbildung 2, nachfolgend als Variante III definiert.

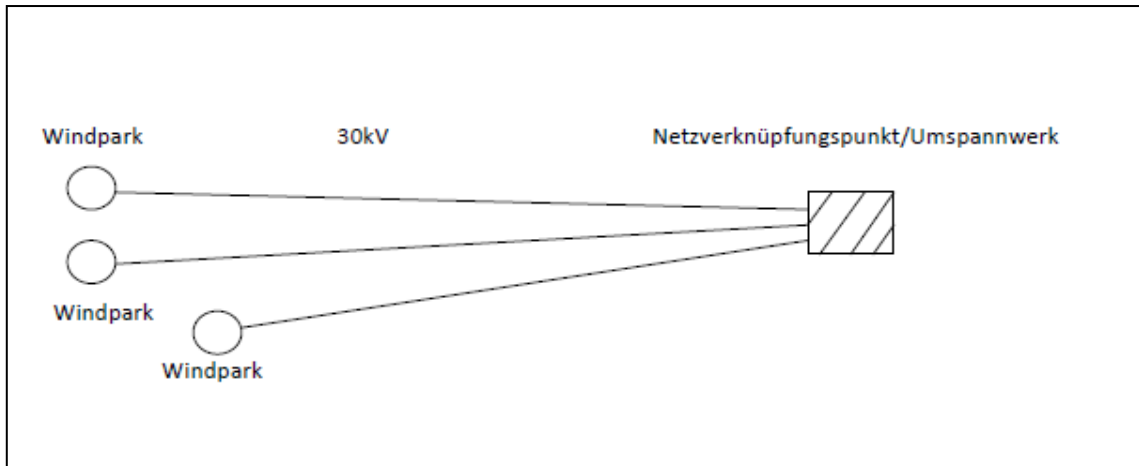


Abbildung 2: Schaubild zum Anschlusszenario II, Variante III

Bei der 110kV-Spannungsebene, wird zentral zwischen den einzelnen Windparks ein Umspannwerk errichtet und dieses über eine 110kV-Kabelleitung an den Netzverknüpfungspunkt angeschlossen. Für die 110kV-Kabelleitung wurde von einer Entfernung von ca. 18km für die Übertragung vom Umspannwerk zum Netzverknüpfungspunkt ausgegangen. Beim Anschluss der Windparks an das Umspannwerk wird mit einer Entfernung von ca. 5km angenommen. Demzufolge sind bei den Kabel- und Installationskosten der jeweilige Anteil der verschiedenen Spannungsebenen mit einbezogen worden, nachfolgend als Variante IV definiert.

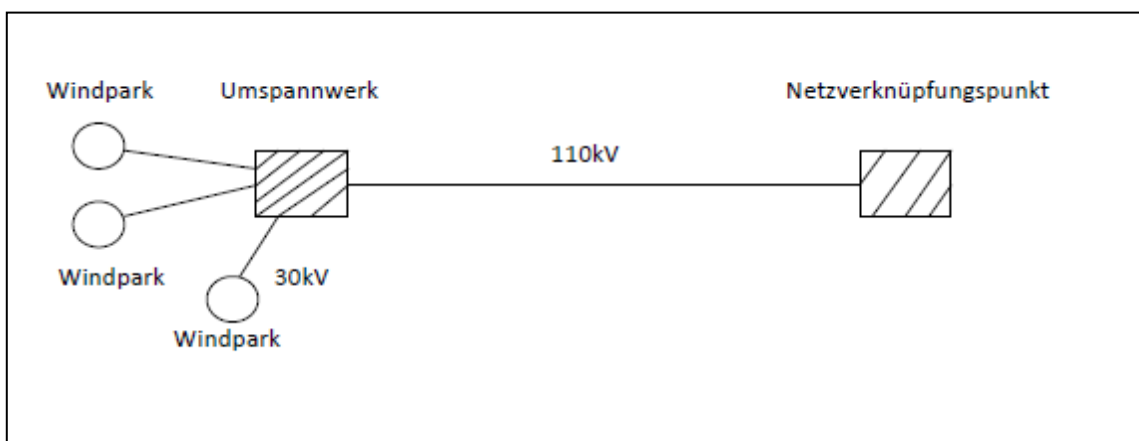


Abbildung 3: Schaubild zum Anschlusszenario II, Variante IV

Die Betrachtungen der zu verlegenden Kabel sollen sich auf möglichst gleiche Rahmenparameter beschränken. Dazu gehört z.B. dass bei Hochspannungskabeln die kritische Länge nicht übersteigen wird, welche den Ferranti-Effekt zu einer beeinflussenden Größe werden lässt. Die Verwendung von Kabelleitung hat einige betriebstechnische Vorteile, die kurz erläutert werden sollen. Ein Vorteil des Kabels ist, dass es bei hinreichender Länge eine große Querkapazität aufweisen. Für Oberschwingungen stellt diese Art der Kapazität eine Niederohmige Reaktanz dar, über die sich die Oberschwingungen schließen. Dadurch belasten sich Einspeisung und Verbraucher gegenseitig nur in einem sehr geringen Maße mit ihrem Oberschwingungsgehalt. Dies hat zur Folge, dass bei beiden Spannungsebenen eine Betrachtung nach der expliziten Forderung und Benutzung von Schutztechnik in diesem Punkt vernachlässigt werden kann. Des Weiteren begrenzen Kabel durch ihre hohe Querkapazität auch Überspannungen, wie z.B. Wanderwellen. Wanderwellen sind Überspannungen die kurzzeitig hochfrequent sind./2,S.181/

Als weiteren Rahmenparameter soll gelten das die Betrachtungen für eine Netzfrequenz von 50 Hz durchgeführt wird. Daher gilt dann für den Leistungsfaktor $\cos \varphi$ das „Erzeugungsanlagen die die gültigen Anforderungen /1, S.17/ an die eingespeisten Oberschwingungsströme erfüllen, der Leistungsfaktor λ praktisch gleich dem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ der Grundschwingung von Strom und Spannung ist. Im Praktischen Gebrauch genügt es daher in der Regel, anstelle des Leistungsfaktors den Verschiebungsfaktor für die Bestimmung der maximalen Scheinleistung zu verwenden /1.S13f/. Für den Vergleich auf der technischen Seite ergeben sich dann Vergleichbarkeiten in Querschnitt, Natürlicher Leistung als Bemessung der Querschnittausnutzung, der Spannungsabfall, die Verlustleistungen der vereinbarten Anschlussleistung, sowie thermische Grenzlast und thermische Grenztemperatur. Auf der wirtschaftlichen Seite ergeben sich Vergleichbarkeiten in den jährlichen Betriebskosten, unteranderen geprägt durch die Verlustleistungen, und die Anschlusskosten.

2. Technische Betrachtungen der Anschlusszenarien

2.1 Berechnungen der eingespeisten Leistung

Die folgenden Berechnungen sind allgemein gehalten und dienen dem entwickeln des Berechnungsweges. Die relevanten Parameter zur Berechnung sind die Länge $l = 20$ km sowie ein Leistungsfaktor $\cos\varphi = 0,95_{\text{ind.}}$. Die dargestellten Berechnungen der Gl.1 bis Gl.6 liefern die Ausgangsgrößen für die Querschnittbestimmung. Im Weiteren Verlauf werden dann die berechneten Ausgangsgrößen mit weiterführenden Berechnungen, wie die natürliche Leistung, der Spannungsabfall, die Verlustleistung, die zulässige Grenztemperatur der Kabeloberfläche und die zulässige thermische Grenzlast überprüft. Zudem sollen die jeweiligen Betrachtungen auf auch die erzeugte Leistung der Windanlagen im Jahresmittel, im Weiteren als Arbeitspunkt bezeichnet, angewandt werden.

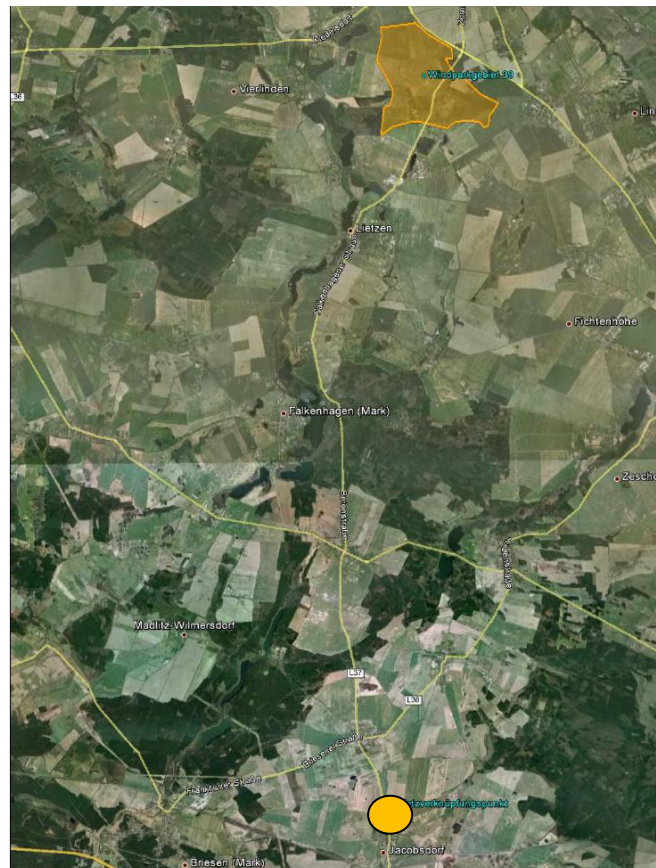


Abbildung 4: Geografischer Übersichtsplan des anzuschließenden Windparks

Es soll mit der erwähnten Betrachtung zur Querschnittbestimmung nach der Strombelastbarkeit begonnen werden, Gl.1 /3,S.110/. Zur besseren Übersicht soll die gelieferte Leistung in seine komplexen Komponenten zerlegt werden:

$$S_{AV} = \frac{P_{AV}}{\cos\varphi} \quad (1)$$

$$Q_{AV} = \sqrt{S_{AV}^2 - P_{AV}^2} \quad (2)$$

Der Strom der durch die regenerative Energieerzeugung geliefert wird berechnet sich mit Hilfe der Scheinleistung nach Gl.3 /3,S.123/.

$$I_G = \frac{S_{VA}}{\sqrt{3} * U_N} \quad (3)$$

Diese können auch als komplexe Stromgrößen ausgedrückt werden:

$$I_w = I_G * \cos\varphi \quad (4)$$

$$I_b = I_G * \sin\varphi \quad (5)$$

$$I_G = I_w - jI_b \quad (6)$$

Die Schreibweise aus Gl.6 wäre korrekt wenn die Aufgabenstellung nicht einen regenerativen Energieerzeuger beinhalten würde, siehe Abbildung 5.

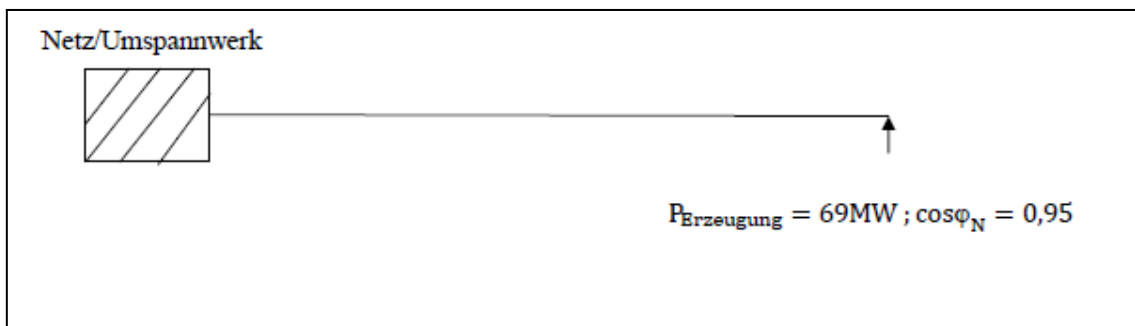


Abbildung 5: Schaubild zur Aufgabenstellung

Dadurch wird der Strom zu einer einspeisenden Größe, für einen induktiven Strom müsste also gelten:

$$-I_G = -I_w + jI_b \quad (7)$$

Um eine klare und vertraute Definition zu erzielen soll daher festgelegt werden, dass das nach Abbildung 5 verwendete Zählpfeilsystem, das Verbraucherzählpfeilsystem, genutzt wird. Der Netzverknüpfungspunkt soll dadurch als Verbraucher angesehen werden, die Gl.6 behält demnach für die nachfolgenden Betrachtungen ihre Gültigkeit. Die Energieübertragung und der Netzanschluss eines Windparks erfolgen in den meisten Fällen strahlenförmig. Wie in allen nachfolgenden Überprüfungen ist eine Beispielrechnung vorgesehen. Diese geschieht, wie auch bei allen anderen Beispielen, mit der erzeugten vereinbarten Wirkleistung von 69MW Gesamtleistung, sowie der Spannungsebene 110kV und einer Systemlänge der Kabelleitung von 20km.

$$S_{VA} = \frac{23 * (3 * 10^6)W}{0,95} = \frac{69MW}{0,95} = 72,6MVA$$

$$Q_{VA} = \sqrt{(72,6MVA)^2 - (69MW)^2} = 22,7MVA_r$$

$$I_G = \frac{72,6MVA}{\sqrt{3} * 110kV} = 381,3A$$

$$I_w = 381,3A * 0,95 = 362,2A$$

$$I_b = 381,3A * 0,3123 = 119,1A$$

$$\underline{I}_G = (362,2 - j119,1)A$$

Diese Betrachtung, Gl.1 bis Gl.3 ergibt sich zwangsläufig nach der Forderung den Anschluss eines Windparks nach der vereinbarten Anschlussleistung zu dimensionieren /1, S. 13/. Jedoch ergeben sich durch Windgutachten meist Leistungen die unterhalb der vereinbarten Anschlussleistung liegen, der erzeugten Wirkleistung, diese ist im Folgenden als Arbeitspunkt definiert. Da die Windkraftanlagen im Jahresmittel in diesem Arbeitspunkt betrieben werden ist dieser für die Leistungsverlustberechnung von Bedeutung.

Die durch die Windkraftanlage erzeugte Leistung, berechnet sich aus Gl.8 /4, S.35/.

$$P_{\text{inst}} = \frac{1}{2} * \rho * A * v_{\text{Wind}}^3 * c_p \quad (8)$$

Die Betrachtung der erzeugten Wirkleistung erfolgt nach Betz /4, S.37/. Dieser fand heraus, dass eine optimale Windausnutzung stattfindet wenn die ursprüngliche Windenergie v_1 auf

$$v_3 = \frac{1}{3} * v_1 \quad (9)$$

gebremst wird. Bei Annahme einer verlustfreien Leistungsentnahme ist so ein Leistungsbeiwert von $c_p=0,59$ möglich. In der Praxis üblich sind dagegen Leistungsbeiwerte mit Leistungsbeiwerten von $c_p=0,2$ bis $0,5$ bei guten Flügelprofilen /4, S.37/. Der Leistungsbeiwert, der zur Bestimmung der installierten Leistung herangezogen wurde, entstammt dem Unterlagen /5/ der bestehenden Windkraftanlagen im Windeignungsgebiet nahe der Ortschaft Alt-Mahlisch. Die installierten Leistungen sind also nach Gl.8 von der Windgeschwindigkeit abhängig. Häufig wird für die Abschätzung der Häufigkeit von Windgeschwindigkeiten dafür die mathematische Grundlage der Weibull-Verteilung verwendet. Zur Berechnung des Ertrages in den Windprospekten der Hersteller wird oftmals allerdings die vereinfachte Form, die sogenannte Rayleigh-Verteilungsdichte zu Grunde gelegt /4,S.143/.

Dies ist eine etwas praxisnähere Abschätzung der jeweiligen Häufigkeit der vorkommenden Windgeschwindigkeiten, Abbildung 6.

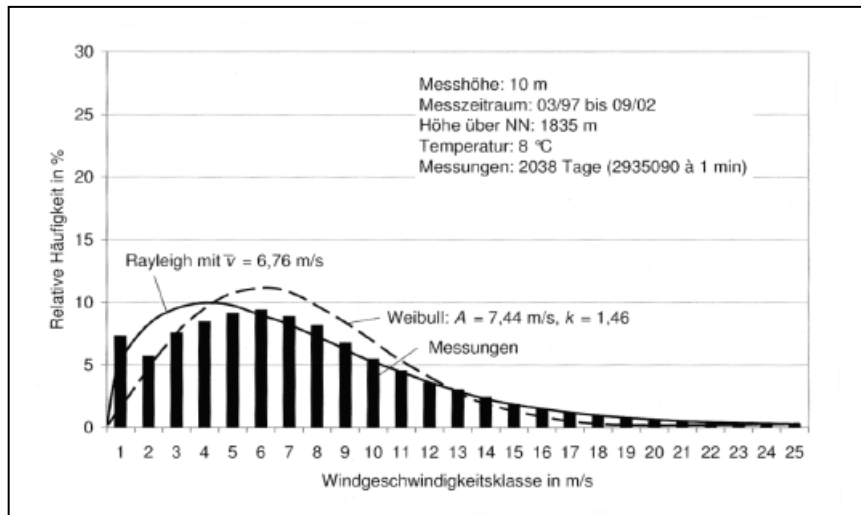


Abbildung 6: Vergleich Weibull-Verteilung und Rayleigh-Verteilungsdichte

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten ist in der Abbildung 7 zu sehen. Diese sind dem Windgutachten der Firma Meteoterra entnommen /5/.

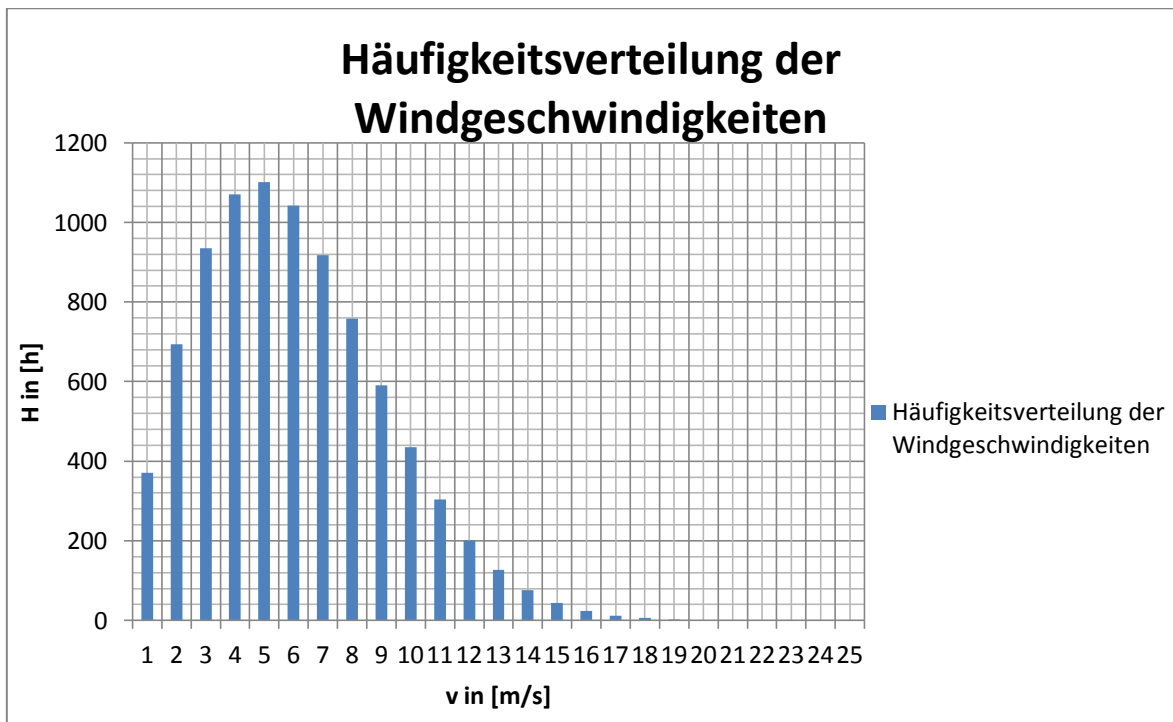


Abbildung 7: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten

Die auf diese Weise berechnete Häufigkeitsverteilung H in Abhängigkeit der erzeugten Leistung pro Windkraftanlage ergibt auf diese Weise die Abbildung 8 sowie nach Gl.8.

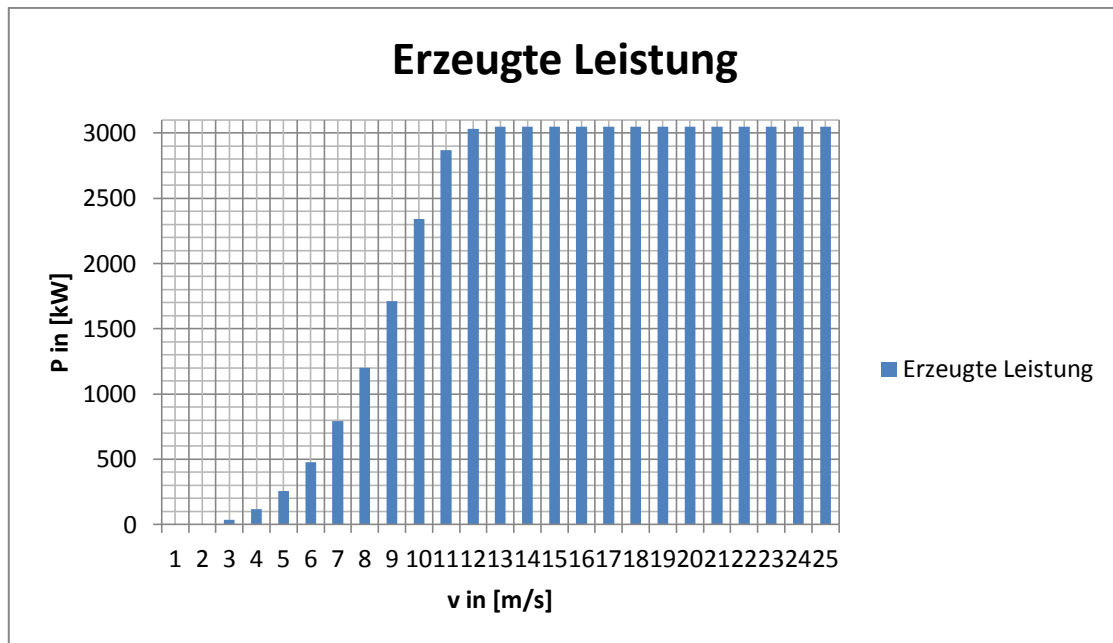


Abbildung 8: Erzeugte Leistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit

Aus den Abbildungen 7 und 8 kann nun der Ertrag der Windkraftanlage berechnet werden. Die Betriebsstunden werden dabei mit 8100h pro Jahr abgeschätzt. Diese Abschätzung kommt die im Windgutachten der *Firma meteoterra* /5/ erwähnten Fledermauspopulation zustande. Diese erzeugen durch Wanderungen einen Ertragsausfall von ca. 600h im Jahr. Weiter muss auch noch eventuelle elektrische Fehler berücksichtigt werden, dies geschieht mit der typischen Ausfallzeit für Kabelanlagen von ca. 72h im Jahr. Der Ertrag errechnet sich dann mit der Gleichung Gl.10 /4,S.150/.

$$E_i = h_i * P_i * T \quad (10)$$

Dabei setzt sich h_i aus dem relativen Zeitanteil an der Gesamtzeit T zusammen, Gl.11 /4,S.150/.

$$h_i = \frac{t_i}{T} \quad (11)$$

Daraus ergibt sich die Gleichung Gl.12.

$$E_i = \frac{t_i}{T} * P_i * T = t_i * P_i \quad (12)$$

Die Indexe i stellt die Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar, wie auch in Abbildung 9 aufgezeigt wird.

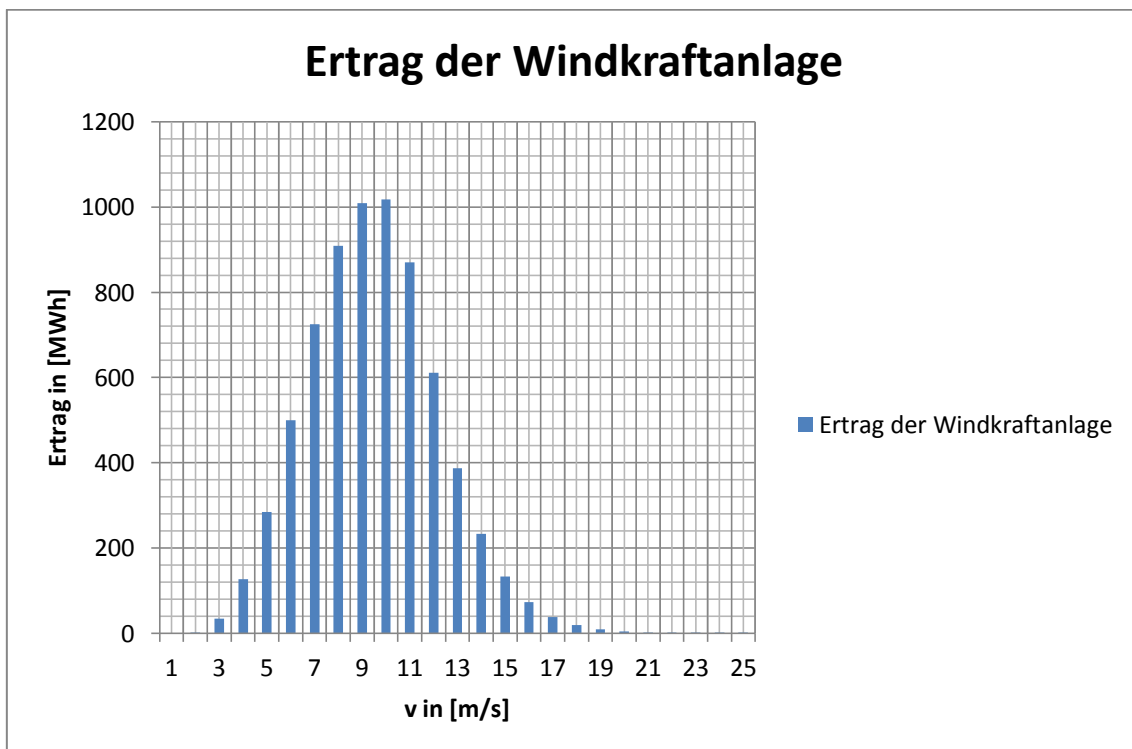


Abbildung 9: Ertrag der Windkraftanlage

Der Gesamtertrag der Windkraftanlage kann dann mit Gleichung Gl.13 berechnet werden.

$$E_{ges} = \sum E_i \quad (13)$$

Für die spätere Berechnung der Verlustleistung ist noch die durch den Windpark gelieferte Jahresleistung im Mittel interessant. Diese berechnet sich nach Gleichung Gl.14.

$$P_m = \frac{E_{ges}}{T} \quad (14)$$

Damit kann im Weiteren auch die Auslastung der Windkraftanlage berechnet werden, Gl.15.

$$a_{WKA} = \frac{P_m}{P_{inst.max}} * 100\% \quad (15)$$

In der nachfolgenden Beispielrechnung werden Daten der Windkraftanlage E101 der Firma *Enercon GmbH* verwendet. Die Berechnung entspricht den Gl.8 und Gl.10 bis Gl.15. Im folgenden soll die Berechnung für die Schwachlast erfolgen. Als Schwachlast wird die erzeugte Wirkleistung bei einer geringen Windgeschwindigkeit verstanden. Diese Schwachlast soll bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s erzeugt werden und als solche definiert werden. Als Windgeschwindigkeit zur beispielhaften Berechnung wird der Grenzwert der Schwachlast angenommen.

$$P_{inst} = \frac{1}{2} * 1,225 \frac{kg}{m^3} * 8012m^2 * \left(4 \frac{m}{s}\right)^3 * 0,38 = 119,35kW$$

Der Ertrag für die Schwachlast berechnet sich dann zu

$$E_4 = 119,35kW * 1070,7h = 127,8MWh.$$

Basierend auf der Gl.14 lässt sich so die Schwachlast über das ganze Jahr ermitteln.

$$P_{ms} = \frac{127,8MWh}{8100h} = 15,78kW$$

Für die maximal installierte erzeugte Wirkleistung ergibt sich der gesamte Ertrag des Windparks durch bestimmte Erträge bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit. Auf Basis der Abbildung 6 und der Gl.13 ergibt sich der Gesamtertrag für eine Windkraftanlage von

$$E_{\text{ges}} = 6985,9\text{MWh.}$$

Die gesamte mittlere erzeugte Leistung der Windkraftanlage ergibt sich nach Gleichung Gl.16.

$$P_{\text{mG}} = \frac{E_{\text{ges}}}{T} \quad (16)$$
$$P_{\text{mG}} = \frac{6985,9\text{MWh}}{8100\text{h}} = 0,8\text{MW.}$$

Bedingt durch die errechnete erzeugte Jahresmittelleistung und der bekannten maximal installierten Leistung einer Windkraftanlage lässt sich die Auslastung bestimmen, Gl.15.

$$a_{\text{WKA}} = \frac{0,8\text{MW}}{3,050\text{MW}} = 25,6\%$$

Nach der Gleichung Gl.16 lässt sich so für die beiden betrachteten Anschlusszenarien die mittlere erzeugte Leistung bestimmen, Tabelle 2. Für das Anschlusszenario I ergeben sich 23 Windkraftanlagen zu je 3 MW, für das Anschlusszenario II ergeben sich insgesamt 69 Windkraftanlagen zu ebenfalls 3 MW.

Tabelle 2: mittlere erzeugte Leistung und Schwachlast der beiden Anschlusszenarien

| Anschlusszenario | P_{ms} [MW] | P_{mG} [MW] |
|------------------|----------------------|----------------------|
| I | 0,36 | 18,4 |
| II | 1,1 | 55,2 |

Nach der Betrachtung des Arbeitspunktes der Windkraftanlagen soll folgend die Querschnittsauswahl nach der Strombelastbarkeit durchgeführt werden. Hingewiesen sein soll auf die Tatsache das Kabeldatenblätter und Kabelpreise nicht öffentlich zugänglich sind und diese fast ausschließlich an Firmen /12/ ausgegeben werden. Für die Ströme nach Gl.4 bis Gl.7 können lt. technischem Datenblatt für 110kV der Querschnitt N(A)2XS(FL)2Y 1x400mm/RM50 63/110kV verwendet werden. Bei dem Mittelspannungskabel ergeben sich bei den Rahmenbedingungen, wie sie für die Beispielrechnung verwendet werden, mit dem Unterschied der verwendeten Spannungsebene, ein Strom von 1394A. Dieser Strom ist mit den gängigen Kabelquerschnitten als ein Kabelsystem nicht mehr transportierbar. Da jedoch auch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorgesehen ist, sind teure Sonderanfertigungen keine ökonomisch vertretbare Lösung. Es soll daher eine Mehrsystemverlegung verwendet werden, siehe Abbildung 10.

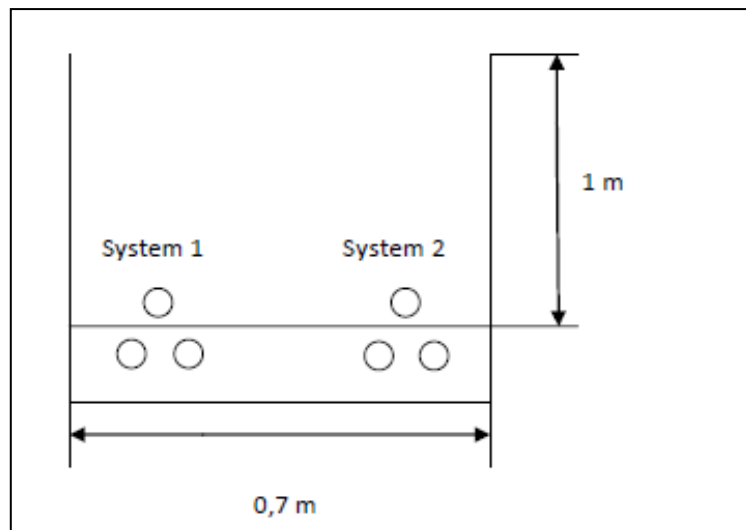


Abbildung 10: Schaubild zur Darstellung eines verlegten Mehrsystems im Kabelgraben

Für das Mittelspannungskabel NA2XS2Y 3x1x630mm²/RM 35 18/30kV soll daher gelten, dass alle drei Kabelleitungen des Kabelsystems vom demselben Hersteller geliefert und aus der selben Charge stammen, um so eine Gewährleistung gleicher Kabelimpedanzen zu gewährleisten.

Die Strombelastbarkeit wird für das Mittelspannungskabel lt. Datenblatt für ein System mit 565A angegeben. Pro System und unter der symmetrischen Lastverteilung ergeben sich

$$\frac{1394A}{3} = 462A.$$

Diese Strombelastbarkeit ist für den gewählten Querschnitt von NA2XS2Y 3x3x1x630mm²/RM 35 18/30kV möglich. Nachfolgend in der Tabelle 3 werden die durch den Windpark erzeugten Ströme aufgeführt:

Tabelle 3: erzeugter Strom, bei $\cos\varphi = 0,95_{\text{ind}}$ in komplexer Schreibweise

| Erzeugte Leistung | Variante | Strom |
|-------------------|----------|-------------------|
| 69 MW | I | (1327,3-j436,3)A |
| 69 MW | II | (362,2-j119,1)A |
| 200 MW | III | (3983,6-j1308,3)A |
| 200 MW | IV | (1049-j344,8)A |

Bei den Varianten III und IV teilen sich die Ströme auf die Windparks, respektive Windeignungsgebiete, auf. Laut Kabeldatenblatt der Firma *nktcables* /12/ wird für die Übertragung der einzelnen Ströme für die Windparks ein Querschnitt von 630mm², in verschiedener Systemanzahl, benötigt. Dieser Querschnitt wird ebenfalls durch die technische Überprüfung bestätigt, die Berechnung ist in Anhang I hinterlegt.

2.2 Betrachtungen der Ladeleistung

Bevor es zur Betrachtung der Ladeleistung und der natürlichen Leistung kommen soll erfolgt eine kurze, für die Hochspannungstechnik, notwendige Erwähnung. Diese betrifft den auf langen Strecken oft anzutreffenden Ferranti-Effekt. Dieser Effekt birgt die Gefahr der Spannungsüberhöhung um teilweise 100%, bzw. eine Verringerung auf annähernden 0V auf dem Kabel oder der Leitung. Bei Leitungen und Kabellängen über 30 km muss dieser Effekt für die etwaige Schutztechnik beachtet werden. Bei dem durchzuführenden Vergleich spielt der Ferranti-Effekt allerdings nur eine untergeordnete Rolle da die kritische Länge nicht erreicht wird. Nach dieser kurzen Einführung in die Hochspannungstechnik soll sich das technische Merkmal der Kabel betrachtet werden. Im Vergleich zu Freileitungen sind die Kapazitätsbeläge bei Kabeln hoch. Sie bewirken im Leerlauf einen merklichen kapazitiven Strom, den Ladestrom. Mit steigender Last verkleinert sich diese Blindkomponente, um im übernatürlichen Betrieb induktiv zu werden. Auf den übernatürlichen Betrieb bzw. dem natürlichen Betrieb soll später noch ausführlicher eingegangen werden. Man bezeichnet das Verhalten des Kabels im Leerlauf oder bei Teillast als „Selbstausslastung eines Kabels“. Im Hochspannungsbereich sind daher Längen über 30km kaum zu überschreiten ohne dass der Ladestrom zu großen Verlusten führt /2,S.180/. Durch die hohe Querkapazität der Leitung dient diese als Kapazität die den Leistungsfaktor $\cos\varphi$ beeinflusst. Der Ladestrom fließt auch während des Betriebes des Kabels, es kommt dadurch zu Verringerung des Blindleistungsanteils und somit zu einer Verschiebung des $\cos\varphi$ am Ende der Leitung. Soll der Leistungsfaktor also steuerbar sein ist gegebenenfalls auf eine Kompensation zu achten. Die Betrachtungen sollen an dieser Stelle daher den Ladestrom mit berücksichtigen, Gl.17 /3, S.102/.

$$I'_{CL} = \frac{U_N}{\sqrt{3}} * \omega * C'_b \quad (17)$$

Wenn an dem Kabel also eine Spannung angelegt ist, auch wenn noch keine Last abgenommen wird, so erzeugt der Ladestrom eine Ladeleistung. Diese lässt sich mit der Gl.18 /3, S.103/ beschreiben.

$$Q'_{CL} = U_N^2 * \omega * C'_b \quad (18)$$

Wie auch schon in anderen Kapiteln behandelt soll auch hier eine Beispielrechnung mit den bekannten Rahmenparameter folgen:

$$I'_{CL} = \frac{110kV}{\sqrt{3}} * 2 * \pi * 50Hz * 0,151 \frac{\mu F}{km} = 3,013 \frac{A}{km}$$

$$Q'_{CL} = (110kV)^2 * 2 * \pi * 50Hz * 0,151 \frac{\mu F}{km} = 574 \frac{kVAR}{km}$$

Durch die Betrachtung der einzelnen vereinbarten Anschlussleistungen, in Form der Stickleitungen, an das jeweiligen Umspannwerk oder den Netzverknüpfungspunkt kann die Berücksichtigung der Ladeströme nach der Abbildung 14 geschehen. Dies bedeutet dass sich die Ladeströme über der betrachteten Übertragungsstrecke mit der Gleichung Gl.19 beschreiben lassen. Der Ladestrom über die gesamte Systemlänge soll für die weitere Berechnung komplex ausgedrückt werden.

$$I_{CL} = j \frac{1}{2} * (I'_{CL} * l) \quad (19)$$

Dies soll beispielhaft mit dem bekannten Rahmenparameter berechnet werden. Die Berechnungen für die anderen Varianten sind im Anhang I zu finden.

$$I_{CL} = j \frac{1}{2} * \left(3,013 \frac{A}{km} * 20km \right) = j30,13A$$

Berücksichtigt werden muss noch die Anzahl der verlegten Systeme. Da der Ladestrom nur für ein System berechnet wurde muss bei Mehrsystemverlegung die Gleichung Gl.20 für den Ladestrom am Netzverknüpfungspunkt herangezogen werden.

$$I_{CL_VP} = n * I_{CL} \quad (20)$$

Die Ergebnisse für die anderen Anschlussvarianten sind in der folgenden Tabelle 4 aufgeführt. Die Anschlussvariante IV berücksichtigt die unterschiedlichen Ladeströme am Netzverknüpfungspunkt der verschiedenen Spannungsebenen.

Tabelle 4: Ladeströme in Abhängigkeit der betrachteten Varianten

| Variante | Ladestrom |
|----------|-----------|
| I | j54A |
| II | j30,13A |
| III | j162A |
| IV | j104A |

2.3 Betrachtungen der Verschiebung des Leistungsfaktors

Die durch den Leerlauf oder Teillast hervorgerufene Ladeleistung belastet die Leitung, so dass sich einer Verschiebung des $\cos\varphi$ ergibt. Um dies zu vermeiden ist eine Kompensation erforderlich. Die Kompensation wäre über den $\cos\varphi$ der Windkraftanlagen regelbar. Ob dies funktioniert soll nachfolgend berechnet und überprüft werden. Der Überprüfung liegt gedanklich die Idee zugrunde dass bei einem untererregten Betrieb der Leistungsfaktor durch den kapazitiven Ladestrom, in Richtung des übererregten Betriebes gedrängt wird. Verringert man nun an der Windkraftanlage den Leistungsfaktor im untererregten Betrieb, so verringert sich auch der Einfluss des Ladestromes, der gewünschte Leistungsfaktor kommt am Netzverknüpfungspunkt zu Stande. Von Übererregt wird im Verbraucherzählpfeilsystem gesprochen wenn die Blindleistungsbereitstellung induktiv ist /17, S.44/. Von untererregt wird gesprochen wenn die Blindleistungsbereitstellung kapazitiv ist. Wird der Leistungsfaktor also ausgeregelt muss dieser kleiner sein als der am Netzverknüpfungspunkt benötigten $\cos\varphi$. Nur dann ist keine weitere Kompensation notwendig, Abbildung 11.

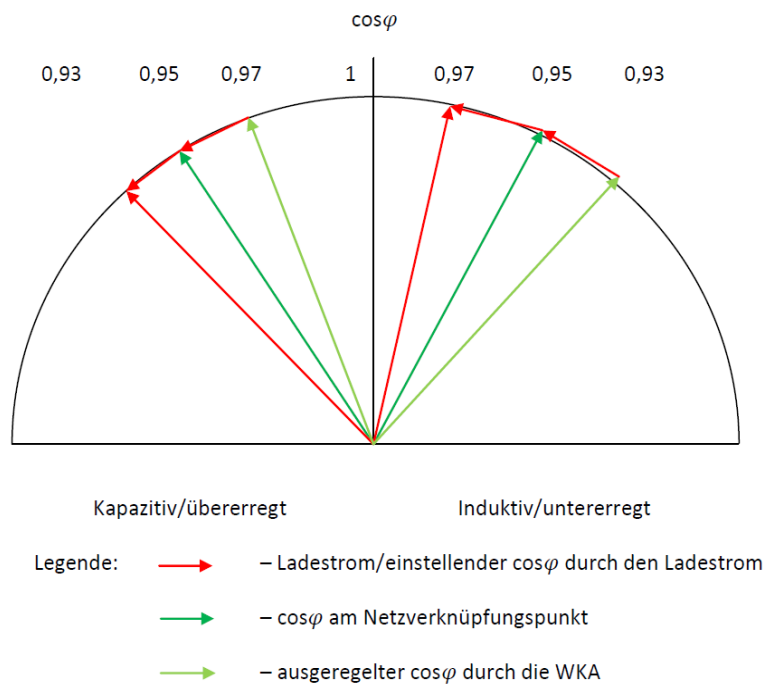


Abbildung 11: Schaubild zur Kompensation $\cos\varphi$

Dies ist wichtig, da durch die Netzbetreiber und technischen Richtlinien, insbesondere Vorgaben des TransmissionCodes, ein einzuhaltender Leistungsfaktor am Netzverknüpfungspunkt gefordert wird. Für die beiden Anschlussszenarien wurde vom Netzbetreiber die Variante 2 /17, S.40/ festgelegt. „Bei Wirkleistungsabgabe muss die Erzeugungsanlage in jedem Betriebspunkt mindestens mit einer Blindleistung betrieben werden können die einen Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ von

$$\cos\varphi = 0,95 \text{ untererregt bis } 0,925 \text{ übererregt}$$

bei Anschlusswirkleistung und Nennspannung entspricht“./17, S.40/ Zudem muss bei starken Schwankungen /17,S.40/ der Wirkleistung /1, S.40/ die Blindleistung dieser folgen können, eine automatische Blindleistungskompensation ist also unabdingbar/1,S.56/. Dies ist durch die Regelbarkeit der Windkraftanlage von, 0,87 untererregt bis 0,87 übererregt, möglich. Da der Ladestrom, wie festgestellt wurde, die verursachende Größe für die Verschiebung des $\cos\varphi$ in beiden Anschlussszenarien ist, soll dies auch der Ansatzpunkt für die folgende Berechnung sein.

$$\varphi = \text{atan}\left(\frac{I_b}{I_w}\right) \quad (21)$$

Durch den kapazitiven Ladestrom, verschiebt sich bei induktiver Einspeisung der $\cos\varphi$ zur Kapazität. Daher soll für den Leistungsfaktor am Netzverknüpfungspunkt für induktive Einspeisung gelten:

$$\cos\varphi = \cos(\varphi) \quad (22)$$

Eine weitere Überlegung soll auf den Transformator gelegt werden. Bei mittlerer erzeugter Leistung kommt es bei der 110kV-Spannungsebene zu einem Leistungsfaktor der nicht mehr, durch die Windkraftanlage, ausgeregelt werden kann. Eine recht natürliche Quelle um den Ladestrom oder die Ladeleistung zu vermindern stellt dabei der Transformator am Netzverknüpfungspunkt dar. Durch seine Streu- und Magnetisierungsinduktivitäten fordert er kapazitive Leistung, die von der Ladeleistung besorgt werden könnte.

Dadurch verringern sich die Ladeleistung, respektive der Ladestrom, eine Kompensation könnte eventuell dadurch nicht notwendig sein. Dies soll in der folgenden Berechnung betrachtet werden. Dafür soll die durch den Ladestrom, nach Tabelle 4, erzeugte Ladeleistung berechnet werden.

$$Q_C = \sqrt{3} * U_N * I_{CL_VP} \quad (23)$$

Für die Variante I in Abhängigkeit der 30kV-Spannungsebene ergibt sich so am Netzverknüpfungspunkt eine Ladeleistung von

$$Q_C = \sqrt{3} * 30kV * 54A = 2,8MVA_r.$$

Dies sind die Ladeleistungen die am Netzverknüpfungspunkt kompensiert werden müssten. Der Transformator benötigt eine kapazitive Ladeleistung. Die kapazitive Blindleistung des Transformators berechnet sich nach der Gleichung Gl.24.

$$Q_T = Q_0 + Q_k \quad (24)$$

Die einzelnen Anteile der kapazitiven Transformatorblindleistung lassen sich mit der Gleichung Gl.25 beschreiben.

$$Q_T = \left(\frac{i_0}{100\%} * S_{rt} \right) + \left(\frac{u_{kr}}{100\%} * \left(\frac{S * a_T}{S_{rt}} \right)^2 * S_{rt} \right) \quad (25)$$

Als erstes soll die benötigte Kondensatorenleistung des Transformators im Leerlauf berechnet werden. Eine Betrachtung der Streublindleistung soll im weitestgehenden nicht erfolgen, da der Transformator mit seiner 25%-Auslastung nur gering die benötigte Leerlaufblindleistung übersteigt. Diese Annahme wird getroffen um etwas Spielraum bezüglich des Leerlaufstromes zu haben, falls diese geringer als angenommen ist. „Die Leerlaufblindleistung Q_0 wird durch die Größe und die Bauart des Transformators bestimmt. Sie beträgt je nach Transformatorleistung zwischen 1% und 4% der Transformatorbemessungsleistung“. /3, S.399/

Dies lässt sich zunächst in Gleichung Gl.26 ausdrücken.

$$Q_0 = \frac{i_0}{100\%} * S_{rt} \quad (26)$$

$$Q_0 = \frac{3\%}{100\%} * 40\text{MVA} = 1,2 \text{ MVar}$$

Für den verwendeten Transformator wird ein Leerlaufstrom i_0 von 3% der Bemessungsleistung angenommen, da er bei kleineren Transformatoren bei ca. 2% der Bemessungsleistung liegt. Für das Anschlusszenario I ergeben sich die Transformatorenkenngrößen für einen 40MVA Transformator, Abbildung 12.

| Kenngrößen Transformator 40MVA | | |
|-----------------------------------|----------|-------|
| S_{rt} | 40 | [MVA] |
| \ddot{u} | 110/32,5 | [kV] |
| u_k | 15,87 | [%] |
| i_0 | 3 | [%] |

Abbildung 12: Kenngrößen 40MVA Transformator

Für das Anschlusszenario II ergeben sich die Transformatorenkenngrößen für einen 100MVA Transformator, Abbildung 13.

| Kenngrößen Transformator 100MVA | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| S_{rt} | 100 | [MVA] |
| \ddot{u} | 110/32,5 | [kV] |
| u_k | 12 | [%] |
| i_0 | 4 | [%] |

Abbildung 13: Kenngrößen 100MVA Transformator

Um die angegebene vereinbarte Anschlussleistung an den Netzverknüpfungspunkt anzubinden ist jedoch eine Transformatorbemessungsleistung von 72MVA notwendig. Dies soll mit zwei parallel geschalteten Transformatoren des gleichen Transformatortyps geschehen.

Durch die Parallelschaltung wird jeder der beiden Transformatoren im Arbeitspunkt mit ca. 25% ausgelastet. Für die Kondensatorleistung, bei den Transformatoren aus Abbildung 12 /5/, ergibt sich daher eine Gesamtkompensationsleistung von

$$Q_{20} = 2 * Q_0 \quad (27)$$

$$Q_{20} = 2 * 1,2\text{MVar} = 2,4\text{MVar}$$

Dies bedeutet also dass der Transformator im Leerlauf mit einer Kapazität von 3,2MVar kompensiert werden muss. Dem gegenüber steht die Kapazität des Kabels, im Besonderen die Ladeleistung. Eine Betrachtung der Streublindleistung soll im weitestgehenden nicht erfolgen, da der Transformator mit seiner 25%-Auslastung nur gering die benötigte Leerlaufblindleistung übersteigt. Diese Annahme wird getroffen um etwas Spielraum bezüglich des Leerlaufstromes zu haben, falls diese geringer als angenommen ist. Für den betrachteten Arbeitspunkt ergibt sich so eine Verringerung der Ladeleistung, Gleichung Gl.28.

$$Q_{CL_{20}} = Q_{CL} - Q_{20} \quad (28)$$

$$Q_{CL_{20}} = 2,8\text{MVar} - 2,4\text{MVar} = 0,4\text{MVar}$$

Die Ladeleistung wird also verringert, so dass für die 110kV-Spannungsebene für den Fall der mittleren erzeugten Leistung keine zusätzliche Kompensation erforderlich ist, Anhang II. Für den Betriebspunkt Schwachlast ist allerdings auch der kapazitive Blindleistungsbedarf des Transformators nicht mehr ausreichend. Es ist eine zusätzliche Kapazitive Kompensationseinheit notwendig um den Leistungsfaktor einhalten zu können.

2.4 Betrachtung der erzeugte maximale Blindleistungen der Windkraftanlage

Die Blindleistung die durch die Windkraftanlage erzeugt wird unterliegt einem technischen Grenzparameter der in der technischen Richtlinie des BDEW beschrieben ist /1a, S.4/. Dabei darf das „Verhältnis von installierter Leistung zur momentan durch den Windpark erzeugten Leistung in den Bereichen von $0\% < P_{\text{mom}}/P_{\text{inst}} < 10\%$ nicht mehr als 10% Blindleistung des vereinbarten Anschlusswirkleistung P_{AV} aufnehmen oder abgeben.“ /1a, S. 4/ Zur Untersuchung werden deshalb einige ausgesuchte Grenzparameter, Tabelle 5, dargestellt.

Tabelle 5: Grenzparameter $\cos\phi$

| Leistungsfaktor | |
|-----------------|-----------|
| 0,928 | induktiv |
| 0,95 | induktiv |
| 0,98 | induktiv |
| 1 | |
| 0,98 | kapazitiv |
| 0,95 | kapazitiv |

Auf Basis der in Abbildung 9 berechneten Erträge der Windkraftanlagen ergibt sich für den erzeugten Blindleistungsbedarf der Windkraftanlagen, abhängig von der Windgeschwindigkeit, ein prozentuales Verhältnis von momentan erzeugter zu installierter Leistung. Die Tabelle 6 zeigt das Verhältnis bei dem Anschlusszenario II, also wenn am Netzverknüpfungspunkt 69 Windkraftanlagen angeschlossen sind.

Tabelle 6: Verhältnis $P_{\text{mom}}/P_{\text{inst}}$ bei einem $\cos\phi = 0,95_{\text{ind}}$.

| v [m/s] | P_{mom} [kW] | P_{inst} [kW] | $P_{\text{mom}}/P_{\text{inst}}$ [%] |
|------------|--------------------------|---------------------------|---|
| 2 | 16,49 | 207,00 | 7,97 |
| 3 | 273,80 | 2553,00 | 10,72 |
| 4 | 1000,62 | 8142,00 | 12,29 |
| 5 | 2250,80 | 17802,00 | 12,64 |
| 6 | 3952,39 | 33051,00 | 11,96 |
| 7 | 5740,22 | 54510,00 | 10,53 |
| 8 | 7202,93 | 82800,00 | 8,70 |
| 9 | 7993,11 | 117990,00 | 6,77 |
| 10 | 8056,31 | 161460,00 | 4,99 |
| 11 | 6892,69 | 197823,00 | 3,48 |
| 12 | 4837,45 | 209346,00 | 2,31 |

In Abhängigkeit von dem verschiedenen Leistungsfaktoren ergibt sich auf diese Weise unterschiedliche Blindleistungen. Als Basis soll dazu die Gl.30 bis Gl.33 dienen.

$$S_{\text{mom}} = \frac{P_{\text{mom}}}{\cos\varphi} \quad (30)$$

$$S_{\text{inst}} = \frac{P_{\text{inst}}}{\cos\varphi} \quad (31)$$

$$Q_{\text{mom}} = \sqrt{S_{\text{mom}}^2 - P_{\text{mom}}^2} \quad (32)$$

$$Q_{\text{inst}} = \sqrt{S_{\text{inst}}^2 - P_{\text{inst}}^2} \quad (33)$$

Auf Basis der installierten maximalen Leistung soll im Folgenden die Beispielrechnung erfolgen.

$$S_{\text{inst}} = \frac{3050\text{kW}}{0,95_{\text{ind.}}} = 3210\text{kW}$$

$$Q_{\text{inst}} = \sqrt{3210\text{kW}^2 - 3050\text{kW}^2} = 1\text{kW}$$

Die nachfolgende Frage ist also, welche Blindleistung erzeugt wurde. Um diese Frage zu klären wird Gleichung Gl.34 verwendet.

$$Q_{\text{Erzeugt}} = \frac{Q_{\text{mom}}}{Q_{\text{inst}}} * Q_{\text{mom}} \quad (34)$$

Bei einem $\cos\varphi = 0,95_{\text{ind.}}$ und der Nennwindgeschwindigkeit von 6 m/s wird also eine Blindleistung von

$$Q_{\text{Erzeugt}\%} = \frac{1300\text{kVAr}}{10860\text{kVAr}} * 100\% = 11,97\%$$

erzeugt, wie auch in Tabelle 6 zu sehen ist. Die Auswahl auf die Windgeschwindigkeit von 6m/s wurde auf Grund der Tatsache getroffen das dies der im Jahr am häufigsten vorkommenden Windgeschwindigkeit ist, also der Jahresmittelwert.

Die Grenze liegt jedoch bei maximal 10% so dass nun geschaut werden soll wie viel Blindleistung theoretisch kompensiert werden müsste.

$$Q_{\text{Erzeugt}} = \frac{1300\text{kVAr}}{10860\text{kVAr}} * 1300\text{kVAr} = 155,6\text{kVAr}$$

$$Q_{\text{erzeugt1\%}} = \frac{155,6\text{kVAr}}{11,97\%} = 12,99\text{kVAr}$$

Daraus folgt das 2%, als relativer Wert 26kVAr, kompensiert werden muss. Durch den betrachteten Blindleistungsbedarf des Transformators und der Ladeleistung, ist eine zusätzliche Kompensationsanlage nicht notwendig. Die Blindleistungen sind im Verhältnis zur Ladeleistung so gering das dies durch die regelbaren Windkraftanlagen kompensiert werden kann.

2.5 Betrachtung der natürlichen Leistung

Nach dem sich dem Ladestrom, der Ladeleistung und die Kompensation betrachtet wurden, die bei Leerlauf, Teillast und Betrieb zu beachten sind, soll nun die natürlichen Leistung und damit der Fähigkeit eines Kabel Energie/Leistung zu transportieren betrachtet werden.

Der Betrieb einer Übertragungsleitung hat einige bestimmte Aufgaben zu erfüllen. Darunter zählt zum Beispiel die fast Verlustlose Übertragung, es soll also darauf geachtet werden, im Sinne des Spannungsabfalls, möglichst nur Wirkleistung übertragen wird. Die Blindleistung soll am Verbraucher bereitgestellt aber nicht übertragen werden, da Blindleistung auch Spannungsabfall und damit Verluste bedeutet. Diese Überlegung stellt sich allerdings das physikalische Verhalten der Leitung selbst in den Weg, diese hat einen eigenen Blindleistungsbedarf.

Es soll daher zuerst das Ersatzschaltbild eines Kabels betrachtet werden, siehe Abbildung 14. Anders wie bei Freileitungen haben Kabel eine relativ hohe Querkapazität was es in dem Ersatzschaltbild mit der Betriebskapazität C_b' berücksichtigt wurde. Im Vergleich zu Freileitungen ist bei Kabeln auch der ohmsche Längswiderstand nur in Ausnahmefällen zu vernachlässigen und daher ein wichtiger Bestandteil des Ersatzschaltbildes /7,S.180/.

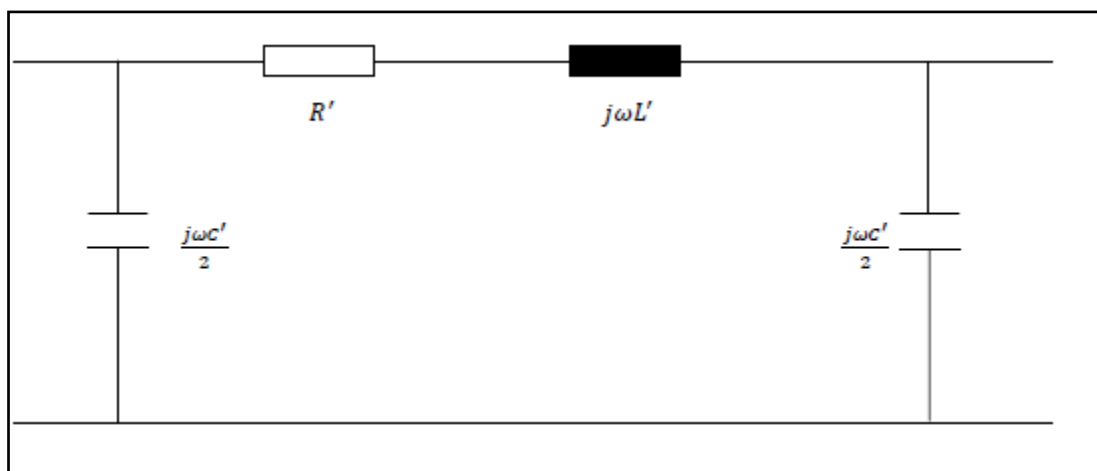


Abbildung 14: Schaubild des π - Ersatzschaltbildes eines Kabels

Die im Ersatzschaltbild dargestellten, das auch als Π -Ersatzschaltbild bezeichnet wird, dargestellten elektrischen Elemente können auch in dem sogenannten Wellenwiderstand zusammen gefasst werden. Der Wellenwiderstand \underline{Z}_w , Gl.24, stellt eine zur Beurteilung des Betriebsverhaltens sehr wichtige Größe dar, die es zu Untersuchen gilt. Bei Kabeln wird der Wellenwiderstand normalerweise kleinere Werte annehmen als bei Freileitungen. Dementsprechend vergrößert sich die natürliche Leistung. Auf eine Betrachtung mit dem vollständigen Ersatzschaltbild und mit der vollständigen Kabelgleichung kann in den betrachteten Spannungsebenen und bei den verlegten Längen verzichtet werden. Aus dem Ersatzschaltbild, Abbildung 14, lässt sich auf diese Weise der Wellenwiderstand beschreiben, Gl.36 /2,S.180/:

$$\underline{Z}_w = \sqrt{\frac{R' + L'_b}{C'_b}} \quad (36)$$

Mit dem Wellenwiderstand Z_w lässt sich so die natürliche Leistung P_{nat} , bestimmen. Die natürliche Leistung kommt erst zustande wenn das Kabel mit seinem Wellenwiderstand belastet wird, sprich wenn $\underline{Z}_w = Z_L$ ist. Man kann jedoch kaum davon ausgehen das der Verbraucher am Ende der Leitung eine Leistung abnimmt die der natürlichen Leistung entspricht. Das ist im Prinzip auch gar nicht notwendig, da es darauf ankommt das die benötigte Blindleistung im Normalfall am Ende der Leitung erzeugt wird und nicht durch die Leitung bezogen wird. Dies verhält sich bei regenerativen Erzeugeranlagen etwas anders. An einem Netzverknüpfungspunkt ist oftmals ein bestimmter Blindleistungsanteil durch den Netzbetreiber gefordert. Durch den Betrieb von Kabelleitungen wird dieser Blindleistungsanteil auch in der natürlichen Leistung berücksichtigt, die natürliche Leistung ist als solche dann eine komplexe Größe, siehe Gl.36. Die natürliche Leistung lässt sich in den drei Einteilungen unternatürlich, natürlich und übernatürlich zuweisen. Ein unternatürlicher Betrieb liegt dann vor wenn der bei Abnahme einer kleineren Leistung als die natürliche Leistung gesprochen wird. Dann ist die von der Leitung selbst produzierte Blindleistung größer ist als die von ihr verbrauchte.

Zur Vermeidung des unternatürlichen Betriebes und einer möglichen Angleichung an die natürliche Leitung werden Drosselspulen in Parallelschaltung zur Kompensation genutzt. Bei Kabeln ist dieser Betriebsfall häufig anzutreffen da Kabel grundsätzlich durch die thermische Grenzlast begrenzt werden. Sollte die thermische Grenzlast nicht eingehalten werden, so kann es zu einer thermischen Zerstörung des Kabels kommen. Bei dem übernatürliche Betrieb ist die Abgenommen Leistung größer als die natürliche Leistung. Dieser Betriebsfall kommt häufig bei Freileitungen vor, da hier die zulässige thermische Grenztemperatur durch das Isolationsmedium Luft häufig überschritten werden kann /7,S.175/. Bei nichterwünschtem übernatürlichem Betrieb wird die Kompensation mit Kondensatoren in Reihenschaltung durchgeführt.

Am Leitungsende sollte also ein Wirkleistungswiderstand angeschlossen werden der dem Wellenwiderstand der Leitung entspricht. Ein Betrieb der Leitung mit ihrer natürlichen Leistung, die durch den natürlichen Strom im Drehstromsystem umgesetzt wird ist im Sinne des Spannungsfalls günstig und damit anzustreben /7,S.174/.

$$I_{\text{nat}} = \frac{U_N}{Z_W} \quad (37)$$

$$P_{\text{nat}} = U_N * I_{\text{nat}} = \frac{U_N^2}{Z_W} \quad (38)$$

Wie auch bei dem Wellenwiderstand Z_w sind auch die Gl.37 und Gl.38 bei Kabelleitungen doch recht ungenau, eine Verwendung der komplexen Variante ist daher vorzuziehen:

$$\underline{I}_{\text{nat}} = \frac{\underline{U}_N}{\underline{Z}_W} \quad (39)$$

$$\underline{P}_{\text{nat}} = \frac{\underline{U}_N^2}{\sqrt{\frac{R'_W + j\omega L'_b}{j\omega C'_b}}} \quad (40)$$

Nachfolgend soll für die erzeugten Leistungen bzw. den verwendeten Kabelquerschnitten die natürliche Leistung berechnet werden. Als Beispiel soll die 110kV Spannungsebene über eine Länge von 20km mit einem Querschnitt von 400mm² beispielhaft vorgerechnet werden:

$$\underline{Z}_W = \sqrt{\frac{0,101 \frac{\Omega}{\text{km}} + j\omega 0,41 \frac{\text{mH}}{\text{km}}}{0 + j\omega 0,151 \frac{\mu\text{F}}{\text{km}}}} = 56,6\Omega * e^{-j18,3^\circ}$$

$$\underline{I}_{\text{nat}} = \frac{110000\text{V}e^{-j0^\circ}}{56,6\Omega * e^{-j18,3^\circ}} = 1,75\text{kA} * e^{j18,3^\circ}$$

$$\underline{P}_{\text{nat}} = \frac{\underline{U}_r^2}{\underline{Z}_W} = \frac{(110000\text{V}e^{-j0^\circ})^2}{56,6\Omega * e^{-j18,3^\circ}} = (194,71 + j67,3)\text{MW}$$

Wie in der Beispielrechnung zu sehen ist, ergibt sich eine natürliche Leistung wenn das Kabel einen Wirkanteil von 195MW und einen Blindanteil von 67 MVar überträgt. Für die 30kV-Spannungsebene ist der Kabelquerschnitt meist sehr gut gewählt, da es bei vereinbarter Anschlussleistung zumeist annähernd natürlich betrieben wird.

2.6 Betrachtungen zum Spannungsabfall

Die Beachtung des Spannungsfalls ist durch die Richtlinien des BDEW geregelt. Für regenerative Erzeugeranlagen ist am Verknüpfungspunkt ein Grenzwert von 2% einzuhalten. „Im ungestörten Betrieb des Netzes darf die von allen Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in einem Mittelspannungs- oder Hochspannungsnetz verursachte Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 2% gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten /1, S.15/“. Sollten für die Spannungserhaltung die Berücksichtigung des Windparks in die Maßgabe des Netzbetreibers fallen, kann von dieser Vorgabe abgewichen werden. Das Ziel dieser Berechnung ist also der Nachweis, dass die Kabelleitung einen maximalen Spannungsfall von 2% gewährleistet.

In der Berechnung des Spannungsfalls gibt es zwei Kriterien die es zu beachten gilt. So kann der Spannungsfall bei Kabeln und Leitungen in den Querspannungsfall und den Längsspannungsfall unterteilt werden. Der Längsspannungsfall entsteht an elektrischen Elementen, wie sie im Ersatzschaltbild Abbildung 14 dargestellt sind, die der Länge nach verlaufen. Dieser Spannungsfall kann mit diesem Ersatzschaltbild hergeleitet werden. Der betrachtete Windpark wird von einer unverzweigten Leitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden. Als Verbraucher dient das Netz. In diesem Fall ist also normalerweise von einer Spannungsabsenkung am Leitungsende auszugehen. Der benötigte Spannungsabfall ergibt sich also aus der Kirchhoff'schen Gesetz als Differenz zwischen der Ausgangsspannung und der eingepprägten Spannung am Leitungsanfang /2,S.266f/:

$$\Delta \underline{U}_Y = \frac{\underline{U}_E - \underline{U}_A}{\sqrt{3}}. \quad (41)$$

Berücksichtigt man noch die Beziehungen der bezogenen Widerstände mit

$$R = R' * l \text{ und } X = \omega L' * l = X' * l \quad (42)$$

und setzt diesen Zusammenhang für $\Delta \underline{U}_Y$ ein, so kann man den Spannungsabfall als Spannung verstehen die durch einen Strom an der Kabelimpedanz abfällt:

$$\Delta \underline{U}_Y = \underline{I} * (R' + jX') * l. \quad (43)$$

Unter der Annahme dass der Strom im Zusammenhang einer ohmsch induktiven Last steht ergibt sich der Ausdruck

$$\underline{I} = I * e^{-j\varphi} = I * (\cos\varphi - j\sin\varphi). \quad (44)$$

Wird nun die Gl.44 in die Gl.43 eingesetzt ergibt sich die Beschreibung des Spannungsabfalls zu

$$\Delta \underline{U}_Y = I * (\cos\varphi - j\sin\varphi) * (R' + jX') * l. \quad (45)$$

Nun soll die Gl.45 /2;S.266/ noch umgeformt werden und der Querspannungsfall erst einmal dabei vernachlässigt werden, mit

$$\Delta U = \sqrt{3} * \Delta U_Y \quad (46)$$

ergibt sich:

$$\Delta U_1 = I * l * \sqrt{3} * ((R' * \cos\varphi) + j(X' * \sin\varphi)). \quad (47)$$

Mit der Gl.47 kann nun der Längsspannungsfall berechnen werden. Diese Berechnung soll eine erste Überprüfung des zu verwendenden Querschnitts darstellen. Ob dieser Querschnitt dann verwendet werden kann soll durch weitere Überprüfungen aufgezeigt werden. Gleichsam erwähnt wie auch bei der Laststromberechnung sollen auch hier eine Beispielrechnung durchgeführt werden. Die Rahmenbedingungen sollen wieder die gleichen sein.

Mit der Gl.46:

$$\Delta U_1 = I * l * \sqrt{3} * ((R' * \cos\varphi) + j(X' * \sin\varphi))$$
$$\Delta U_1 = 381,3 * 20\text{km} * \sqrt{3} * \left(\left(0,101 \frac{\Omega}{\text{km}} * 0,95 \right) + \left(0,135 \frac{\Omega}{\text{km}} * 0,32 \right) \right)$$
$$\Delta U_1 = 1,8\text{kV}$$

Der Spannungsfall der weiteren Nebenbedingungen die in dieser Arbeit untersucht werden sollen, ist in der nachfolgenden Tabelle 7 aufgeführt.

Die bisherigen Betrachtungen haben den Querspannungsfall vernachlässigt. Bei der Hochspannungstechnik ist dieser aber maßgeblich am Gesamtspannungsabfall beteiligt. Um den Vergleich also in seinen Parametern vergleichen zu können muss dieser, zumindest für die Berechnung in der Hochspannung, berücksichtigt werden. Aus der Gl.45 ergibt sich so für den Querspannungsfall /7, S.21/:

$$\Delta U_q = \sqrt{3} * l * I * ((X' * \cos\varphi) - (R' * \sin\varphi)) \quad (48)$$

Auch hier soll eine Beispielrechnung durchgeführt werden. Mit den identischen Größen wie aus der Beispielrechnung des Längsspannungsabfalls ergibt sich:

$$\Delta U_q = \left(0,135 \frac{\Omega}{\text{km}} * 20\text{km} * 381\text{A} * 0,95 \right) - \left(0,101 \frac{\Omega}{\text{km}} * 20\text{km} * 381\text{A} * 0,32 \right)$$
$$\Delta U_q = 0,69\text{kV}$$

Der gesamte Spannungsfall ergibt sich dann nach Gl.49 /7, S.21/ aus:

$$\Delta U = U_N - \sqrt{(U_N - \Delta U_1)^2 + \Delta U_q^2} \quad (49)$$
$$\Delta U = 1,6\%$$

Durch die hohe Querkapazität und damit der Querimpedanz des Kabels, muss der Querspannungsfall bei der Hochspannung beachtet werden. Da in der Variante III die Kabelstrecken einzeln berücksichtigt wurden, diese allerdings alle einen Spannungsabfall von ca. 5% aufweisen soll dies als Größe in den nachfolgenden Tabellen aufgeführt sein.

Tabelle 7: Spannungsabfälle für die vereinbarte Anschlussleistung

| Variante | Spannungsabfall [%] |
|----------|---------------------|
| I | 4,87 |
| II | 1,6 |
| III | 5 |
| IV | 1,7 |

Tabelle 8: Spannungsabfälle im Arbeitspunkt

| Variante | Spannungsabfall [%] |
|----------|---------------------|
| I | 1,3 |
| II | 0,44 |
| III | 1,5 |
| IV | 0,6 |

2.7 Betrachtung der Leistungsverluste

Eine Übertragungskabel oder eine Übertragungsleitung ist nicht verlustfrei. Prinzipiell soll aus der wirtschaftlichen Sicht jedoch eine Übertragungsleitung oder ein Übertragungskabel allerdings so wenige Verluste wie möglich haben. Neben dem wirtschaftlichen Gesichtspunkt hat dies auch technische Vorteile, so kommt ein kleiner Leistungsverlust dem Betriebsverhalten bezüglich der Erwärmung und damit den thermischen Fehlern entgegen. Eine zu hohe thermische Beanspruchung hätte zur Folge, dass es zu Wärmedurchschlägen kommt und das Kabel auf diese Weise thermisch zerstört. Die thermische Beanspruchung entsteht durch einen Stromfluss durch einen elektrischen Leiter dieser Stromfluss erzeugt dann die Stromwärme /3, S. 92/. Wie die Abbildung 2 zeigt liegt zwischen dem Windparkgebiet und dem Netz bzw. dem Umspannwerk eine gewisse Ausdehnung. Über diese Kabellänge fallen größtenteils die meisten Verluste durch die Stromwärme an. Bei der 110kV Spannungsebene ist zusätzlich eine Betrachtung der dielektrischen Verluste zu beachten. Durch diese werden die Dauerströme, bei der Hochspannungstechnik nämlich entscheidend eingeschränkt /8,S.337/. Als erstes soll sich, den im Mittelspannungsnetz erheblicher einzustufendem, Stromwärmeverluste gewidmet werden. Die Stromwärmeverluste berechnen sich im Drehstromnetz, in dem diese Berechnungen also durchgeführt werden, nach Gl.50.

$$P_{VS} = 3 * I^2 * R. \quad (50)$$

Der eingesetzte Widerstandwert stellt dabei nicht den ohmschen Wechselwiderstand des Kabels dar /3, S.93/, der in den Kabeldatenblättern zu finden ist. Vielmehr ist dieses eine Produkt aus dem Stromverdrängungsfaktor k , der den Skin-Effekt berücksichtigt und dem materialabhängigen Widerstandswert.

Der sogenannte Skin-Effekt sorgt dafür dass die Elektronen bei hochfrequentem Wechselstrom nur noch an der äußeren Bahn des elektrischen Leiters transportiert werden, die Stromdichte nimmt also am Rand zu während sie sich im Leitermittelpunkt vermindert. Eine materialabhängige Größe, wie dem Widerstand, unterliegt der Temperaturabhängigkeit. Dieser Einfluss wird in Gl.51 /3, S. 93/ berücksichtigt. Es lässt sich also Formal beschreiben:

$$R = k * \frac{\rho_{20} * l}{A} * (1 + \alpha * \Delta\theta) \quad (51)$$

Der Stromverdrängungsfaktor wird auch als Verhältnis von Wechselstromwiderstand zu Gleichstromwiderstand betrachtet. Er kann aber auch aus den Materialgrößen /8,S.335/ des elektrischen Leiters, sowie auch der Frequenz und dem im Kabeldatenblatt /12/ angegebenen bezogenen Gleichstromwiderstandbelag berechnet werden:

$$k = \frac{R_{\sim}}{R_{=}} = 1 + \frac{1}{3} * \eta^4 \quad (52)$$

$$\eta = \sqrt{\frac{1}{4 * R'_{L=} * f * \mu_r * \mu_0}} \quad (53)$$

Für die Gl.50 bis Gl.53 sollen beispielhafte Rechnung durchgeführt werden. Es sei noch darauf hingewiesen dass die zu berechnenden Größen als bezogene Größen ausgerechnet werden. Die eingesetzten Ausgangsgrößen bilden auch diesmal wieder die 110kV Spannungsebene und eine Systemlänge von 20km, bei einer abzutransportierenden Leistung 69MW. Für die Berechnung des Widerstandes soll gewissermaßen von „innen nach außen“ gerechnet werden:

$$\eta = \sqrt{\frac{1}{4 * 0,0778 \frac{\Omega}{\text{km}} * 50\text{Hz} * (1 + 2,2 * 10^{-5}) * (4 * \pi * 10^{-7} \frac{\text{N}}{\text{A}^2})}} = 0,0004$$

$$k = \frac{R_{\sim}}{R_{=}} = 1 + \frac{1}{3} * (0,0004)^4 = 1,0$$

Für die Betrachtungen ist der Skin-Effekt nicht zu Berücksichtigen, da er nicht in Erscheinung tritt.

Für Kabel mit VPE-Isolation gilt allgemein eine Temperatur von 90°C als Betriebstemperatur, wie auch in der Abbildung 16 zu sehen ist. Für den Widerstand ergibt sich, unter Beachtung der Betriebstemperatur von 90°C:

$$R'_{\text{Kabel}} = 1 * \frac{0,0282 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}}{400 \text{mm}^2} * \left(1 + 4,03 * 10^{-3} \frac{1}{\text{K}} * 70 \text{K} \right) = 0,092 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$P'_{\text{VS}} = 3 * 0,092 \frac{\Omega}{\text{km}} * (381,3 \text{A})^2 = 40,1 \frac{\text{kW}}{\text{km}}$$

Nach der Berechnung der Stromwärmeverluste, soll sich gleichsam mit den Verlusten durch das Dielektrikum beschäftigt werden. Generell können die dielektrischen Verluste noch einmal in Polarisationsverluste und Leitfähigkeitsverluste unterteilt werden. Dieser Unterteilung soll jedoch nicht gefolgt werden, die dielektrischen Verluste sollen im gesamten betrachtet werden. In einem Dielektrikum das an Wechselspannung liegt wird der Strom I der Spannung U nahezu um den Winkel $\varphi = 90^\circ$ vorauseilen. Die Stromkomponente I_δ wird als Wirkstrom im Dielektrikum bezeichnet und ist in Phase mit der Spannung U , diese Stromkomponente setzt also im Dielektrikum Wirkleistung um. Die Stromkomponente I_C eilt, gegenüber der Spannung U , um 90° voraus, setzt im Dielektrikum Blindleistung um. Diese beiden Größen spannen in der komplexen Zahlenebene ein Dreieck auf, siehe Abbildung 15.

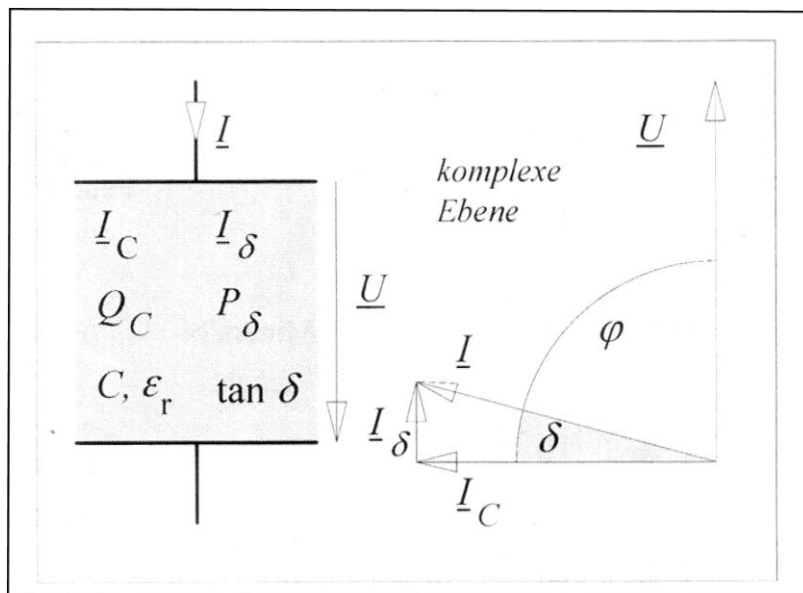


Abbildung 15: Beschreibung verlustbehafteter Dielektrika als Zeigerbild

Die dielektrischen Verluste können also folgendermaßen als Gleichung Gl.54 /9,S.272/ beschrieben werden:

$$P_{\delta} = U * I_{\delta} \quad (54)$$

So wie die umgesetzte Wirkleistung im Dielektrikum kann analog dazu für die Blindleistung geschrieben Gl.55 /9,S.273/ werden:

$$Q_{C\delta} = U * I_{C\delta} \quad (55)$$

Das Verhältnis von umgesetzter Wirkleistung zu umgesetzter Blindleistung bezeichnet den Verlustfaktor $\tan\delta$, Gl.56, /9,S.273/.

$$\tan\delta = \frac{P_{\delta}}{Q_{C\delta}} \quad (56)$$

Der kapazitive Strom $I_{C\delta}$ der für die kapazitive Blindleistung verantwortlich ist lässt sich beschreiben mit:

$$I'_{C\delta} = \frac{U_N}{\sqrt{3}} * 2 * \pi * 50\text{Hz} * C'. \quad (57)$$

Dabei stellt C' die längsbezogene Kapazität dar. Dieser lässt sich aus dem jeweiligen Kabeldatenblatt /12/ entnehmen. Für die dielektrische Verlustleistung gilt generell:

$$P_{\delta} = Q_{C\delta} * \tan\delta \quad (58)$$

Der Verlustfaktor stellt eine Materialgröße der Isolierung dar. In der Hochspannungstechnik und in der Hochspannungsisolationstechnik werden bevorzugt Materialien mit möglichst niedrigen Verlustfaktoren ausgewählt.

Das betrachtete VPE als Isolationsmedium ist so ein Material. Die Isolationsmaterialien wie PVC oder PVE haben im Schnitt einen $\tan\delta$ von einem Promille bis zu einem Prozent, siehe Abbildung 16.

| | | | | |
|--------------------------------|------------------|------------------|--------|-------|
| δ / Verlustwinkel | 0,0573° | 0,573° | 5,71° | 45° |
| $\tan\delta$ Verlustfaktor | 10 ⁻³ | 10 ⁻² | 0,1 | 1 |
| $\cot\varphi$ Dissipation fac. | | | | |
| $\cos\varphi$ Leistungsfaktor | 10 ⁻³ | 10 ⁻² | 0,0995 | 0,707 |

Abbildung 16: Kennzeichnung dielektrischer Verluste

Im weiteren Verlauf soll mit VPE und darauffolgend mit einem Verlustwinkel von 0,0573° bei einer Temperatur von 20°C Raumtemperatur ausgegangen werden /9,S.274/.

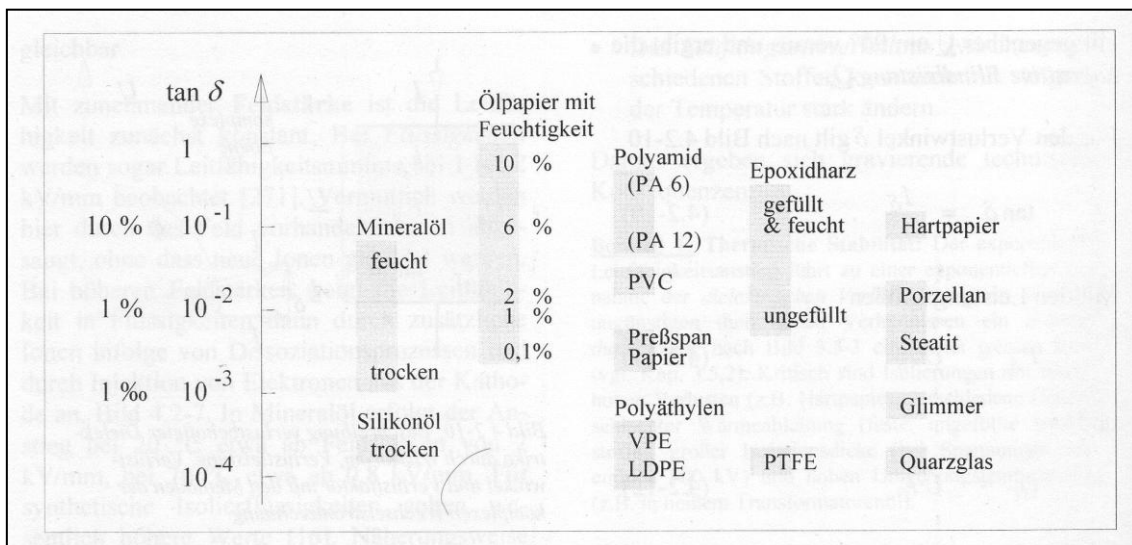


Abbildung 17: Verlustfaktoren bei Netzfrequenz und Raumtemperatur

Wie schon bei den Stromwärmeverlusten soll auch bei den dielektrischen Verlusten eine Beispielrechnung durchgeführt werden. Für die bezogene längsbezogene Kapazität sei auf das Kabeldatenblatt /12/ verwiesen. Da der Verlustfaktor $\tan\delta$ eine temperaturabhängige Größe ist wurde eine entsprechende Anpassungsberechnung an die Betriebstemperatur durchgeführt.

Die gesonderte Berechnung ist im Anhang I zu finden. Mit dem kapazitiven Strom, für ein Kabel,

$$I'_{C\delta} = \frac{110000V}{\sqrt{3}} * 2 * \pi * 50Hz * \left(0,151 * 10^{-6} \frac{F}{km}\right) = 3,013 \frac{A}{km}$$

lässt sich nun die kapazitive Blindleistung für ein Kabel bestimmen:

$$Q'_{C\delta} = \frac{110000V}{\sqrt{3}} * 3,013 \frac{A}{km} = 191,33 \frac{kVar}{km}$$

Mit der kapazitiven Blindleistung am Dielektrikum lässt sich nun auch die dielektrische Verlustleistung bestimmen:

$$P'_{\delta} = 191,33 \frac{kVar}{km} * \tan 0,0733^{\circ} = 0,245 \frac{kW}{km}$$

Wie im Abbildung 16 zu sehen, sind für das Kabel noch weitere Verlustarten existent, z.B. Mantel- und Bewehrungsverluste. Diese Verlustarten ergeben sich erst bei viel höheren Spannungsebenen oder viel größeren Längen. Technisch ist ein weiterer Aluminiummantel nicht zwingend notwendig. Das bedeutet die Gesamtverluste lassen sich daher zusammenfassen aus den dielektrischen Verlusten und den Stromwärmeverlusten, Gl.59.

$$P_{VG} = P_{VS} + P_{V\delta} \quad (59)$$

Die Gl.60 lässt sich auch mit Längenbezogenen Größe ausdrücken:

$$P'_{VG} = P'_{VS} + P'_{V\delta}. \quad (60)$$

Mit den berechneten Verlustgrößen ergibt sich so

$$P'_{VG} = 3 * 0,092 \frac{\Omega}{km} * (381,3A)^2 + 3 * 0,245 \frac{kW}{km} = 40,8 \frac{kW}{km}$$

Die Berechnung für die 30kV Spannungsebene ist im Anhang I zu finden. In der folgenden Tabelle 9 sind die Ergebnisse mit dem verschiedenen Rahmenparameter aufgeführt.

Tabelle 9: Leistungsverluste bezogen auf die vereinbarte Anschlussleistung

| Variante | P_{vG} [%] |
|----------|--------------|
| I | 3,23 |
| II | 1,16 |
| III | 3,4 |
| IV | 1,8 |

Die bisher genutzte Berechnung der Verlustleistung lässt allerdings die Betrachtung des Ertrages der Windkraftanlage außer Acht und beschäftigte sich mit der vereinbarten Anschlussleistung. Diese ist allerdings im Jahresmittel nicht zu erreichen, es gilt daher die Leistung die aus dem Ertrag berechnet wurde, dem sogenannten Arbeitspunkt. Aus dem Windgutachten /5/ für das Windgebiet Alt-Mahlisch lässt sich die Windverteilung berechnen /10/. Das Windgutachten wurde für das betrachtete Gebiet erstellt und sollte daher gültig sein. Zu beachten ist allerdings das die dort erwähnten Erträge auf Grundlage von 2MW-Windkraftanlagen berechnet wurden, für die nun betrachtete 3MW Anlage ergeben sich die aus Abbildung 9 bekannten Erträge. Die aus Gleichung Gl.14 bekannte mittlere erzeugte Jahresleistung soll daher Grundlage der folgenden Verlustberechnung sein. Die durch Gl.14 berechnete erzeugte mittlere Jahresleistung beinhaltet die im Windgutachten erwähnte Problematik der Fledermauswanderung. Die dann für das Windeignungsgebiet 39, nahe Alt-Mahlisch, erzeugte Gesamtleistung im Jahresmittel, ergibt sich aus der Anzahl der jeweiligen Windkraftanlagen eines Windparks.

$$P_{mG} = n_{WKA} * P_m \quad (61)$$

$$P_{mG} = 23 * 0,8MW = 18,4MW$$

Für die Verlustleistung des Windparks ergibt sich mit zu Grunde legen der mittleren erzeugten Leistung nach den Gleichungen Gl.51 bis Gl.60.

Tabelle 10: Leistungsverluste bezogen auf den Arbeitspunkt

| Variante | P_{VG} [%] |
|----------|--------------|
| I | 0,96 |
| II | 0,41 |
| III | 1 |
| IV | 0,6 |

2.8 Betrachtung der thermische Grenzlasten

Als letzte Überprüfung sollen die thermischen Grenzlast und der thermischen Grenzstrom im Vordergrund stehen. Diese Überprüfungen leiten zudem einige wirtschaftliche Aspekte ein, so ist z.B. die Stromdichte ein wirtschaftliches Kriterium bezüglich der Kabelauswahl. Eine weitere Größe auf den die Erwärmung Einfluss hat sind die Grenztemperaturen die bei einer Erdverlegung zu beachten sind und möglichst nicht überschritten werden sollen. So gilt für eine Verlegung in feuchter Erde eine zulässige Grenztemperatur von 50°C. Für die Verlegung in trockener Erde gilt allgemein eine Grenztemperatur von 30°C. Ein überschreiten dieser Grenztemperaturen führt zum Austrocknen, was den Effekt mit sich bringt das die abgegebene Wärme nicht mehr von der Erde aufgenommen und über Wärmeleitung abtransportiert werden kann. Es kommt dann um das Kabel herum zu einem Zustand der einem Hitzestau gleicht, wodurch das Kabel thermisch zerstört werden kann z.B. durch begünstigte Wärmedurchschläge /11,S.498/. Der spezifische Wärmewiderstand wird für diese beiden Fälle mit Werten von $1 \frac{\text{K}\cdot\text{m}}{\text{W}}$ für feuchte Erde und $2 \frac{\text{K}\cdot\text{m}}{\text{W}}$ für trockene Erde, wozu z.B. Sand zählt, angegeben. Da in dieser Arbeit der *Kabelhersteller nktcables* unter anderem für die wirtschaftliche Berechnung herangezogen wird, soll für trockene Erde auch der spezifische Wärmewiderstand von $2,5 \frac{\text{K}\cdot\text{m}}{\text{W}}$ eingesetzt werden.

Die thermischen Widerstände die auch bei der Verlustleistung nicht mit beachtet wurden, soll auch an dieser Stelle vernachlässigt werden so dass sich ein recht vereinfachtes thermisches Ersatzschaltbild für ein Kabel ergibt, Abbildung 18.

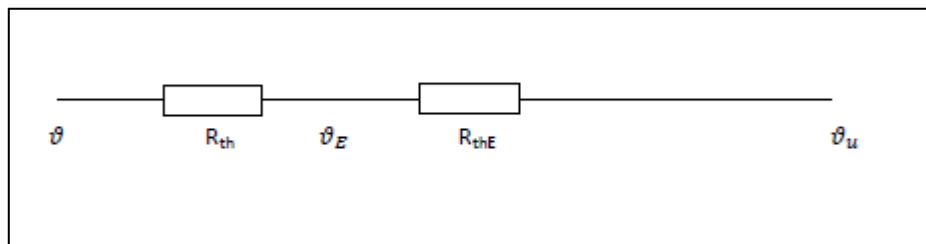


Abbildung 18: Schaubild eines vereinfachten thermischen Ersatzschaltbildes

Für die folgenden Betrachtungen soll noch einige technische Daten für Kabelerwärmung eingeführt werden, ersichtlich aus Abbildung 19.

| | | Cu | Al | Aldrey | Stahl |
|---|------------------------|----------------------|--------|--------|-------|
| Wärmekapazität c [Ws/cm ³ , °C] | | 3.5 | 2.4 | 2.4 | 3.6 |
| spezif. Widerstand ρ_{20° [Ω mm ² /m] | | 0.0178 | 0.0286 | 0.033 | 0.15 |
| ϑ_{zul} [°C] | blanke Leiter | 70 | 80 | 80 | 80 |
| | Massekabel ≤ 6 kV | 60 | | | |
| | > 6 kV | 50 | | | |
| | Kabel PVC, PE | 60 | | | |
| | Kabel VPE, EPR | 90 | | | |
| Ölkabel | 80 | | | | |
| h [W/m ² , °C] | blanke Leiter | Richtwert = 20 | | | |
| | isolierte Kabel | Richtwert = 5 ... 15 | | | |
| ϑ_{umax} [°C] (Mitteleuropa) | Luft | 35 | | | |
| | Erde | 25 | | | |

Abbildung 19: Technische Daten zur Erwärmung von Leitern

Nach Abbildung 18 sollen nun die einzelnen thermischen Widerstände berechnet werden, dazu gilt für den Wärmewiderstand, Gl.62, /8,S.340/ des Erdbodens

$$R_{thE} = \frac{\sigma_E}{2 * \pi} * \ln \frac{2h}{r}. \quad (62)$$

Die Gl.62 gilt aber nur für Kabel die einzeln verlegt sind. Da allerdings die Kabel bei der Verlegung in Dreieckverlegung ausgeführt werden sollen ergeben sich also Wärmefelder, die die Temperatur der jeweils gegenüberliegenden Kabel beeinflusst. Diese gegenseitige thermische Beeinflussung lässt sich mit der Gl.63 /8, S.341/ ausdrücken.

$$\Delta R_{thE} = \frac{\sigma_E}{2 * \pi} * \ln \sqrt{\left(\frac{2h}{2 * r}\right)^2 + 1} \quad (63)$$

Der Abstand d berücksichtigt den Kabelabstand in der Dreieckverlegung untereinander, er soll mit 10 cm angenommen werden. Für den resultierenden Erdbodenwiderstand ergibt sich nach Gl.64 /8,S.341/

$$R_{thE}^* = R_{thE} + \Delta R_{thE} \quad (64)$$

Mit der Vorgabe das die entfernte unbeeinflusste Temperatur in Europa bei maximal 15°C /8,S.342/ liegt und einer an der Kabeloberfläche befindliche Temperatur, die durch die Verlustleistung hervorgerufen wird, lässt sich die Oberflächentemperatur berechnen, Gl.65 /8,S.343/ .

$$\vartheta_o - \vartheta_u = \Delta\vartheta_{zul} = R_{thE}^* \cdot P'_{VG} \quad (65)$$

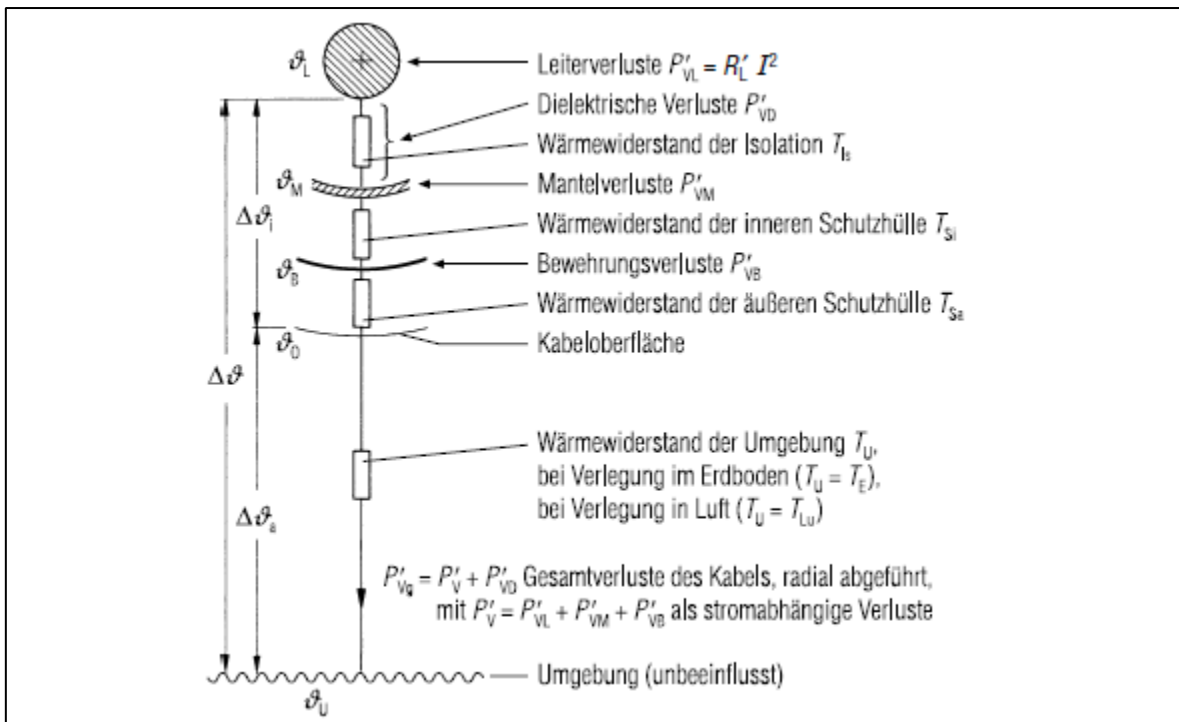


Abbildung 20: Verluste zur Berechnung der Strombelastbarkeit eines Kabels

Damit lässt sich nun die Oberflächentemperatur des Kabels berechnen:

$$\vartheta_o = \Delta\vartheta_{zul} + \vartheta_u \quad (66)$$

Mit der Beziehung aus Gl.65 lässt sich die zulässige Heiztemperatur berechnen, Gl.67, und damit dann auch die zulässige Stromdichte, Gl.68 /11,S.495/.

$$H_{zul} = \frac{\Delta\theta_{zul}}{1 + \alpha * \Delta\theta_{zul}} \quad (67)$$

Aus der Gl.55 und den aus dem Kabeldatenblatt entnommenen Größen erhält man nun die zulässige Stromdichte, Gl.56 /11,S.495/.

$$J_{zul} = \sqrt{H_{zul} * \frac{h * B}{\sigma_u * q_K}} \quad (68)$$

Für die genaue Berechnung der Wärmeübergangszahl und des Leiterumfangs soll auf den Anhang I verwiesen sein. Für die Isolierung, die aus VPE besteht wird ein spezifischer Wärmewiderstand /11,S.394/ von $3,5 \frac{K*m}{W}$ angenommen.

Mit der zulässigen Stromdichte können nun auch der zulässige Strom Gl.69 und die zulässige thermische Grenzleistung Gl.70 berechnet werden.

$$I_{zul} = J_{zul} * A \quad (69)$$

$$S_{th} = \sqrt{3} * U_N * I_{zul} \quad (70)$$

Wie auch schon bei allen anderen Kapiteln soll noch eine beispielhafte Rechnung mit den bekannten Nebenbedingungen folgen.

$$R_{thE} = \frac{1 \frac{K * m}{W}}{2 * \pi} * \ln \frac{2 * 1m}{0,05m} = 0,587 \frac{K * m}{W}$$

$$\Delta R_{thE} = \frac{1 \frac{K * m}{W}}{2 * \pi} * \ln \sqrt{\left(\frac{2 * 1m}{2 * 0,05m}\right)^2 + 1} = 0,476 \frac{K * m}{W}$$

$$R_{thE}^* = 0,587 \frac{K * m}{W} + 0,476 \frac{K * m}{W} = 1,063 \frac{K * m}{W}$$

Für den Wärmewiderstand des Kabels sind noch zusätzliche Angaben notwendig. Dazu gehört der Radius des Leiterquerschnitt und der Umfang oder Durchmesser des Kabels mit Isolierung.

$$R_K = \frac{D_K}{2} = \frac{73mm}{2} = 36,5mm$$

Diese Parameter dienen als Ausganggröße um den Wärmewiderstand des Kabels zu berechnen.

$$R_{thK} = \frac{\rho_{thK}}{2 * \pi} * \ln \frac{R_K}{r_q} = \frac{3,5 \frac{K * m}{W}}{2 * \pi} * \ln \frac{0,0365m}{0,0113m} = 0,65 \frac{K * m}{W}$$

Der totale Wärmewiderstand $R_{th.tot}$ gibt nun den gesamten Wärmewiderstand eines Kabels im Verbund mit umliegenden Kabeln an. Er berücksichtigt also den Einfluss der anderen beiden Kabel eines Systems, wenn diese in Dreieck verlegt wurde.

$$R_{th.tot} = R_{thE}^* + R_{thK} = 1,063 \frac{K * m}{W} + 0,65 \frac{K * m}{W} = 1,713 \frac{K * m}{W}$$

Die Wärmeübergangszahl ist ein Proportionalitätsfaktor der die Intensität eines Wärmeübergangs an einer Grenzschicht, also am Kabelrand, angibt.

$$h = \frac{1}{B * R_{th,tot}} = \frac{1}{0,071m * 1,713 \frac{K * m}{W}} = 8,21 \frac{W}{K * m^2}$$

Im Folgenden Lassen sich die weiteren Parameter bestimmen.

$$\Delta\vartheta_a = \Delta\vartheta_{zul} = 1,063 \frac{K * m}{W} * 40,2 \frac{W}{m} = 42,73^\circ C.$$

Die daraus resultierende Oberflächentemperatur des Kabels ergibt sich damit zu

$$\vartheta_o = 42,73^\circ C + 15^\circ C = 57,73^\circ C.$$

$$H_{zul} = \frac{57,73^\circ C}{1 + 0,004 \frac{1}{K} * 57,73K} = 36,47^\circ C$$

Mit den berechneten Größen lässt sich nun die zulässige Stromdichte berechnen:

$$J_{zul} = \sqrt{36,47^\circ C * \frac{8,21 \frac{W}{K * m^2} * 0,071m}{0,0282 \frac{\Omega * mm^2}{m} * 400mm^2}} = 1,37 \frac{A}{mm^2}$$

Aus der zulässigen Stromdichte lässt sich der zulässige thermische Strom berechnen, der mit der Kabelleitung übertragen werden kann:

$$I_{zul} = 1,37 \frac{A}{mm^2} * 400mm^2 = 548A$$

Resultierend aus dem zulässigen thermischen Strom ergibt sich die thermische Grenzlast, auf deren Überprüfung hingearbeitet wurde.

$$S_{th} = \sqrt{3} * 110kV * 548A = 104,4MVA$$

Das verwendete Kabel ist also nach den eingängigen Überprüfungen für eine Verlegung und den Transport der erzeugten Energie, bei der gewählten Nennspannung, geeignet.

3. Wirtschaftliche Betrachtungen der Anschlusszenarien

3.1 Erläuterung Wirtschaftlichkeit

Nach den technischen Betrachtungen soll sich dem wirtschaftlichen Vergleich gewidmet werden. Es werden verschiedene Kabelquerschnitte unter dem Gesichtspunkt der verwendeten Spannungsebene hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit überprüft. Die Überprüfung findet in erster Linie auf der externen Trasse statt. Die interne Verdrahtung und der etwaige Anschluss beziehungsweise die Errichtung des Umspannwerkes soll durch eine Pauschale abdeckt werden. Der wirtschaftliche Vergleich erfolgt nach der Methode des Kostenvergleiches, dieser soll später genauer betrachtet werden.

Bei dem Anschlusszenario II wurde im einzelnen in die Varianten III und IV unterschieden, siehe Abbildung 2 und Abbildung 3. Bei der Variante III handelt es sich um den strahlenartigen Anschluss von 5km-Kabeln die mit 30kV betrieben werden an ein Umspannwerk. Von diesem wird dann mit einer 18km langen Kabelleitung eine Verbindung zum Netzverknüpfungspunkt hergestellt. Bei der Variante IV handelt es sich im den jeweiligen Anschluss verschiedener Windgebiete, strahlenartig, an den Netzverknüpfungspunkt in der 30kV-Spannungsebene. Da sich der Verknüpfungspunkt der 30kV zu der 110kV-Spannungsebene annähern, die übertragenen Leistungen allerdings identisch bleiben, werden die Verlegekosten für die 30kV-Spannungseben der Variante IV entnommen und nach der Gleichung Gl.71 hochgerechnet. Theoretisch könnte für den Anschluss des Windeignungsgebietes 20, ein geringerer Querschnitt verlegt werden, dies würde zwar die Kosten verringern jedoch einen unzulässigen Spannungsabfall hervorrufen.

$$ANK_{1km} = \frac{ANK_{20km}}{20km} \quad (71)$$

Im Weiteren soll eine Definition für die im Rahmen des Vergleiches betrachtete Vorkalkulation der Verlegekosten und Kabelpreise /12/ erfolgen. So sind diese beiden Begriffe als Anschlusskosten zusammen gefasst. Die Anschlusskosten und die für den die Errichtung notwendige Netztechnik, wie Umspannwerk oder Kompensationsanlagen werden als Anschaffungskosten zusammengefasst und definiert.

Die nach technischen Gesichtspunkten ausgewählten Kabelquerschnitte sollen nun als Grundlage für den Vergleich nach wirtschaftlichen Aspekten erfolgen. Die Berechnung der einzelnen Preise für alle Varianten ist im Anhang IV, auf der beigefügten CD, nachvollziehbar hinterlegt.

Für die Berechnung der Betriebskosten wird eine Einspeisevergütung nach EEG /15/ von 8,8 Cent/kWh angenommen. Diese 8,8 Cent/kWh sind für 20 Jahre gewährleistet. Daher soll auch die Betriebsdauer der Anlage mit 20 Jahren angenommen werden. Die folgenden Beispielrechnungen sollen wieder mit dem gängigen Randparameter durchgeführt werden, also bei der 110kV-Spannungsebene des Anschlusszenarios I.

3.2 Ökonomische Methode des Kostenvergleich

Zuerst einmal soll die Methode der Kostenrechnung, als Untergeordnete Methode der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der relativen Wirtschaftlichkeit, analysiert und beschrieben werden. Die betrachtete Aufgabe des Vergleiches lässt die Betrachtung der Ertragsseite unberührt. Diese Annahme kann aus dem Grund getroffen werden, dass die in das Netz eingespeiste Energie über Jahre hinweg gleich oder mit einer unwesentlichen Abweichung vergütet wird. Interessant sind also nur die anfallenden Kosten um die Investition in die eine oder andere Alternative zu tätigen. „ Eine Kostenvergleichsrechnung eignet sich nur für den Alternativen- und Ersatzvergleich, nicht für eine Erweiterungsinvestition“./13,S.178/ Bei dem Alternativvergleich geht es „um die Wahlentscheidung zwischen verschiedenen noch anzuschaffenden Anlagen. Die Entscheidung, welche Anlage kostengünstiger ist, kann aufgrund der Unterschiede bei den durchschnittlichen Jahreskosten gefällt werden.“ /13,S.163/ Dies wird für die betrachtete Aufgabenstellung als Grundlage angenommen.

Bei der Kostenvergleichsrechnung gilt das Kostenkriterium. Es lautet: “Eine Investition I ist wirtschaftlicher als eine Investition II, wenn ihre durchschnittlichen Jahreskosten K_I geringer sind als K_{II} “, beschrieben durch Gl.72.

$$K_I < K_{II} \quad (72)$$

Die Kostenvergleichsrechnung wird dabei in ein einheitliches Schema unterteilt, das für eine erfolgreiche Kostenermittlung notwendig ist /11,S.166/, für die nachfolgenden Betrachtungen wurden dieses Schema etwas gekürzt. So unterteilt sich die Kostenvergleichsrechnung in die beiden Parameter Betriebskosten und Kapitalkosten /18/. Zu den Betriebskosten kann man die Kosten durch die Verlustleistung, die Instandhaltung und den Ausfall des Windparks zählen. Bei den Kapitalkosten handelt es sich um kalkulatorische Kosten wie Abschreibungen oder kalkulatorische Zinsen.

Diese kalkulatorischen Zinsen werden „zugrunde gelegt wenn im Grunde von echten Zinsen für Fremdgeld oder Verrechnungszinsen für Eigenkapital und damit ein Gewinnanteil“ ausgegangen werden muss./14,Kap.2 S.15/

„Die Kapitalkosten werden häufig in einer Ingenieursformel in Form eines approximativen Kapitaldienstes angegeben. Dieser berücksichtigt die Möglichkeiten, dass der Restwert einer Anlage gleich Null oder auch positiv sein kann. Die Näherungsgleichung für das pro Periode wiederzugewinnende und das zu verzinsende durchschnittliche gebundene Kapital (DGK) erhält man aus der Betrachtung des gebundenen Kapitals im Zeitablauf, Abbildung 21. Dabei wird angenommen dass sich das gebundene Kapital kontinuierlich vermindert“. /13,S.164/ Bei der betrachteten Aufgabenstellung wird erst einmal von einem Restwert = 0€ ausgegangen. Diese Annahme liegt die Überlegung zugrunde, dass das Kabel nur einen materiellen Restwert hat und weder eine Repowering noch das Material als solches den Kabelaufkauf und Wiederverwendung decken würde.

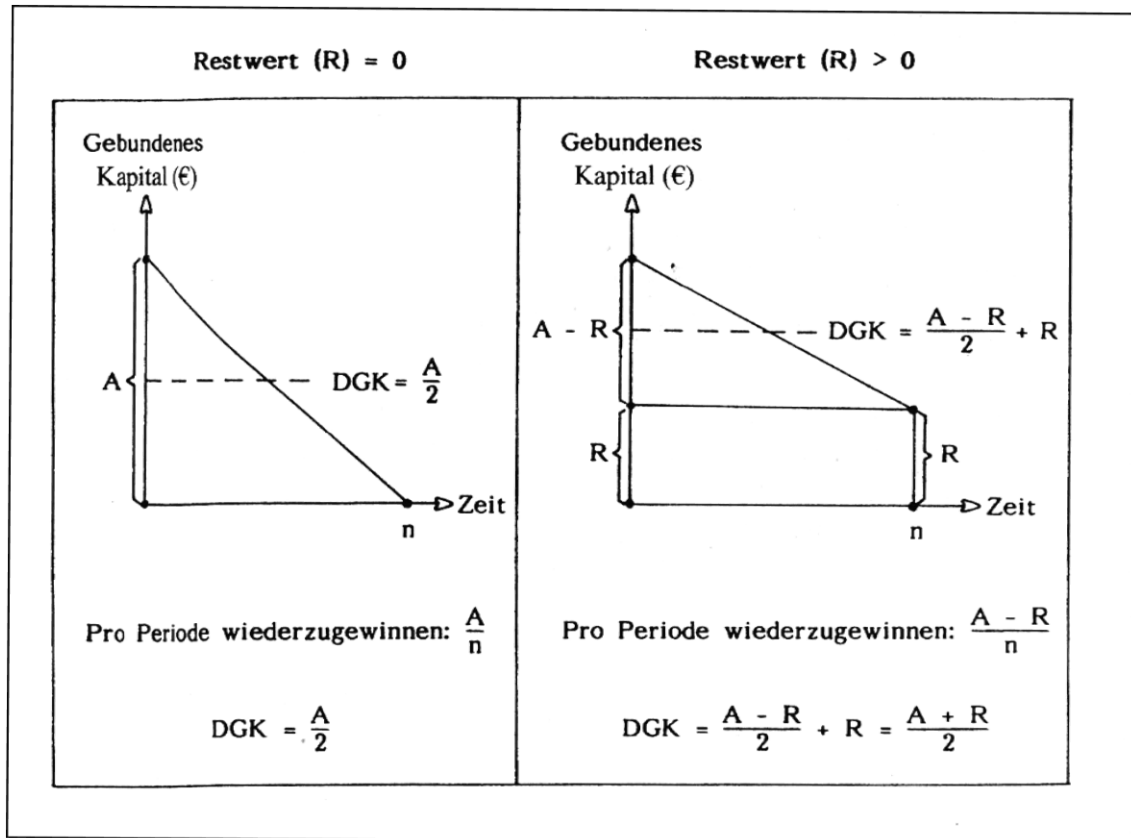


Abbildung 21: Ermittlung des durchschnittlich gebundenen Kapitals DGK

Für die Abschreibungen soll ein linearer Verlauf gelten, ähnlich der Abbildung 21. Die Abschreibungen können mit der Gleichung Gl.73 ausgedrückt werden.

$$AfA = \frac{A_I}{d} \quad (73)$$

Die Verzinsung Z, die durch die kalkulatorischen Zinsen berücksichtigt wird, kann nach Gleichung GL.74 berechnet werden. Der Zinssatz soll mit 10% /14,Kap.3.S.62/ angenommen werden.

$$Z = \frac{1}{2} * A_{I/II} * i \quad (74)$$

Die Gleichungen Gl.73 und Gl.74 /14,Kap.3S.62/ lassen sich unter Berücksichtigung eines Restwertes und den jährlichen Betriebskosten zur Unterhaltung der Anlage in die Ingenieursformel Gl.75 /13,S.165/ ausdrücken.

$$B_I + \frac{A_I - R_I}{n_I} + \frac{A_I + R_I}{2} * i < B_{II} + \frac{A_{II} - R_{II}}{n_{II}} + \frac{A_{II} + R_{II}}{2} * i \quad (75)$$

Ist für die Anlage kein Restwert im ökonomischen Sinne möglich oder dieser ist Null folgt Gl.76 /13,S.165/.

$$B_I + \frac{A_I}{n_I} + \frac{A_I}{2} * i < B_{II} + \frac{A_{II}}{n_{II}} + \frac{A_{II}}{2} * i \quad (76)$$

Die Beurteilung der wirtschaftlichen Betrachtung soll auf Basis der Gl.64 geschehen. Die dort zusammengefassten Kosten sollen im Folgenden als Investition definiert werden. Die als Investition definierten Kosten setzen sich also aus den Betriebskosten, aus der Abschreibung der Anschaffungskosten und die Verzinsung dieser Anschaffungskosten zusammen.

3.3 Betrachtungen der Betriebskosten

Zur Ermittlung der Anschaffungskosten wie es nach Gl.77 geschehen soll, erfordert noch die sogenannten jährlichen Betriebskosten. Die Betriebskosten setzen sich aus den entstehenden Verlusten und Instandhaltungskosten für Personal sowie Ausfallzeiten zusammen. Die Instandhaltungskosten für das Personal wird mit einer jährlichen Pauschale von 120.000€ kalkuliert. In dieser Pauschale sind die Kosten für eine Überwachung, sowie etwaige Kosten für eine Reparatur der Kabelleitung einkalkuliert. Diese Pauschale soll für alle betrachtenden Anschlussszenarien gleich sein. Abhängig von den Anschlussszenarien ergeben sich jedoch Unterschiede für die jeweiligen Kosten durch die Verlustleistung, Gl.77. Diese werden mit der jeweiligen Einspeisevergütung nach dem EEG berechnet. Die Betriebskosten sind für den Arbeitspunkt berechnet wurden. Dieser wird im Jahresmittel am häufigsten angefahren so dass ein Vergleich der Betriebskosten im Arbeitspunkt am meisten von Interesse ist.

$$K_{PV} = P_{VG} * T * V_{EEG} \quad (77)$$

Die Verlustkosten werden von der übertragenen Leistung abgezogen und ergeben so die Verlustkosten. Die Verlustkosten sind Teil der Betriebskosten, genauso wie die Instandhaltungskosten /18, S. 4/. Ebenfalls zu den Betriebskosten gehören dann die Ausfallkosten die durch einen Fehler in der Übertragung entstehen, Gl.78.

$$K_f = T_f * P_{AV} * V_{EEG} \quad (78)$$

Im Folgenden soll für den Ausfall im Fehlerfall nach der Gl.78 berechnet werden.

$$K_f = 72h * 18400kW * 0,088 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 117.000\text{€}$$

Um eine bessere Übersicht zu gewährleisten soll in der Tabelle 11 die einzelnen Verluste und deren „Kosten“ aufgeführt werden. Die einzelne Berechnung ist im Anhang I auf der beiliegenden CD zu finden. Die Spalte Windgebiete beschreibt den Ausgangspunkt der an den Netzverknüpfungspunkt angeschlossen wird.

Tabelle 11: Leistungsverluste in Abhängigkeit der vereinbarten Anschlussleistung

| Anschlusszenario | Variante | Windgebiet | P_{vG} [kW/km] | K_{pV} [€/km] |
|------------------|----------|------------|---------------------|--------------------|
| I | I | 39 | 37,4 | 26.660,00 |
| | II | 39 | 40,1 | 28.580,00 |
| | | | | |
| II | III/IV | 20 | 40,8 | 29.100,00 |
| | III/IV | 39 | 37,4 | 26.660,00 |
| | III/IV | 45 | 31,2 | 22.240,00 |
| | III/IV | 47 | 40,8 | 29.100,00 |
| | IV | UW | 53,4 | 38.100,00 |

Die in der Tabelle 11 aufgeführten Verlustleistungen, berechnet nach Gl.77, entsprechen den Verlusten bei vereinbarter Anschlusswirkleistung und werden mit der Betriebszeit von 8100h des Windparks sowie der Anschlusslänge verrechnet. Unter den gleichen Bedingungen soll nun auch die Kosten im Arbeitspunkt berechnet werden, Tabelle 12.

Tabelle 12: Leistungsverluste in Abhängigkeit des Arbeitspunktes

| Anschlusszenario | Variante | P_{vG} [kW/km] | K_{pV} [€/km] |
|------------------|----------|---------------------|--------------------|
| I | I | 2,95 | 2.100,00 |
| | II | 3,75 | 2.700,00 |
| | | | |
| II | III/IV | 3,2 | 2.280,00 |
| | III/IV | 2,5 | 1.780,00 |
| | III/IV | 2,95 | 2.100,00 |
| | III/IV | 3,2 | 2.280,00 |
| | IV | 4,9 | 3.500,00 |

In der Tabelle 13 und Tabelle 14 sollen darum die Betriebskosten für die beiden Anschlusszenarien unter der Beachtung des Arbeitspunktes, aufgeführt werden.

Tabelle 13: angenommene jährliche Betriebskosten, Anschlusszenario I

| | 30kV | 110kV |
|--------------------------|-----------|-----------|
| Instandhaltung | 120.000 € | 120.000 € |
| Ausfallkosten | 117.000 € | 117.000 € |
| Verlustleistung, Kabel | 42.000 € | 54.000 € |
| Jährliche Betriebskosten | 279.000 € | 291.000 € |

Die Verlustkosten des Anschlusszenarios II sollen ebenfalls nach Gl.65 erfolgen. Eine einzelne Aufführung des Rechenweges soll beispielhaft für die 110kV-Spannungsebene, Anschlusszenario II, vorgerechnet werden. Dabei wurde die Verlustleistung im Arbeitspunkt eingesetzt. Die gesamten Verluste und deren Zusammenstellung ist Anhang I berechnet worden. Auf Basis der Tabelle 12, den berechneten Kosten durch die Verlustleistung, ergeben sich unter dem einsetzen der jeweiligen Entfernung die Gesamtkosten für die Verlustleistung Kabel. Dies kann geschehen weil die Kabelquerschnitte bei der Variante IV im Bezug auf die Mittelspannungskabel identisch sind.

Tabelle 14: angenommene jährliche Betriebskosten, Anschlusszenario II

| | 30kV | 110kV |
|--------------------------|-----------|-----------|
| Instandhaltung | 120.000 € | 120.000 € |
| Ausfallkosten | 350.000€ | 350.000 € |
| Verlustleistung, Kabel | 168.800 € | 105.000 € |
| Jährliche Betriebskosten | 638.800 € | 575.200 € |

3.4 Betrachtungen zu den Anschaffungskosten

Zu den Anschaffungskosten gehören neben den Kosten für die Kabelverlegung und Errichtungskosten für Umspannwerke auch die Kabelkosten.

Nachfolgend soll die Preisberechnung von Kabeln aufgeführt werden. Die Kabelkosten wurden über ihre Hohl- und Vollpreise ermittelt. Die Metallnotierung vom 09.01.2013 wurde für die Ermittlung der Vollpreise zu Grunde gelegt /16/.

Diese werden mit folgenden Notierungen angegeben, Tabelle 15:

Tabelle 15: Metalldotierung vom 09.01.2013

| Dotierung | Metalle |
|-----------|------------------------|
| 211,97€ | Aluminium in Kupfer |
| 628,16€ | Obere Kupfer DEL-Notiz |

Die vorliegenden Kabelpreise aus der Tabelle 16 sind als Hohlpreise angegeben. Dies macht die weiterführende Berechnung zum Vollpreis notwendig. Die bereitgestellten Hohlpreise umfassen nicht alle verwendeten Querschnitte, so dass einige Preise interpoliert oder extrapoliert wurden. Mit diesen berechneten Vollpreisen können dann die Weiteren ökonomische Betrachtung durchgeführt werden.

Tabelle 16: Ausgewählte Querschnitte und deren Hohlpreise

| Preis [€/m] | Querschnitt [mm ²] | Spannungsebene [kV] |
|----------------|-----------------------------------|------------------------|
| 5,70 | 400 mm ² | 30 |
| 6,25 | 500 mm ² | 30 |
| 6,80 | 630 mm ² | 30 |
| 24,50 | 400 mm ² | 110 |
| 27,00 | 500 mm ² | 110 |
| 32,50 | 630 mm ² | 110 |

Für die nachfolgende Gleichung Gl.79 sind noch die, abhängig vom Querschnitt, Aluminiumzahlen und Kupferzahlen notwendig. Diese sind unabhängig von der verwendeten Spannungsebene. Für die aus Tabelle 16 bekannten Querschnitte sollen diese nun in Tabelle 17 aufgeführt werden.

Tabelle 17: Cu- und Aluminiumzahl in Abhängigkeit vom Querschnitt

| Querschnitt [mm ²] | AL _{Zahl} [$\frac{\text{kg}}{\text{km}}$] | Cu _{Zahl} [$\frac{\text{kg}}{\text{km}}$] |
|--------------------------------|--|--|
| 400 | 1160 | 394 |
| 500 | 1450 | 394 |
| 630 | 1827 | 394 |

Die Gl.79 /12/ wird zur Berechnung des Vollpreises herangezogen:

$$VP = HP + \left(\frac{Cu_{Zahl} * DEL_{CU} + AL_{Zahl} * DEL_{AL}}{100} \right) \quad (79)$$

Der ermittelte Vollpreis kann nun für den Gesamtpreis des Kabels herangezogen werden, Gl.80.

$$K_K = VP * l * (3 * n) \quad (80)$$

Die Berechnung wird für den Querschnitt der 110kV beispielhaft durchgeführt. Für alle weiteren Berechnungen sei auf Anhang IV verwiesen.

$$VP = 27000\text{€} + \left(\frac{394 \frac{\text{kg}}{\text{km}} * 628,16 \frac{\text{€}}{100\text{kg}} + 1160 \frac{\text{kg}}{\text{km}} * 211,47 \frac{\text{€}}{100\text{kg}}}{100} \right) = 31928 \frac{\text{€}}{\text{km}}$$

$$K_K = 31928 \frac{\text{€}}{\text{km}} * 20\text{km} * (3 * 1) = 1.915.680\text{€}$$

In Tabelle 18 sind die Kabelpreise als Vergleich aus ökonomischer Sicht für die beiden Spannungsebenen aufgeführt.

Tabelle 18: Vergleich ausgewählter Kabelvollpreise in Abhängigkeit der Spannungsebene

| Preis [€/m] | Querschnitt [mm ²] | Spannungsebene [kV] |
|----------------|-----------------------------------|------------------------|
| 13,40 | 630 | 30 |
| 16,88 | 800 | 30 |
| 31,98 | 400 | 110 |
| 38,40 | 630 | 110 |

Für die genannten Kabelverlegung und Errichtungskosten für Umspannwerke sollen jeweils für die Verschiedenen Anschlusszenarien die Pauschalen aufgeführt werden.

Die einzelnen Vorkalkulationen zu den Verlegekosten sind auf der beigefügten CD unter Anlage IV zu finden. In den folgenden Tabellen soll für beide Anschlusszenarien die jeweiligen Kabelkosten und die Verlegekosten aufgeführt werden. Die erhöhten Verlege- und Kabelkosten bei der 30kV-Spannungsebene kommen durch die Verlegung von drei Systemen zustande.

Tabelle 19: Verlegekosten Anschlusszenario I, Windeignungsgebiet 39

| Spannungsebene [kV] | Kabelkosten [€/km] | Verlegekosten [€/km] |
|------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 30 | 130.000,00 | 56.800,00 |
| 110 | 105.400,00 | 21.600,00 |

Dies bedeutet, dass die Kabelkosten auf die Querschnitte nach der technischen Überprüfung der entsprechenden Leistung kalkuliert wurden.

Sind also für eine vereinbarte Leistung von 70MW in der 30kV-Spannungsebene drei Systeme mit einem Querschnitt von jeweils 630 mm² notwendig, so sind die Kabelkosten in der nachfolgenden Tabelle auf diese drei Systeme berechnet.

Tabelle 20: Anschlusskosten des Anschlusszenarios II, Variante III

| Windeignungsgebiet | Leistung | Spannungsebene [kV] | Kabelkosten [€/km] | Verlegekosten [€/km] |
|--------------------|----------|---------------------|--------------------|----------------------|
| 20 | 24 MW | 30 | 43.360,00 | 18.700,00 |
| 39 | 69 MW | 30 | 130.000,00 | 56.800,00 |
| 45 | 42 MW | 30 | 78.840,00 | 36.700,00 |
| 47 | 72 MW | 30 | 130.000,00 | 56.800,00 |

Für die 110kV-Spannungsebene des Anschlusszenarios II folgt dann für die Anschlusskosten die Tabelle 21.

Tabelle 21: Anschlusskosten des Anschlusszenarios II, Variante IV

| Windeignungsgebiet | Leistung | Spannungsebene [kV] | Kabelkosten [€/km] | Verlegekosten [€/km] |
|--------------------|----------|---------------------|--------------------|----------------------|
| 20 | 24 MW | 30 | 43.360,00 | 18.700,00 |
| 39 | 69 MW | 30 | 130.000,00 | 56.800,00 |
| 45 | 42 MW | 30 | 78.840,00 | 36.700,00 |
| 47 | 72 MW | 30 | 130.000,00 | 56.800,00 |
| | 200MW | 110 | 256.320,00 | 45.500,00 |

Neben den Kosten für Verlegung und Kabel, ist ein weiterer Kostenintensiver Punkt für die Investition, die Kosten für Umspannwerke und Transformator. Die Pauschalpreise /5/ sind in Tabelle 22 aufgeführt.

Tabelle 22: Pauschalpreise für Netztechnik

| Netztechnik | Kosten [€] |
|--|--------------|
| Transformator ca. 70 MVA | 920.000,00 |
| Transformator ca. 200 MVA | 1.800.000,00 |
| Umspannwerk ohne Transformator 70 MVA | 1.500.000,00 |
| Umspannwerk ohne Transformator 200 MVA | 2.200.000,00 |
| Kompensation 2,8 MVar, kapazitiv | 300.000,00 |
| Kompensation 2,8 MVar, induktiv | 300.000,00 |

3.5 Zusammenfassungen der Wirtschaftlichen Betrachtung

Nach einem Baukastenprinzip soll nun in den nachfolgenden Tabellen die Betriebskosten sowie Anschaffungskosten aufgeführt werden. Die Gl.77 gibt an wie groß der wirtschaftliche Aufwand pro Jahr ist. Die Anschaffungskosten ohne Kompensation setzen sich beispielhaft wie folgt zusammen, Tabelle 23.

Tabelle 23: Kostenaufstellung des Anschlusszenario I

| Spannungsebene | Aufstellung | Kosten [€] |
|----------------|---------------------------------------|--------------|
| 30kV | Kabelkosten für 20km | 2.600.000 |
| | Transformator ca. 70 MVA | 920.000,00 |
| | Umspannwerk ohne Transformator 70 MVA | 1.500.000,00 |
| | Verlegekosten für 20km | 1.140.000,00 |
| | Gesamtkosten | 6.140.000,00 |
| 110kV | Kabelkosten für 20km | 2.108.000,00 |
| | Transformator ca. 70 MVA | 920.000,00 |
| | Umspannwerk ohne Transformator 70 MVA | 1.500.000,00 |
| | Umspannwerk ohne Transformator 70 MVA | 1.500.000,00 |
| | Kompensation 2,8 MVAr, kapazitiv | 300.000,00 |
| | Verlegekosten für 20km | 432.000,00 |
| | Gesamtkosten | 6.760.000,00 |

Nun soll nach Gl.77 die Vergleichsberechnung für das Anschlusszenario I erfolgen. Durch die nicht Einhaltung des Leistungsfaktors ist bei Schwachlast in der 110kV-Spannungsebene eine kapazitive Kompensation für den Transformator notwendig, was sich auch im wirtschaftlichen Vergleich niederschlägt.

$$K_I < K_{II}$$

$$279.000 + \frac{6.140.000}{20} + \frac{6.140.000}{2} * 10\% < 291.000 + \frac{6.760.000}{20} + \frac{6.760.000}{2} * 10\%$$

$$894.240 \text{ €} < 967.000\text{€}$$

Die Kostenvergleichsrechnung lässt sich in der Form, wie in Tabelle 23 gezeigt wird, ermitteln und darstellen. Die Rechnung des Kostenvergleiches soll dabei für eine Periode ermittelt werden, die dann repräsentativ für die gesamte Nutzungsdauer angesehen wird. Der Kostenvergleich wurde also auf ein Jahr mit der Betriebsdauer von 8100h berechnet. In diesem Preisniveau kann dieses Ergebnis als identisch angesehen werden. Für das Anschlusszenario II soll, nach Tabelle 23, ebenfalls ein Vergleich mit den bisherigen Erkenntnissen erfolgen, Tabelle 24.

Tabelle 24: Kostenaufstellung für das Anschlusszenario II

| Spannungsebenen | Aufstellung | Kosten [€] |
|-----------------|--|---------------|
| 30kV | Kabelkosten für 20km | 7.644.000,00 |
| | Transformator ca. 200 MVA | 1.800.000,00 |
| | Umspannwerk ohne Transformator 200 MVA | 2.200.000,00 |
| | Verlegekosten für 20km | 3.380.000,00 |
| | Gesamtkosten | 15.000.000,00 |
| 110kV | Kabelkosten für 23km | 6.530.000,00 |
| | Transformator ca. MVA | 1.800.000,00 |
| | Umspannwerk ohne Transformator 200 MVA | 2.200.000,00 |
| | Umspannwerk ohne Transformator 200 MVA | 2.200.000,00 |
| | Kompensation 3x 2,8 MVAr, kapazitiv | 3x 300.000,00 |
| | Verlegekosten für 23km | 1.664.000,00 |
| | Gesamtkosten | 15.300.000,00 |

Nun soll nach Gl.77 die Vergleichsberechnung für das Anschlusszenario I erfolgen.

$$K_{III} > K_{IV}$$

$$638.000 + \frac{15.000.000}{20} + \frac{15.000.000}{2} * 0,1 < 575.000 + \frac{15.300.000}{20} + \frac{15.300.000}{2} * 0,1$$

$$2.140.000€ > 2.105.000€$$

Der Kostenvergleich wurde also auf ein Jahr mit der Betriebsdauer von 8100h berechnet. Bezieht man nun die Erkenntnis aus dem Kostenvergleich und die Betriebskosten mit ein, kann die Aussage getroffen werden das es für das Anschlusszenario II günstiger wäre, eine Umspannwerk in die Nähe der Windeignungsgebiete zu bauen und dieses dann über eine Kabelleitung an den Netzverknüpfungspunkt anzuschließen.

4. Auswertung des Anschlussszenario I

Nach den Vorbetrachtungen soll nun der Vergleich erfolgen. In der technischen Betrachtung ergaben sich so ein Querschnitt von NA2XS(F)2Y 3x1x400rm/50mm² für die Hochspannung als ausreichend um die vereinbarte Wirkleistung von 69MW vom Windpark über die 20km lange Strecke zu transportieren. In der Mittelspannung ist dagegen eine Mehrsystemverlegung notwendig. Die Verlegung mit kleinen Querschnitten bei mehreren Systemen kommt durch die Kabelkosten zustande. Bei Sonderlösungen sind große Kabelquerschnitte zumeist sehr kostenintensiv da diese extra produziert werden müssen. Hohe Querschnitte haben zudem den wirtschaftlichen Nachteil dass hier oft weniger Kabelmeter auf einer Kabelrolle zu finden sind, was sich in den verbauten Muffen kostentechnisch niederschlägt. Nach den Wirtschaftlichen Betrachtungen wurde die nun gewählte Auswahl mit NA2XS(F)2Y 3x3x1x630rm/35mm² durchgeführt. Bei dieser Wahl sind nur drei Systeme mit einem Querschnitt von je 630mm² notwendig. Beim Vergleich der Kabelkosten, Tab. 19, fällt auf das mit der verlegten Anzahl der Systeme die Kabelkosten fast gleich sind. Kosten die die Hochspannung wieder etwas benachteiligen sind die Anschaffungskosten eines Umspannwerks mit Transformator und einem Umspannwerk für den Anschluss am Netzverknüpfungspunkt. So ergeben sich folgende Investitionen für die jeweilige Spannungsebene, einschließlich der Kabelkosten, ausgehend der Grundlage von Gl.77, Tab.25.

Tabelle 25: Kostenvergleich des Anschlussszenarios I

| Anschlussvariante I | Anschlussvariante II |
|---------------------|----------------------|
| 894.240 € | 936.000 € |

Vergleicht man nun die beiden Investitionen miteinander, so fällt nach Meinung des Autors, der geringe Unterschied zwischen diesen auf. Für die 110kV-Spannungsebene muss allerdings bei Schwachlast mit einer Kompensationsanlage gerechnet werden, da eine Einhaltung des Leistungsfaktors, bei Schwachlast, am Netzverknüpfungspunkt nicht mehr gegeben ist. Bei der 30kV-Variante ist eine Kompensationsanlage nicht notwendig. Die dazu notwendige Regelungstechnik und die Grundlage des Kostenvergleiches lässt die 30kV-Variante, nach Meinung des Autors, wesentlich attraktiver erscheinen als die Variante mit 110kV.

5. Auswertung des Anschlussszenario II

Nach den einzelnen Betrachtungen und Überprüfungen ergibt sich für die betrachtete Aufgabenstellung 2, nach Meinung des Autors, nur geringe Unterschiede im Vergleich der beiden Spannungsebenen. Die Grundlegenden Überlegungen aus der Auswertung des Anschlussszenarios I sollen auch hier gelten, wie zum Beispiel die Betrachtung des Kabelquerschnitts auf den Einfluss der Muffen und damit der Wirtschaftlichkeit. So ergeben sich folgende Investitionen für die jeweilige Spannungsebene, einschließlich der Kabelkosten, ausgehend der Grundlage von Gl.77, Tab.26.

Tabelle 26: Kostenvergleich des Anschlussszenarios II

| Anschlussvariante III | Anschlussvariante IV |
|-----------------------|----------------------|
| 2.140.000 € | 2.105.000 € |

Vergleicht man diese beiden Investitionen miteinander, so fällt der geringe Unterschied zwischen diesen auf. Bei einer tiefgehenden Analyse fallen die geringeren Kosten, die durch die Leistungsverluste entstehen, bei der 110kV-Variante auf. Dies ist zum einen der betrachteten Spannungsebene als auch auf den verwendeten Querschnitt zurückzuführen. Dadurch wird die 110kV-Variante für das Anschlussszenario II attraktiv. Bei der 30kV-Variante sind die Betriebskosten etwas größer, allerdings sind die Anschlusskosten etwas geringer, da auch für Schwachlast keine zusätzliche Kompensationsanlage erbaut werden muss. Bei ,der im Kostenvergleich betrachteten, erzeugter mittlerer Anschlussleistung ist daher die 110kV-Spannungsebene, trotz zusätzlicher Kompensationsanlage und deren Steuerung, beim Anschluss des Szenarios II zu bevorzugen. Bei einer Erweiterung der 110kV-Variante entfallen die Kosten für weitere Netztechnik, diese wiederum muss bei der 30kV-Varainte erst organisiert und montiert werden müssen, dies ist mit weiteren Kosten verbunden..

Beurteilt man die Erkenntnisse, so ergeben sich bei einer Aufgabenstellung gemäß Anschlusszenario I, mit ähnlicher geografischer Ausdehnung, die Tendenz zur 30kV-Spannungsebene. Diese ist folglich dann am vorteilhaftesten, wenn in einem bestehenden Windeignungsgebiet mit einem schon vorhandenen Windpark ein weiterer Windpark installiert und an den selben Netzverknüpfungspunkt, respektive Transformator, angeschlossen werden soll. Liegt allerdings von vornerein eine Planung für die Errichtung mehrere Windparks mit gleicher oder ähnlicher geografischer Ausdehnung vor, so ist die 110kV-Variante des Anschlusszenarios II die besserer Wahl. Für die definitive Entscheidung welche Variante am wirtschaftlichsten ist muss allerdings für das betreffende Projekt immer eine separate Überprüfung und Analyse erstellt werden, da viele der betrachteten Berechnungen Funktionen der Parameter Länge, vereinbarte Anschlussleistung, mittlere erzeugte Anschlussleistung und dem Querschnitt sind. Diese Parameter wiederum haben Auswirkungen auf den Kostenvergleich oder andere betrachtete Parameter, daher ist eine Verallgemeinerung nicht möglich und gilt nur für die betrachteten Anschlussmöglichkeiten.

Quellenverzeichnis

a) Quellen

- /1/ BDEW (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Internet: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf) [Zugriff: 17.01.2013]
- /1a/ BDEW (2011): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Ergänzung 3. Internet: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/2011-02_BDEW_Ergaenzung-zu-MS-Richtlinie_end-20110215.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/2011-02_BDEW_Ergaenzung-zu-MS-Richtlinie_end-20110215.pdf) [Zugriff: 17.01.2013]
- /2/ Heuck, K. (1995): Elektrische Energieversorgung. 3. Auflage. Braunschweig/Wiesbaden: Vieweg Verlag GmbH.
- /3/ Knies, W. (2010): Elektrische Anlagentechnik - Kraftwerke, Netze, Schaltanlagen, Schutzeinrichtungen. 5. Auflage. München: Carl Hanser Verlag.
- /4/ Gasch, R. (2010): Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 7. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.
- /5/ Ingenieurbüro Pelan Eversmann Kay Dipl.-Ing. (2012): Ingenieurbüro für Elektrotechnik. 39218 Schönebeck. Magdeburger Str. 249.
- /6/ Spring, E. (2003): Elektrische Energienetze - Energieübertragung und -verteilung. Berlin: VDE Verlag GmbH.
- /7/ TUHH (2012): Praktikum II – Elektrotechnische Experimente. Versuch 5. Leistung im Wechselstromkreis. Internet: <http://www.tet.tu-harburg.de/Praktikum/PDFs/Versuch5.pdf> [Zugriff: 03.12.2012]
- /8/ Oeding, D. (2011): Elektrische Kraftwerke und Netze. 7. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag.
- /9/ Küchler, A. (2009): Hochspannungstechnik. 3. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag.
- /10/ Hofmann (2011): Gutachten zum wirtschaftlichen Vergleich von Kabeln, Freileitungen und Freileitungen mit Zwischenverkabelung im 110kVHochspannungsbereich. Internet:http://www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Gutachten_Vergleich_Erdkabel_Freileitung_110kV_Hochspannungsbereich_wirtschaftl_Aspekte.pdf [Zugriff: 26.01.2013]
- /11/ Crastan, V. (2012): Elektrische Energieversorgung 1. 3. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag.
- /12/ Energieanlagen Ramonat GmbH (2012). 39218 Schönebeck. Streckenweg 3b.
- /13/ Däumler, K. (2000): Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung. 10. Auflage. Berlin: Verlag Neue Wirtschafts-Briefe

a) Quellen

- /14/ Bronner, A. (2008): Angebots- und Projektkalkulation - Leitfaden für Praktiker. 3. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag.
- /15/ Bundesverband Windenergie e.V. (2009): Vergütungsübersicht Windenergie nach EEG2009. Internet: http://www.eeg-aktuell.de/wp-content/uploads/2010/09/Verguetungsuebersicht_Windenergie_nach_EEG_2009.pdf [Zugriff: 07.01.2013]
- /16/ Westmetall (2013): Marktdaten Deutsche Metalldotierung. Internet: <http://www.westmetall.com/de/marktdaten.php> [Zugriff: 09.01.2013]
- /17/ VDN (2004): VDN Leitfaden „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“. Internet: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C9F/\\$file/RL_EEG_HH_2004_08.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C9F/$file/RL_EEG_HH_2004_08.pdf) [Zugriff: 17.01.2013]
- /18/ Referat 104, Niedersächsische Staatskanzlei Hannover (2007): Fakten zum Netzausbau. Internet: <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/faktenzumnetzausbau.pdf> [Zugriff: 05.02.2013]

b) Abbildungen

- Abbildung 6 Gasch, R. (2010): Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 7. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag. S. 150
- Abbildung 12 Küchler, A. (2009): Hochspannungstechnik. 3. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag. S. 273.
- Abbildung 13 Küchler, A. (2009): Hochspannungstechnik. 3. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag. S. 273.
- Abbildung 14 Küchler, A. (2009): Hochspannungstechnik. 3. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag. S. 274.
- Abbildung 16 Crastan, V. (2012): Elektrische Energieversorgung 1. 3. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag. S. 496.
- Abbildung 17 Oeding, D. (2011): Elektrische Kraftwerke und Netze. 7. Auflage. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag. S. 332.
- Abbildung 18 Däumler, K. (2000): Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung. 10. Auflage. Berlin: Verlag Neue Wirtschafts-Briefe. S. 164.
- Abbildung 20 BDEW (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Internet: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf) [Zugriff: 17.01.2013]

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Magdeburg, den 04.03.2013

.....

Unterschrift des Verfassers