Interessengruppenprozess (IGP)
Protokoll der 4. Begleitgruppensitzung

24. Mai 2018, 19 Uhr – 22 Uhr, Schulhaus, Beinwil (Freiamt)

Beteiligte
Die Begleitgruppe (BG) zum Windprojekt Lindenberg setzt sich wie untenstehend zusammen.

Gemeinde	Vorname	Name	Hintergrund	Präsenz / Vertretung
Beinwil	Benno	Nietlispach	Landwirt	
Beinwil	Albert	Kreyenbühl	Interessierter	
Beinwil	vakant			
Hitzkirch	Alfred	Gloor	Anwohner, IG gegen Windpark Lindenberg	
Hitzkirch	Sandra	Meyer	Umweltkommission, Interessierte	entschuldigt
	Philip	Gassner		
Hitzkirch	Heiri	Knaus	Pro Lindenberg	
Beinwil	Stephan	Bucher-Sommer	Technische Betriebe Wasser (Beinwil)	
Hitzkirch	Michael	Ruchenstein	Präsident Wasserversorgung Müswangen	
Beinwil	Roland	Sachs	Jagdrevier 138 (Beinwil)	
Beinwil	Jean-Charles	Nichini	Präsident Loipenverein	
	Tonja	Zürcher	WWF Aargau	entschuldigt
	Kurt	Eichenberger	WWF Luzern, Geschäftsleiter	entschuldigt
	Raimund	Rodewald	Stiftung Landschaftsschutz	entschuldigt
	Katrin	Hochuli	BirdLife	Vertreten durch Ursula Hagmann
	Johannes	Jenny	Pro Natura Aargau	entschuldigt
Hitzkirch	Herbert	Birrer	Windenergie Lindenberg	
Beinwil	Hermann	Bütler	Elektro Bütler	
	Herbert	Strebel	Erlebnis Freiamt	
	Tobias	Wiss	Gemeindeförster „Reuss-Lindenberg“	
	Roland	Eichenberger	Windpark Lindenberg AG	
	Louis	Lutz	Windpark Lindenberg AG	
	Michael	Stotzer	Ennova SA	
	Saskia	Bourgeois	Meteotest AG	
	Roger	Michelon	plan:team	
	Ruth	Schmitt	FHNW	
	Ursula	Dubois	Sociolution	
	Sandro	Fiechter	FHNW	

Der Interessengruppenprozess (IGP) wird von Ruth Schmitt, Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW) und Ursula Dubois, Sociolution (Schweizer Netzwerk für Sozial- und Politikmanagement), begleitet und moderiert.

Als Gast stellte Saskia Bourgeois, Leiterin der Abteilung Wind von Meteotest AG, ihr Gutachten zur Windsituation auf dem Lindenberg vor.

1. Protokoll 3. BG-Sitzung

In der Diskussion zum Protokoll wurde rückblickend auch auf zu überprüfende Kalenderdaten zu Abbildungen im Protokoll und der Präsentation zu Brut- und Gastvögeln hingewiesen. Diese werden in Absprache mit Hans Buser von Nateco berichtigt.

An der 3. BG nahmen verschiedene Personen teil, zu deren Anwesenheit und Funktion nicht näher informiert wurde. Es wird darum gebeten jeweils alle Personen und deren Funktionen im Protokoll zu vermerken.

Es wurde angeregt, dass ergänzend im Vortrag zum Grundwasser auch der Ausschnitt der INR-Karte zu den geologisch-geomorphologischen Objekten aufgeschaltet wird, der dem Projektperimeter entspricht. Die INR-Karte ist zurzeit nur auf dem Geoportal des Kantons Luzern verfügbar. Im Kanton Aargau wird sie erst angekündigt. Die INR-Karte der Luzerner Seite soll ergänzend zum Vortrag Grundwasser gezeigt werden. Sobald auch eine Aargauer INR-Karte existiert, wird auch diese aufgeschaltet.

In der Darstellung des Geologen fehle eine Karte, die ausweise welcher Perimeter im Projektgebiet untersucht werde. Eine solche sei aber notwendig. Die Projektträgerschaft verweist darauf, dass die Untersuchungen der Jäckli Geologie sich nicht auf den reinen Projektperimeter reduzieren, sondern, wie von Herrn Dr. Lüdin im Vortrag dargelegt, den hydrogeologisch relevanten Perimeter umfassen werden. Die Projektträger kündigen an, dass eine Karte des Untersuchungsperimeters, in Absprache mit Dr. Peter Lüdin, veröffentlicht werden soll.

Das Protokoll wird verabschiedet und zur Veröffentlichung freigegeben.

2. Überblick Themen

Was seit der letzten BG geschah: Information zur Arbeit der BG-Subgruppe Vögel, zur Steuergruppen-Diskussion der Medienmitteilung der Gemeinde Hitzkirch und zur Stellungnahme des VBS.

Bearbeitung von Forderungen aus der BG: Information zur Veröffentlichung des Organigramms auf der Webseite www.windpark-lindenberg.ch und zur geplanten Publikation von Informationen zum Interessengruppenprozess in Gemeindeblättern. Erste Rückmeldung zur Frage des Barotraumas bei Fledermäusen.

Funktionsweise von WEA-Anlagentypen: Der Projektleiter Roland Eichenberger stellte die Funktionsweise der beiden Betriebssysteme von Windenergieanlagen (WEAs) vor und zeigte deren Vor- und Nachteile auf.

Windsituation auf dem Lindenberg: Als Fachexpertin stellte Saskia Bourgeois von der Meteotest AG ihr Zweitgutachten der Windsituation auf dem Lindenberg vor. Sie erläuterte die Methoden zur Datenanalyse und zeigte auf, wie die Wind- und die Ertragsprognose entstanden sind und wie diese zusammenhängen.

Wirtschaftlichkeitsberechnung: Michael Stotzer von der ennova SA erklärte das Vorgehen bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit des Projektes und welche Verfahren, Modelle, Datengrundlagen und Vergleichswerte den Berechnungen zugrunde liegen.

3. Was seit der letzten BG geschah

3.1. BG-Subgruppe Vögel

Ursula Dubois berichtete aus der BG-Subgruppe Vögel, die sich am 17.05.2018 zur Besprechung von Informationen von AnwohnerInnen bezüglich Vögel im Projektgebiet getroffen hat. Dabei wurden viele Informationen von BG-Mitgliedern aufgenommen, welche in einem Dokument zusammengefasst und am 23.05.2018 an die TeilnehmerInnen versendet wurden. Herr Buser, der die Untersuchung vornimmt, sieht sich diese Informationen an, konsolidiert diese und nimmt sie in seine Abklärungen auf. Wenn die vollständigen Analysen auf dem Tisch sind, wird nochmals ein Treffen der Subgruppe stattfinden (voraussichtlich im August 2018). Ein Subgruppenmitglied merkte an, dass er ebenfalls noch Informationen an Herrn Buser weitergeleitet hat und das Treffen als sehr positiv und lohnenswert empfunden habe.

3.2. Steuergruppediskussion zur Medienmitteilung aus Hitzkirch

Die Vertretungen der beiden Gemeinden Hitzkirch und Beinwil und der beiden Kantone sowie die Projektträger legten ihre Standpunkte offen dar. Der Protokollpunkt «Fazit aus der Diskussion» soll, sobald Einigkeit über die Protokollierung besteht, veröffentlicht werden.

3.3. Stellungnahme des VBS

Die Richtplan-Festsetzung des Windparkgebiets auf dem Lindenberg durch den Bund ist mit dem Vorbehalt des Einverständnisses des VBS versehen. Der Projektleiter Roland Eichenberger stellte die Stellungnahme des VBS dar.

- Beim VBS wurden 6 provisorische Positionen für Windkraftanlagen mit einer Gesamthöhe von bis zu 230 m geprüft.
- Dabei wurde kein definitiver Anlagentyp angegeben.
- Das VBS stimmt dem Windparkprojekt Lindenberg mit Auflagen zu.
- Die Anlagen können, mit Ausnahme einer auf dem Gebiet obere Illau getesteten Anlage, mit bis zu 230 m Gesamthöhe errichtet werden. Die Anlage auf der oberen Illau ist auf 200 m Gesamthöhe beschränkt.
- Die Anlagen sind mit einem Flight Manager System zur situativen Steuerung der Anlagen bei besonderen Luftlagen auszustatten.
- Es sind Anlagen mit dem minimalsten Radarquerschnitt gemäss dem neuesten Stand der Technik bei der Bestellung der Anlagen zu errichten.
- Die Telemetriedaten müssen ausgehändigt werden können.
- Bei Projektänderung ist eine Neuberechnung erforderlich.

Ein BG-Mitglied fragte in der Folge nach, was ein «Flight Manager System» ist. Roland Eichenberger erklärte dazu, dass das Flight Manager System der Luftwaffe die Möglichkeit gebe, bei speziellen Luftlagen (z.B. bei einem luftpolizeilichen Einsatz im Bereich des Windparks) in die Anlagensteuerung einzugreifen.

3.4. Begleitgruppenorganigramm

Als Antwort auf eine Forderung aus der BG stellte Ruth Schmitt dar, wie das Organigramm der BG, inklusive Namen und Funktionen der BG-Vertreterinnen und -Vertreter auf der Webseite veröffentlicht werden

soll. Das vorgestellte Organigramm wird mit ein paar Präzisierungen von der BG gutgeheissen. Es kann hier eingesehen werden: www.windpark-lindenberg.ch/sitzungsunterlagen-begleitgruppe.

3.5. Publikation von Informationen zum Interessengruppenprozess (IGP) in den Gemeindeblättern der beiden Gemeinden Hitzkirch und Beinwil / Kontaktangaben für die Bevölkerung

Dieser Punkt wurde in der SG vom 18.05.2018 diskutiert. Um die breite Bevölkerung über ihre Möglichkeiten sich an dem Interessengruppenprozess zu beteiligen nochmals zu informieren, sollen Inserate in den geeigneten Gemeindepublikationen publiziert werden. Bei der Gelegenheit sollen u.a. ein Überblick über die BG-Sitzungen (Daten und Themen) gegeben und die Kontaktadresse für Fragen und Rückmeldungen (info@windpark-lindenberg.ch) angegeben werden. Zur Illustration sollen dazu ausserdem ein, zwei Fotos aus der BG gedruckt werden. Der Frage nach Erlaubnis, in der BG vom 24.05.2018 zu diesem Zwecke ein paar Fotos zu schiessen und diese zu veröffentlichen, wurde nicht widersprochen.

3.6. Antwort und weitere Rückfrage zum Thema Fledermäuse (Barotrauma)

In der BG 2 wurde angefragt, ob Fledermäuse, die durch Barotrauma (durch Druckschwankungen verursachte Beschädigung der inneren Organe der Fledermäuse) zu Schaden kämen, ebenfalls in der Fledermausstudie berücksichtigt wurden. Diese Frage wurde durch Herrn Fabio Bontadina, Fachexperte der Firma SWILD, auf die Begleitgruppe 3 hin folgendermassen schriftlich beantwortet: «Es wurde festgestellt, dass die Fledermäuse neben Schlag durch die Rotorblätter auch durch Barotraumata umkommen. Verletzungen durch Barotrauma kommen durch Druckschwankungen in der Nähe des Rotors zustande. Der im Vortrag ausgewiesene Fledermausschlag berücksichtigt sowohl Tiere, die durch direkten Aufschlag, wie auch durch das Barotrauma zu Schaden kommen».

Aus dem Plenum kam dazu als weitere Frage, ob jene Fledermäuse, die ein Barotrauma erlitten haben, dann aber noch mehrere Kilometer weit fliegen, auch in den Zählungen und Messungen mitberücksichtigt worden seien. Die Frage wird an Fabio Bontadina zurückgegeben. Er soll sich im Rahmen der Rückmeldung zum Abschluss der Fledermausstudie wieder dazu äussern.

4. Funktionsweise von Windenergieanlagen (WEAs)

Roland Eichenberger ging auf die Funktionsweise von WEAs im Allgemeinen und im Speziellen auf die verschiedenen Antriebstypen (mit und ohne Getriebe), sowie auf die vorgesehenen Massnahmen im Falle einer Öl-Havarie, ein.

Beim Betrieb einer WEA geht es darum, trotz der variablen Drehzahl der Rotoren, Strom mit einer konstanten Frequenz (50 Hertz) zu erzeugen. Dazu wird der Rotor zunächst in einem kontrollierten Umdrehungs- und Leistungsbereich gehalten. Durch die Verstellung der Flügel zum Wind (Pitchen) wird erreicht, dass der Rotor schneller oder langsamer dreht. Die Leistung des Rotors kann so geregelt und begrenzt werden. Pitchen ist nichts anderes als das Rotorblatt in den Wind oder aus dem Wind zu drehen, indem dieses entlang der Längsachse gedreht wird.

Es werden grundsätzlich zwei Windkraftanlagetypen hergestellt, wobei der eine Typ Synchrongeneratoren verwendet und ohne Getriebe läuft (vgl. Abb. 1) und der andere Asynchrongeneratoren verwendet und ein Getriebe aufweist (vgl. Abb. 2).

Bei Anlagen mit Getriebe und Asynchrongenerator übersetzt das Getriebe die Rotordrehung von einer niedrigen Drehzahl auf eine Generatordrehung mit hoher Drehzahl. Um die Netzfrequenz zu erreichen, wird ein Teil der elektrischen Energie (bis zu 40%) nicht direkt an das Netz abgegeben, sondern über einen Umrichter gesandt. Mit dieser Massnahme wird erreicht, dass der von der Anlage produzierte Strom in Netzfrequenz abgegeben wird.

Bei Anlagen ohne Getriebe und mit Synchrongenerator sind der Rotor und der Generatorläufer direkt miteinander verbunden. Um bei der niedrigen Drehzahl des Rotors dennoch nahe an die Netzfrequenz zu gelangen, weist der Synchrongenerator eine hohe Polzahl auf. Um die Netzfrequenz zu erreichen wird bei der Synchronanlage der gesamte Strom über einen Umrichter gesandt, um so Wechselstrom in Netzfrequenz abzugeben.

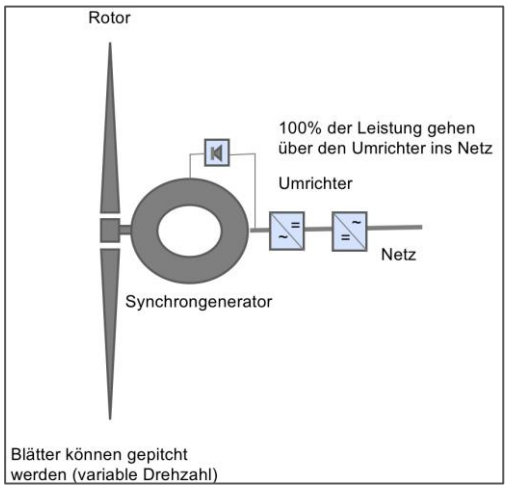

Abbildung 1: Schema Anlage ohne Getriebe.

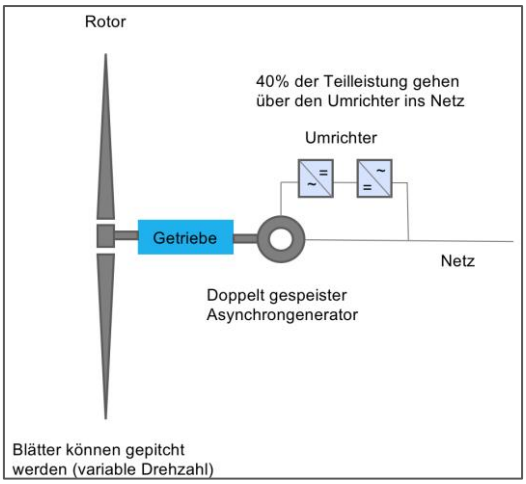

Abbildung 2: Schema Anlage mit Getriebe.

Die beiden Typen haben im Vergleich je einige Vor- und Nachteile (vgl. Abb. 3). Dabei ist insbesondere zu erwähnen, dass Synchrongeneratoren der getriebelosen Anlagen aufgrund der grossen Polzahl einen grossen Durchmesser aufweisen müssen und insgesamt eine grössere Masse am Turmkopf aufweisen als Asynchronmaschinen mit Getriebe. Eine grosse Turmkopfmasse wiederum bedingt einen starken Turm, was zu einer insgesamt massiveren Bauweise führt.

Asynchronmaschinen mit Getrieben sind damit leichter, weisen aber mit dem Getriebe einen Teil auf, der mit Öl geschmiert werden muss. Zudem bedingen Anlagen mit Getriebe eine intensivere Wartung als Anlagen ohne Getriebe. Der Kaufpreis von Anlagen mit Getriebe ist hingegen tiefer als derjenige von getriebelosen Anlagen. Beide Maschinentypen haben sich bis heute durchgesetzt.

	Mit Getriebe	Getriebelos
Maschinenhausquerschnitt	Klein (Querschnitt ca. 1 x)	Gross (Querschnitt ca. 2 x)
Turmkopfmasse	Tief (1 x)	Hoch (2 - 3 x)
Turm	Leicht (Basisdurchmesser 1 x)	Massiv (Basisdurchmesser ca. 3x)
Getriebeöl / Hydrauliköl	Ca. 1'250L (ca. 5 x)	Ca. 250 l. (1 x)
Schmierstoffe	80 – 100 Kg. Nicht gefährlich im Sinne der EU Richtlinien.	80 – 100 Kg. Nicht gefährlich im Sinne der EU Richtlinien.
Radar	Weniger sichtbar	Sichtbarer
Kaufpreis	Tiefer (vgl. Präsentation DCF)	Höher (vgl. Präsentation DCF)
Betriebskosten	Höher (vgl. Präsentation DCF)	Tiefer (vgl. Präsentation DCF)

Abbildung 3: Vor- und Nachteile der zwei Anlagentypen.

Da sich die Fragen zur Funktionsweise der WEAs insbesondere aufgrund der Sorge einer Öl-Havarie und der daraus entstehenden Gefährdung des Grundwassers gestellt haben, wurde näher auf die Sicherungsmassnahmen diesbezüglich eingegangen. Die Sicherung des für den Betrieb notwendigen Getriebeöls geschieht über zwei Wege: Über die Anlagesteuerung und über Ölwannen, wobei bei beiden Wegen Sensoren zum Einsatz kommen, welche Ölverluste oder Ölerhitzung registrieren, was wiederum zu einer Notabschaltung bzw. einem Alarm führt. Im Maschinenhaus befindet sich unterhalb des Getriebes

zudem eine Ölwanne, die das gesamte Getriebeöl aufnehmen kann. Die oberste Plattform im Turm ist ebenfalls als Ölwanne ausgestaltet.

In der Diskussion nachgefragt

Ein BG-Mitglied wollte wissen, was im Fall der getriebelosen Anlagen «ein kleines Maschinenhaus» heisse. Roland Eichenberger erklärte, dass das Maschinenhaus einer getriebelosen Anlage, bedingt durch den Durchmesser des Synchrongenerators, ca. 6 m erreiche. Das Maschinenhaus einer Anlage mit Getriebe weise einen eher quadratischen Seitenriss von ca. 4 x 4 m auf, mit einer Länge von 12 bis 18 m. Somit bewegt sich die Dimension der Gondel einer Windkraftanlage mit Getriebe zwischen der eines Kleinbusses und einem Reisecar.

Zur Frage der Gefahr einer Ölhavarie, die im Zusammenhang mit dem Grundwasser in der BG intensiv diskutiert wurde, hielt ein BG-Mitglied fest, dass man mit der Wahl des Anlagetyps hier zweifellos etwas für die Sicherheit tun könne. Es bleibe aber immer noch das Risiko beim Ölwechsel, der zweimal jährlich vorgenommen werden müsse. Roland Eichenberger stellte dazu fest, dass es auch beim Ölwechsel Vorgaben gebe, die zwingend eingehalten werden müssten und die er noch weiter klären würde.

5. Windmessung / Zweitgutachten Windsituation Lindenberg (Saskia Bourgeois, Meteotest AG, Bern)

5.1. Die Meteotest AG

Saskia Bourgeois von der Meteotest AG stellte einleitend Tätigkeitsbereiche und Art der Aufträge der Meteotest AG dar. Die private, unabhängige und neutrale Firma in Bern hat 37 Jahre Erfahrung in Wetter-, Klima- und Umweltstudien und ist in diesen Bereichen der älteste Dienstleister in Europa. Saskia Bourgeois selber ist Leiterin der Abteilung Wind von Meteotest AG und spezialisiert auf Windgutachten und Fragen der Vereisung. Die Abteilungen Windgutachten und Vereisung von Meteotest AG sind international anerkannte Expertengremien für Windanalysen und vereisende Bedingungen in komplexem Gelände und haben für mehrere, bereits gebaute Windparks in der Schweiz Windertragsstudien verfasst. Saskia Bourgeois kennt den Lindenberg seit 2010. Sie nahm auch die SODAR-Messung auf dem Horben vor. Meteotest AG ist im Besitz aller für Windgutachten relevanten Grundlagedaten: globale und langjährige Winddaten, digitale Höhenmodelle und Bodennutzungsdaten.

Saskia Bourgeois ging während ihrer Präsentation auf folgende Punkte ein:

- Windmessung Lindenberg
- Datenanalyse
- Langjähriger Abgleich der Messungen
- Windmodellierung
- Windressourcenkarten
- Ertragsprognose

5.2. Windmessungen im Projektgebiet Lindenberg

Die Messperiode des 90-Meter-Messmasts «Sonneri» auf dem Lindenberg ist laut Saskia Bourgeois mit vier Jahren aussergewöhnlich lang (03.03.2014 – 03.03.2018). Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur und Luftdruck wurden auf verschiedenen Höhen zwischen 10 und 91 Meter gemessen. Dabei sind zwei Sensortypen zum Einsatz gekommen: kalibrierte Thies Ultra-Sonic (beheizt) und kalibrierte Thies First Class Anemometer. Die Messungen entsprechen den internationalen Standards Measnet und Norm IEC 61400-12-1 und können damit als Grundlage für ein bankfähiges Gutachten dienen.

5.3. Berechnung der Windressourcen

Das Vorgehen zur Bestimmung der Windressourcen entspricht den „Technischen Richtlinien Nr. 6 – Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“, herausgegeben von der deutschen FördergesellI-

schaft Windenergie (FGW). In einem ersten Schritt werden die Rohdaten bereinigt, d.h. Fehlwerte und Vereisungsperioden werden herausgefiltert. Dann werden die Windbedingungen während der Messperiode bestimmt. Mittels Meteodaten von permanenten Messstationen der MeteoSchweiz werden die Daten des Referenzanemometers der Mastmessung auf langjährige Verhältnisse abgeglichen. Um Informationen über die Windbedingungen für das gesamte Projektgebiet zu erhalten, wird eine Windmodellierung durchgeführt. Die Windmodellierung wird dann mit der Mastmessung skaliert. Das Resultat ist eine Windkarte, welche die langjährigen mittleren Windbedingungen aufzeigt. Diese Windkarte stellt die Grundlage für die Ertragsprognosen dar.

5.4. Rohdaten

Die gemessene Windgeschwindigkeit auf 91 Meter über Grund während der Messperiode am Maststandort ergibt folgendes Bild (vgl. Abb. 4).

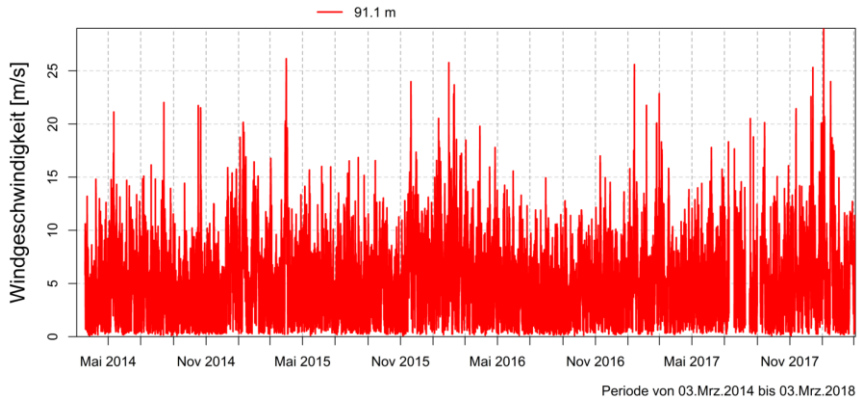

Abbildung 4: gemessene Windgeschwindigkeit auf 91m über Grund vom 3.2014-3.2018 (Messmast «Sonneri» auf dem Lindenberg).

Dargestellt ist die bereinigte Zeitreihe des Referenzanemometers ohne Fehlwerte und Vereisungsperioden. Gemäss Meteotest AG zeigt die Messperiode, ausgenommen von Unterbrüchen aufgrund von Blitzeinschlägen, eine sehr hohe Datenverfügbarkeit. Die Messreihe könne daher als Grundlage für die Beurteilung der Windsituation auf dem Lindenberg herangezogen werden.

In der Diskussion nachgefragt

Im Zusammenhang mit den Rohdaten wurde moniert, dass die Veröffentlichung der Messdaten auf der früheren Webseite sehr lückenhaft gewesen sei. Ein BG-Mitglied wollte in diesem Zusammenhang des Weiteren wissen, ob die fehlenden Veröffentlichungen etwas damit zu tun hätten, dass in diesen Zeitperioden zu wenig Wind gemessen wurde. Der Projektleiter Roland Eichenberger räumte ein, dass es da tatsächlich einige fehlende Veröffentlichungen gegeben hätte. Dies hänge mit dem damaligen Projektstillstand zusammen. Die Projektbearbeitungsintensität sei zu dieser Zeit stark zurückgegangen, dabei sei auch die Betreuung der Webseite reduziert worden. Schuld an den fehlenden Daten seien weder der fehlende Wind noch eine gezielte **Intransparenz**, sondern eine vorübergehende Aufwandsreduktion. Er bedaure dies, doch die Windrohdaten seien – wie auch Meteotest AG bestätige – vorhanden und wiesen kontinuierliche Zeitreihen auf. Zum jetzigen Zeitpunkt müsse man den Analysen der Meteotest AG Vertrauen schenken. Weiter würden die Resultate der Messungen zudem auch in der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nachgewiesen werden müssen.

Die Darstellung der Messreihe in Abbildung 4 sei im Vergleich zu den teilweise veröffentlichten Daten nicht im Detail nachvollziehbar, monierte eine BG-Mitglied. Ob es nicht möglich wäre diese Messreihe so darzustellen, dass man die Daten, die man schon von der Webseite kenne, darin wiedererkennen könne. Es gehe hier doch auch um **Transparenz.** Ein anderes BG-Mitglied meinte ebenfalls, dass es zu Zwecken der Transparenz gut wäre, wenn mehr Rohdaten veröffentlicht werden würden. Louis Lutz von der

Windpark Lindenberg AG erklärte, dass solche Rohdaten und Zeitreihen für Windparkprojektanten ein gewisses Kapital darstellen würden und die komplette Veröffentlichung deshalb auch aus Konkurrenzgründen, vor allem in der frühen Phase der Planung, heikel sei. In der jetzigen Planungsphase zeigte sich der Projektleiter Roland Eichenberger aber grundsätzlich bereit dazu, die Winddaten der Öffentlichkeit in verständlicher und transparenter Form verfügbar zu machen, er müsse aber schauen, wie dies praktisch genau umsetzbar sei, da es sich um sehr umfangreiche Datensätze handle.

Ein BG-Mitglied merkte weiter an, dass es anhand der veröffentlichten Daten eigene Zusammenstellungen vorgenommen habe und diese der Runde verfügbar machen könne. Dazu erklärte Roland Eichenberger, dass es für die Qualität von solchen Zusammenstellungen oder Auswertungen wichtig sei, dass man bei der Analyse gewisse Normen und Richtlinien beachte und einhält (IEC, Measnet, TR 6 der FGW). Weiter werde Wert darauf gelegt, dass der Windgutachter die üblichen Branchenstandards einhält.

Ein anderes BG-Mitglied meinte zum Thema Windrohdaten, dass diese an sich nicht viel darüber aussagen, wie der Energieertrag letztendlich sein werde. Dazu sei in erster Linie die Leistungsgangslinie heranzuziehen, denn mit dieser könne man Aussagen über den effektiven Output, d.h. über die Leistung einzelner WEAs in einem Jahr machen (das BG-Mitglied präzisierte in der nachgängigen Diskussion, dass es sich aus dieser Betrachtung einen Aufschluss darüber erhoffe, ob Verluste durch die Trägheit beim Anlaufen der Anlagen bei Windschwankungen in den Berechnungen mitberücksichtigt seien). Dies soll in der Folge geklärt werden.

5.5. Analyse der Windmessung

Der Mittelwert der gemessenen Windgeschwindigkeit beträgt auf 91.5 Meter 5.0m/s. Mit der sogenannten „Weibullverteilung“ kann anhand der Häufigkeit des Windvorkommens pro Windgeschwindigkeitsklasse eine Annäherung an die Windgeschwindigkeitsverteilung vorgenommen werden. Die Weibullverteilung wird durch zwei Parameter beschrieben: den Formparameter k (1.6) und den Grössenparameter A (5.5 m/s) (vgl. Abb. 5).

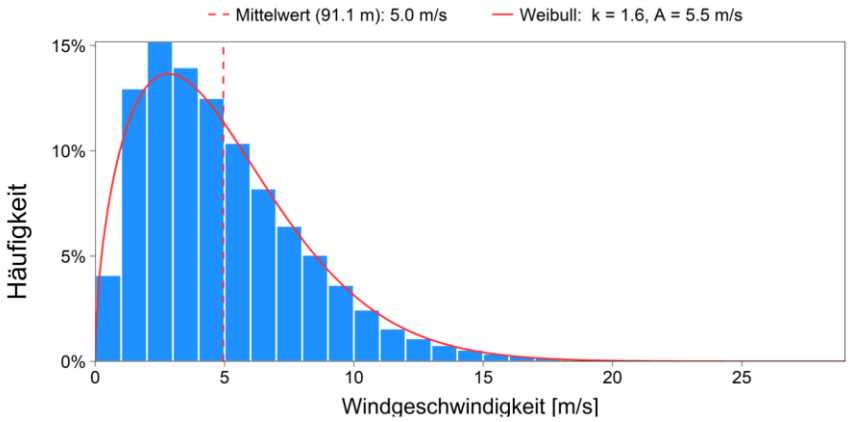

Abbildung 5: Weibullverteilung der gemessenen Windgeschwindigkeit auf 91m über Grund.

Bei der Beurteilung von Windenergieprojekten geht es vor allem um die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeitswerte und nicht um den Mittelwert. Hierbei ist zu beachten, dass die Energieernte mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ansteigt, d.h. kleine Änderungen in der Geschwindigkeit haben eine grosse Wirkung. Die mittlere Windgeschwindigkeit sagt nur bedingt etwas über die im Wind enthaltene Energie, respektive die erhaltene Strommenge aus. Auf die Verteilung kommt es an (vgl. Abb. 6)!

Variante	A	B
Windgeschwindigkeit in der 1.Stunde	3	2
Windgeschwindigkeit in der 2.Stunde	3	5
Windgeschwindigkeit in der 3. Stunde	3	2
Mittlere Windgeschwindigkeit (m/s)	**3**	**3**
Energieertrag in der 1.Stunde	27	8
Energieertrag in der 2.Stunde	27	125
Energieertrag in der 3. Stunde	27	8
Mittlerer Energieertrag (rel. Einheiten)	**27**	**47**

Gleicher Mittelwert

Unterschiedlicher Ertrag

Abbildung 6: Energieanstieg mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit (Beispiel).

Die Windrose (vgl. Abb. 7) zeigt die Häufigkeit pro Windrichtung in %. Die Hauptwindrichtungen sind Westsüdwest, West und Ostnordost (Bise). Winde mit hohen Windgeschwindigkeiten treten hauptsächlich aus Westsüdwest und West auf. Die roten Bereiche zeigen Windgeschwindigkeiten über 8m/s an, die blauen Bereiche zwischen 4 und 8 m/s und die grünen Bereiche zwischen 0 und 4 m/s. Am meisten Energie wird von Winden aus Westsüdwest und West gewonnen. Der Energieertrag von Winden aus Ostnordost ist aber nicht vernachlässigbar.

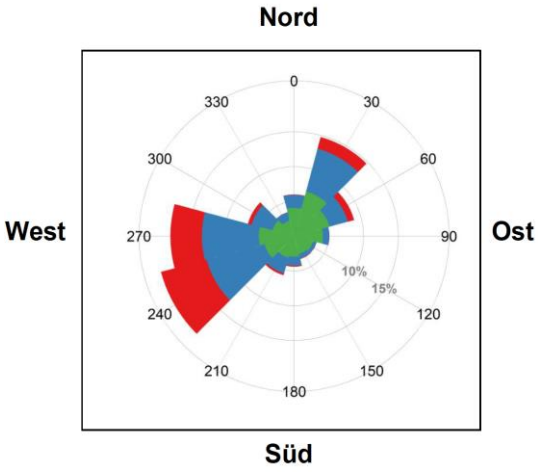

Abbildung 7: Windrose der Windmessung Messmast «Sonneri» auf dem Lindenberg.

5.6. Langjähriger Abgleich der Windmessungen

Für den langjährigen Abgleich der Messungen werden Korrelationen mit allen permanenten Messstationen der MeteoSchweiz berechnet. Die bestkorrelierenden Stationen werden für den langjährigen Abgleich herbeigezogen. Das bedeutet, es werden jene Messstationen gesucht, welche vergleichbare zeitliche Verläufe mit jener vom Lindenberg-Messung aufweisen. Salen-Reutenen, Zürich/Fluntern und Napf sind die bestkorrelierenden Meteostationen. Der Napf zeigt zudem ähnliche Absolutwerte wie jene auf dem Lindenberg. Kriterien für die Eignung der Meteostationen als Referenz für den langjährigen Abgleich sind: mindestens 10-jährige Messreihen, Homogenität und Konsistenz der Daten sowie das Fehlen von Lücken. Schliesslich werden die gewichteten Mittelwerte der Meteostationen für den langjährigen Abgleich verwendet.

Verglichen mit der Messperiode, muss auf dem Lindenberg im langjährigen Mittel mit 3% tieferen Windgeschwindigkeiten gerechnet werden. Der langjährige mittlere Wind auf 91 m beträgt 4.8 m/s. Die langjährigen Weibullparameter sind k=1.6 und A=5.3 m/s.

5.7. Windmodellierung

Bei der Windmodellierung wird die Information zum Wind am Messstandort in das Gelände extrapoliert. Dies wurde für den Fall des Lindenbergs mit einer CFD- (Computational Fluid Dynamics) Modellierung mit der Software WindSim durchgeführt. Eingabeparameter für die Modellierung sind ein hochaufgelöstes Höhenmodell, die Boden-Rauigkeit und die langjährig abgeglichenen Klimatologien des Messmasts Lindenberg. Ergebnisse der Windmodellierung sind Windressourcenkarten auf verschiedenen Höhen über Grund (vgl. Abb. 8). Die Windressourcenkarten stellen die Grundlage für die Ertragsprognosen dar.

Dabei ist es wichtig zu wissen:

- Die Windgeschwindigkeit wird durch die Topographie und die Oberfläche (Wald, Wiese etc.) beeinflusst. Der Wind nimmt mit der Höhe zu. Der Wind weht im zeitlichen Verlauf unterschiedlich stark, ist aber in längeren Zeiträumen mit Modellen gut vorhersagbar.
- Die Turbulenz ist in der Nähe der Baumwipfel hoch und nimmt mit zunehmender Höhe ab. Windkraftanlagen sollten daher möglichst nicht in turbulenten Schichten zu liegen kommen.
- Grundsätzlich gilt, je höher die WEAs, umso besser ist der Windertrag.

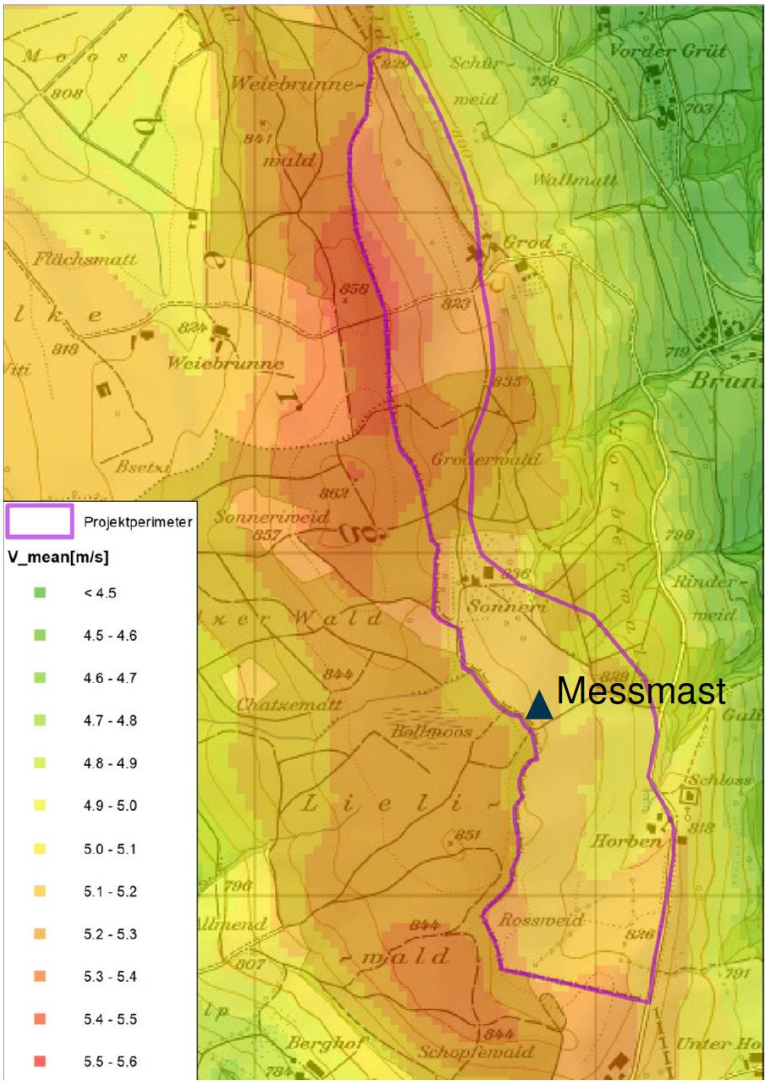

Abbildung 8: Windmodellierung - Windressourcenkarte auf 130m über Grund.

5.8. Ertragsprognosen

Die Berechnung des Energieertrages erfolgt mit folgender Formel (vgl. Abb. 9):

Berechnung des Energieertrages

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

P: Leistung [W]

ρ: Luftdichte [kg/m3]

A: Rotorfläche [m2]

v: Windgeschwindigkeit [m/s]

Abbildung 9: Berechnung des Energieertrages

Die Formel zeigt: Windkraftanlagen mit längeren Rotoren können dem Wind mehr Energie entnehmen als Windkraftanlagen mit kürzeren Blättern. Die Verdoppelung der Rotorfläche entspricht ca. der Vervierfachung des Ertrages (vgl. Abb. 10).

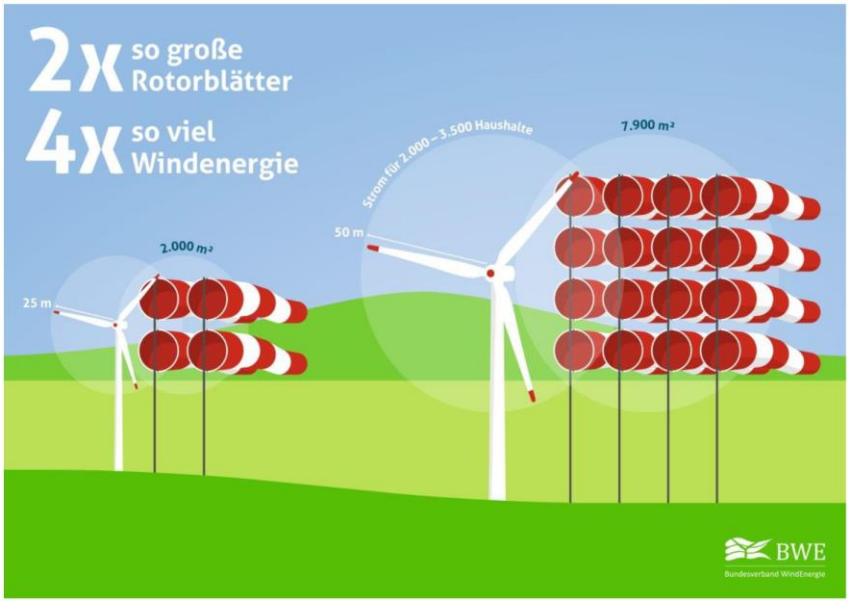

Abbildung 10: Illustration: Verdoppelung der Rotorfläche entspricht ca. der Vervierfachung des Ertrages.

Anhand von verschiedenen Anlagetypen wurden folgende Ertragsprognosen für den mittleren Standort im Projektgebiet angegeben (vgl. Abb. 11):

WEA-Typ	E brutto [GWh/a]	E netto EP50 [GWh/a]	E netto EP75 [GWh/a]
Vestas V136, NH: 112 m	7.3	6.6	5.9
Vestas V136, NH: 132 m	7.6	6.8	6.1
Vestas V136, NH: 149 m	7.8	7.0	6.3
Enercon E141, NH: 129 m	8.3	7.5	6.7
Enercon E141, NH: 159 m	8.7	7.8	7.1

Abbildung 11: Ertragsprognose für mittleren Standort im Projektgebiet (Beispiel anhand zweier Anlagetypen).

In der linken Spalte sind die zwei Anlagetypen mit jeweils unterschiedlichen Nabenhöhen eingetragen. In der Spalte daneben sind die Brutto-Erträge der jeweiligen Anlagetypen ersichtlich, d.h. der Energieertrag pro Jahr, basierend auf den Windressourcen ohne Abschläge (GWh/a = Gigawattstunden pro Jahr). Der EP 50 Wert in der rechten mittleren Spalte entspricht dem langjährigen mittleren Energieertrag, unter Berücksichtigung folgender Abschläge: Verlust aufgrund gegenseitiger Abschattung, Leitungsverlust, technische Verfügbarkeit, Wartungen, Vereisung, Schattenwurf und Umweltschutz. Der EP 75 Wert in der

rechten Spalte entspricht dem Ertrag, der jedes Jahr mit 75% Wahrscheinlichkeit überschritten wird. Hier wird eine Unsicherheitsrechnung miteinbezogen, in der Unsicherheiten bezüglich der Windmessung, dem langjährigem Abgleich, der Modellierung und der Leistungskurve berücksichtigt werden. Die EP75 Ertragswerte stellen konservative Werte dar, d.h. es wurde mit relativ hohen Abschlägen und Unsicherheiten gerechnet.

In der Diskussion nachgefragt / Kommentare

Verschiedene BG-Mitglieder stellten in unterschiedlicher Form die Frage nach der **Zuverlässigkeit der Prognosen** von Meteotest AG. Auf die Frage, ob sie die Voraussagen garantieren könne, antwortete Saskia Bourgeois, dass die Untersuchungen mit besten Wissen und Gewissen und nach internationalen Standards durchgeführt wurden. Eine Garantie abgeben könne man nicht, aber die Voraussagen seien auf der Basis dieser Voraussetzungen erfahrungsgemäss sehr zuverlässig.

Ob die Werte in anderen Ertragsprognosen zu Windprojekten in der Schweiz so eingetroffen seien, wie sie das erwartet habe, fragte ein anderes BG-Mitglied nach. Saskia Bourgeois erklärte dazu, dass sich die Prognosen bei zwei anderen Projekten in der Nachbeurteilung in der Betriebsphase als treffsicher erwiesen hätten.

Ein weiteres BG-Mitglied merkte an, dass sich durchaus nicht alle Anlagen in der Schweiz als so ertragsreich erwiesen hätten, wie vorher angenommen und ob es heute eine, mit dem geplanten Projekt auf dem Lindenberg, vergleichbare Anlage gebe. Saskia Bourgeois machte in diesem Zusammenhang darauf aufmerksam, dass sich die Technik der Anlagen ständig weiterentwickle (insbesondere Grösse der Rotoren) und deshalb der Vergleich mit anderen, älteren WEAs keinen Sinn mache. Man müsse jedes Projekt einzeln, mit seinen spezifischen Bedingungen und Standorten beurteilen, sowie prüfen, welche Anlagen sich entsprechend am besten eignen.

Ob die **Ertragsprognosen schon standortspezifisch** seien, wollte ein anderes BG-Mitglied wissen. Saskia Bourgeois antwortete, dass dies noch nicht möglich sei, da ja die Standorte noch nicht bestimmt seien. Man habe aber in den Prognosen versucht von einem mittleren Standort auszugehen. Wenn man die Karte der Windmodellierung betrachte (Abb. 8), sehe man, dass sich der Messmast diesbezüglich bereits in einem sehr günstigen Bereich befunden habe, d.h. an einem Standort bei dem, laut Windkarte, weder relativ viel noch relativ wenig Wind zu erwarten ist. Zudem sei der Projektperimeter relativ flach, damit wären Bedingungen im gesamten Perimeter ziemlich vergleichbar. Sobald die Standorte bestimmt seien, würden die definitiven standortspezifischen Ertragsprognosen vorgenommen.

Im Zusammenhang mit der physikalischen Feststellung, dass der Stromertrag von der Höhe der WEAs und der Länge der Rotorblätter abhängt (vgl. Abb. 10), erklärte ein BG-Mitglied, dass dies für alle Sorten von WEAs und Standorte gelte. Entscheidend sei doch die Windstärke. 4-5ms ergäben einfach weniger Strom als 9-10ms. In der **Nordsee** gebe es einfach mehr Wind als auf dem Lindenberg. Saskia Bourgeois erklärte dazu, dass man nicht Birnen mit Äpfeln vergleichen sollte. Windkraftanlagen würden standortspezifisch ausgelegt. Die hier geplanten ertragsstarken Anlagen könnten an der Nordsee nicht gebaut werden, da der Wind dort dafür zu stark wäre. Hier gehe es darum, für Schweizer Verhältnisse eine optimale Lösung zu finden. Es gehe darum vor Ort sinnvoll Strom zu produzieren. Mit den heute extra dazu entwickelten Schwachwindanlagen sei dies möglich. Die Leistungskurve einer von Meteotest AG gerechneten Anlage belege dies (vgl. Abb. 12).

Ein BG-Mitglied fügt an, dass man sich nicht einfach darauf verlassen sollte, einfach durch Deutschland hindurch Strom aus der Nordsee beziehen zu können.

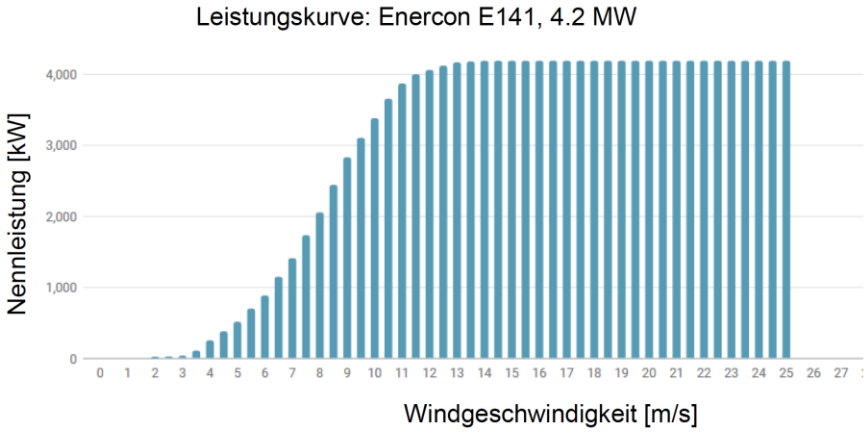

Abbildung 12: Leistungskurve Enercon E141, 4.2 MW

Ein weiteres Thema war die **Karte Windatlas Schweiz des Bundesamtes für Energie (BFE).** Warum die Karte von 2004 und jene aus dem Jahr 2017 einen so grossen Unterschied aufweisen, wollte man wissen. Derartig unterschiedliche Informationen würden verunsichern, hiess es. Saskia Bourgeois von Meteotest AG, die an der Erstellung der beiden Karten beteiligt war, erklärte, dass solche Karten auf der Basis verfügbarer Messdaten erstellt würden. Für die Erhebung der Daten bzw. die Erstellung der Karte aus dem Jahr 2004 kamen Meteomessmasten zum Einsatz, die nur gerade 10 Meter hoch waren. Entsprechend stark mussten die Daten in die Höhe extrapoliert werden. Die Karte von 2017 würde die Entwicklung seither widerspiegeln. Inzwischen gäbe sehr viel mehr Daten, auch von Messmasten für Windprojekte, die wesentlich höher sind. Die Messungen seien seit dem Jahr 2004 ausserdem in ihrer Qualität besser geworden, zudem gäbe es wesentlich mehr Daten als früher. Da die Qualität der Prognose stark von der Messdatenmenge abhänge, nehme die Qualität der Prognosen stetig zu.

Seitens der Projektträgerschaft wurde ergänzt, dass in diesem Bereich in den letzten Jahren sehr viel investiert worden sei. Dabei sei zu berücksichtigen, dass eine Messkampagne mit einem 90 m Messmast, so wie sie auf dem Lindenberg durchgeführt werde, im Jahr 2004 schon aufgrund der damals zur Verfügung stehenden Mitteln nicht möglich war. Wie bei jeder Rohstoffsuche würde man zunächst versuchen mit einem geringen Budget erste Daten mit geringem Risiko zu erheben. Erst wenn diese Daten entsprechende Resultate liefern, würden grössere Budgets zur Detailabklärung freigegeben. Die Daten, die der Karte von 2017 zugrunde liegen, seien also im Vergleich zu jenen aus dem Jahr 2004 zuverlässiger und aussagekräftiger.

Ob man denn im Jahr 2004 gepfuscht habe, fragte das BG-Mitglied daraufhin nach. Man habe mit dem damaligen Wissensstand gearbeitet, antwortete Saskia Bourgeois. Solche umfassenden Windkarten wären immer nur ein erster Anhaltspunkt, der Interessierten erlaube zu sehen, wo es mehr oder weniger Wind gibt. Für konkrete Projekte müssten sie immer mit Messungen überprüft werden.

Mit dem politischen Druck der Energiewende könne schon der Eindruck entstehen, dass man die neuen Zahlen frisiert habe, so dass am Ende ein grösseres Windpotenzial vorhanden ist, meinte ein BG-Mitglied. Es handle sich einfach um eine Karte, die den Stand des heutigen Wissens abbilde, meinte Saskia Bourgeois dazu. Dass es wohl nicht um politische Manipulation gehe, merkte ein anderes BG-Mitglied an, zeige die Tatsache, dass der Bund im Abstimmungskampf zur Energiewende, die Karte mit dem geringen Windenergiepotenzial verwendet habe.

Auch andere, weitere Fragen drehten sich um die **Leistungsgangslinie** der Windkraftanlagen: Wie sieht diese aus im Verlaufe eines Jahres? Wie oft stehen die Anlagen still? Gibt der Hersteller eine Garantie auf die Leistungsganglinien? Frau Bourgeois merkte hierzu an, dass Anlagen an anderen Standorten während rund 2/3 bis 3/4 der Zeit in Betrieb sein würden.

Die Projektträgerschaft erklärte dazu, dass auf die Produktion keine kommerzielle Garantie ausgesprochen werde. Dies wäre auch wirtschaftlich nicht sinnvoll, da das garantierende Unternehmen, z.B. der Windgutachter, nicht über die notwendige Kapitalstärke verfügen würde, um eine solche Garantie zu stemmen. Deswegen setze man bei der Finanzierung des Projektes auf konservative Werte, so zum Beispiel den zuvor erwähnten P75 –Wert.

Ein Mitglied der Projektträgerschaft merkte dazu an, dass dieser Wert sich auch bei der Finanzierung von vergangenen realisierten Projekten in Deutschland bewährt habe. So sei in ihm bekannten Projekten viermal eine Finanzierung auf diesem Wert aufgebaut worden. In den vier Fällen sei der Wert von der tatsächlichen Produktion dreimal überschritten und im vierten Falle knapp erreicht worden.

In Teilbereichen bestünden aber Gewährleistungen. So gewährleiste der Hersteller der Anlagen die Leistungskennlinie seines Produktes (die Leistungskennlinie sagt aus, wie gross die Leistung einer Windkraftanlage bei einer gewissen Windgeschwindigkeit ist). Zudem gäben die Hersteller weitere Gewährleistungen über die Wartungsverträge ab, so würde z.B. die zeitliche Verfügbarkeit der Anlage in der Regel zu 97% garantiert.

Eine weitere Frage aus der BG war, wie viele **Vereisungstage** es im Jahr gebe. Frau Bourgeois sagte dazu, dass es am Standort Lindenberg im Mittel ca. sieben Tage seien, es aber auch möglich sei, dass in einem Jahr gar keine Vereisung stattfindet und dies grundsätzlich sehr variabel sei.

Bezüglich **Klimawandel** wollte ein anderes BG-Mitglied wissen, ob dieser einen Einfluss habe auf Windmenge und Windintensität. Es gebe zurzeit keine Studien oder andere Hinweise, die einen solchen Zusammenhang belegen würden, so Frau Bourgeois.

Generell wurde festgehalten, dass man auf das Thema Windmessungen und Wirtschaftlichkeit zum gegebenen Zeitpunkt zurückkommen wird, d.h. wenn die einzelnen Standorte definiert worden sind.

6. Wirtschaftlichkeit (ennova SA)

6.1. Die ennova SA

Michael Stotzer von der ennova SA, der die Präsentation bezüglich Wirtschaftlichkeit hielt, ist Teil des Projektplanungsteams der Windpark Lindenberg AG. Im Bereich der erneuerbaren Energien, im Besonderen der Windenergie, plant ennova zahlreiche Windenergieprojekte in der gesamten Schweiz. Ennova ist eine Tochtergesellschaft der an der Windpark Lindenberg AG beteiligten SIG.

6.2. Die Discounted Cashflow Methode (DCF)

Michael Stotzer ging zunächst darauf ein, wie eine Rentabilitätsrechnung für einen Windpark aussieht und welche Ausgaben und Einnahmen darin enthalten sind (vgl. Abb. 13).

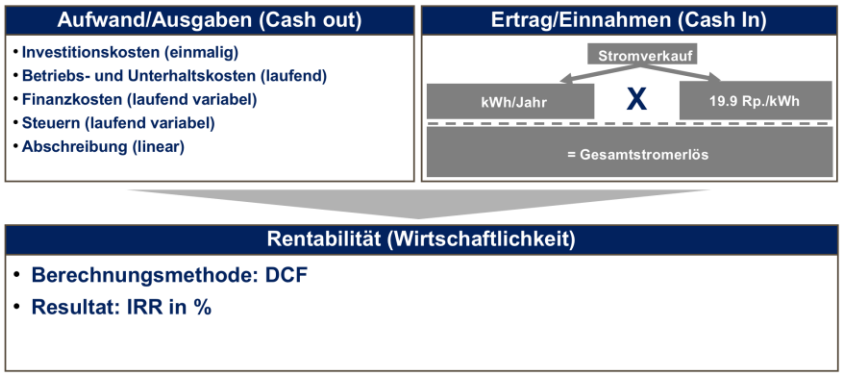

Abbildung 13: Beispielrechnung Rentabilität

Folgend erklärte er, welches Verfahren angewendet wurde, um zu bestimmen, ob und inwiefern sich eine Investition im vorliegenden Projekt lohnt. Hierbei wird die sogenannte Discounted Cashflow Methode (DCF) (deutsch: abgezinster Zahlungsstrom) angewandt. Dabei werden Einnahmen und Ausgaben abgezinst auf den heutigen Zeitpunkt dargestellt. Zum Vergleich der Investition mit anderen Investitionen werden die Investitionen über den IRR (Internal Rate of Return oder interner Zinsfuss) verglichen. Der IRR ist vereinfacht gesagt der Zinssatz, den man sich bei einem gegebenen Anfangskapital selbst bezahlen müsste, um das Kapital zu erreichen, das man am Schluss einer Geschäftstätigkeit in der Kasse habe. Es geht also darum, Investitionen zu vergleichen oder sich auch die Frage zu stellen, ob man das Kapital in andere Investitionen einbringt oder gar mit Zins auf der Bank lässt.

6.3. Annahmen

Folgende Annahmen liegen der Rentabilitätsrechnung zugrunde: Die Modellierung erfolgt über 20 Jahre. Dies entspricht den Projektdaten des Windparks Lindenberg. Der Wechselkurs beträgt 1.2 CHF/EUR. Dies ist deswegen wichtig, da Teile der Investitionen und Betriebskosten in Euro verrechnet werden. Die Inflationsrate wird mit 2% eingesetzt. Aus den Windgutachten geht jeweils der P75-Wert nach Abzug aller Sicherheitsabschläge ein (Berechnung vgl. Präsentation Meteotest AG). Dies ist eine konservative Herangehensweise. Der P75 Wert ist der Wert, den die Produktion mit einer Wahrscheinlichkeit von 75% überschreitet.

6.4. Investitionskosten

Die Investitionskosten der Gesamtinvestition gemäss untenstehender Aufzählung betragen zwischen CHF 3’000’000 (Anlagen mit Getriebe) und CHF 3’150’000 (Anlagen ohne Getriebe) je Megawatt. Sie sind produkt- und nabenhöhenabhängig. Diese Kosten umfassen:

- Windkraftanlagen (voll ausgerüstet mit Enteisung und Sensorik)
- Wegebau und Kranstellflächen
- Fundamente
- Interne Parkverkabelung (ca. 3600 m)
- Externer Netzanschluss nach Muri (8800 m) mit Massnahmen im Unterwerk
- Ausgleichsmassnahmen Umweltschutz
- Projektierungskosten
- Reserve (10%)

6.5. Einnahmen

Das Projekt wird durch das Einspeisevergütungssystem des Bundes EVS, ehemals KEV genannt, finanziert. Jedem Schweizer Stromkonsument und jeder Schweizer Stromkonsumentin werden, unabhängig davon wo er oder sie wohnt, 2.3 Rp/kWh Netzzuschlag verrechnet. Davon stehen 1.2 Rp/kWh für die Einspeisevergütung zur Verfügung (vgl. pronovo.ch[1]).

Die EVS wird durch die Energieförderungsverordnung (EnfV) festgelegt. Die EVS beträgt nach Abzug der Mehrwertsteuer 19.9 Rp/kWh über die ersten 5 Jahre. Danach erfolgt eine Anpassung entsprechend den realen Erträgen bis hin zum zwanzigsten Betriebsjahr.

Einspeisevergütungen kosten einen durchschnittlichen Haushalt 54 Fr. / Jahr. Damit sind alle erneuerbaren Energien (PV, Biomasse, Geothermie, Wind) finanziert.

6.6. Betriebskosten

Die Betriebskosten betragen zwischen 0.035 Fr. pro Kilowattstunde (getriebelose Anlagen) und 0.04 Fr. pro Kilowattstunde (Anlagen mit Getriebe). Sie umfassen die folgenden Posten:

- Kaufmännische und technische Betriebsführung
- Wartungskosten im Langzeitwartungsabkommen
- Eigenstrombedarf (für Betriebsstrom)
- Kosten für die Rückbaubürgschaft (in der Höhe der Rückbaukosten)
- Gemeindeabkommen, Landnutzungsverträge
- Pflege der Anlagenstandorte und Massnahmen
- Versicherungskosten

6.7. Finanzierung, Abschreibung und Steuern

Die Finanzierung erfolgt zur Vergleichbarkeit mit 100% Eigenkapital. Dies entspricht einer konservativen Vorgehensweise. Wird das Projekt fremdfinanziert, so steigt die Rendite des Eigenkapitals. Die Abschreibung erfolgt linear über 16 Jahre. Es gelangen die steuerlichen Bestimmungen des Kantons AG zur Anwendung.

6.8. Resultate

Die folgenden Abbildungen zeigen einen Überblick über die Wirtschaftlichkeit zwei verschiedener Anlagetypen (Vestas, vgl. Abb. 14 und Enercon, vgl. Abb. 15). Diesen beispielhaften Rentabilitätsrechnungen liegen die vorangegangenen Annahmen und heute bekannten Werte zugrunde. Die berechnete Anlage Vestas V136 ist eine Anlage mit Getriebe. Die berechnete Anlage Enercon E-141 ist eine Anlage ohne Getriebe. Als Untervarianten werden verschiedene Nabenhöhen dieser beiden Fabrikate berechnet. In den Abbildungen sind beispielhaft die IRR verschiedener Anlagetypen berechnet.

[1] https://pronovo.ch/de/foerdermittel/evs/herkunft-foerdergelder/
«Pronovo ist zuständig für das Inkasso des Netzzuschlags, die Ausstellung von Herkunftsnachweisen und die Abwicklung der Förderprogramme des Bundes für die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien. Zu diesen Förderprogrammen zählen die Mehrkostenfinanzierung, das Einspeisevergütungssystem und die Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen» (vgl. https://pronovo.ch/de/unternehmen/kev/).

Anlage	V-136	V-136	V-136
Bruttoertrag / WEA / Jahr (GWh)	7.3	7.6	7.8
Energie P50 / WEA / Jahr (GWh)	6.6	6.8	7.0
Energie P75 / WEA / Jahr (GWh)	5.9	6.1	6.3
Haushalte (4.5 MWh/a)	1300	1350	1400
Gesamthöhe (m)	180	200	217
Rotordurchmesser (m)	136	136	136
Nabenhöhe (m)	112	132	149
IRR Projekt (4 WEA)	5.6%	5.8%	5.9%

Abbildung 14: Wirtschaftlichkeit bei versch. Nabenhöhe für Vestas V-136

Anlage	E-141	E-141	E-141
Bruttoertrag / WEA / Jahr (GWh)		8.3	8.7
Energie P50 / WEA / Jahr (GWh)	Wird nicht mit 180 m Gesamthöhe produziert	7.5	7.8
Energie P75 / WEA / Jahr (GWh)		6.7	7.1
Haushalte (4.5 MWh/a)		1500	1600
Gesamthöhe (m)		200	230
Rotordurchmesser (m)		141	141
Nabenhöhe (m)		129	159
IRR Projekt (4 WEA)		5.6	5.1

Abbildung 15: Wirtschaftlichkeit bei versch. Nabenhöhe für Enercon E-141

Die Berechnung erfolgt auf der Basis konservativer Annahmen. Der Windpark kann unter den dargelegten Annahmen wirtschaftlich betrieben werden. Der IRR von Anlagen steigt mit der Nabenhöhe (bei gleichbleibendem Rotordurchmesser). Getriebeanlagen weisen einen leicht höheren IRR auf als Anlagen ohne Getriebe. Dennoch müssen weitere projektrelevante Punkte in die Entscheidung zur Anlagenwahl miteinfliessen. So zeige sich denn auch, dass nicht bei jedem Produkt eine grössere Anlage zwingend zu einer grösseren Rendite führen müsse. Auf die optimale Abstimmung an die Windverhältnisse komme es an.

In der Diskussion nachgefragt / Kommentare

Die Diskussion um die Wirtschaftlichkeit des zu planenden Windparkprojektes drehte sich ausschliesslich um das Thema der **Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV**), respektive um das heute gültige **Einspeisevergütungssystem (EVS).** Seit Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes per 01.01.2018 – das Teil der 2017 vom Volk angenommenen Energiestrategie 2050 ist – wurde die KEV in ein «kostenorientiertes Einspeisevergütungssystem EVS mit Direktvermarktung umgewandelt»[2].

Verschiedene BG-Mitglieder wollten grundsätzlich wissen, ob das Projekt ohne Gelder aus der KEV/EVS überhaupt realisiert würde. Dazu erklärte Michael Stotzer, dass seine Berechnungen und die genannten Projektrenditen (IRR) unter Abzug der Mehrwertsteuer auf der von der Pronovo zugesicherten KEV/EVS von 19.9 Rp/kWh beruhen. Diese sei der Windpark Lindenberg AG im Dezember 2017 nochmals zugesichert worden. Die vier WEAs der Windpark Lindenberg AG verfügten über einen positiven Bescheid der

[2] http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de

Pronovo (früher Swissgrid). Er stehe nicht wie andere Vorhaben in der «unsicheren» Warteliste der Pronovo. Aber natürlich würde die Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne KEV/EVS anders aussehen und das Projekt müsste vor Bau neu aufgestellt werden. Er betonte aber, dass bis anhin kein Projekt bekannt sei, bei dem nach einer zugesicherten Vergütung und Vergütungshöhe, diese plötzlich gekürzt worden sei.

Entsprechend kommentierte ein BG-Mitglied, dass Windkraft nur dank Subventionen möglich sei. Dazu verwiesen die Vertreter der Windpark Lindenberg AG nochmals darauf hin, dass es sich bei der KEV/KES nicht um eine Subvention handle, sondern um eine demokratisch beschlossene Umlage zur Förderung der Energiestrategie 2050 und zum Klimaschutz, an der sich jeder Stromkonsument mit 1.2 Rp/kWh beteiligen würde. Es sei daher sinnvoll, dieses Geld auch für Projekte im Bereich erneuerbare Energie zu nutzen.

Da das anzuwendende Vergütungsschema vorsieht, im Verlaufe des Betriebs die **Vergütungen zu überprüfen** – ein erstes Mal nach fünf Jahren – wurde die Sorge laut, was passieren würde, wenn die KEV/EVS dann gekürzt oder gar gestrichen würde.

Die Windpark Lindenberg AG hielt dazu fest, dass die Einspeisevergütung ab Inbetriebnahme für die Dauer des Projektes zugesichert sei. Da das Projekt noch unter die alte Einspeisevergütung fällt, sind dies 20 Jahre. Bezüglich der Betriebskosten bestehe aufgrund von langfristigen Wartungsabkommen eine Sicherheit, da diese wie bei Gasturbinen auf lange Zeit abgeschlossen werden können. Der Entzug der Einspeisevergütung wäre zudem ein schwieriges politisches Signal, da der Staat Projektgesellschaften, die sich im Besitz der öffentlichen Hand (kantonale und Gemeindewerke) befänden, die Umsetzung der Projekte erschweren würde.

Angesprochen auf die Absenkung der Einspeisevergütungen im Raum der EU, speziell in Deutschland, antwortete die Windpark Lindenberg AG, dass diese Absenkung nie im laufenden Betrieb erfolgte. Das heisst, dass ein Projekt, welches eine Einspeisevergütung einmal zugesichert bekommen hat, während der gesamten Betriebsdauer mit dieser Einspeisevergütung arbeitet.

Auf die Befürchtung, dass die **WEAs bei einer Kürzung der Vergütung nach fünf Jahre stillstehen** und auf dem Lindenberg verrosten würden, erklärte die Windpark Lindenberg AG, die KEV/EVS sehe zudem vor, dass nach fünf Jahren die Anschlussvergütung auf mindestens 13.5 Rp/kWh vergütet werde. Nach den ersten fünf Jahren werde die Vergütungsdauer lediglich anhand eines Referenzwertes überprüft und der Standortgüte angepasst. Es werde dann bestimmt, wie lange die Einspeisevergütung von 19.9 Rp vergütet werde. Die Einspeisevergütung falle aber nicht unter den Minimalwert von 13.5 Rp/kWh.

Zudem habe man weitere Reserven miteinberechnet. Das angewandte Modell baue auf einer Finanzierung von 100% Eigenkapital auf, was wiederum einer konservativen Annahme entspreche, da bis zu 80% Fremdkapital aufgenommen werden könnten. Die Eigenkapitalrendite (IRR) von 5% könnte z. B. auch gehalten werden, wenn ein Teil der Investitionen mit billigerem Fremdkapital finanziert würde. Diese Reserve habe man aber bei der Berechnung noch gar nicht angetastet.

Um eine weitere Sicherung gegenüber den Landeigentümern abzugeben, habe die Windpark Lindenberg AG in den Landpachtverträgen eine Bankbürgschaft in der Höhe von CHF 30‘000 je MW für den Rückbau der Anlagen zugesichert. Diese werde durch eine Rückbaubürgschaft gegenüber dem Kanton ersetzt, sobald dieser eine solche verlange. Zudem seien die Windkraftanlagen nach deren Rückbau nicht zwingend wertlos. So seien die auf dem Mont Croisin abgebauten alten Windkraftanlagen von einem Windkraftanlagenbetreiber in einem Drittland aufgekauft worden und würden nun in einem anderen Projekt weiterbetrieben. Dies könne nicht für alle Projekte so garantiert werden, es zeige aber, dass heute durchaus ein Zweitmarkt bestehe und selbst wenn dieser nicht bestünde, so bestehen Windkraftanlagen zu einem wesentlichen Teil aus Rohstoffen, die wiederverwertet ihren Wert hätten, was dann wiederum positiv in die Rückbaukosten miteinfliesse.

Die Qualität des Windressourcen- und Stromertragsgutachten von der Meteotest AG sei zudem bankenfähig. Ähnliche Überlegungen könnte man sich aber auch schon am Anfang bei der Finanzierung des Projektes machen, um die Abhängigkeit von der Einspeisevergütung zu verringern. Für die Windpark Lindenberg AG sei klar, dass die am Lindenberg beteiligten Firmen den Strom in jedem Fall übernehmen würden, um ihn dann z. B. als Ökostrom zu vermarkten.

Ob es denn nicht auch ohne KEV/EVS gehen würde und das Projekt nicht auch auf dem freien Markt funktionieren könnte, wollte ein anderes BG-Mitglied wissen. Das wäre doch ein starkes Zeichen. Die Windpark Lindenberg AG betonte, dass dies zum einen eine Frage der Gestehungskosten sei, bei der derzeitigen Berechnung sei man von konservativen Werten ausgegangen. Es bestehe aber auch hier noch Luft nach unten.

Zum anderen seien auch die Kunden gefragt. Sind sie bereit für sauberen Strom etwas mehr zu bezahlen? In Städten wie Genf und Zürich, wo die Stromversorger mit der Rückendeckung der Politik nur noch Ökostrom anbieten, sei eine etwas teurere Vermarktung natürlich einfacher, als im unmittelbaren Versorgungsgebiet des Lindenbergs, wo die Ökostromnutzung auf Freiwilligkeit beruhe.

Ein BG-Mitglied merkte zum Schluss der Diskussion an, dass es nicht darum gehen könne, die Energiepolitik nur unter wirtschaftlichen Aspekten auszugestalten. Ein anderes BG-Mitglied gibt daraufhin zu bedenken, dass es durchaus möglich wäre, dass die lokale Bevölkerung das Projekt viel eher unterstützen würde, wenn der erneuerbare Strom aus den Windenergieanlagen lokal vor Ort verkauft werden würde und/oder sich die lokale Bevölkerung am Projekt beteiligen könnte. Die Windpark Lindenberg hält lokale Kreisläufe grundsätzlich für sehr sinnvoll und erachtet die lokale Verankerung als sehr wichtig. Entsprechend würden solche Überlegungen auch gemacht und man werde versuchen Perspektiven dazu in der dafür vorgesehenen Begleitgruppe aufzuzeigen. Die Windpark Lindenberg AG zeigt aber auch Grenzen auf. So sei aufgrund der Strommenge ein Vertrieb über das lokale Netz auch aus physikalischen Gründen nicht möglich, der Strom müsse an das Unterwerk in Muri an das Hochspannungsnetz abgegeben werden.

Fazit der Diskussion zur Frage der Wirtschaftlichkeit: Zurzeit wird die Wirtschaftlichkeit durch die Vergütung aus dem KEV/EVS garantiert. Allerdings stimmen auch die Projektträger zu, dass eine Finanzierung des Projektes ohne KEV/EVS interessant und prüfenswert ist und entsprechende alternative Rechnungen von ihnen durchgeführt werden können.