



provincie Drenthe



Niedersächsisches Ministerium
für Bundes- und Europaangelegenheiten
und Regionale Entwicklung



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

ENTWURF: Abschlussbericht Arbeitspaket 1

Analyse der energetischen Ausgangssituation und Szenarien-Entwicklung

Informationen über das Projekt:

Projekttitel:	SEREH
Vollständiger Projekttitel:	Smart Energy Region Emmen - Haren
Name des Lead Partners:	Gemeente Emmen
Projektbeginn:	01.03.2018
Projektende:	28.02.2022
Programmpriorität:	Erhöhung der grenzüberschreitenden Innovationskraft im Programmgebiet
Spezifische Zielsetzungen:	Steigerung der Produkt- und Prozessinnovationen im Bereich von CO ₂ -reduzierenden Technologien
Strategische Initiative:	Energie / CO ₂ -arme Wirtschaft
Projektnummer:	151232
RPM:	EDR



HOCHSCHULE OSNABRÜCK
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

UNIVERSITY OF TWENTE.



Zusammenfassung

In diesem Abschlussbericht werden die zentralen Ergebnisse der Analyse der Energiesysteme von Emmen und Haren (Ems) dargestellt. Untersucht wurden die Stromnetzstruktur, die historische Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten, die aktuelle Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und die elektrische Last. Basierend auf diesen Ergebnissen wurden für beide Regionen die Eigenverbrauchsquote, der Autarkiegrad sowie die Anzahl an selbstversorgten Viertelstunden pro Jahr ermittelt. Zentrales Ergebnis ist das Vorliegen eines vollständigen Datensatzes mit validen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für Emmen und Haren (Ems). Zusätzlich wurden Ertragsprognosen für die nahe der deutsch-niederländischen Grenze geplanten Windparks Fehndorf/Lindloh und Zwartenbergerweg erstellt. Diese bilden zusammen mit den Erzeugungs- und Verbrauchsdaten die Basis für die Entwicklung geeigneter Szenarien einer gemeinsamen Energieversorgung mit hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien für Emmen und Haren (Ems).

Summary

<Kurzfassung Englisch>

Overzicht

<Hier die niederländische Übersetzung einfügen>

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Datenerfassung und Analyse der Ausgangssituation	1
2.1	Netzsituation	1
2.2	Stromerzeugung und Stromverbrauch	2
3	Ertragsprognosen für die im Grenzgebiet geplanten Windparks (Agrowea).....	10
3.1	Erstellung einer Erzeugungsprognose	10
3.2	Validierung und Einordnung der Erzeugungsdaten	16
3.3	Bewertung Ertragsprognose.....	22
4	Schlussfolgerungen	23
	Literaturverzeichnis.....	VIII

I Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anschluss von Emmen, EMMTEC und Haren (Ems) an das Übertragungsnetz.....	2
Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung der EE-Kapazitäten - Emmen.....	3
Abbildung 3: Zeitliche Entwicklung der EE-Kapazitäten - Haren (Ems).....	3
Abbildung 4: Haushaltsanteil am Jahresstromverbrauch – Emmen und Haren (Ems).....	6
Abbildung 5: Residualjahresdauerlinie – Haren (Ems).	6
Abbildung 6: Relevante energetische Kennzahlen – Haren (Ems).....	7
Abbildung 7: Stromerzeugung und Stromverbrauch für eine typische Woche im März – Haren (Ems). 8	
Abbildung 8: Residualjahresdauerlinie – Emmen.	8
Abbildung 9: Relevante energetische Kennzahlen – Emmen.....	9
Abbildung 10: Stromerzeugung und Stromverbrauch für eine typische Woche im März – Emmen.....	9
Abbildung 11: Darstellung der E-138 EP3 E2	11
Abbildung 12: Leistungskennlinie E-138 EP3 E2.....	12
Abbildung 13: Vorgehensweise zur Ertragssimulation der Windparks im Grenzgebiet	13
Abbildung 14: Zusammenhang von Rauigkeitslänge, Rauigkeitsklasse und Abstand zwischen Schutzbewachung [22]	14
Abbildung 15: Ertragsprognose Windpark „Fehndorf/Lindloh“ für 2017	15
Abbildung 16: Ertragsprognose Windpark „Zwartenbergerweg“ für 2017	15
Abbildung 17: Vergleich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" [25]	18
Abbildung 18: Vergleich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit Windpark "Zwartenbergerweg" [25].....	18
Abbildung 19: Vergleich der mittleren Jahresarbeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" [25]	19
Abbildung 20: Vergleich der mittleren Jahresarbeit Windpark "Zwartenbergerweg" [25]	20
Abbildung 21: Abweichung der mittleren Jahresarbeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" pro Jahr zum langjährigen Mittel 1999-2018 (blaue Linie) und BDB-Index (orangene Linie) [25]	21
Abbildung 22: Abweichung der mittleren Jahresarbeit Windpark "Zwartenbergerweg" pro Jahr zum langjährigen Mittel 1999-2018 (blaue Linie) und BDB-Index (orangene Linie) [25]	21

II Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Historische Entwicklung der EE-Kapazitäten - 2011 bis 2019.	2
Tabelle 2: Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung > 10 MW - Emmen und Haren (Ems)...	4
Tabelle 3: Stromerzeugung, Stromverbrauch und Residuallast - Emmen und Haren (Ems).	4
Tabelle 4: Erzeugungsprognosen „Fehndorf/Lindloh“ und „Zwartenbergerweg“	16

III Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
EE	Erneuerbare Energien
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HSOS	Hochschule Osnabrück
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UT	Universität Twente
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WKA	Windkraftanlage

1 Einleitung

Grundlage der Untersuchungen der grenzüberschreitenden Verbindungen ist eine valide Datenbasis der Regionen Emmen und Haren (Ems). Im Rahmen des Arbeitspaketes (AP) 1 erfolgt eine Analyse und Darstellung der derzeit bestehenden Energiesysteme in Emmen und Haren (Ems). Der aus der Datenerfassung und Analyse der energetischen Ausgangssituation resultierende Datensatz bildet in Kombination mit den Stromerzeugungsprognosen der im Grenzgebiet geplanten Windparks die Grundlage für die Szenarien-Entwicklung und die Modellbildung im AP 2. Abschließend wurden die finalen Daten von Agrowea evaluiert und auf Plausibilität überprüft. Aufbauend auf der energetischen Ausgangssituation werden verschiedene Szenarien einer auf Erneuerbaren Energien (EE) basierenden grenzüberschreitenden Energieversorgung mit Strom und Wasserstoff entwickelt.

Der vorliegende Abschlussbericht ist wie folgt gegliedert: Im Kapitel 2 wird auf die zentralen Bestandteile der Energieversorgungssysteme von Emmen und Haren (Ems) eingegangen. Die Datenerfassung und die Analyse der energetischen Ausgangssituation wurden von der Hochschule Osnabrück (HSOS) und der Universität Twente (UT) in Kooperation mit Agrowea durchgeführt.

Die Erzeugungsprognosen für die in der Region geplanten Windkraftanlagen (WKA) werden im Kapitel 3 dargestellt. Die Erstellung geeigneter Energieerzeugungsprognosen für die im Grenzgebiet von Emmen und Haren (Ems) geplanten Windparks ist Bestandteil der Maßnahme 1.2 des AP 1 und erfolgte durch Agrowea.

2 Datenerfassung und Analyse der Ausgangssituation

Im ersten Schritt werden die Energieversorgungssysteme der Gemeinde Emmen und der Stadt Haren (Ems) getrennt voneinander betrachtet und analysiert. Für die Analyse wurden für beide Regionen jeweils die aktuellsten zur Verfügung stehenden Stromerzeugungs- und Stromverbrauchswerte verwendet. Um Verschiebungen aufgrund unterschiedlicher Laststrukturen (z.B. Wochenende und Feiertage) oder bei der Erzeugung (Wetter) zu vermeiden, können nur die Jahre genutzt werden, für die Daten in beiden Regionen vorliegen.

Das Ergebnis dieser Maßnahme ist eine detaillierte Beschreibung der Energieerzeugung und Lastsituation in Emmen und Haren (Ems) ohne eine grenzüberschreitende Verbindung.

2.1 Netzsituation

Für die Analyse der energetischen Ausgangssituation beider Regionen wird zunächst auf die Netzsituation eingegangen. Diese umfasst das Übertragungs- und das Verteilnetz.

In den Niederlanden ist die 110 kV-Ebene Bestandteil des Übertragungsnetzes und obliegt damit dem Verantwortungsbereich des jeweilig zuständigen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB). In Deutschland wird lediglich das 380 kV und das 220 kV Netz von den ÜNB verantwortet [1]. Das 110 kV-Netz gehört regulatorisch zur Verteilnetzebene.

In dem Gemeindegebiet Haren (Ems) kommt es auf ÜNB-Ebene teilweise zu einem Netzübergang der Übertragungsnetze von TenneT und Amprion [2,3]. Dementsprechend sind die verantwortlichen vorgelagerten ÜNB in diesem spezifischen Fall die TenneT TSO GmbH und die Amprion GmbH. Das Übertragungsnetz in Emmen wird von der TenneT Holding B.V. betrieben.

Enexis B.V. ist der zuständige Verteilnetzbetreiber (VNB) in Emmen, der Verteilnetzbetrieb in Haren (Ems) erfolgt überwiegend durch die Westnetz GmbH, ein flächenmäßig geringeres Gebiet im Nord-Osten von Haren (Ems) wird von der EWE Netz GmbH versorgt.

Abbildung 1 zeigt den Anschluss von Emmen, den auf niederländischer Seite nahegelegenen Industriepark EMMTEC und Haren (Ems) an die Übertragungsnetzebene.

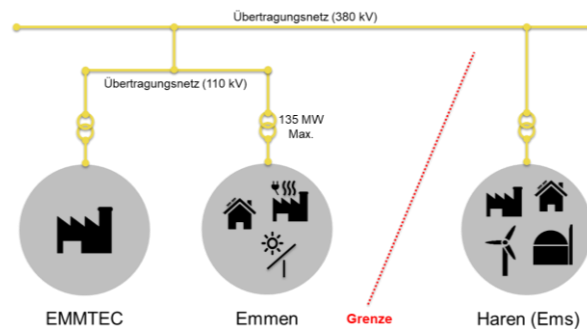


Abbildung 1: Anschluss von Emmen, EMMTEC und Haren (Ems) an das Übertragungsnetz.

Emmen und EMMTEC verfügen jeweils über einen separaten Anschluss an das niederländische 110 kV Übertragungsnetz. Eine direkte Verbindung von Emmen und EMMTEC auf Mittelspannungsebene besteht nicht. Die maximale Übertragungskapazität vom Anschluss von Emmen an das niederländische 110 kV Übertragungsnetz ist derzeit auf 135 MW limitiert. [4]

Das Verteilnetz von Haren (Ems), einschließlich der 110 kV-Spannungsebene, schließt direkt an das deutsche 380 kV Übertragungsnetz an. Ein Netzengpass liegt hier derzeit nicht vor.

Die Stromsysteme Deutschlands und der Niederlande sind derzeit nur über das Höchstspannungsnetz (380 kV) verbunden.

2.2 Stromerzeugung und Stromverbrauch

Grundlage für die Untersuchung der Erzeugung und des Verbrauchs sind die historischen Entwicklungen des Stromverbrauchs und der EE-Kapazitäten in Emmen und Haren (Ems) der vergangenen 10 Jahre.

In Tabelle 1 wird die zeitliche Entwicklung der EE-Erzeugungskapazitäten, aufgeschlüsselt nach Energieträgern, in beiden Regionen für den Zeitraum von 2011 bis 2019 dargestellt.

Tabelle 1: Historische Entwicklung der EE-Kapazitäten - 2011 bis 2019.

Region	Emmen			Haren (Ems)				
Jahr	Solar	Gesamt	Quelle	Solar	Wind	Biom.	Gesamt	Quelle
Einheit	[MW]	[MW]		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
2009	-	-		8,53	31,00	3,89	43,43	[2,3,6,7]
2010	0,00	0,00	[5]	15,94	31,00	4,76	51,70	[2,3,6,7]
2011	0,00	0,00	[5]	18,54	71,60	5,88	96,02	[2,3,6,7]
2012	1,80	1,80	[5]	21,74	71,60	6,81	100,14	[2,3,6,7]
2013	4,70	4,70	[5]	24,85	71,60	7,58	104,03	[2,3,6,7]
2014	8,40	8,40	[5]	26,36	71,60	8,08	106,04	[2,3,6,7]
2015	11,90	11,90	[5]	26,56	73,90	7,93	108,38	[2,3,6,7]
2016	17,40	17,40	[5]	26,79	73,90	8,44	109,13	[2,3,6,7]

2017	39,00	39,00	[5]	27,21	73,90	8,44	109,55	[2,3,6,7]
2018	78,80	78,80	[5]	-	-	-	-	
2019	104,50	104,50	[5]	-	-	-	-	

Die installierten Leistungen aus Tabelle 1 sind in Abbildung 2 für die Gemeinde Emmen und in Abbildung 3 für die Stadt Haren (Ems) grafisch aufgetragen.

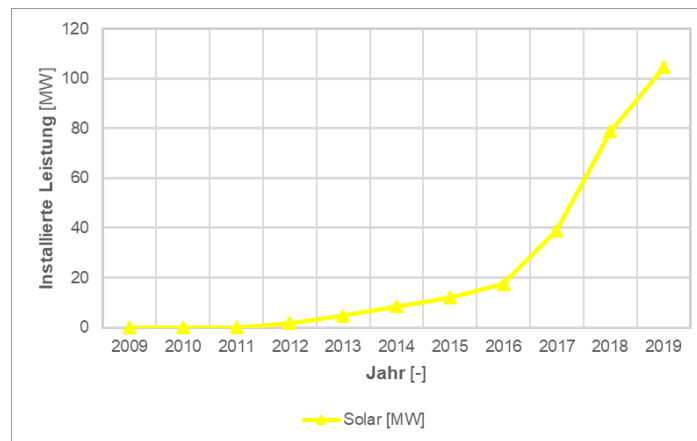


Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung der EE-Kapazitäten - Emmen.

Gemäß [5] wurden für Emmen für die Jahre 2009 bis einschließlich 2011 die installierten EE-Kapazitäten mit 0 MW angegeben. Ab 2011 ist ein kontinuierlicher Anstieg der installierten Solarkapazitäten zu verzeichnen. Ab 2016 wurden jährlich mehr als 21,6 MW Solarleistung zugebaut. Die Kapazitätssteigerungen sind insbesondere auf die Errichtung der Solarparks Oranjepoort mit 30 MW Kapazität und Lange Runde mit 14 MW [8] zurückzuführen. Im Jahr 2019 beträgt die insgesamt installierte Solarkapazität in Emmen gemäß [5] 104,50 MW. Gemäß einer Annahme von Enexis ist die tatsächlich installierte Solarleistung jedoch höher und beläuft sich auf 130,93 MW [4]. Einen Zubau im Bereich der Windenergie oder der Bioenergie zur Stromerzeugung gab es bis einschließlich 2019 nicht.

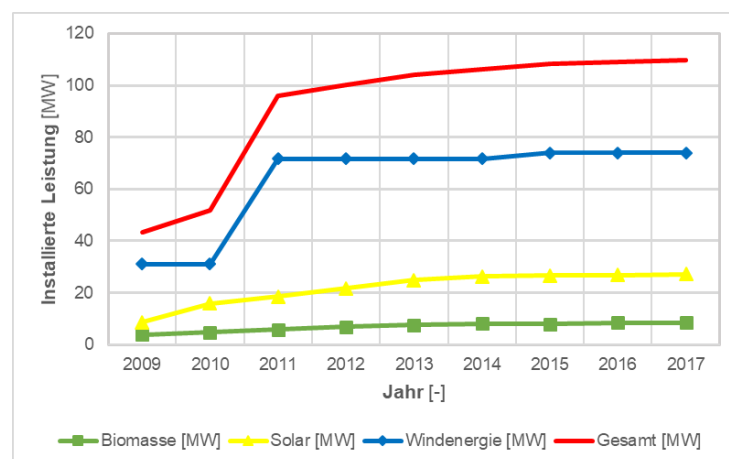


Abbildung 3: Zeitliche Entwicklung der EE-Kapazitäten - Haren (Ems).

Analog zur Darstellung in Abbildung 2 zeigt Abbildung 3 die EE-Kapazitäten für Haren (Ems). Es liegen Werte für die Jahre 2009 bis 2017 vor. In Haren (Ems) werden zur Stromerzeugung die Energieträger Biomasse, Solar und Windenergie eingesetzt. Der prozentual gesehen

größte Anteil an EE-Kapazität stammt aus der installierten Leistung an Wind. Im Jahr 2009 sind insgesamt 31 MW installierte Windkapazität vorhanden, wovon 30 MW auf den im Jahr 2004 errichteten Windpark in Haren Rütenmoor entfallen. Der verbleibende Anteil von 1 MW teilt sich auf zwei einzelne WKA auf, welche sich in privater Trägerschaft befinden. Der Windpark Rütenmoor wurde im Jahr 2011 um weitere 40,6 MW erweitert. Die im Jahr 2017 installierte Gesamtkapazität an Wind beläuft sich auf insgesamt 73,9 MW. Die Photovoltaik (PV)-Leistung von 27,21 MW resultiert aus der Summe der PV-Dach-Einzelanlagen.

Tabelle 2: Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung > 10 MW - Emmen und Haren (Ems).

Erzeugungsanlage	Standort	Installierte Leistung [MW]	Quelle
Solarpark Oranjepoort	Emmen	30	[8]
Solarpark Lange Runde	Emmen	14	[8]
Windpark Rütenmoor	Haren (Ems)	70,6	-

Tabelle 2 zeigt die in Emmen und Haren (Ems) vorhandenen EE-Anlagen mit einer installierten Leistung größer 10 MW. In Haren (Ems) ist dies der zuvor beschriebene Windpark in Haren Rütenmoor und in Emmen die Solarparks Oranjepoort und Lange Runde.

Tabelle 3 zeigt die jeweils aktuellsten verfügbaren jährlichen Stromverbräuche von Emmen und Haren (Ems), die Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträgern, die Residuallast und den jährlichen Netzbezug sowie die Einspeisung in das übergeordnete Übertragungsnetz. Zusätzlich wurden die jeweiligen Last- bzw. Erzeugungsspitzen ermittelt.

Tabelle 3: Stromerzeugung, Stromverbrauch und Residuallast - Emmen und Haren (Ems).

Kennzahl	Einheit	Emmen	Quelle	Haren (Ems)	Quelle
Jahresstromverbrauch	[MWh]	385.688,32	[9]	193.047,73	[11]
Last Min.	[MW]	20,34	[9]	4,86	[11]
Last Max.	[MW]	78,67	[9]	43,12	[11]
Jahresstromerzeugung	[MWh]	138.772,45	*)	211.158,07	*)
Erzeugung Min.	[MW]	0,00	*)	6,71	*)
Erzeugung Max.	[MW]	112,81	*)	92,00	*)
Solar	[MWh]	110.960,83	[4,8,10]	22.098,94	[10]
Wind	[MWh]	-		130.242,63	[12]
Biomasse	[MWh]	-		58.816,50	[10]
Kraft-Wärme-Kopplung	[MWh]	27.811,61	[9]	-	
Residuallast	[MWh]	246.915,87	*)	-18.110,34	*)
Residuallast Min.	[MW]	-71,40	*)	-72,56	*)
Residuallast Max.	[MW]	74,06	*)	24,18	*)
Jährlicher Netzbezug	[MWh]	271.218,43	*)	44.129,00	*)
Netzbezug Min.	[MW]	0,00	*)	0,00	*)
Netzbezug Max.	[MW]	74,06	*)	24,18	*)
Jährliche Einspeisung	[MWh]	24.302,56	*)	62.239,34	*)
Einspeisung Min.	[MW]	0,00	*)	0,00	*)
Einspeisung Max.	[MW]	71,40	*)	72,56	*)

*) Eigene Berechnungen.

Eine grobe Näherung für die Ermittlung des Stromverbrauchs des Haushaltssektors wurde anhand von Einwohnerzahlen und der bestehenden Gebäudestrukturen durchgeführt. Hierfür wurden zunächst für beide Gemeinden die folgenden Einwohnerzahlen ermittelt:

- Haren (Ems): 23.665 Einwohner (Stand: 31.12.2017, Quelle: [13])
- Emmen: 107.584 Einwohner (Stand: 31.12.2015, Quelle: [14])

Als Nächstes wurde der vorhandene Gebäudebestand analysiert, um Rückschlüsse auf die Anzahl an Haushalten und die durchschnittlichen Einwohnerzahlen pro Haushalt ziehen zu können. Folgende Haushaltsanzahlen wurden ermittelt:

- Haren (Ems): 9.400 Haushalte (Berechnung auf Basis von [15])
- Emmen: 49.118 Haushalte [16]

Für Emmen entspricht dies einer durchschnittlichen Einwohnerzahl von 2,19 Personen und für Haren (Ems) von 2,52 Personen pro Haushalt. Für den durchschnittlichen Stromverbrauch von Zwei- und Dreipersonenhaushalten in Ein- und Mehrfamilienhäusern sind in der Literatur die folgenden Angaben zu finden:

- Einfamilienhaus mit zwei Personen: 3.000 kWh/a [17]
- Einfamilienhaus mit drei Personen: 3.500 kWh/a [17]
- Mehrfamilienhaus mit zwei Personen: 2.000 kWh/a [17]
- Mehrfamilienhaus mit drei Personen: 2.500 kWh/a [17]

Durch lineare Interpolation dieser Werte konnten für die beiden Gebäudetypen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Personenanzahl pro Haushalt spezifische Jahresstromverbrauchs-werte ermittelt werden. Multipliziert mit der Anzahl an Haushalten in Ein- und Mehrfamilien-häusern in Haren (Ems) ergibt sich für den Haushaltssektor ein Jahresstromverbrauch 27.708 MWh. Für Emmen ergibt sich analog hierzu ein Wert von 142.204 MWh. Die verblei-benden Anteile teilen sich in beiden Regionen auf die Industrie, den Bereich Landwirtschaft und den GHD-Sektor auf. Abbildung 4 zeigt die prozentualen Anteile Haushalte an den Jah-resstromverbräuchen von Emmen und Haren (Ems).

Der Jahresstromverbrauch von Emmen bezieht sich ausschließlich auf die aus dem Verteilnetz von Enexis bezogene Elektrizität [4,9]. Dementsprechend wird der Stromverbrauch der Gewächshäuser, welche sich zu großen Teilen selbst mit Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK) Anlagen versorgen, sowie der Strombedarf vom Industriepark EMMTEC nicht berück-sichtigt.

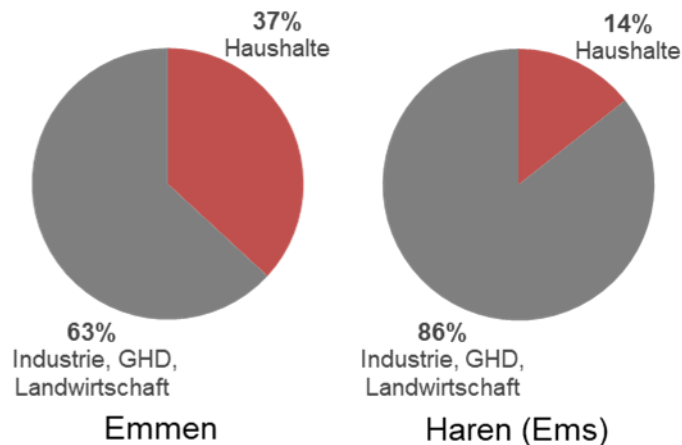


Abbildung 4: Haushaltsanteil am Jahresstromverbrauch – Emmen und Haren (Ems).

Eine Gegenüberstellung von lokalem Verbrauch und der lokalen Erzeugung ermöglicht es, den aktuellen Stand der Eigenversorgung mit EE zu analysieren.

Basierend auf dem aktuellen Stromverbrauch und der Erzeugung wurden für Emmen und für Haren (Ems) Residualjahresdauerlinien mit einer viertelstündlichen Auflösung erstellt.

Die Residuallast ist als die Last abzüglich der Stromerzeugung pro Zeitintervall (15 Min.) definiert. Eine positive Residuallast bedeutet dementsprechend, dass zur Lastdeckung zusätzlich Strom aus dem übergeordneten Netz bezogen werden muss. Bei einer negativen Residuallast ist die lokale Stromproduktion größer als die Last, sodass Überschüsse eingespeist werden. Zur Erstellung einer Residualjahresdauerlinie werden die $\frac{1}{4}$ stündlichen Werte der Größe nach absteigend sortiert und über den Zeitraum eines Jahres grafisch aufgetragen. Mithilfe dieser Darstellung kann direkt abgelesen werden, für welche Dauer eine bestimmte elektrische Last in dem spezifischen Jahr nachgefragt wurde. Zusätzlich sind Rückschlüsse auf den jährlichen Netzbezug und die Einspeisung lokaler Überschüsse möglich.

Abbildung 5 zeigt die berechnete Residualjahresdauerlinie für Haren (Ems).



Abbildung 5: Residualjahresdauerlinie – Haren (Ems).

Der Bereich oberhalb der Abszissenachse zeigt die Stromimporte der Region aus dem Übertragungsnetz, der negative Kurvenlauf zeigt die Einspeisung. Die maximale energiebezogene Leistung aus dem Übertragungsnetz beträgt im Jahr 2017 24,18 MW. Durch die Einspeisung lokaler Erzeugungsüberschüsse wird eine maximale Einspeisung von 72,56 MW erreicht. Die maximale elektrische Last von 43,12 MW lässt sich durch den Eigenverbrauch der EE-Erzeugung um 44 % reduzieren. Aus dem Schnittpunkt des Graphen mit der Abszissenachse kann die Anzahl an eigenversorgten ¼ Stunden (Std.) ohne einen zusätzlichen Übertragungsnetzbezug ermittelt werden.

Für die Energieversorgungssysteme werden die folgenden Kennzahlen berechnet:

- **Eigenverbrauchsquote:** Die Eigenverbrauchsquote ist definiert als das Verhältnis von jährlich lokal erzeugtem und verbrauchtem Strom zur Gesamterzeugung. Sie gibt an, wie hoch der bilanzielle Anteil des Eigenverbrauchs an der Gesamtstromerzeugung ist.
- **Autarkie:** Der Autarkiegrad ist das Verhältnis von jährlichem Eigenverbrauch zur elektrischen Last und gibt an, welcher Anteil des Jahresstromverbrauchs durch lokale Erzeugung gedeckt wird.
- **Autarkie - 15 Min.:** Der 15 min. Autarkiegrad (Autarkie – 15 Min.) bildet das Verhältnis von der Anzahl an ¼ Std. pro Jahr, in denen die lokale Stromproduktion größer oder gleich der elektrischen Last ist, zur Gesamtanzahl an ¼ Std. pro Jahr. Sie gibt den prozentualen Anteil an eigenversorgten ¼ Std. pro Jahr an.

Abbildung 6 zeigt die berechneten Kennzahlen für Haren (Ems). Zusätzlich wird jeweils die prozentuale Stromerzeugung per Energieträger dargestellt.

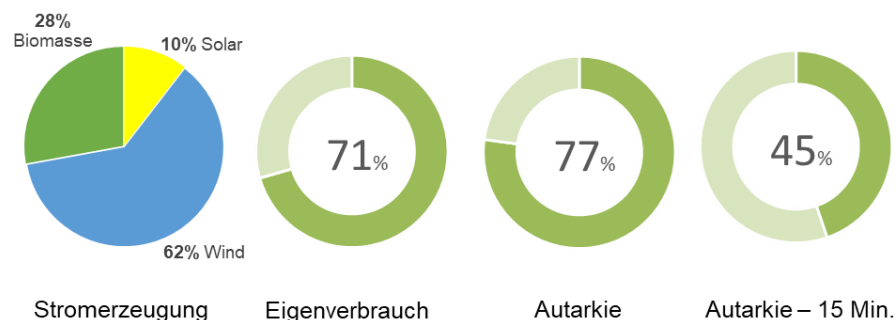


Abbildung 6: Relevante energetische Kennzahlen – Haren (Ems).

Aktuell wird in Haren (Ems) 71% des jährlich lokal erzeugten Stroms direkt vor Ort verbraucht. Dies entspricht bei einer Gesamtstromerzeugung von 211.158 MWh einem Eigenverbrauch von 149.922 MWh. Bezogen auf den jährlichen Stromverbrauch ergibt sich hieraus ein Autarkiegrad von 77%. Dies bedeutet, dass von der jährlichen Last von 193.048 MWh ein Anteil von 148.647 MWh durch die eigene Stromproduktion gedeckt wird. Der verbleibende Anteil von 44.129 MWh wird aus dem Übertragungsnetz bezogen. Die lokalen Erzeugungsüberschüsse in Höhe von 61.239 MWh werden wiederum eingespeist. In 45% aller ¼ Std. des Jahres übersteigt die lokale Stromproduktion den Verbrauch. Innerhalb dieser Zeiträume erfolgt die Stromversorgung von Haren (Ems) zu 100% aus EE.

Abbildung 7 zeigt die Stromerzeugung und den Stromverbrauch von Haren (Ems) für eine typische Woche im März des Jahres 2017.

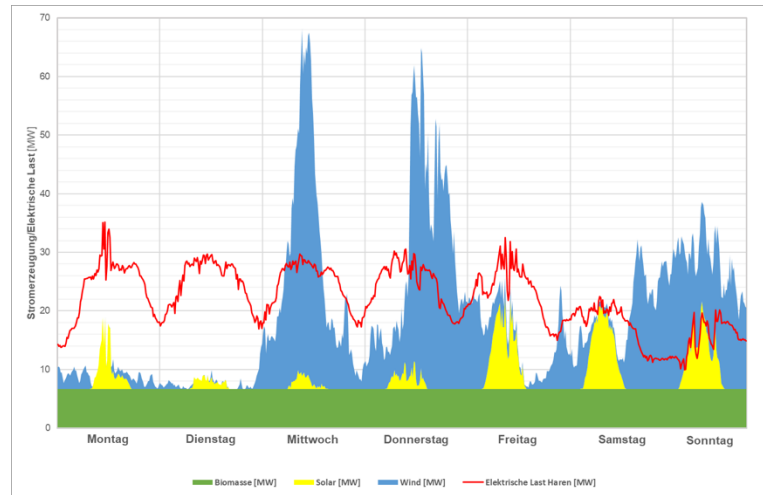


Abbildung 7: Stromerzeugung und Stromverbrauch für eine typische Woche im März – Haren (Ems).

Analog zur Darstellung in Abbildung 5 wird in Abbildung 6 die berechnete Residualjahresdauerlinie für Emmen dargestellt.

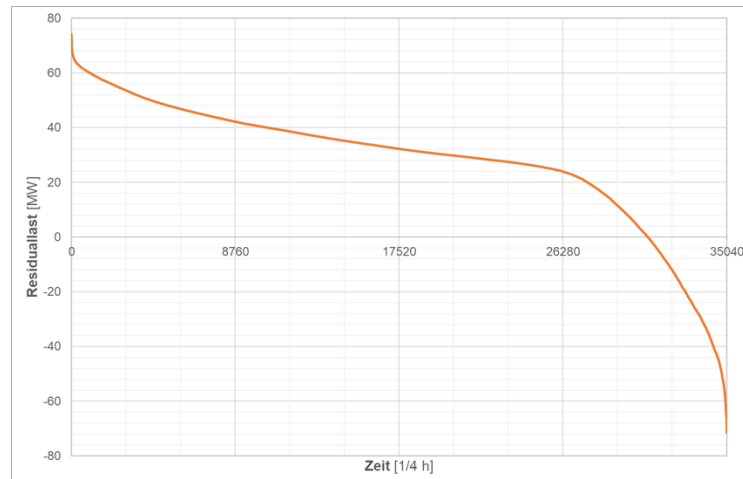


Abbildung 8: Residualjahresdauerlinie – Emmen.

In Emmen beträgt die maximal aus dem Übertragungsnetz energiebezogene Leistung 74,06 MW. Die maximale Einspeisung beträgt 72,56 MW im Betrachtungsjahr. Beides liegt derzeit noch deutlich unter dem Maximum von 135 MW.

In Abbildung 9 werden die prozentuale Aufteilung der Stromerzeugung auf die eingesetzten Energieträger, die Eigenverbrauchsquote, der Autarkiegrad und der Anteil an eigenversorgten $\frac{1}{4}$ Std. für die Gemeinde Emmen dargestellt.

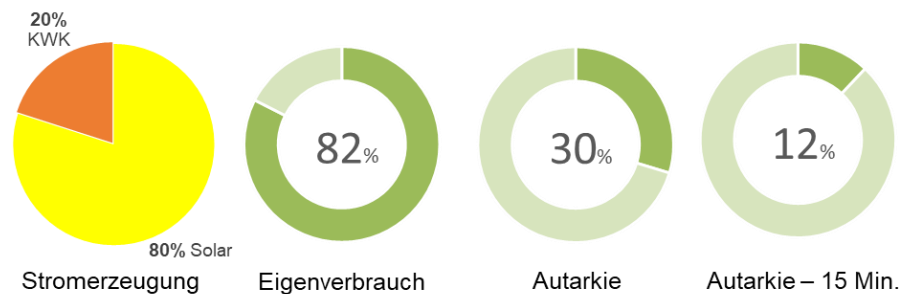


Abbildung 9: Relevante energetische Kennzahlen – Emmen.

Die Gesamtstromerzeugung von 138.772 MWh ergibt sich anteilig aus der Solarproduktion mit 110.961 MWh und 27.812 MWh Einspeisung von Strom aus KWK-Anlagen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Stromproduktion mittels KWK-Anlagen nicht erneuerbar ist, da Gas als Energieträger eingesetzt wird [8]. Dennoch wurde dieser Anteil an der Stromerzeugung bei der Berechnung des Eigenverbrauchs, der Autarkie und des $\frac{1}{4}$ -stündlichen Selbstversorgungsgrades berücksichtigt, da es sich hierbei um lokal produzierten und teilweise direkt verbrauchten Strom handelt.

Von der Gesamtstromerzeugung werden 82% lokal verbraucht, das entspricht 113.793 MWh. Die verbleibenden 24.303 MWh werden in das Übertragungsnetz eingespeist. Von der jährlichen Last werden durch den eigenverbrauchten Anteil insgesamt 30% gedeckt. In 12% aller $\frac{1}{4}$ Std. des Jahres übersteigt die Stromproduktion die Last.

Abbildung 10 zeigt die viertelstündlichen Werte der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs für eine typische Woche im März.



Abbildung 10: Stromerzeugung und Stromverbrauch für eine typische Woche im März – Emmen.

3 Ertragsprognosen für die im Grenzgebiet geplanten Windparks (Agrowea)

Für den angestrebten grenzüberschreitenden Energieaustausch kommen den unmittelbar grenznah geplanten Windparks eine wesentliche Bedeutung zu. Neben der erfolgten Analyse der Ist-Situation ist es daher wichtig, dass auch die voraussichtliche Stromproduktion dieser Windparks mit in Betrachtung gezogen wird. Denn auch im Hinblick auf eine folgende Szenarien-Entwicklung spielt diese eine essenzielle Rolle.

Da sich die zeitliche Verteilung der Strombereitstellung aus regenerativen Quellen von Jahr zu Jahr stark unterscheidet, stellt sich für eine Ertragsprognose generell die Herausforderung, dass auch diese in einem zeitlich hoch aufgelösten Erzeugungsprofil bereitgestellt werden muss. Hierfür wird im zu untersuchendem Gebiet in einem ersten Schritt, basierend auf den Erzeugungsdaten in diesem Gebiet bereits bestehender Windparks, für die geplanten grenznah geplanten Windparks ein Erzeugungsprofil für die vergangenen Jahre rückblickend prognostiziert, welches somit auch mit den erhobenen Ist-Daten verschnitten werden kann.

In einem zweiten Schritt werden die Ergebnisse mit historischen Winddaten und Gutachten verglichen und validiert. Dies dient einerseits der Plausibilisierung der Daten und andererseits der besseren Einordnung der Ergebnisse in einen Gesamtkontext, der eine größere Zeitspanne (20 Jahre) umfasst und somit Hinweise auf die Repräsentativität der Erzeugungsdaten liefert. Abschließend wird eine bewertende Aussage über die berechnete Ertragsprognose gegeben, um sicher zu stellen, dass mit repräsentativen Erzeugungsdaten die Szenarien – Entwicklung in Arbeitspaket 2 vorgenommen werden kann.

Die Erhebungen sind in diesem Umfang notwendig, da die vorliegenden Machbarkeitsstudien und Prognosen von Windparks auf zu groben Annahmen für die Ziele des SEREH-Projekts basieren. Die Computersimulation in AP 2 berechnet Szenarien, in denen die Nutzung und das Angebot von Windenergie auf Viertelstundenbasis grenzübergreifend aufeinander abgestimmt werden. Im aktuellen deutschen Fördersystem (EEG-Umlage) spielt bisher nur die Jahresproduktion eine Rolle, d.h. die aus Windgutachten resultierenden Windprognosen betreffen ausschließlich Jahreswerte. Für den Windparkplaner sind bisher Stunden- oder Viertelstundenwerte für seine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht von Bedeutung.

3.1 Erstellung einer Erzeugungsprognose

Für den in Haren (Ems) geplanten und sich im Bau befindlichen Windpark „Fehndorf-Lindloh“ und dem in Emmen geplanten Windpark „Zwartenbergerweg“ wurden auf Basis historischer Daten Erzeugungsprognosen inklusive eines 15-Minuten scharfem Erzeugungsprofil erstellt. Die Grundlage für die Berechnungen bildeten die Leistungsdaten des in Haren bestehenden Windparks „Rütenmoor“, der 7 Windenergieanlagen (WEA) des Typs E-82 E2 und 2 Windenergieanlagen des Typs E-101 umfasst und in circa 9 km Entfernung zum geplanten Windpark Haren-Fehndorf steht. Von diesen insgesamt 9 WEA wurden in der Betrachtung nur die 7 E-82 E2 berücksichtigt, da es sich bei den beiden E-101 Anlagen um alte Prototypen der E-101 handelt und diese beiden Anlagen daher überdurchschnittlich viele Stillstandzeiten aufweisen.

Agrowea hat Zugriff auf die historischen sogenannten Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Daten des Windparks „Rütenmoor“, welche eine Vielzahl an Informationen über den Betrieb der WEA, z.B. die erzeugte Leistung (Minimum, Durchschnitt, Maximum), die Windgeschwindigkeit (Minimum, Durchschnitt, Maximum), die erzeugte

Gesamtarbeit der Anlage oder die Gondelposition in einer Auflösungsschärfe von 10-min-Intervallen abbilden. Um bei der weiteren Verwendung der Daten eine Vergleichbarkeit mit z.B. den Lastgangdaten der Stromverbräuche Kapitel 2.2 herstellen zu können, wurden in einem ersten Schritt die SCADA-Daten auf die für Stromlastgänge typische 15-min-Auflösung übertragen.

Für die gewünschten Ertragsprofile der geplanten Windparks im Grenzgebiet benötigt man die Leistungskennlinie der eingesetzten Windenergieanlagentypen, sowie die geplante Anzahl der WEA und die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten an den geplanten Standorten. Die Leistungskennlinien sind über die jeweiligen Hersteller verfügbar, während zur Ermittlung der Windgeschwindigkeiten Referenzmessungen oder Referenzwindparks, hier der Windpark „Rütenmoor“, herangezogen werden. Für die Betrachtung der Windgeschwindigkeiten ist zudem die Nabenhöhe der WEA wichtig, da die Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen unterschiedliche Werte annehmen.

Der Windpark „Fehndorf-Lindloh“ besteht aus 16 WEA der Firma ENERCON des Anlagentyps E-138 EP3 E2 (siehe Abbildung 11). Bei einer Nabenhöhe von 160 m und einem Rotordurchmesser von 138 m ergibt sich pro Anlage eine installierte Leistung von 4,2 MW. Dies entspricht einer Leistung von 67,2 MW für den gesamten Windpark. Die Gesamthöhe pro WEA beläuft sich auf 229 m. Die Leistungskennlinie der E-138 EP3 E2 in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit ist in Abbildung 12 nachgebildet. [18]

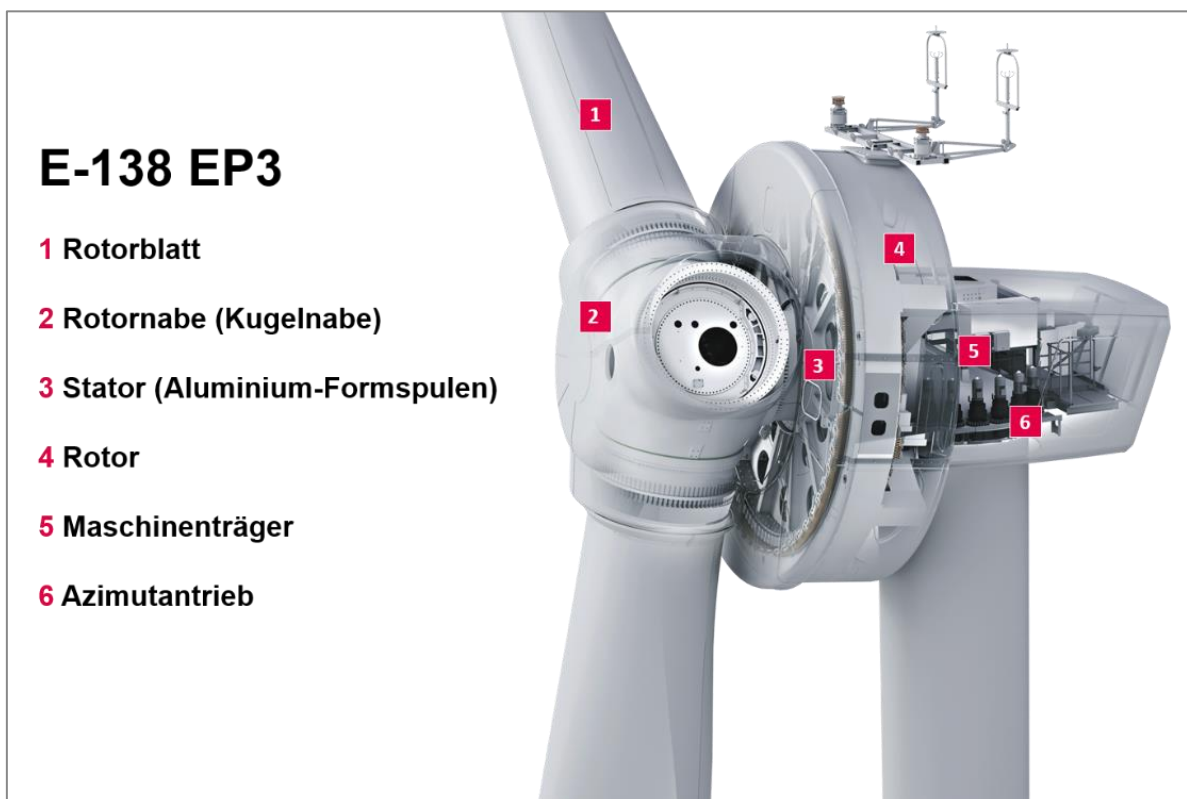


Abbildung 11: Darstellung der E-138 EP3 E2

Zur Erstellung der Ertragsprognose für den Windpark „Zwartenbergerweg“ wurde vereinfachend vom gleichen Anlagentyp (ENERCON E-138 EP3 EP2) und den gleichen Leistungsdaten wie für den Windpark „Fehndorf-Lindloh“ ausgegangen. Aktuelle Planungen zufolge könnten insgesamt sieben Anlagen mit einer Gesamtleistung von 29,4 MW errichtet werden. Die prognostizierten viertelstündlichen Erzeugungswerte wurden in einem nachgelagerten Schritt pauschal mit einer Verlustrate von 5% (Fledermäuse, Schall, Netzverlusten, ...) beaufschlagt. Der Grund hierfür sind die deutlich geringeren Abstände des Windparks „Zwartenbergerweg“ zur Wohnbebauung im Vergleich zum Windpark „Fehndorf-Lindloh“ und die damit verbundenen höheren Ertragseinbußen durch Stillstandzeiten oder Leistungsreduzierung der Anlagen, um z.B. Anforderungen bzgl. der Schallemissionen erfüllen zu können.

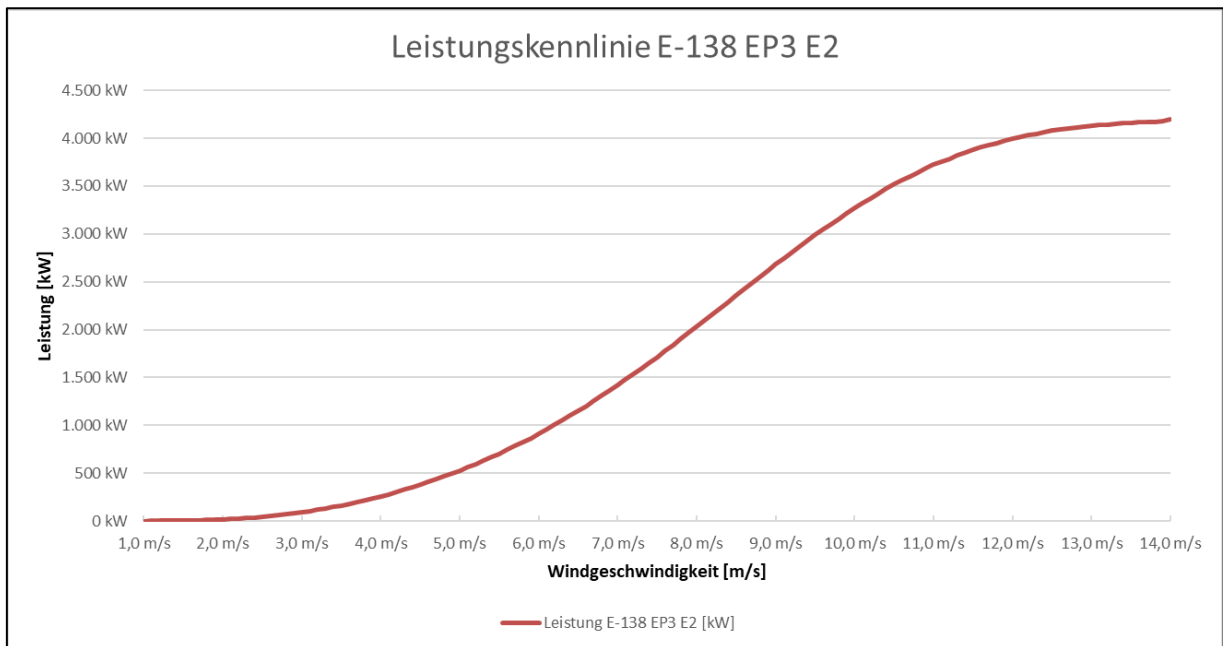


Abbildung 12: Leistungskennlinie E-138 EP3 E2

Basierend auf den historischen SCADA-Daten des Referenzwindparks „Rütenmoor“, den Leistungskennlinien des Anlagentyps der Referenzanlagen (E-82 E2) und der neu geplanten Windenergieanlagen (E-138 EP3 E2) lassen sich nun, wie in Abbildung 13 dargestellt, die Erträge der geplanten grenznahen Windparks „Fehndorf-Lindloh“ und „Zwartenbergerweg“ rückblickend prognostizieren. Über die Leistungsdaten des alten Windparks wird hierzu die Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe des Referenzwindparks (107 m) berechnet. Anschließend wird mit dieser Windgeschwindigkeit die Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe der neuen Windparks (160 m) berechnet. Im dritten Schritt wird mit der so berechneten Windgeschwindigkeit auf 160 m der Ertrag der geplanten Windparks im Grenzgebiet berechnet.

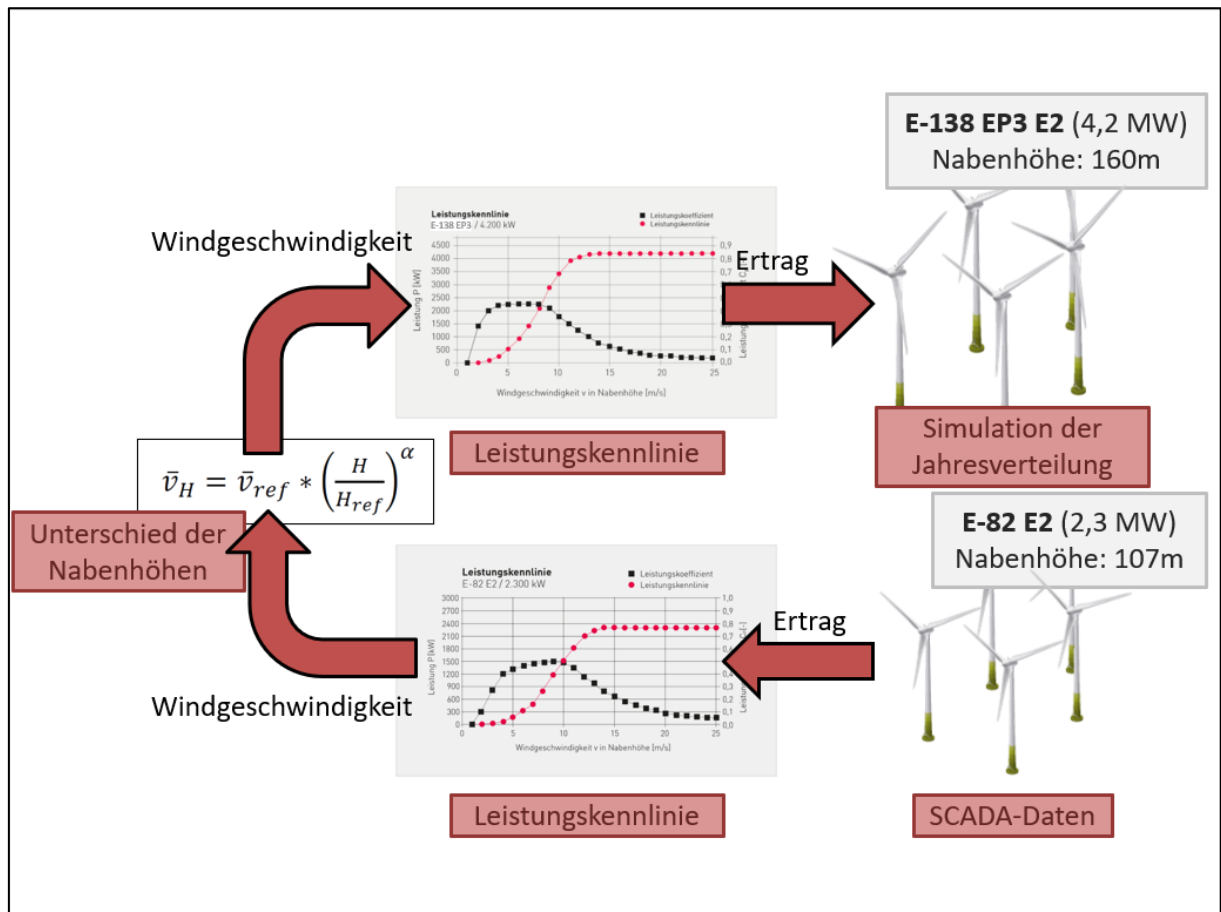


Abbildung 13: Vorgehensweise zur Ertragssimulation der Windparks im Grenzgebiet

Die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe lässt sich vereinfacht über den Potenzansatz nach Hellmann ermitteln.

Potenzansatz nach Hellmann [19]

$$\bar{v}_H = \bar{v}_{Ref} \cdot \left(\frac{H}{H_{Ref}}\right)^\alpha$$

Der Höhenexponent α ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, wie der Höhe, der Rauigkeit, der atmosphärischen Schichtung und der Geländestruktur. [20] Eine einfache Ermittlung des Höhenexponenten und dessen Übertragbarkeit ist somit nur bedingt gegeben. Der Höhenexponent lässt sich jedoch näherungsweise mit folgender Formel berechnen:

Näherungsweise Berechnung des Höhenexponenten [19]

$$\alpha = \frac{1}{\ln \frac{H}{z_0}}$$

Im Ertragsgutachten für den geplanten Windpark „Fehndorf-Lindloh“ wird für den Standort eine Rauigkeitsklasse von 1,6 angegeben.[21] Daraus ergibt sich, wie in Abbildung 14 zu sehen, eine Rauigkeitslänge z_0 von ungefähr 0,064 m. Eingesetzt in die obere Formel ergibt sich bei

einer Nabenhöhe von 160 m ein Höhenexponent α von gerundet 0,13. Streng genommen ist der Potenzansatz nach Hellmann auf die bodennahe Prandtl-Schicht begrenzt, wodurch er für Nabenhöhen über 100 m ungenaue Werte liefert. [19] Die mittlere Windgeschwindigkeit wird somit erfahrungsmäßig bei größeren Nabenhöhen unterschätzt. Dieser Umstand wird jedoch, in Ermangelung genauerer und anwendbarer Berechnungsansätze, nicht weiter berücksichtigt.

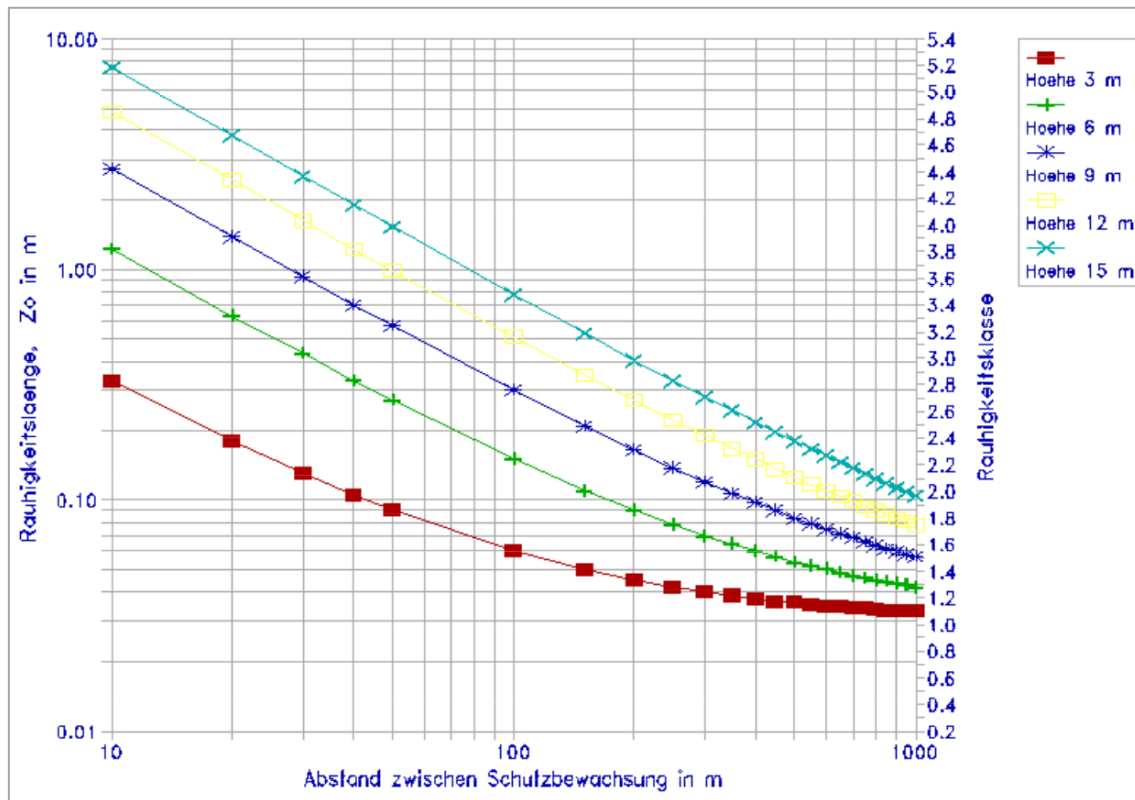


Abbildung 14: Zusammenhang von Rauigkeitslänge, Rauigkeitsklasse und Abstand zwischen Schutzbewachung [22]

Die Verwendung der bei den SCADA-Daten angegebenen Windgeschwindigkeit eignet sich im Übrigen für die Ertragsprognosen nicht. Dies liegt an der Positionierung des Anemometers der Windenergieanlagen hinter dem Rotor, wodurch es zu einer Verfälschung der Windgeschwindigkeit kommt, welche vor dem Rotor auftritt. Somit wurde die Neuberechnung der Windgeschwindigkeiten für die Anlagen über die erzeugte Arbeit und die Leistungskennlinie der E-82 E2, wie oben beschrieben, notwendig.

Für das Jahr 2017 ist in den Abbildung 15 und Abbildung 16 beispielhaft der rückblickend prognostizierte Ertrag der in Planung befindlichen Windparks „Fehndorf-Lindloh“ und „Zwarthenbergerweg“ dargestellt.

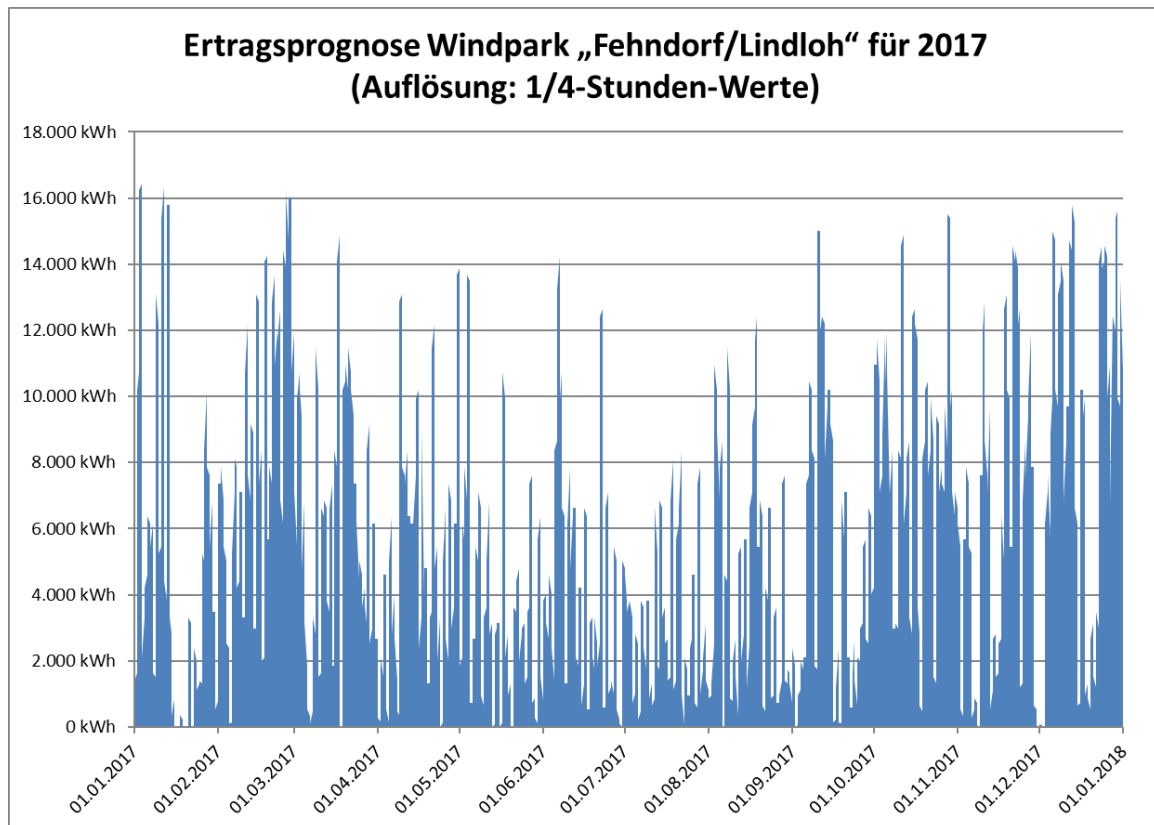


Abbildung 15: Ertragsprognose Windpark „Fehndorf/Lindloh“ für 2017

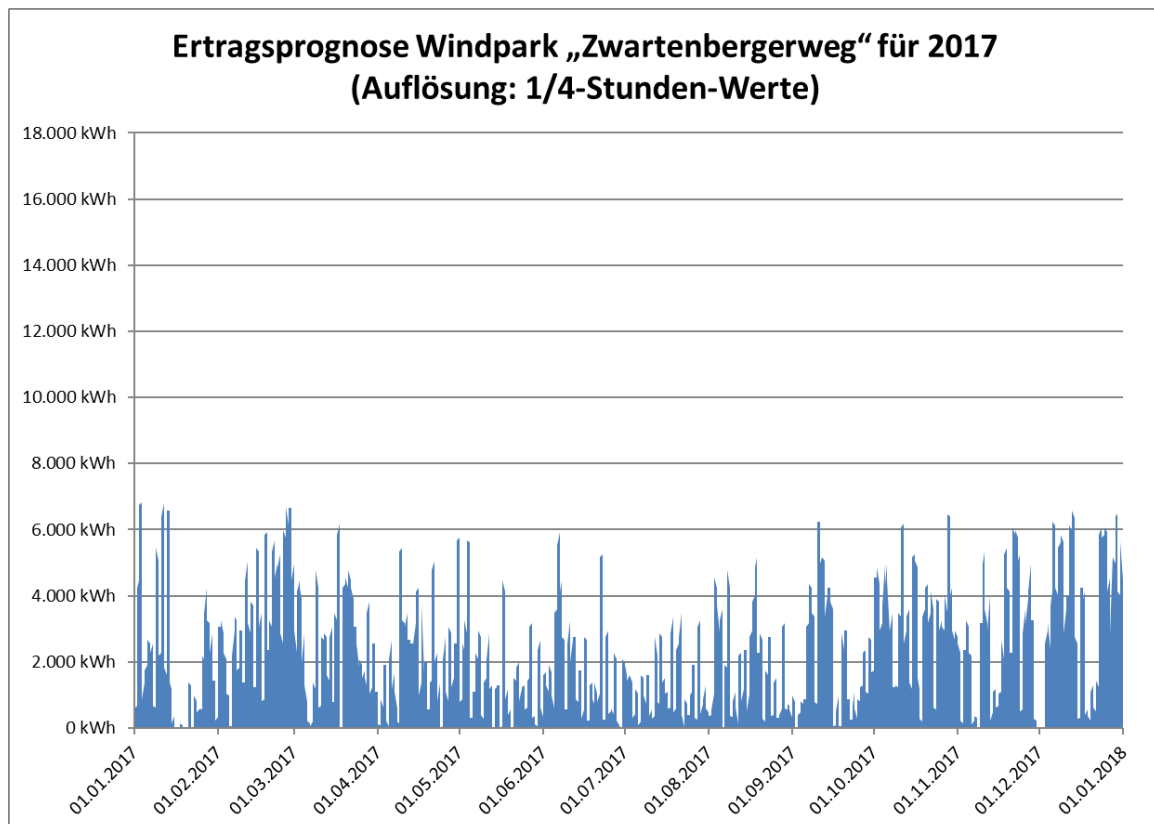


Abbildung 16: Ertragsprognose Windpark „Zwartenbergerweg“ für 2017

Tabelle 4 zeigt u.a. die prognostizierten Jahreserträge für den Windpark „Fehndorf-Lindloh“ für die Jahre 2013 bis 2017 und für den Windpark „Zwartenbergerweg“ für 2013 bis einschließlich 2019.

	„Fehndorf/Lindloh“ (DE)		„Zwartenbergerweg“ (NL)	
Jahr	Erzeugung	Quelle	Erzeugung	Quelle
Einheit	[MWh]		[MWh]	
2013	196.299,46	[23]	81.586,96	[24]
2014	196.997,80	[23]	81.877,21	[24]
2015	215.601,82	[23]	89.609,51	[24]
2016	174.220,63	[23]	72.410,45	[24]
2017	190.606,37	[23]	79.220,77	[24]
2018	-		77.781,38	[24]
2019	-		82.844,93	[24]

Tabelle 4: Erzeugungsprognosen „Fehndorf/Lindloh“ und „Zwartenbergerweg“

3.2 Validierung und Einordnung der Erzeugungsdaten

Für die Validierung der von Agrowea erstellten Erzeugungsprognose wurde die IEL GmbH einbezogen und mit der Erstellung eines Gutachtens zur Plausibilisierung der Produktionsdaten für den Windpark „Fehndorf-Lindloh“ und „Zwartenbergerweg“ betraut. Die IEL GmbH ist ein durch die DAKkS (Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH) nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018-31 akkreditiertes Prüflaboratorium. Die Akkreditierung gilt nur für den in der Urkundenanlage2 D-PL-11011-01-00 vom 21.08.2020 aufgeführten Akkreditierungsumfang. Dazu gehört u. a. die Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen einschließlich Prüfung windklimatologischer Eingangsdaten. [25]

Im Zuge der Plausibilisierung wurde eine Zeitreihe mit einer Länge von 20 Jahren und einer zeitlichen Auflösung von 10 min an jeder betrachteten Anlagenposition erstellt. Für die Plausibilisierung hat die Agrowea GmbH die Daten des bereits bestehenden Windparks Haren als 10 min Daten bereitgestellt. Die beste WEA wurde von der IEL GmbH ermittelt und die Daten wurden mittels eines mesoskaligen Datensatzes langzeitkorrigiert. Mittels den Softwares windPRO® und WASP® wurde die langzeitkorrigierte Zeitreihe dazu verwendet, die Erträge der einzelnen Windenergieanlagen im Windpark „Fehndorf-Lindloh“ und im Windpark „Zwartenbergerweg“ zu ermitteln. Dabei wurde ein aufbereitetes und georeferenziertes Geländemodell (Orographie- bzw. Höhen-, Rauigkeits- und Hindernis-Modell) berücksichtigt. Die Modellberechnungen liefern Aufschluss über die zu erwartenden Strömungsveränderungen der bodennah über das Gelände streichenden Luftmassen. Die standortspezifischen Ergebnisse dieser Berechnungen liefern die Windverhältnisse in Nabenhöhe der betrachtenden Windenergieanlagen (WEA). An jedem WEA Standort lag somit eine Zeitreihe der Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Nabenhöhe vor. Zusammen mit dem Leistungsvermögen und Parkverhalten der im Modell verwendeten WEA wurde die im langjährigen Mittel zu erwartende Jahresarbeit errechnet. Das Parkverhalten der WEA führt zur gegenseitigen Beeinflussung durch Turbulenz und zur Reduzierung der Windgeschwindigkeit im Strömungsnachlauf. Die damit in Zusammenhang stehenden Verluste wurden in Form von Parkwirkungsgraden berechnet. Anschließend wurden die von der IEL GmbH ermittelten Werte mit den durch die Agrowea bereitgestellten Daten zur Plausibilisierung verglichen. [25]

Die Berechnungen erfolgten mit den Softwares windPRO® Version 3.4.405 der Firma Energi og. Miljødata, Aalborg (EMD), Dänemark und Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP®) Version 12 des Risø Dänemarks Technische Universität Nationales Laboratorium für Erneuerbare Energie (Risø DTU). [25]

Um innerhalb des Projektes dieselbe Datengrundlage zu berücksichtigen, soll das ermittelte Ertragsniveau für den Windpark Fehndorf-Lindloh aus dem Windgutachten IEL-Bericht Nr. 3915-19-W2 vom 07.06.2019 in diesem Bericht als Referenz dienen. Dazu wurde die 10 min-Zeitreihe mit dem Faktor 1,0683 multipliziert. Damit ergibt das Berechnungsmodell für den Windpark Fehndorf-Lindloh einen Park-Ertrag von 230.559,4 MWh/a. Im Ertragsgutachten wurde ein Wert von 230.560,0 MWh/a ermittelt (jeweils mit der WASP Version 11). Unter derselben Zeitreihe und der Verwendung der WASP Version 12 kommt der Park auf einen Ertrag von 231.404 MWh/a (Differenz 0,4 %). Für die weitere Plausibilisierung wurde mit der Version 12 weitergerechnet. [25]

In den folgenden beiden Abbildungen wurden zuerst die Windgeschwindigkeiten für die Windparks „Fehndorf-Lindloh“ (siehe Abbildung 17) und "Zwartenbergerweg" (siehe Abbildung 18) verglichen. Dabei wird zwischen der freien mittleren Windgeschwindigkeit und der reduzierten mittleren Windgeschwindigkeit unterschieden. Die freie entsteht durch die Annahme, dass an einem Standort kein Einfluss durch benachbarte WEA vorliegt. Die reduzierte Windgeschwindigkeit berücksichtigt den Einfluss der benachbarten Anlagen bzw. Windparks (Wake-Verluste). Da die Daten der Firma Agrowea auf den realen Erträgen beruhen, ist dieses als reduzierte Windgeschwindigkeit anzusehen. [25]

Dargestellt ist der Verlauf der reduzierten Jahreswindgeschwindigkeit in 160 m Höhe an den jeweiligen Standorten, welche durch die IEL GmbH ermittelt wurden (schwarze Linie). Dabei berücksichtigt die Reduzierung die Abschattungseffekte. Außerdem ist die mittlere Windgeschwindigkeit bezüglich des 20-jährigen Mittelwertes von 1999 bis 2018 eingezeichnet (rote Linie). Dadurch können die Jahresschwankungen besser eingeordnet werden. Die blaue Linie zeigt den Mittelwert für den Zeitraum 2013 bis 2018, welcher als Datenbasis zur Verfügung gestellt wurde. Dadurch ist zu sehen, dass sich die mittlere Windgeschwindigkeit in dem Zeitraum leicht unter dem 20-jährigen Mittel befindet. Zum Vergleich wurden die Windgeschwindigkeiten der Agrowea dargestellt. Zum einen die Jahreswindgeschwindigkeiten im Zeitraum 2013 bis 2018 (schwarz gestrichelte Linie) und den Mittelwert in dem Zeitraum (blau gestrichelte Linie). Ein Vergleich zwischen den Daten der IEL GmbH und der Agrowea zeigt zunächst, dass das Windgeschwindigkeitsniveau sich deutlich unterscheidet. Allerdings ist zu sehen, dass die Jahre gut in Relation zueinander passen (Vergleich der schwarzen Linien in Relation zu den blauen Linien). Auf die Gründe für das geringere Windgeschwindigkeitsniveau wird an späterer Stelle eingegangen. Zusätzlich ist die freie Windgeschwindigkeit (graue Linie) dargestellt. Diese unterliegt nicht den Parkeinflüssen und hat einen sehr ähnlichen Verlauf zur reduzierten Windgeschwindigkeit. [25]

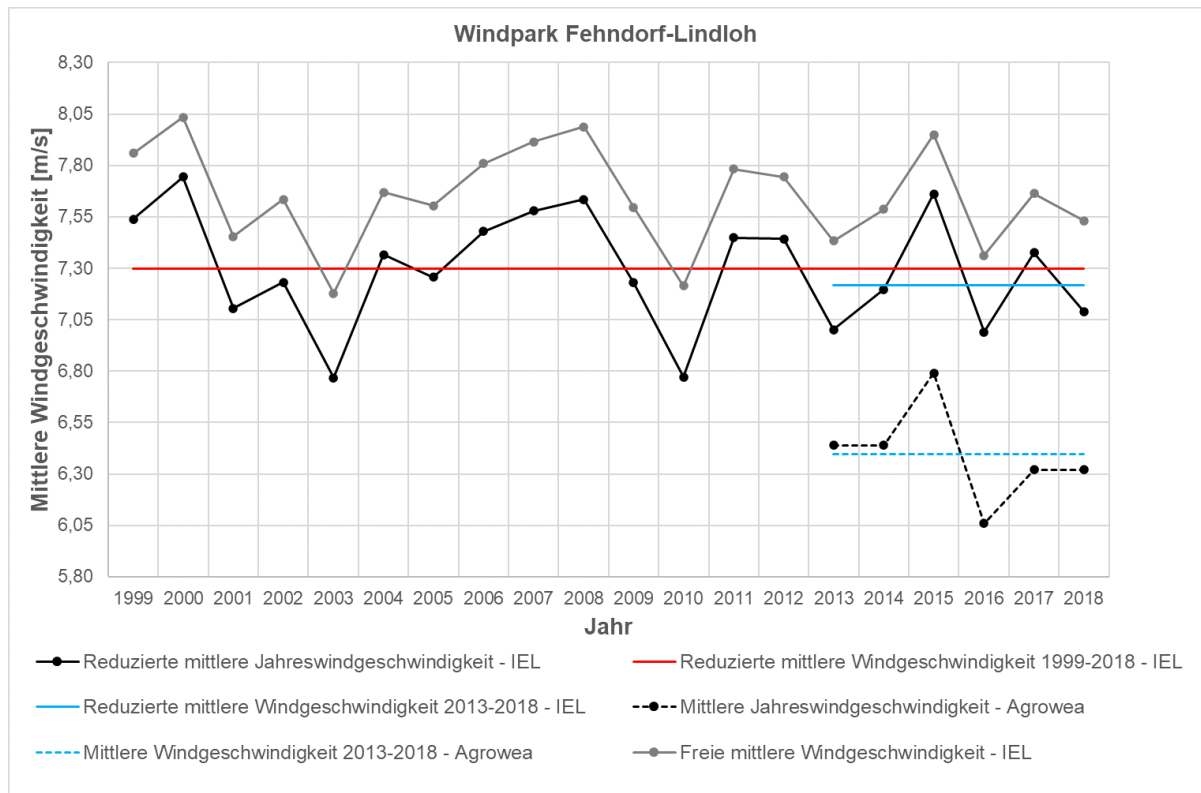


Abbildung 17: Vergleich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" [25]

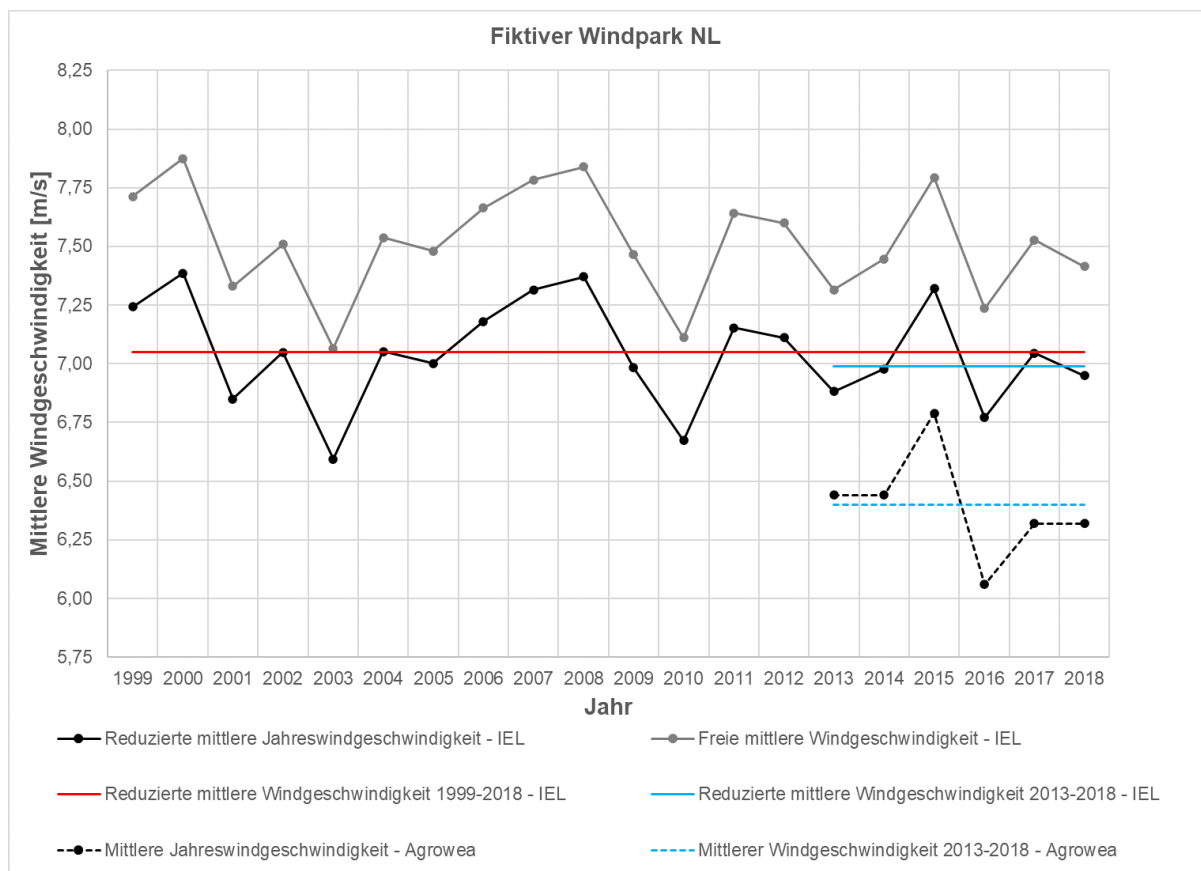


Abbildung 18: Vergleich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit Windpark "Zwartenbergerweg" [25]

In den beiden folgenden Abbildungen sind die Verläufe der rückblickend prognostizierten Jahreserträge für die Windparks „Fehndorf-Lindloh“ (siehe Abbildung 19) und „Zwartenbergerweg“ (siehe Abbildung 20) dargestellt. Für den Windpark „Fehndorf-Lindloh“ gilt die Berechnung der Jahresarbeit für 16 Anlagen vom Typ ENERCON E-138 EP3 E2 / 4,2 MW mit 160 m Nabenhöhe. Für den Windpark „Zwartenbergerweg“ wurde die Annahme von 7 Anlagen des Typs ENERCON E-138 EP3 E2 / 4,2 MW mit 160 m Nabenhöhe getroffen. Die durchgezogenen Linien bilden die Erträge des Vergleichsdatensatzes des 20-Jahre-Zeitraums ab, während die gestrichelten Linien die von der Agrowea bereitgestellten Erträge abbilden. [25]

Für den Windpark „Fehndorf Lindloh“ ist die ermittelte Produktion der Agrowea um 11-23 % niedriger als die Vergleichsberechnung. Der Verlauf bezogen auf die einzelnen Jahre ist allerdings vergleichbar. Beim Windpark „Zwartenbergerweg“ zeigt sich ein vergleichbares Bild, allerdings ist die Differenz hier mit 24-37 % noch einmal höher. Die nochmals größere Differenz lässt sich zum Teil damit erklären, dass in der Betrachtung von Agrowea für den Windpark „Zwartenbergerweg“ die Erzeugungswerte mit einer pauschalen Verlustrate von 5 % für Abschaltzeiten (Schall, Fledermäuse, Schattenschlag) korrigiert wurden. [25]

Dass die Erträge der Agrowea allgemein geringer ausfallen, ist aufgrund der unterschiedlichen Methodik nachvollziehbar. In der Methodik der Agrowea sind unter anderem auch Parkverluste, Netzverluste, Verfügbarkeiten unter 100 % und gegebenenfalls weitere Verluste bereits berücksichtigt, weil diese Daten aufgrund der tatsächlich eingespeisten Energiemengen am Netzverknüpfungspunkt ermittelt wurden und somit genauer berücksichtigen, was der Windpark tatsächlich ins Stromnetz einspeist. Bei den Ergebnissen der IEL GmbH sind hingegen nur die Parkverluste berücksichtigt. [25]

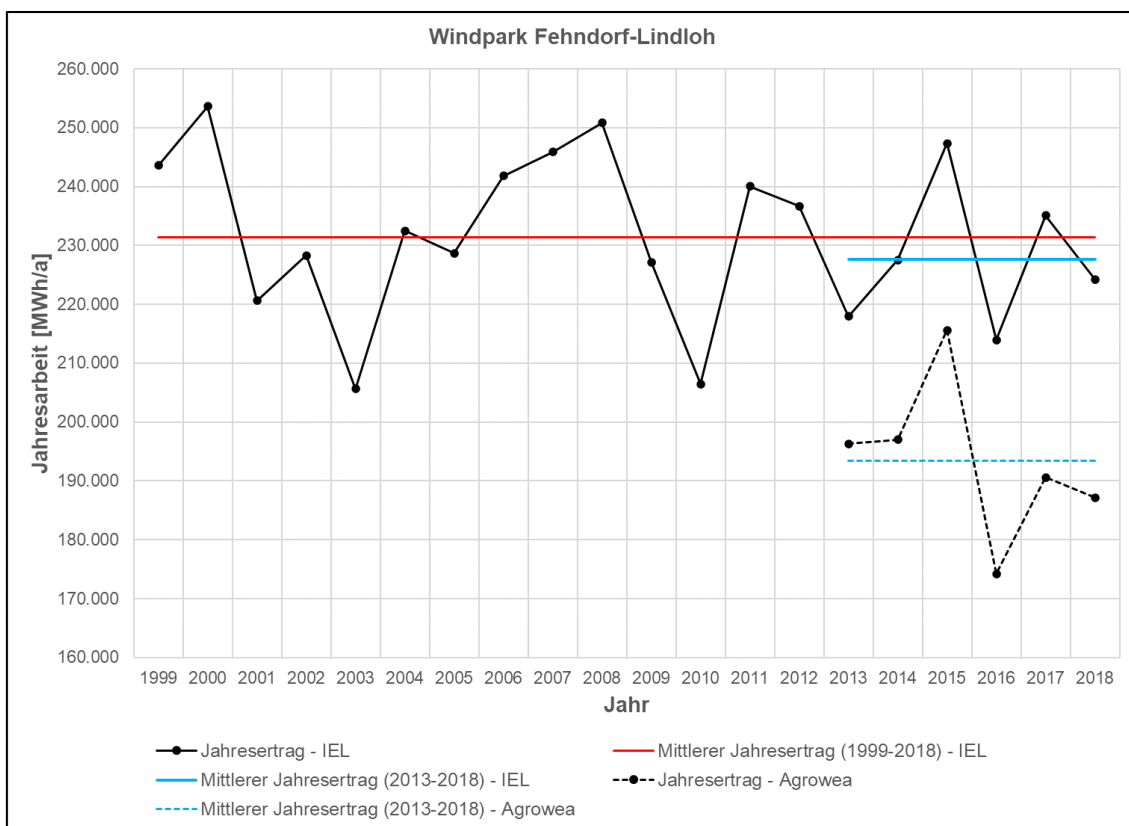


Abbildung 19: Vergleich der mittleren Jahresarbeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" [25]

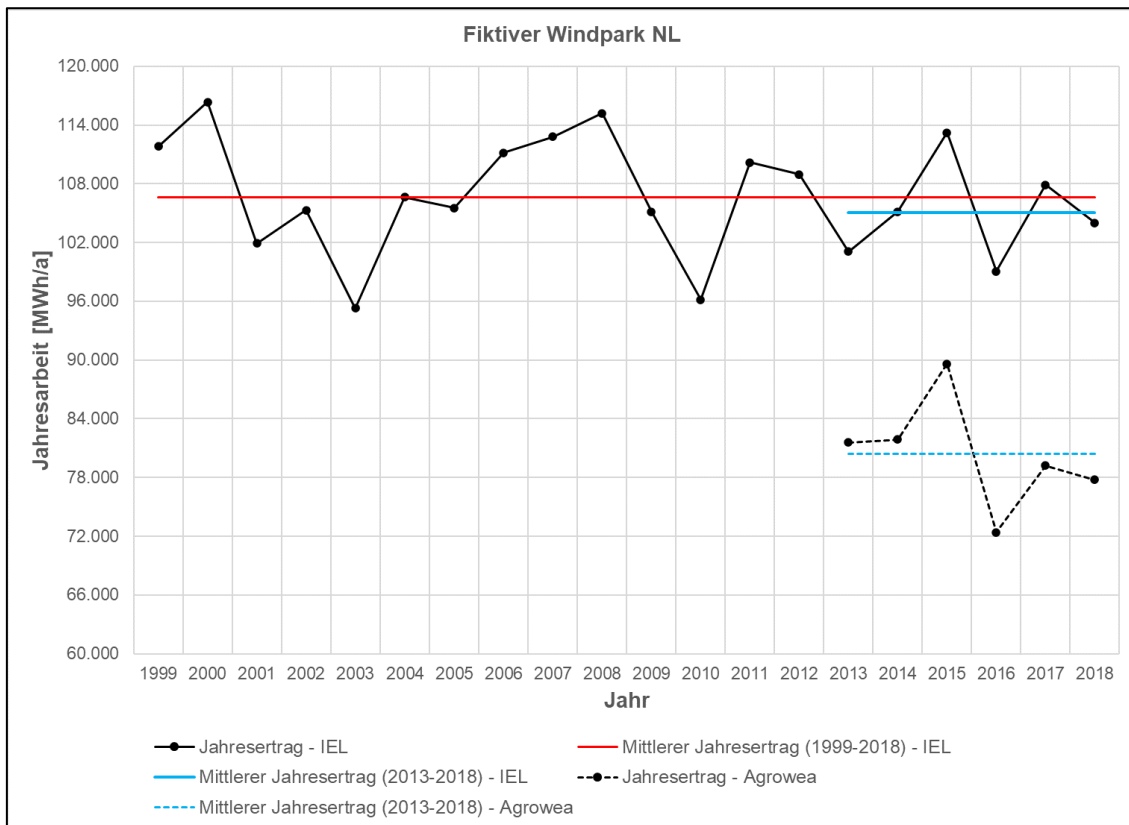


Abbildung 20: Vergleich der mittleren Jahresarbeit Windpark "Zwartenbergerweg" [25]

In Abbildung 21 und Abbildung 22 wurde außerdem ein Vergleich der von IEL ermittelten Jahresarbeit mit dem BDB-Index (Betreiber-Datenbasis – Index) durchgeführt. Hierdurch wird veranschaulicht, wie repräsentativ und damit auch aussagekräftig die einzelnen Jahre im Vergleich zum 20-jährigen Mittelwert sind. Es handelt sich dabei um eine weitere Langzeitdatenquelle. Der BDB-Index steht als monatliche Produktions-Indices (BDB-Index V17) aus der WEA-Betreiberdatenbank [26] zur Verfügung, die für 20 Regionen Deutschlands von der Enveco GmbH veröffentlicht werden. Als dafür gültiger Langzeit-Bezugszeitraum wird der Zeitraum von 2002 bis 2016 (15 Jahre) angegeben. Die BDB-Regional-Indices basieren auf Ertragsdaten einer Vielzahl von WEA. Um die Unterschiede zwischen den Regionen zu verringern, werden auch Betriebsdaten von WEA aus den Nachbar-Regionen berücksichtigt. [25]

Die Berechnung erfolgte durch:

Berechnung der Abweichung der einzelnen Jahre vom Mittelwert [25]

$$\text{Abweichung vom Mittel} = \frac{AEP_{\text{Jahr}}}{AEP_{1999-2018}} * 100 \%$$

Dabei steht AEP für die Jahresarbeit (engl. *annual energy production*). Die blaue Linie bildet hierbei die Ertragsdaten der IEL GmbH ab, während in orange der BDB-Index (Betreiber-Datenbasis – Index) für die Region aufgetragen wurde, wobei der Referenzzeitraum ebenfalls auf den Zeitraum 1999-2018 angepasst wurde. Der hier erfolgte zusätzliche Vergleich der Ertragsdaten mit dem BDB-Index dient der weiteren Plausibilisierung der von Agrowea bereitgestellten Ertragsprognose. [25]

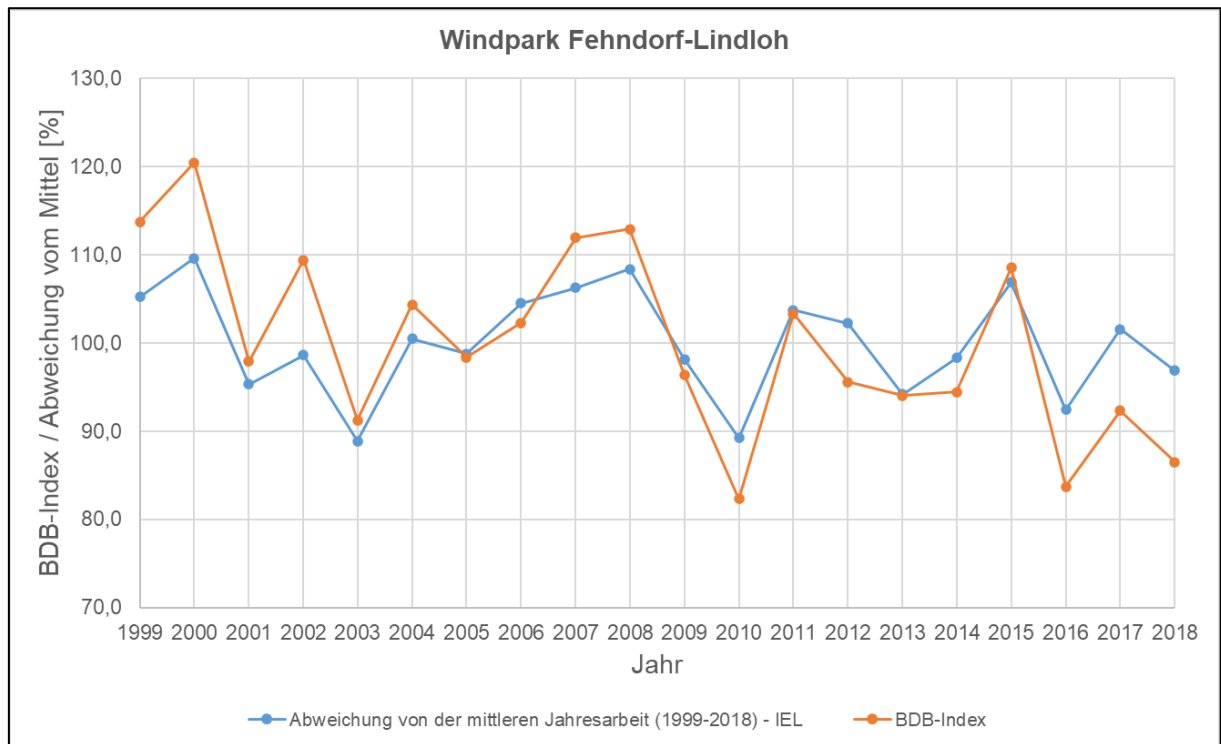


Abbildung 21: Abweichung der mittleren Jahresarbeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" pro Jahr zum langjährigen Mittel 1999-2018 (blaue Linie) und BDB-Index (orangene Linie) [25]

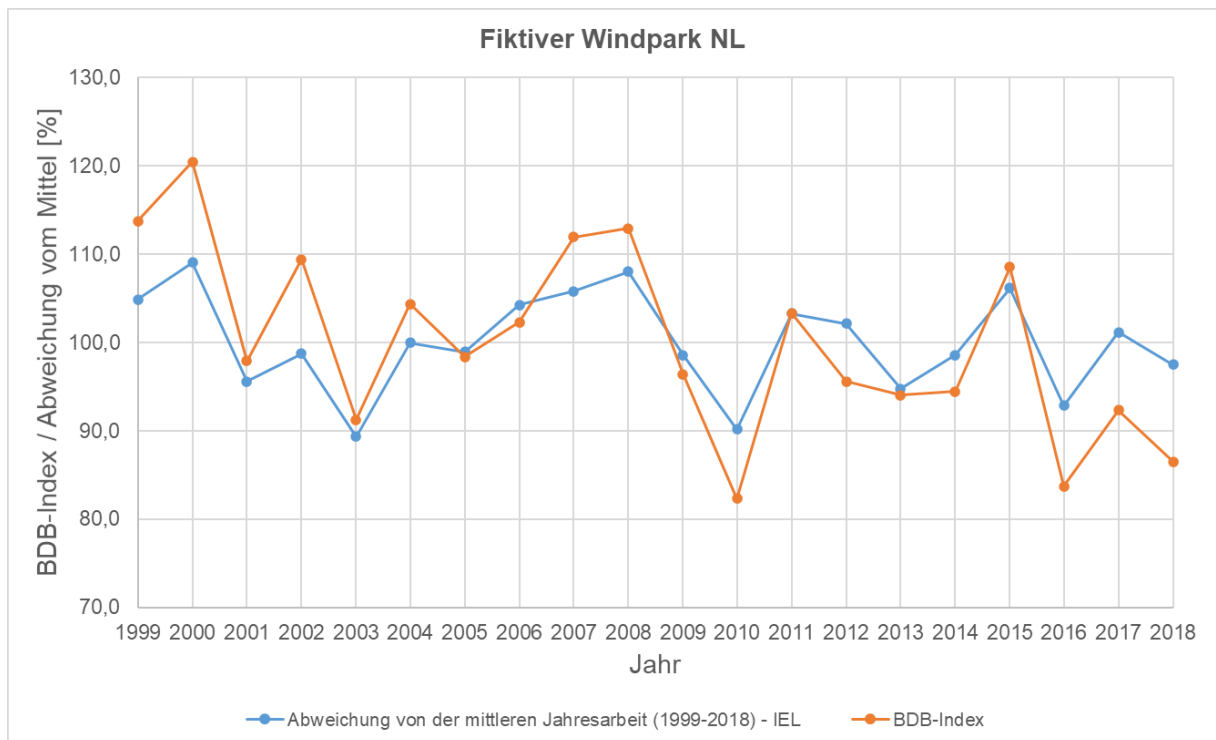


Abbildung 22: Abweichung der mittleren Jahresarbeit Windpark "Zwartenbergerweg" pro Jahr zum langjährigen Mittel 1999-2018 (blaue Linie) und BDB-Index (orangene Linie) [25]

Auch wenn der Verlauf von in Abbildung 21 und Abbildung 22 einigermaßen übereinstimmt, sind die Unterschiede doch erheblich. Gemäß BDB-Index wäre das Jahr 2010 zum Beispiel deutlich schlechter ausgefallen, als das Jahr 2003 und die Schwankungen müssten stärker ausfallen. Gründe hierfür können u.a. darin liegen, dass in dem BDB-Index die Ertragsdaten verschiedener Anlagentypen und Standorte berücksichtigt werden, während sich die Ertragsdaten der IEL GmbH auf die beiden Windparks „Fehndorf-Lindloh“ und „Zwartenbergerweg“ sowie einen einzelnen Anlagentyp beschränken. Auffällig ist allerdings, dass beim BDB-Index die Jahre 2013 und 2014 mit 94,0 % und 94,5 % sehr ähnlich ausfallen im Gegensatz zum ausgewerteten Index der IEL-Daten. Dieses deckt sich mit dem Verlauf der Erzeugungsdaten der Agrowea im gleichen Zeitraum. [25]

Wie die 20-jährigen Zeitreihen der Jahresproduktionen zeigen, weisen die einzelnen Jahre eine große Schwankungsbreite auf. Für den Windpark Fehndorf-Lindloh liegt die Differenz zwischen dem ertragsreichsten und -schwächsten Jahr bei ca. 48.000 MWh/a (20,7 % zum 20-jährigen Jahresmittel) und für den Windpark „Zwartenbergerweg“ bei ca. 21.000 MWh/a (19,7 %). [25]

Die Schwankung der Jahresproduktion wird in den Agrowea Daten vor allem in den Jahren 2015 und 2016 sichtbar. Das Jahr 2015 ist im 20 Jahreszeitraum das drittbeste Produktionsjahr und könnte für ein positives Extremereignis (Best Case Szenario) betrachtet werden. Das Jahr 2016 ist das drittschlechteste Produktionsjahr und könnte für ein negatives Extremereignis (Worst Case Szenario) herangezogen werden. [25]

Abhängig von dem Ziel der Betrachtung sollte somit der zugrunde gelegte Zeitraum verwendet werden. Soll die Stromproduktion möglichst den Mittelwert über 20 Jahre abbilden, sollte der gesamte Datenzeitraum von 2013 bis 2018 bzw. 2019 der Agrowea verwendet werden, da der Mittelwert sehr nahe am 20-jährigen Mittel liegt. [25]

3.3 Bewertung Ertragsprognose

Die grundsätzliche Bedeutung der Betrachtung von Zeitreihen in Bezug auf die Ertragsprognose aus fluktuierenden regenerativen Energien wurde durch die Plausibilisierung und den Vergleich der Ertragsprognose noch einmal hervorgehoben. Allein bezogen auf den Jahresertrag weisen die Daten der untersuchten Jahre starke Unterschiede auf. Diese Unterschiede verstärken sich sogar noch, wenn man die Betrachtung auf die zeitliche Auflösung der Erträge innerhalb der einzelnen Jahre verschärft, was bei einer Verschneidung der Daten mit Stromlastgängen zwangsläufig erforderlich ist. Die Betrachtung über mehrere, in der Gesamtheit repräsentative, Jahre, ist folglich für eine verlässliche und aussagekräftige Simulation notwendig.

4 Schlussfolgerungen

Dieser Abschlussbericht liefert einen Überblick über die energetischen Ausgangssituationen in Emmen und Haren (Ems) ohne eine grenzüberschreitende Verbindung oder anderweitiger Kooperation beider Regionen. Zusammen mit den Ertragsprognosen für die im Grenzgebiet geplanten Windparks Fehndorf/Lindloh und Zwartenbergweg und der abschließenden Plausibilitätsprüfung bilden diese Daten eine solide Grundlage für die Entwicklung verschiedener auf EE basierenden Szenarien einer gemeinsamen Energieversorgung von Emmen und Haren (Ems).

Durch die Validierung und Plausibilisierung der Ertragsprognosen und durch den ständigen Austausch zwischen der Hochschule Osnabrück und Agrowea konnte sichergestellt werden, dass die betrachteten Jahre in ihrer Gesamtheit repräsentativ für die Erträge aus Windenergie sind und dass die rückblickend prognostizierten Erträge eine verlässliche Grundlage für die Simulation und die Szenarien-Entwicklung bilden.

Die Analyse hat ergeben, dass EE-Ausbau in beiden Regionen kontinuierlich voranschreitet. In der Region Emmen liegt der Fokus hierbei im Bereich des Ausbaus der Solarkapazitäten in Form von Solarparks, in Haren (Ems) dominiert hingegen die Stromerzeugung aus Windenergie. Eine Besonderheit bei der Stromerzeugung in Emmen ist die Überschusseinspeisung von Strom aus den KWK-Anlagen der lokalen Gewächshäuser. Diese versorgen sich ausschließlich selbst mit Strom und Wärme und speisen lokale Überschüsse in das Verteilnetz ein.

Die Kennzahlenberechnung für beide Energiesysteme hat ergeben, dass in Emmen derzeit rund 82% der eigenen Erzeugung (dies schließt auch die nicht erneuerbare Erzeugung aus den KWK-Anlagen ein) und in Haren (Ems) 71% direkt zur Lastdeckung eingesetzt werden. Dies führt dazu, dass in Emmen ein Autarkiegrad von 30% und in Haren (Ems) von 77% erzielt wird. Der Unterschied dieser Kennzahl für die beiden Regionen ist einerseits auf die geringere Jahresstromproduktion von Emmen im Vergleich zu Haren (Ems) und andererseits auf die um Faktor zwei größere elektrische Last zurückzuführen. Die viertelstündliche Betrachtung beider Regionen hat ergeben, dass in Haren (Ems) derzeit in rund 45% aller $\frac{1}{4}$ Std. eines Jahres die Erzeugung die Last übersteigt, in Emmen sind es 12%.

Literaturverzeichnis

- [1] ENTSO-E, 2019. *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019* [online]. Brüssel: ENTSO-E [Zugriff am 16.09.2020]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/190626_MC_TOP_7.2_TTO_Synthesis2019.pdf
- [2] Amprion GmbH, 2020. *EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019* [online]. Dortmund: Amprion GmbH, 31.07.2020 [Zugriff am 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [3] TenneT TSO GmbH, 2020. *EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019* [online]. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 31.07.2020 [Zugriff am 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [4] ENEXIS Netbeheer B.V., 2020. *Interview durch Autoren*. Emmen, 28.02.2020
- [5] Ministerium für Infrastruktur und Umwelt, 2020. *Klimaatmonitor* [online]. Database. Utrecht: Ministerium für Infrastruktur und Umwelt [Zugriff am: 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive>
- [6] Westnetz GmbH, 2018. *Installierte Leistung Einspeiser*.
- [7] Westenergie AG, 2020. *e-kommune* [online]. *EEG-Daten 2018*. Essen: Westenergie AG [Zugriff am 09.11.2018]. Verfügbar unter: <https://www.e-kommune.de/index.php?id=10531>
- [8] TNO, 2019. *TNO-rapport* [online]. *Toekomstige energiesystemen Emmen (CONCEPT)*. Amsterdam: TNO.
- [9] ENEXIS Netbeheer B.V. zitiert nach Stadt Haren (Ems).
- [10] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündliche Stromerzeugung aus Solar und Biomasse*.
- [11] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündlicher Stromverbrauch für Haren (Ems) für das Jahr 2017*: Berechnung basierend auf dem Residuallastgang der Westnetz GmbH.
- [12] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündliche Stromerzeugung aus Windenergie in Haren (Ems)*.
- [13] Landesamt für Statistik Niedersachsen, 2020. Hannover: Landesamt für Statistik Niedersachsen [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: https://www.statistik.niedersachsen.de/startseite/datenangebote/lsn_online_datenbank/
- [14] CBS ,2020. *StatLine* [online]. *Bevolking op 1 januari; leeftijd, geboorteland en regio*. Den Haag: CBS, 08.10.2019 [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/70648ned/table?ts=1603896612435>
- [15] Landesamt für Statistik Niedersachsen, 2020. Hannover: Landesamt für Statistik Niedersachsen [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: https://www.statistik.niedersachsen.de/startseite/datenangebote/lsn_online_datenbank/

-
- [16] AlleCijfers , 2020. *Informatie gemeente Emmen* [online]. *Bekijk informatie over meer dan 100 onderwerpen voor de Gemeente Emmen! Met grafieken, links naar meer informatie & een overzicht van alle cijfers in 1 tabel.* AlleCijfers, 17.10.2020 [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: <https://allecijfers.nl/gemeente/emmen/>
- [17] STIEß, Immanuel; KRESSE, S.; FISCHER, C. Power efficiency classes for households—Monitoring long-term effects of a power saving intervention. *ECEEE Summer Study; ECEEE: Hyères Cedex, France*, 2017, S. 2139-2148.
- [18] BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG, 2020. *WP Fehndorf – Lindloh* [online]. *Energieerzeugung Windpark: grundlegende Anmerkungen.* Haren: BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: <http://dev.von-der-see.de/cec-haren.de/wp-fehndorf-lindloh/>
- [19] Hau, E. [2014]: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 5. Auflage, ISBN: 978-3-642-28877-7, Springer Vieweg
- [20] Gasch, R. u. Twele, J. [2011]: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, 7. Auflage, ISBN: 978-3-8348-1460-9, Springer Vieweg
- [21] Hägerbäumer, S., Firma ENERCON GmbH [2015]: *ENERCON Site Assessment Bericht – Vorläufige Ertragsprognose - Windpark: Fehndorf (DE) vom 26.11.2015*
- [22] EMD International A/S [2010]: *WindPRO 2.7, German User Manual, Kapitel 3 – Energie*
- [23] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündliche Erzeugungsprognose für den Windpark Fehndorf/Lindloh.*
- [24] Agrowea GmbH & Co. KG, 2020. *Viertelstündliche Erzeugungsprognose für den Windpark Zwartenbergerweg.*
- [25] Fricke, J., Firma IEL GmbH [2020]: *Bericht Nr. 4350-20-W1 Fehndorf-Lindloh Forschung & Entwicklung vom 01.12.2020*
- [26] Keiler, J. und Häuser, H. (Hrsg.): *BDB-Index, Version 2017, Betreiber-Datenbasis; Vertrieb durch enveco GmbH, Münster, Deutschland*