



Energieertragsgutachten

Windpark Muttenz

München, 05.03.2021

Evergy Engineering GmbH
Malsenstrasse 84
D-80638 München

T +49 89 189 289 - 30
F +49 89 189 289 - 89
www.evergy.de

Geschäftsführung
Dipl.-Ing. Jens Langenbrinck
Dipl.-Ing. Thorsten Nogge
Dipl.-Ing. Marc Böhnke
Registergericht München
HRB 151 104

Stadtsparkasse München
BLZ 701 500 00
Kto 98 144 322

Energieertragsgutachten

Windpark MuttENZ

| Windpark | WEA Typ | Nabenhöhe | Anzahl WEA | Leistung | Inbetriebnahme |
|----------|---------|---------------|------------|----------|----------------|
| MuttENZ | tbd | 125 m - 140 m | 1 | 2 - 3MW | - |

Kunde aventron AG
Weidenstrasse 27
CH-4142 Münchenstein 1
Schweiz

Verteiler Antoine Millioud

Datum 05.03.2021

Autoren 

Paul Stepan

Geprüft 

Jens Langenbrinck

Evergy Engineering GmbH

Windpark MuttENZ
Energieertragsgutachten
Final Rev01

05.03.2021

Page 2 of 40

Berichtsrevisionen

| Revision | Datum | Autoren | Bericht |
|----------|------------|-----------------------------|---------|
| Rev00 | 13.08.2020 | Paul Stepan, Joshua Schwall | Entwurf |
| Rev01 | 05.03.2021 | Paul Stepan | Final |

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----------|
| Zusammenfassung | 9 |
| 1 Einleitung | 10 |
| 2 Projektbeschreibung | 11 |
| 2.1 Standort..... | 11 |
| 2.2 Windpark Layouts | 12 |
| 2.3 Technische Daten der Windturbinen | 13 |
| 2.4 Betriebseinschränkungen..... | 14 |
| 2.5 Benachbarte Windparks..... | 15 |
| 2.6 Software..... | 15 |
| 2.7 Input für die Strömungsmodellierung | 15 |
| 2.7.1 Orographie | 15 |
| 2.7.2 Rauigkeit..... | 15 |
| 2.7.3 Hindernisse und Bewaldung | 16 |
| 3 Bewertung der Winddaten | 17 |
| 3.1 Windmessung | 17 |
| 3.1.1 Windmessung Vor-Ort..... | 17 |
| 3.1.2 Lidar Informationen | 17 |
| 3.2 Vor-Ort-Winddatenanalyse..... | 18 |
| 3.2.1 Analyse der Lidar Messung | 18 |
| 3.2.2 Monatlich gemessene Windgeschwindigkeiten | 19 |
| 3.2.3 Windrose..... | 20 |
| 3.2.4 Verteilung der Windgeschwindigkeiten | 22 |
| 3.2.5 Vertikales Windgeschwindigkeitsprofil | 23 |
| 3.3 Langzeitanpassung der Winddaten | 23 |
| 3.3.1 Langzeitreferenz-Datensatz | 24 |
| 3.3.1.1 Benachbarte Windmessungen | 24 |
| 3.3.1.2 Reanalyse-Datensätze | 24 |
| 3.3.2 Langzeit-Korrelation | 25 |
| 3.4 Windregime auf Nabenhöhe an den Turbinenstandorten | 26 |
| 4 Energieertragsprognose | 28 |
| 4.1 Brutto-Energieertrag | 28 |
| 4.2 Verlustfaktoren und Netto-Energieertrag | 28 |
| 4.2.1 Technische Verluste..... | 28 |
| 4.2.2 Betriebseinschränkungen | 30 |
| 4.2.3 Netto-Energieertrag..... | 32 |

| | | |
|--|---|-----------|
| 5 | Unsicherheitsanalyse und Überschreitungswahrscheinlichkeiten | 33 |
| 5.1 | Unsicherheitsanalyse..... | 33 |
| 5.2 | Überschreitungswahrscheinlichkeit..... | 34 |
| 6 | Literaturverzeichnis..... | 36 |
| Anlage 1: WindPro Hauptergebnisse | | 37 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Standort des Windpark Muttentz (Google Earth) | 11 |
| Abbildung 2: Layout Windpark Muttentz (Google Earth); der östliche Standort „WEA Hardwald“ wird aktuell nicht weiter verfolgt..... | 12 |
| Abbildung 3: Gegenüberstellung der mittleren Windgeschwindigkeit auf 120 m und 140 m | 19 |
| Abbildung 4: Lidar Muttentz (140m, bereinigt, 14.03.2019 – 30.03.2020) . | 20 |
| Abbildung 5: EMDEra5 (150m, 01/2000 – 12/2019) | 21 |
| Abbildung 6: MERRA2 (50m, 01/2000 – 12/2019) | 21 |
| Abbildung 7: Verteilung der Windgeschwindigkeit auf 140 m..... | 22 |
| Abbildung 8: Vertikales Windprofil am Lidar Standort (alle Sektoren) | 23 |
| Abbildung 9: Nächstgelegene Datenpunkte der Langzeitreferenz-Datensätze | 25 |
| Abbildung 10:Langzeitkorrigierte Weibull-Verteilung auf 140 m am Lidar-Standort | 26 |
| Abbildung 11: Windregime auf 140m Nabenhöhe am Standort Kompostieranlage. | 27 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Ergebnisse des Energieertragsgutachtens | 9 |
| Tabelle 2: Konfigurationen des Windpark MuttENZ | 12 |
| Tabelle 3: Technische Daten Enercon E-115..... | 13 |
| Tabelle 3: Technische Daten Nordex N117 | 13 |
| Tabelle 4: Technische Daten Vestas V110 | 14 |
| Tabelle 5: Informationen zur Lidar-Messung | 18 |
| Tabelle 6: Monatliche Statistiken des Lidar auf 140m nach Analyse und Selbstdiagnose | 20 |
| Tabelle 7: Korrelationskoeffizienten zwischen Windmessung und Reanalysedaten | 25 |
| Tabelle 8: Ergebnistabelle mit Planwert für die Nettoenergielieferung | 32 |
| Tabelle 9: Unsicherheitsfaktoren | 34 |
| Tabelle 10: Planwerte der Energielieferung für verschiedene Überschreitungswahrscheinlichkeiten | 35 |

Definitionen und Abkürzungen

EYA Energy Yield Assessment (Energieertragsgutachten)
NH..... Nabhöhe
TDD Technical Due Diligence
WEA Windenergieanlage

Zusammenfassung

Die aventron AG plant, bei Muttenz in der Nähe von Basel eine Windkraftanlage zu errichten.

Zur Beurteilung des geplanten Standortes wurde ein Energieertragsgutachten auf der Grundlage von lokalen Windmessdaten erstellt, welche anhand einer ca. einjährigen Messung mit einem vor Ort installierten Lidar-Gerätes erfasst wurden. Die langfristige Einordnung der kurzzeitigen Windmessdaten erfolgte über eine Korrelation mit dem Reanalyse-Datensatz Emd-Era5.

Zu untersuchen waren insgesamt drei Konfigurationen (s. Tabelle 1):

Tabelle 1: Ergebnisse des Energieertragsgutachtens

| | Muttenz Standort Kompostieranlage | Muttenz Standort Kompostieranlage | Muttenz Standort Kompostieranlage |
|--|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Konfiguration | I | II | III |
| WEA-Typ | Enercon E-115 | Nordex N117 | Vestas V110 |
| Anzahl WEA | 1 | 1 | 1 |
| Gesamt-Nennleistung | 3,0 MW | 2,4 MW | 2,0 MW |
| Nabenhöhe | 135 | 140 m | 125 m |
| Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe | 4,2 m/s | 4,2 m/s | 4,2 m/s |
| Brutto-Energie (vor Wake Effect) | 3.545 MWh | 3.507 MWh | 3.037 MWh |
| Park-Wirkungsgrad (Wake Effect) | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Brutto-Energie (nach Wake Effect) | 3.545 MWh | 3.507 MWh | 3.037 MWh |
| Technische Verluste | 14,9% | 14,7% | 14,7% |
| Planwert für Netto-Energielieferung (P50) | 3.019 MWh | 2.991 MWh | 2.591 MWh |

1 Einleitung

Evergy wurde mit der Durchführung eines Energieertragsgutachtens für den Windpark Muttenz beauftragt.

Alle für das EYA (Energy Yield Assessment) verwendeten Messdaten wurden aus der von Fa. Meteotest durchgeführten Lidar-Messung übernommen. Informationen zu den geplanten Standorten und WEA-Typen wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt.

Die Ziele des EYA sind:

- die Prüfung der Plausibilität der gemessenen Winddaten
- Langfrist-Korrelation der Messdaten mit einem geeigneten, langfristig zur Verfügung stehenden Referenzdatensatz, um das im langfristigen Mittel zu erwartende Windangebot am Ort der Messung zu bestimmen
- Erstellung eines topographischen Modells, eines Rauigkeitsmodells und eines Hindernismodells für die Umgebung der geplanten WEA-Standorte
- Ermittlung der Windgeschwindigkeits- und Windhäufigkeitsverteilungen an den geplanten Standorten, jeweils gültig für die Nabenhöhen der geplanten WEA-Typen
- Überprüfung der Leistungskurven der geplanten WEA (gemessene oder berechnete Leistungskurven, Luftdichte, Hysterese, etc.)
- Bestimmung der langfristig zu erwartenden Brutto-Energieproduktion der WEA
- Bestimmung der am Netzanschlusspunkt zu erwartenden Nettoenergieproduktion der zu betrachtenden Windpark-Konstellationen unter Berücksichtigung von Betriebseinschränkungen und technischen Verlustfaktoren
- Durchführung einer Unsicherheitsanalyse und Bestimmung von Planwerten für die Energielieferung in verschiedenen Konfidenzintervallen (P50, P75 und P90).

Diese Bewertungen wurde in Anlehnung an die deutsche FGW-Richtlinie TR6 Rev. 10 vom 26.10.2017 [1] erstellt.-Eine Standortbesichtigung wurde nicht durch Evergy durchgeführt.

2 Projektbeschreibung

2.1 Standort

Der Standort für den Windpark MuttENZ befindet sich in der Nähe von Basel.

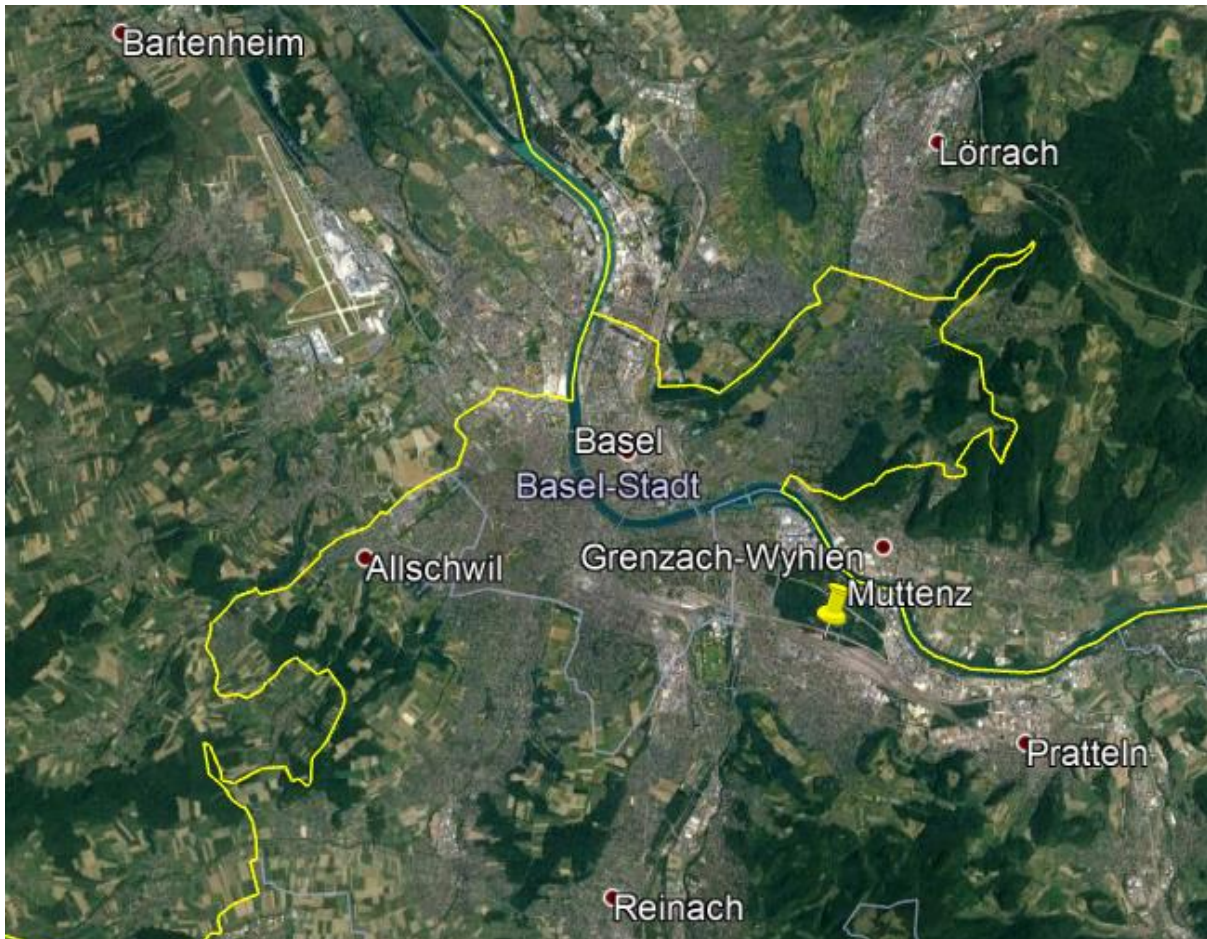


Abbildung 1: Standort des Windpark MuttENZ (Google Earth)

Das Gelände rund um den geplanten Standort ist flach bis leicht wellig mit Bodenerhebungen, die zwischen einer Erhebung von 255 m und 295 m über dem Meeresspiegel variieren. Das Gebiet besteht hauptsächlich aus bebauter Fläche und Waldstücken sowie vereinzelt, landwirtschaftlichen Nutzflächen.

2.2 Windpark Layouts

Die WEA soll in unmittelbarer Nähe zu einem südlich angrenzenden Rangierbahnhof und einer nördlich angrenzenden Bundesautobahn errichtet werden. Es standen dabei ursprünglich zwei mögliche Standorte zur Verfügung. Der westliche Standort „Kompostieranlage“ ist derzeit fest für den Bau einer Anlage vorgesehen. Ferner war anfänglich als zusätzliche Option der Standort „Hardwald“ zu betrachten, welcher ca. 500 m weiter östlich liegt. Im Zuge der Projektentwicklung hat sich ergeben, dass aktuell nur der Standort Kompostieranlage für den Bau einer Anlage in Frage kommt.

| Name | E | N | Breite WGS84 | Länge WGS84 |
|----------------------|--------------|--------------|-----------------|----------------|
| | CH1903+ LV95 | CH1903+ LV95 | | |
| WEA Kompostieranlage | 2.615.352,6 | 1.265.329,5 | 47°32'18.67"N | 7°38'33.12"E |
| WEA Hardwald | 2.615.856,5 | 1.265.161,3 | 47°32'13.18"N | 7°38'57.19"E |

In Abbildung 2 sind die WEA-Standorte als rote Kreise sowie zusätzlich der Standort der Windmessung („MuttENZ Lidar“) eingezeichnet.



Abbildung 2: Layout Windpark Muttenz (Google Earth); der östliche Standort „WEA Hardwald“ wird aktuell nicht weiter verfolgt

Zu untersuchen waren insgesamt drei Konfigurationen (s. Tabelle 2):

Tabelle 2: Konfigurationen des Windpark Muttenz

| Wind Park | Konfiguration | WEA-Typ | Standort | Nabenhöhe | Anzahl der Anlagen | Nennleistung |
|-----------|---------------|---------------|----------------------|-----------|--------------------|--------------|
| MuttENZ | I | Enercon E-115 | WEA Kompostieranlage | 135 m | 1 | 3,0 MW |
| MuttENZ | II | Nordex N117 | WEA Kompostieranlage | 140 m | 1 | 2,4 MW |
| MuttENZ | III | Vestas V110 | WEA Kompostieranlage | 125 m | 1 | 2,0 MW |

Energy Engineering GmbH

Windpark Muttenz
Energieertragsgutachten
Final Rev01

05.03.2021

Page 12 of 40

2.3 Technische Daten der Windturbinen

Die wesentlichen technischen Daten und die vom Hersteller spezifizierten Leistungskurven der WEA sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

Tabelle 3: Technische Daten Enercon E-115

| Wind Turbine Specifications | |
|-----------------------------------|---------|
| Manufacturer | Enercon |
| Type | E-115 |
| Rated Power [kW] | 2990 |
| Cut-In / Cut-Out Wind Speed [m/s] | 2 / 34 |
| Rated Wind Speed [m/s] | 15 |
| Rotor Diameter [m] | 115 |
| Hub Height [m] | 135 |
| Air density [kg/m ³] | 1,225 |

| Wind Speed [m/s] | Power [kW] |
|------------------|------------|
| 4 | 151 |
| 5 | 327 |
| 6 | 586 |
| 7 | 944 |
| 8 | 1405 |
| 9 | 1931 |
| 10 | 2412 |
| 11 | 2739 |
| 12 | 2904 |
| 13 | 2967 |
| 14 | 2986 |
| 15 | 2990 |
| 16 | 2990 |
| 17 | 2990 |
| 18 | 2990 |
| 19 | 2990 |
| 20 | 2990 |

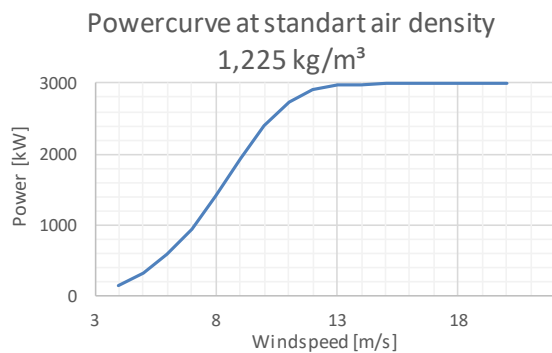
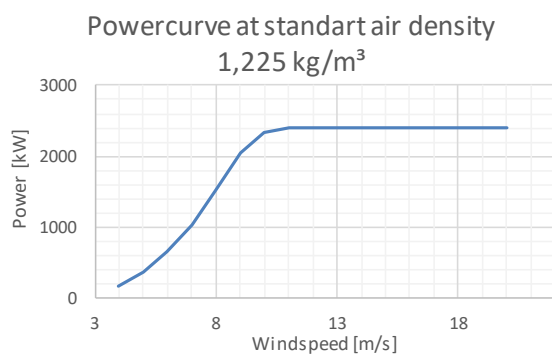


Tabelle 4: Technische Daten Nordex N117

| Wind Turbine Specifications | |
|-----------------------------------|--------|
| Manufacturer | Nordex |
| Type | N 117 |
| Rated Power [kW] | 2400 |
| Cut-In / Cut-Out Wind Speed [m/s] | 3 / 20 |
| Rated Wind Speed [m/s] | 11 |
| Rotor Diameter [m] | 117 |
| Hub Height [m] | 141 |
| Air density [kg/m ³] | 1,225 |

| Wind Speed [m/s] | Power [kW] |
|------------------|------------|
| 4 | 154 |
| 5 | 354 |
| 6 | 643 |
| 7 | 1038 |
| 8 | 1525 |
| 9 | 2037 |
| 10 | 2326 |
| 11 | 2400 |
| 12 | 2400 |
| 13 | 2400 |
| 14 | 2400 |
| 15 | 2400 |
| 16 | 2400 |
| 17 | 2400 |
| 18 | 2400 |
| 19 | 2400 |
| 20 | 2400 |



Evergy Engineering GmbH

Windpark Muttenz
Energieertragsgutachten
Final Rev01

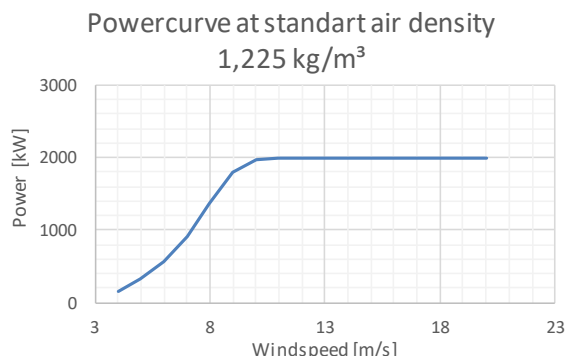
05.03.2021

Page 13 of 40

Tabelle 5: Technische Daten Vestas V110

| Wind Turbine Specifications | |
|-----------------------------------|--------|
| Manufacturer | Vestas |
| Type | V 110 |
| Rated Power [kW] | 2000 |
| Cut-In / Cut-Out Wind Speed [m/s] | 3 / 20 |
| Rated Wind Speed [m/s] | 11,5 |
| Rotor Diameter [m] | 110 |
| Hub Height [m] | 125 |
| Air density [kg/m ³] | 1,225 |

| Wind Speed [m/s] | Power [kW] |
|------------------|------------|
| 4 | 149 |
| 5 | 321 |
| 6 | 554 |
| 7 | 909 |
| 8 | 1354 |
| 9 | 1788 |
| 10 | 1973 |
| 11 | 1998 |
| 12 | 2000 |
| 13 | 2000 |
| 14 | 2000 |
| 15 | 2000 |
| 16 | 2000 |
| 17 | 2000 |
| 18 | 2000 |
| 19 | 2000 |
| 20 | 2000 |



Wir haben die dargestellten Leistungskurven auf Plausibilität überprüft. Die resultierenden Leistungsbeiwerte (c_p -Werte) liegen jeweils in den typischen Bereichen. Die Tatsache, dass es sich um Herstellerspezifikationen und nicht um gemessene Leistungskurven handelt, haben wir bei der Unsicherheitsbetrachtung entsprechend berücksichtigt.

Empfehlung:

Gemessene Leistungskurven würden die Unsicherheit der Energieberechnung reduzieren. Die Hersteller sollten in einer nächsten Projektphase gebeten werden, gemessene Leistungskurven zur Verfügung zu stellen.

2.4 Betriebseinschränkungen

Gemäß den übermittelten Informationen sind für das Projekt Muttenz folgende Auflagen zu berücksichtigen:

- Schallauflagen
- Schattenwurfauflagen
- Abschaltungen zum Fledermausschutz
- Vermeidung von Eisabwurf

Die diesbezüglichen Erörterungen und Verlustbetrachtungen erfolgen in Kapitel 4.2.2.

2.5 Benachbarte Windparks

Evergy liegen keine Informationen über benachbarte Windparks in abschätzungsrelevanter Distanz zum Windpark Muttenz (3 km Umkreis) vor.

2.6 Software

Für diese Energieertragsanalyse wurden von Evergy die folgenden Berechnungsprogramme verwendet:

- Windographer, Version 4.1.12
- Wind Atlas Analysis und Application Program (WASP), Version 11.06, von DTU Wind Energy (Risø National Laboratory) in Roskilde, Dänemark.
- WindPro, Version 3.3, von EMD International A/S, Dänemark.

2.7 Input für die Strömungsmodellierung

2.7.1 Orographie

Das Gelände des Windparks wird durch Höhenlinien modelliert die auf einer digitalen 60 km x 60 km Geländekarte mit 10m Höhenintervallen und einer Auflösung von 30 m der NASA Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) basieren [2].

2.7.2 Rauigkeit

Die Rauigkeit des Standorts wird mit Hilfe von topographischen Karten sowie öffentlich zugänglichen Satellitenkarten bewertet und basiert auf der Klassifizierung durch den European Wind Atlas [3]. Die Rauigkeitsklassen sind der folgenden Abbildung zu entnehmen:

| Roughness class | Roughness length | Relative energy % | |
|-----------------|------------------|-------------------|--|
| 0 | 0,0002 | 100 | Water areas. |
| 0,5 | 0,0024 | 73 | Mixed Water and land area or very smooth land. |
| 1 | 0,03 | 52 | Open farmland with no crossing hedges and with scattered buildings. Only smooth hills. |
| 1,5 | 0,055 | 45 | Famland with some buildings and crossing hedges of 8 m height and about 1250 m apart. |
| 2 | 0,10 | 39 | Famland with some buildings and crossing hedges of 8 m height and 800 m apart. |
| 2,5 | 0,20 | 31 | Famland with closed appearance and dense vegetation - crossing hedges of 8 m height and 250 m apart. |
| 3 | 0,40 | 24 | Villages, small towns, very closed farmland with many or heigh hedges, Forrest, many abrupt orographic changes, etc. |
| 3.5 | 0,80 | 18 | Large towns, cities with extended build-up areas. |
| 4 | 1,6 | 13 | Large cities with build-up areas and high buildings. |

2.7.3 Hindernisse und Bewaldung

Die nähere Umgebung des Standortes umfasst mehrere Waldgebiete mit einer Höhe von ca. 15m und dicht bebautes Siedlungsgebiet. Die geplanten Standorte für die beiden WEA befinden sich jeweils in oder am Rand zu Waldgebieten, die an den Rangierbahnhof angrenzen. Da der Wind von zusammenhängenden Waldgebieten nach oben verdrängt wird, ist bei Waldstandorten grundsätzlich eine effektive Nabenhöhenreduzierung für die Ertragssimulationen in Betracht zu ziehen (sogenannte „Verdrängungshöhe“). Da das Lidar-Messgerät der am Standort durchgeführten Windmessung (vgl. Kapitel 3.1) jedoch am Waldrand installiert wurde und die Messdaten somit aufgrund des Installationsorts in den Hauptwindrichtungen den Waldeinfluss berücksichtigen, wurde keine Verdrängungshöhe für den Waldeinfluss in den Ertragssimulationen angesetzt. Es wird also angenommen, dass der Waldeinfluss inhärent in den Messdaten enthalten ist. Die gleiche Annahme wurde aufgrund der gegebenen Lidar-Messposition für den Einfluss des Siedlungsgebiets auf die Windverhältnisse getroffen, d.h. auch in Bezug auf das Siedlungsgebiet gehen wir davon aus, dass dessen Einfluss inhärent in den Windmessdaten abgebildet ist.

3 Bewertung der Winddaten

3.1 Windmessung

3.1.1 Windmessung Vor-Ort

Die Fa. Meteotest hat am Standort eine Windmessung durchgeführt und in Ihrem Windgutachten vom 28.04.2020 dokumentiert [4]. Die Messungen wurden von März 2019 bis März 2020 durchgeführt. Es wurde ein Lidar-Messgerät der Firma Leosphere des Modells Windcube V2 (im Folgenden Lidar genannt) installiert. Der Standort des Lidars ist in Abbildung 2 dargestellt. Da der Messstandort am Rande eines Waldstücks liegt, werden die Messung durch die Bäume zumindest auf den unteren Messhöhen beeinflusst (vgl. Kapitel 2.7.3).

3.1.2 Lidar Informationen

Die nach der deutschen Technischen Richtlinie 6 (TR6) geforderten Nachweise:

- 1. Verifikationstest (Vergleich Lidarmessung mit Messmastmessung)
- Typenspezifische Sensitivitätsanalyse (Sensitivität Messgerät gegenüber Umgebungsvariablen)
- Nachverifikation nach der Windpotentialmessung (2. Verifikationstest),

liegen für das Messgerät aktuell nicht vor.

Ein separater Bericht zur Installation des Messgeräts liegt nicht vor, hinreichende Informationen zum Messaufbau sowie gegebenen Windrichtungsoffsets sind jedoch dem Windgutachten der Fa. Meteotest zu entnehmen. Die Fa. Meteotest war für die Durchführung der Messkampagne verantwortlich.

Wegen der aktuell fehlenden Nachweise gem. TR6 besteht für die Messdaten ein gewisses Maß an Unsicherheit. Dies wurde bei der Wind- und Unsicherheitsanalyse berücksichtigt.

Tabelle 6: Informationen zur Lidar-Messung

| Measurement campaign | Muttenz |
|--------------------------------|--|
| Type | Windcube V2 (Lidar) |
| Serial numer | WLS7-176 |
| Location (x, WSG 85 Z33) | 47 321 710 |
| Location (y, WSG 85 Z33) | 7 383 910 |
| Elevation a.s.l. | 275 m |
| Wind speed measurement heights | 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180, 200 |
| Measurement period (start) | 14.03.2019 |
| Measurement period (end) | 30.03.2020 |
| Data resolution | 10 min |

Empfehlung:

Es wäre von Vorteil, den 2. Verifikationstest (der nach Beendigung der Windmessung durchgeführt wird) von Meteotest zu erhalten. Dadurch könnte der betreffende Ansatz für Unsicherheit gesenkt werden.

3.2 Vor-Ort-Winddatenanalyse

Die aus den Messungen bereitgestellten Daten wurden geprüft und gemäß ihrer Konsistenz und Verfügbarkeit bewertet. Die daraus entstandenen Statistiken und wichtigsten Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt vorgestellt.

3.2.1 Analyse der Lidar Messung

Daten vom Lidar standen für die Analyse vom 14. März 2019 bis zum 30. März 2020 zur Verfügung. Die Winddaten wurden einer Qualitätsprüfung unterzogen.

Die wichtigsten Zeiträume, für die am Lidar keine gültigen Winddaten verfügbar waren, sind nachstehend mit Einzelheiten zu den festgestellten Fehlern zusammengefasst:

- 13. bis 25. Juli 2019: Ausfall Lidar wegen Defekts an der Printplatte.
- 3. bis 7. Oktober 2019: Ausfall Lidar wegen defekter Speicherbatterien der Stromversorgung.

Einige Lücken in den Daten wurden mit synthetisierten Daten gefüllt, die durch Korrelation mit gleichzeitigen Daten aus den anderen Messhöhen gewonnen wurden.

Des Weiteren wurden Daten auf Grundlage folgender Kriterien ausgeschlossen:

- Qualitätskriterium CNR < 23 dB (Contrast/Carrier to Noise Ratio).
- 10 Minutendatenverfügbarkeit unter 80%.
- Wischeraktivität mehr als 10 x pro min.
- Unplausible Daten basierend auf Gegenüberstellung verschiedener Messhöhen.

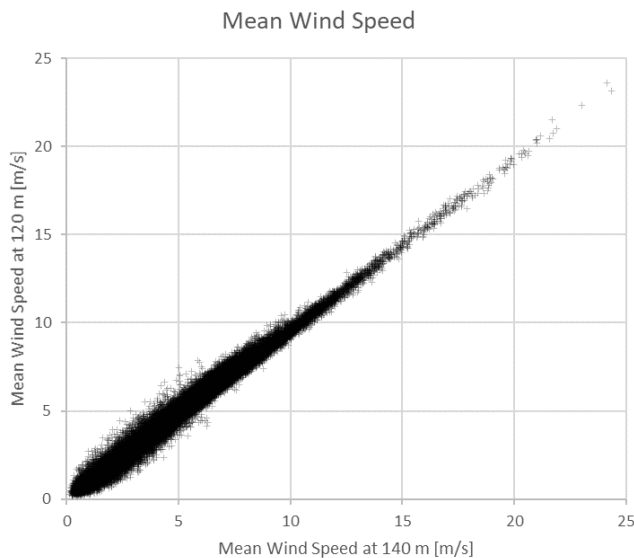


Abbildung 3: Gegenüberstellung der mittleren Windgeschwindigkeit auf 120 m und 140 m

Laut den Angaben von Meteotest war für die Installation des Messgerätes ein Windrichtungsoffset von $-172,7^\circ$ gegeben. Angabegemäß wurde der Offset des Lidars bei der Installation bereits berücksichtigt. Evergy geht daher davon aus, dass die gemessene Windrichtung der tatsächlichen Windrichtung entspricht, die Messdaten den Offset also korrekt berücksichtigen. Die Plausibilität der Windrichtungsmessung wird durch die Gegenüberstellung der Windrosen in Kapitel 3.2.3 belegt.

3.2.2 Monatlich gemessene Windgeschwindigkeiten

Die endgültige Datenabdeckung der Monatsdaten in 140 m Höhe sowie die monatliche mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhen 140 m sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Monatliche Statistiken des Lidar auf 140m nach Analyse und Selbstsynthese

| | Year | Month | Possible | Valid | DCR | DRR | Mean | Median | Min | Max | Std. Dev. | Weibull k | Weibull A |
|----|-----------------------|-------|-------------|-------------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|-----------|-----------|-----------|
| | | | Data Points | Data Points | [%] | [%] | (m/s) | (m/s) | (m/s) | (m/s) | (m/s) | | (m/s) |
| 1 | 2019 | Mar | 2,516 | 2,419 | 54.19 | 96.14 | 4.695 | 4.130 | 0.230 | 16.690 | 2.884 | 1.626 | 5.244 |
| 2 | 2019 | Apr | 4,320 | 4,191 | 97.01 | 97.01 | 3.815 | 3.660 | 0.210 | 15.530 | 1.928 | 2.026 | 4.306 |
| 3 | 2019 | May | 4,464 | 4,362 | 97.72 | 97.72 | 4.414 | 3.910 | 0.200 | 17.878 | 2.603 | 1.720 | 4.951 |
| 4 | 2019 | Jun | 4,320 | 4,189 | 96.97 | 96.97 | 3.785 | 3.450 | 0.260 | 15.700 | 2.119 | 1.801 | 4.257 |
| 5 | 2019 | Jul | 4,464 | 2,723 | 61.00 | 61.00 | 4.011 | 3.760 | 0.280 | 18.670 | 2.087 | 1.927 | 4.522 |
| 6 | 2019 | Aug | 4,464 | 4,346 | 97.36 | 97.36 | 3.557 | 3.310 | 0.210 | 17.450 | 1.880 | 1.954 | 4.012 |
| 7 | 2019 | Sep | 4,320 | 4,001 | 92.62 | 92.62 | 3.965 | 3.640 | 0.270 | 16.000 | 2.107 | 1.909 | 4.469 |
| 8 | 2019 | Oct | 4,464 | 3,988 | 89.34 | 89.34 | 4.583 | 4.660 | 0.340 | 14.050 | 2.310 | 2.147 | 5.175 |
| 9 | 2019 | Nov | 4,320 | 4,032 | 93.33 | 93.33 | 4.052 | 3.555 | 0.130 | 16.420 | 2.529 | 1.664 | 4.535 |
| 10 | 2019 | Dec | 4,464 | 4,050 | 90.73 | 90.73 | 5.870 | 5.930 | 0.330 | 17.800 | 3.036 | 2.063 | 6.627 |
| 11 | 2020 | Jan | 4,464 | 4,355 | 97.56 | 97.56 | 5.083 | 5.150 | 0.270 | 19.620 | 2.513 | 2.097 | 5.739 |
| 12 | 2020 | Feb | 4,176 | 3,944 | 94.44 | 94.44 | 6.831 | 6.190 | 0.410 | 24.370 | 3.774 | 1.829 | 7.687 |
| 13 | 2020 | Mar | 4,320 | 4,050 | 90.73 | 93.75 | 5.088 | 4.490 | 0.300 | 15.680 | 2.880 | 1.840 | 5.727 |
| | All Data | | 55,076 | 50,650 | 88.60 | 91.96 | 4.586 | 4.170 | 0.130 | 24.370 | 2.713 | 1.703 | 5.151 |
| | Mean of monthly means | | | | | | 4.581 | | | | | | |

3.2.3 Windrose

In Abbildung 4 ist die gemessene Windrose aus den Daten des Lidar dargestellt.

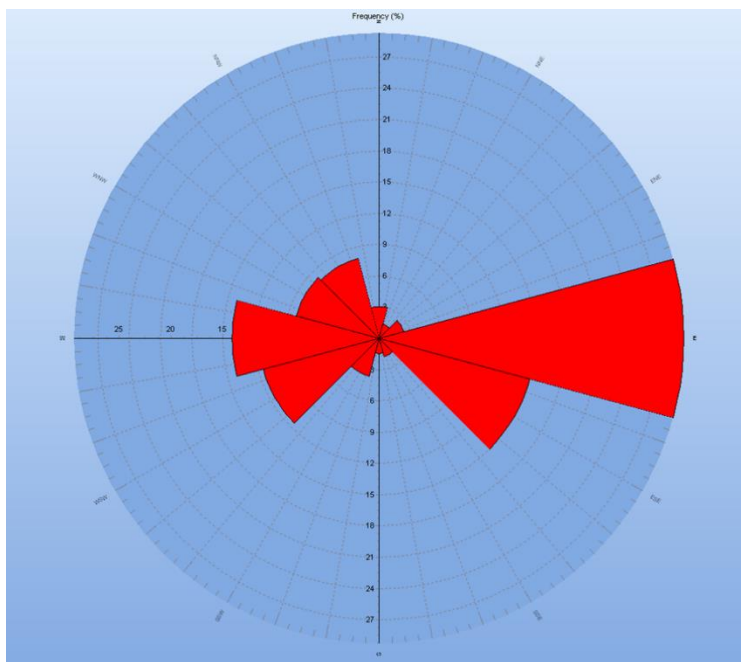


Abbildung 4: Lidar Muttenz (140m, bereinigt, 14.03.2019 – 30.03.2020)

Zum Vergleich werden hier zusätzlich die Windrosen auf Basis von ERA5-Daten (Abbildung 5) und Merra2-Daten (Abbildung 6) gezeigt (vgl. dazu Kapitel 3.3.1).

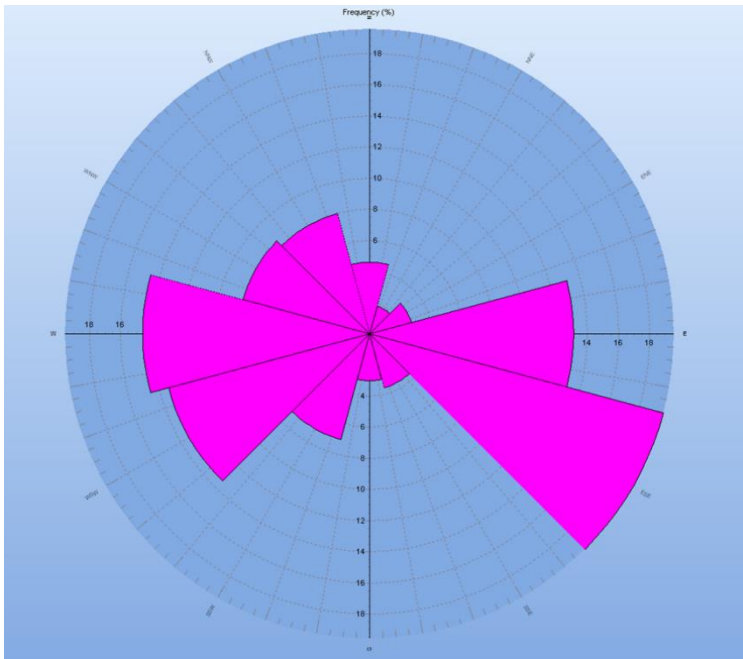


Abbildung 5: EMDera5 (150m, 01/2000 – 12/2019)

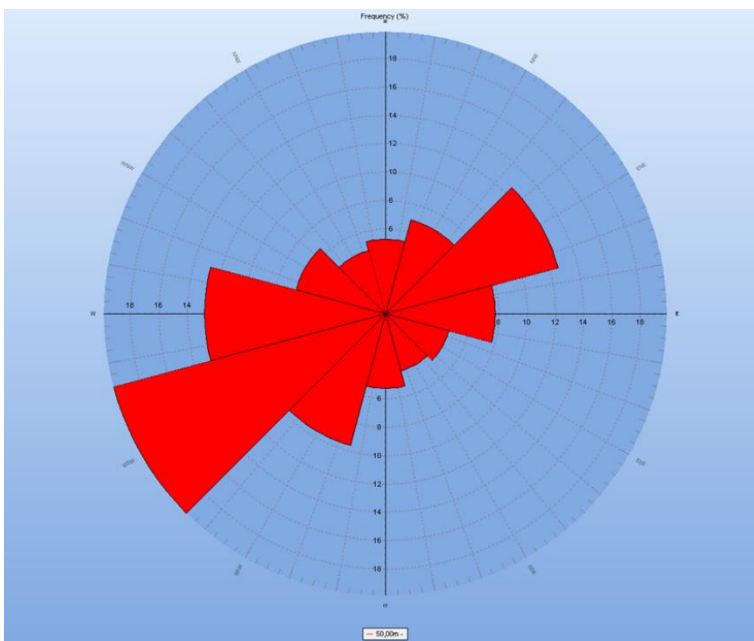


Abbildung 6: MERRA2 (50m, 01/2000 – 12/2019)

Die Messdaten zeigen einen ungewöhnlich starken Ostwind Anteil. Es wird angenommen, dass sich dies durch die lokalen topographischen

Gegebenheiten ergibt. In den EMD-Era5 Daten ist diese Ausprägung ebenfalls abgebildet. Die MERRA 2 Daten bilden dieses Phänomen nicht ab.

3.2.4 Verteilung der Windgeschwindigkeiten

Die folgende Abbildung zeigt die gemessene Verteilung der Windgeschwindigkeiten (rote Balken) sowie den dazugehörigen, sogenannten „Weibull-Fit“ zu dieser gemessenen Verteilung für die Lidar-Messhöhe 140 m. Weibull-Fit ist die durch eine Weibull-Funktion beschriebene Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten, die der gemessenen Verteilung am nächsten kommt.

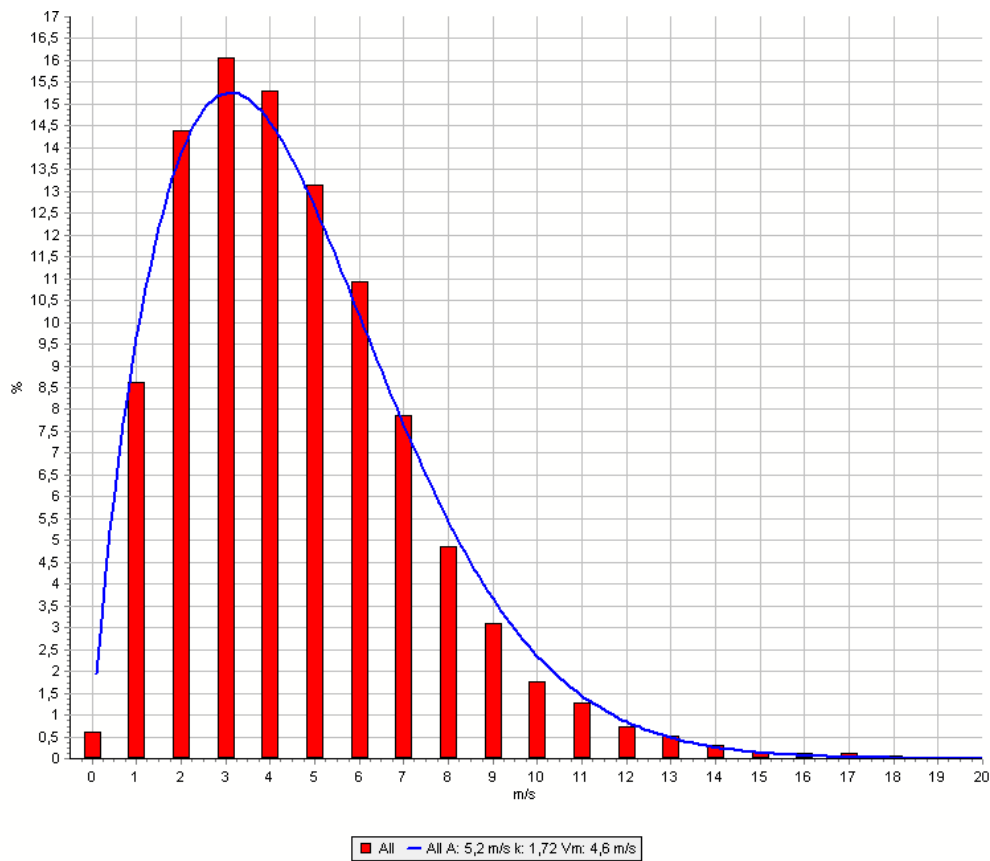


Abbildung 7: Verteilung der Windgeschwindigkeit auf 140 m

3.2.5 Vertikales Windgeschwindigkeitsprofil

Die folgende Abbildung zeigt das gemessene vertikale Windprofil am Lidar. Das gemessene, über alle Windrichtungssektoren gemittelte, vertikale Windprofil am Lidar lässt sich sowohl durch das logarithmische als auch durch das exponentielle Berechnungsmodell (power law) gut beschreiben.

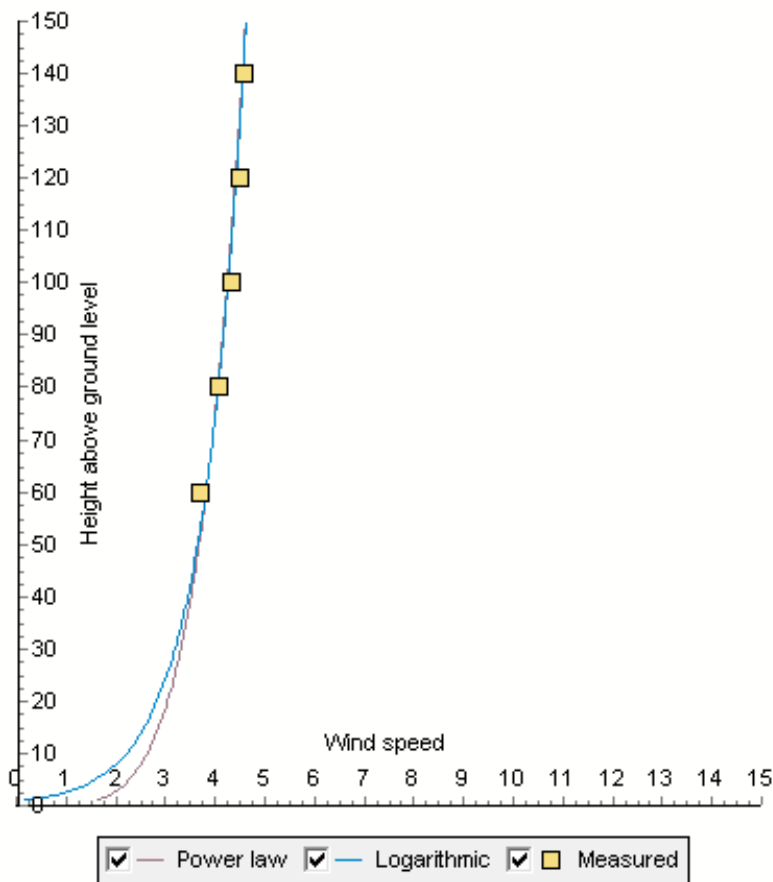


Abbildung 8: Vertikales Windprofil am Lidar Standort (alle Sektoren)

3.3 Langzeitanpassung der Winddaten

Die Messdaten liegen für einen Zeitraum von ca. 1 Jahr vor. Im Messzeitraum können die Windverhältnisse überdurchschnittlich oder unterdurchschnittlich gewesen sein. Um ein langfristig repräsentatives Windmodell zu erhalten werden die Vor-Ort-Mess-Daten mit Hilfe eines geeigneten Langzeitreferenz-Datensatzes auf das durchschnittliche Windangebot eines größeren Zeitraums angepasst.

3.3.1 Langzeitreferenz-Datensatz

3.3.1.1 Benachbarte Windmessungen

Es stehen keine Informationen zu benachbarten Windmessungen zur Verfügung. Im Gutachten der Meteotest [4] werden Messdaten von einer Wetterstation in einiger Entfernung zum Standort verwendet. Erfahrungsgemäß sind Messdaten von Wetterstationen in der Regel nicht dazu gedacht, als Eingangsdaten für die Nutzung der Windenergie zu dienen; die Messungen sind oftmals nicht konsistent und die Dokumentation etwaiger Änderungen am Messaufbau ist zumeist nicht dazu geeignet, die Konsistenz der Messreihe herzustellen. Wir haben diese Messdatenreihe daher nicht untersucht.

3.3.1.2 Reanalyse-Datensätze

Reanalyse-Datensätze werden aus Luftdruckmessungen, die u.a. von Wetterbeobachtungsballons in großer Höhe über der Erdoberfläche aufgezeichnet werden, berechnet. Dazu werden mesoskalige Berechnungsprogramme eingesetzt („mesoskalig“ besagt, dass die Modelle mit einer Gitterpunktweite von 2 bis 3.000 km betrieben werden). Der Nachteil von Reanalyse-Datensätzen ist, dass sie wenig geeignet sind, um die absoluten Windgeschwindigkeiten an diskreten Standorten mit hinreichender Genauigkeit abzubilden. Ihr Vorteil ist, dass sie in langfristig konsistenten Zeitreihen an Punkten mit geringer Gitterweite verfügbar und daher gut für die Langfristkorrektur kurzzeitiger Windmessungen geeignet sind.

Im Folgenden werden die für das Projekt untersuchten Reanalyse-Datensätze kurz beschrieben.

Merra2 Reanalyse Daten

Die MERRA2-Datenbank der National Aeronautics and Space Administration (NASA) liefert stündliche, langfristige Winddaten (1979-heute) in 50m Höhe über der Oberfläche für den gesamten Globus auf einem Raster von 0,5° (Breite) x 0,66° (Länge). Dieser Datensatz wird monatlich aktualisiert. MERRA2-Reanalysedaten wurden als Langzeitdatensatz für die Korrelation mit einem Zeitraum von 03/2000 bis 03/2020 betrachtet [5].

EMD-WRF Europe+

EMD-WRF Europe+ ist ein hochauflösender Mesoskalen-Datensatz, der von EMD International A/S modelliert und bereitgestellt wird. Das Mesoskalenmodell wird mit einer räumlichen Auflösung von 0.03°x0.03° (etwa 3x3 km) mit stündlicher Auflösung betrieben [6]. Evergy hat die ERA5 Daten aus dem Zeitraum vom 03/2000 bis zum 02/2020 für die Langzeitkorrelation herangezogen.

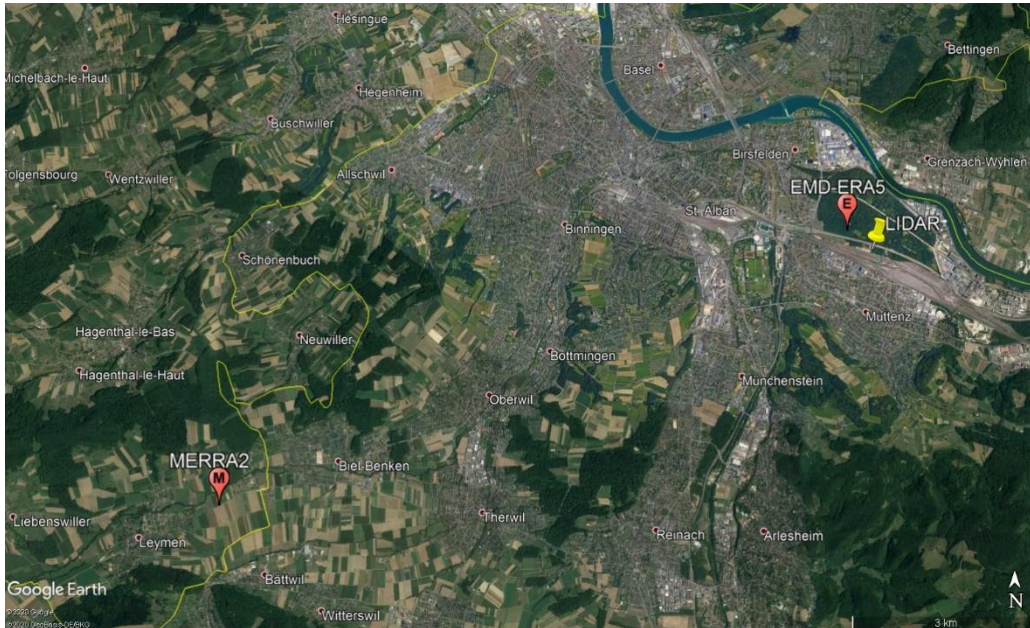


Abbildung 9: Nächstgelegene Datenpunkte der Langzeitreferenz-Datensätze

3.3.2 Langzeit-Korrelation

Für den Zeitraum der Lidar-Messung wurden die gemessenen Windgeschwindigkeiten mit denen des jeweiligen Reanalyse-Datensatzes korreliert (lineare Korrelation). In der folgenden Tabelle sind die Bestimmtheitsmaße (R^2) der Korrelationen dargestellt.

Tabelle 8: Korrelationskoeffizienten zwischen Windmessung und Reanalysedaten

| | Muttentz Lidar |
|--------------------------------------|----------------|
| MERRA2 (47°30'N 7°30'E) | 0,73 |
| Emd-ERA5(47°32'28.43"N 7°38'19.77"E) | 0,86 |

Tabelle 8 zeigt, dass die beste Korrelation mit den EMD-Era5-Daten erreicht wird. Hinzu kommt, dass auch die Windrichtungsverteilungen der Era5-Daten eine gute Ähnlichkeit zu der Richtungsverteilung der Messung aufweisen (vergleiche Abbildung 5), was bei den MERRA-2 Daten nicht der Fall ist (vergleiche Abbildung 6). Dementsprechend wurden die Era5-Daten als langfristige Referenzquelle ausgewählt.

Mit Hilfe der linearen Korrelation zwischen den lokalen Windmessdaten und dem Era-5-Reanalyse-Datensatz wurde für den Standort des Lidars eine langfristige Zeitreihe erstellt. Die resultierende Langzeit-Windgeschwindigkeit in

140 m Höhe am Standort beträgt 4,13 m/s. Die durch die Langzeitanpassung entstandene Weibullverteilung ist in Abbildung 10 zu sehen.

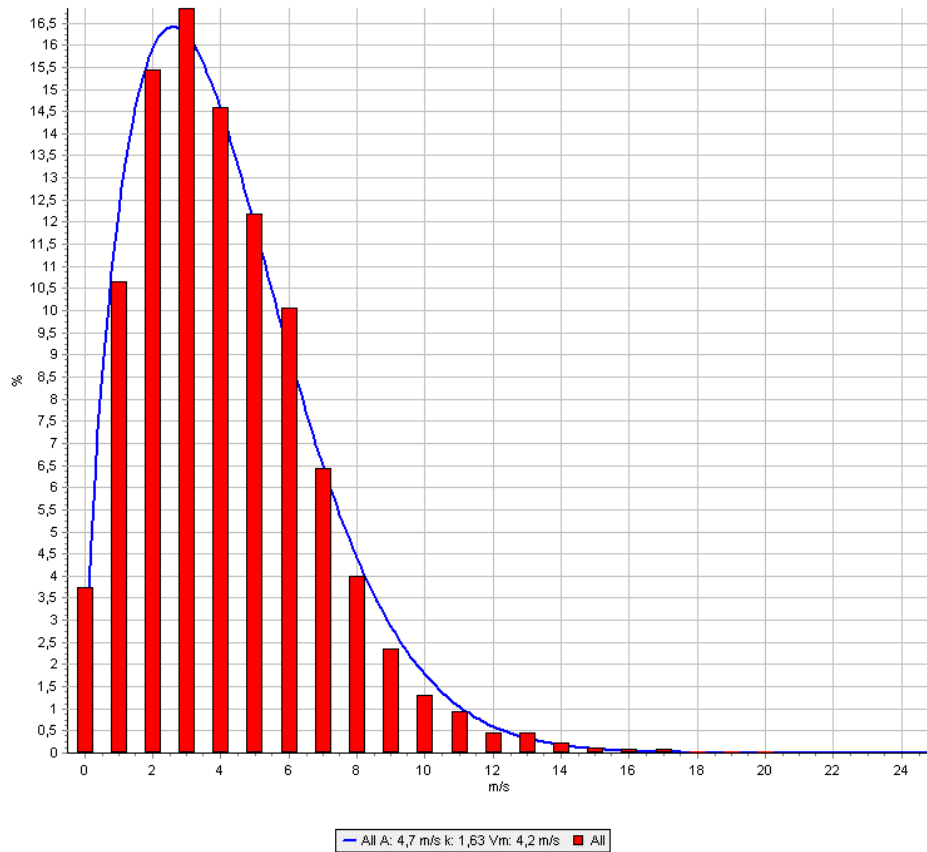


Abbildung 10: Langzeitkorrigierte Weibull-Verteilung auf 140 m am Lidar-Standort

Die entsprechenden Parameter für die langzeitkorrigierte Weibullverteilung auf 140 m Höhe sind: A: 4,7, k: 1,63 bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4,2 m/s.

Es ist festzustellen, dass es sich um einen windschwachen Standort handelt.

3.4 Windregime auf Nabenhöhe an den Turbinenstandorten

Für die vertikale Extrapolation von den verfügbaren Messhöhen des Lidars auf ggfls. abweichende Nabenhöhen der WEA-Typen und für die horizontale Extrapolation des Windregimes vom Standort des Lidars an den Standort „Kompostieranlage“ wurde WAsP genutzt (vgl. Kapitel 2.6). Die Bewaldung wurde dabei mit einer geschätzten Höhe von 15m berücksichtigt.

Insgesamt wurden somit 3 verschiedene Windmodelle für die 3 unterschiedlichen Nabenhöhen der WEA-Typen generiert. In Abbildung 11 sind die

wesentlichen Eckdaten des resultierenden Windregimes beispielhaft für die Nabenhöhe 140 m dargestellt.

Die entsprechenden Parameter für die in Abbildung 11 dargestellte Weibullverteilung sind: A: 4,69, k: 1,611 bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4,2 m/s.

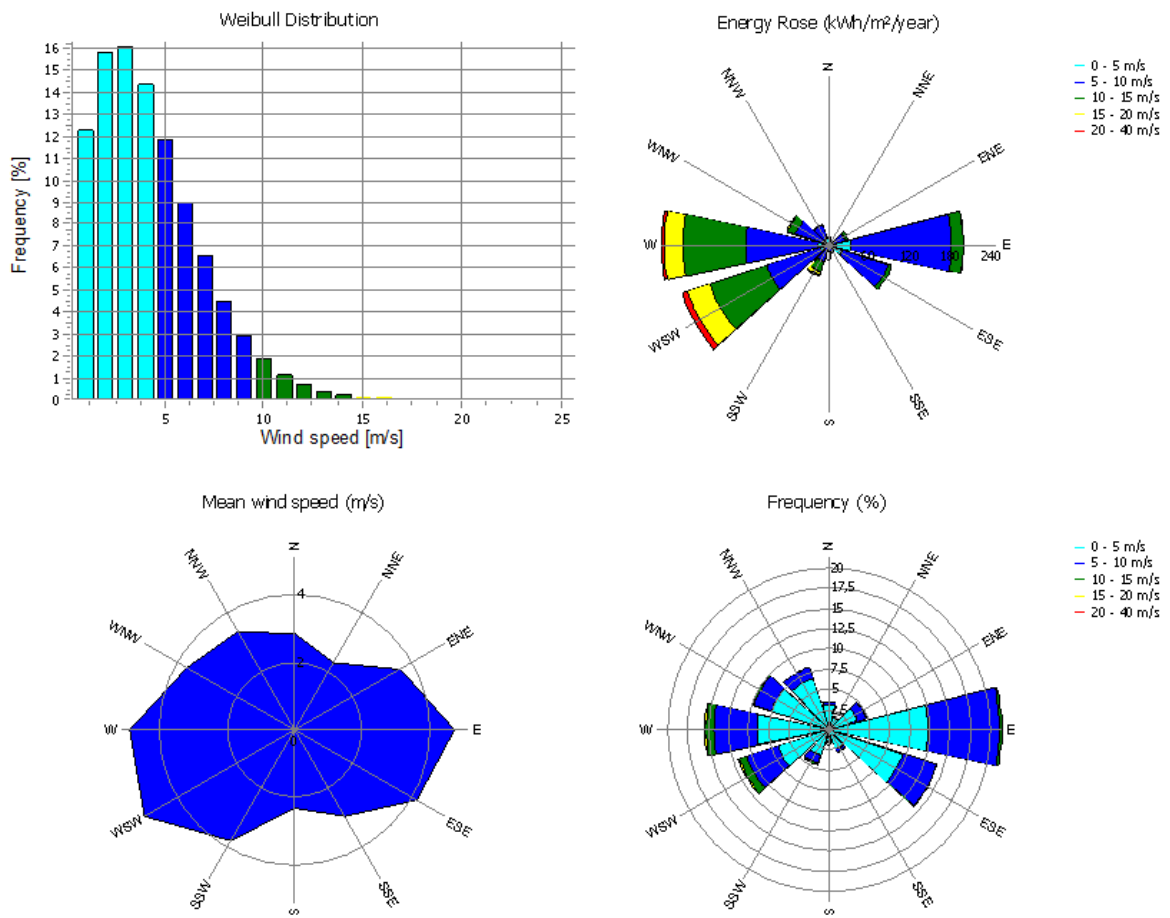


Abbildung 11: Windregime auf 140m Nabenhöhe am Standort Kompostieranlage.

4 Energieertragsprognose

4.1 Brutto-Energieertrag

Die wesentlichen Eingangsdaten für die Berechnung des Brutto-Energieertrags pro WEA sind das ermittelte Windregime (s. dazu Kapitel 3) und die vorgegebenen Windparkkonfigurationen mit den standortspezifischen Gegebenheiten (s. dazu Kapitel 2). Die technischen Daten der WEA (insbesondere Leistungskurven) sind in Kapitel 2.3 dargestellt. Die Leistungskurven wurden auf die Luftdichte des Standorts angepasst. Die durchschnittliche Luftdichte auf Nabenhöhe von $1,193 \text{ kg/m}^3$ wurde mit Hilfe der durchschnittlichen Temperatur an der Wetterstation Basel Binningen ($9,5^\circ\text{C}$ bei $316,0 \text{ m ü. NN}$) ermittelt.

In Tabelle 9 werden die Ergebniswerte für die Bruttoenergielieferung angegeben. Da es sich in allen drei Konfigurationen jeweils nur um eine WEA handelt, waren keine Wake-Effekte (Abschattung der WEA untereinander bei Windparks mit mehreren WEA) zu berechnen, d.h. der Parkwirkungsgrad ist jeweils 100 %.

Bei der Durchführung der Berechnungen ist aufgefallen, dass die Ergebnisse sehr sensibel auf kleine Änderungen der Eingangsparameter für das Windmodell reagieren. Das ist an diesem windschwachen Standort sehr viel stärker ausgeprägt als an windstärkeren Standorten. Grund dafür ist wohl, dass die Windgeschwindigkeit um die Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA pendelt und es sehr viel mehr Stillstandzeiten sowie Betrieb im unteren Teillastbereich gibt. Verschiebt sich die Windverteilung nur etwas mehr in Richtung Teillastbereich steigt die Energielieferung stark an und umgekehrt.

4.2 Verlustfaktoren und Netto-Energieertrag

Um den Netto-Energieertrag abzuschätzen hat Evergy alle potenziellen Verluste bewertet, die im laufenden Windparkbetrieb auftreten können. Der Einfluss jedes Verlustfaktors ist projektspezifisch zu bewerten. Die Genauigkeit der getroffenen Abschätzung ist maßgeblich von der Qualität der verfügbaren Informationen abhängig.

Die Verlustwerte unterscheiden sich für die acht untersuchten Windparkkonfigurationen, siehe dazu die jeweiligen Ergebniswerte in Tabelle 9.

4.2.1 Technische Verluste

Technische Verluste sind systematische Verluste, die beim Betrieb eines Windparks berücksichtigt werden müssen.

Technische Verfügbarkeit

Wir gehen davon aus, dass für den Windpark ein marktüblicher Vollwartungsvertrag mit einer Garantie der technischen Verfügbarkeit abgeschlossen wird. Als Planwert haben wir eine energetische Verfügbarkeit der WEA von 97% angesetzt.

Planmäßige Wartung

Es wurde ein Verlustfaktor für planmäßige Wartung von 0,5% angesetzt; die Zeiten für planmäßige Wartung in den meisten uns bekannten Wartungsverträgen als verfügbare Zeiten gelten.

Netzverfügbarkeit

Da es sich um Stadtgebiet handelt, gehen wir von 100% Netzverfügbarkeit aus.

Elektrische Verluste

Elektrische Verluste des Parks durch Kabel- und Transformatorverluste wurden auf 1,0% abgeschätzt.

Suboptimaler Betrieb

Die Brutto-Energieberechnung geht davon aus, dass die WEA immer optimal mit ihrer spezifizierten Leistungskurve laufen. Im praktischen Betrieb gibt es aber Betriebszustände, in denen dies nicht der Fall ist. Beispiele:

- Schräganströmungen
- erhöhte Turbulenz
- An- und Abfahrvorgänge
- Kabelentdrillung (erforderlich, um die Kabel im Turm, die durch die Windrichtungsnachführung verdreht werden, wieder zu entdrillen)

Wir nehmen an, dass die WEA an diesem Standort oftmals nicht optimal laufen, da es sehr häufig zu An- und Abfahrvorgängen im Bereich der Einschaltwindgeschwindigkeit kommen wird und ein nennenswerter Teil der Energie im unteren/untersten Teillastbereich produziert wird (verbunden mit höheren Turbulenzen und Schräganströmungen als üblich). Wir haben Verluste aufgrund suboptimalen Betriebs i.H.v. 4,5% angesetzt.

Blatt-Degradation

Die Leistung der WEA wird durch Alterungserscheinungen an den Rotorblättern negativ beeinflusst. Ein langfristig mittlerer Verlust von 0,5% ist ein üblicher Ansatz, der Alterungserscheinungen an den Rotorblättern (u.a. Blattverschmutzung) berücksichtigen soll.

4.2.2 Betriebseinschränkungen

Betriebsbeschränkungen sind auf externe Einschränkungen zurückzuführen, die beim Betrieb des Windparks zu berücksichtigen sind. Sie resultieren zu meist aus der Bau- und Betriebsgenehmigung für den Windpark. Im vorliegenden Fall liegt noch keine Genehmigung vor. Wir haben daher untersucht, zu welchen Betriebseinschränkungen es wahrscheinlich kommen könnte und haben die daraus resultierenden Energieverluste abgeschätzt.

Schallsituation

Die Schallsituation wurde im Schallgutachten der Firma Basler & Hoffman [7] vom 25.02.2021 bewertet. Da die Kompostieranlage selber gar nicht als Immissionsort und ein nahe gelegenes Campus-Gelände zur Nachtzeit nicht als relevanter Immissionsort bewertet werden, sind demnach weder zur Tag- noch zur Nachtzeit Leistungseinschränkungen zur Reduzierung der Schallimmissionen vorzusehen.

Das vorgenannte Schallgutachten hat zwar nur die Konfiguration I (Enercon E-115) betrachtet, aber aufgrund ausreichender Reserven zu den relevanten Grenzwerten an den Immissionspunkten ist davon auszugehen, dass auch die anderen Konfigurationen II (Nordex N117) und III (Vestas V110) ohne Betriebseinschränkungen zur Schallreduzierung, d.h. durchgehend im Normalmode betrieben werden können.

Es sind daher keine Verluste für schallreduzierten Betrieb zu berücksichtigen.

Schattenwurfsabschaltungen

Die relevanten Immissionsorte (IO) wurden uns vom Auftraggeber übermittelt. Auf Basis der IO sowie den gegebenen Windverteilungen ergeben sich rechnerisch Schattenwurfverluste von 1,5% - 1,7% je nach WEA-Typ. Die Berechnungen basieren auf dem meteorologisch wahrscheinlichen Zeitanteil des Schattenwurfes. Der Verlustwert beinhaltet einen Aufschlag für die erheblichen Hysterese-Effekte aufgrund von Ab- und Anfahrvorgängen.

Fledermaus-Abschaltungen

Da von WEA eine potenzielle Gefährdung für Fledermäuse ausgeht, werden Abschaltungen zum Fledermausschutz an vielen Standorten vorgeschrieben. Die Abschaltkriterien werden dabei auf Grundlage unabhängiger Gutachten festgelegt.

Für den geplanten Windpark in Muttenz wurden 2016 und 2019 Studien vom Büro Martinez, Fledermausberatung, durchgeführt, die die Auswirkungen der geplanten Anlagen auf die Fledermauspopulation untersucht. Im Ergebnis wurde folgendes Abschaltregime vorgeschlagen [8]:

Der Winterschlaf der Fledermäuse wird nicht berücksichtigt, d.h. die Abschaltkriterien gelten auch während der Wintermonate, d.h. sie gelten ganzjährig.

Die WEA sind immer abzuschalten außer eine der folgenden Bedingungen ist erfüllt:

- Tageszeit: von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang
- Regen: anhaltend und stärker als Nieselregen
- Temperatur < 5°C
- Windgeschwindigkeit > 8 m/s

Ferner wurde in [8] vorgeschlagen, dass die unvermeidliche Restmortalität durch Ersatzmaßnahmen kompensiert werden soll.

Auf Basis dieser Annahme würden sich sehr erhebliche Verluste durch Fledermaus-Abschaltungen von ca. 18% ergeben.

Die Suisse Éole schlägt in einem Positionspapier [9] ein Abschaltregime vor, wonach die WEA abzuschalten sind, wenn die folgenden Bedingungen kumulativ eintreten:

- Fledermaus-Saison vom 15. März bis 31. Oktober,
- Nachtzeit zwischen Sonnenuntergang und Sonnenaufgang
- Windgeschwindigkeiten <5,0-5,4 m/s
- Temperaturen > 6° C."

Aus diesem Abschaltregime würde am gegebenen Standort ein Verlust aus Fledermaus-Abschaltungen von rechnerisch 3,6% resultieren.

Wir halten das vom Büro Martinez vorgeschlagene Abschaltregime für unnötig restriktiv. Es widerspricht Erfahrungswerten aus anderen Ländern, in denen die Auswirkung der Windkraftanlagen auf die Fledermäuse schon ausgiebig untersucht wurde. Die Position von Suisse Éole entspricht im Wesentlichen den Erfahrungswerten aus anderen Ländern. Wir halten das Abschaltregime von Suisse Éole für genehmigungsfähig und haben dementsprechend die Verluste durch Fledermaus-Abschaltungen daran bemessen.

Hinweis: Wir haben die Fledermausverluste nicht nach WEA-Typ gesondert berechnet, sondern einheitlich einen Verlustwert von 3,6 % angesetzt, der für den WEA-Typ Nordex 117 berechnet wurde.

Verluste durch Eisansatz

Wir sind davon ausgegangen, dass die WEA bei Eiswurfgefahr abzuschalten sind aufgrund der Nähe zur Autobahn. Auf Basis der Vereisungskarte für Deutschland und der gegebenen Höhenlage des Windparks Muttenz haben wir einen Verlust von 1,0% angesetzt. Aufgrund der Nähe des Standorts zur Deutschen Grenze kann die vorgenannte Eiswurfkarte als Referenz dienen.

Sonstige Betriebseinschränkungen

Es liegen keine Informationen über sonstige Betriebseinschränkungen wie zum Beispiel netzseitige Leistungsbegrenzungen vor.

4.2.3 Netto-Energieertrag

In der folgenden Ergebnistabelle sind die wesentlichen Merkmale des jeweiligen WEA-Typs, die Werte für die Bruttoenergielieferung, die Verlustannahmen sowie der Planwert für die Nettoenergielieferung zusammengefasst.

Tabelle 9: Ergebnistabelle mit Planwert für die Nettoenergielieferung

| | MuttENZ Standort Kompostieranlage | MuttENZ Standort Kompostieranlage | MuttENZ Standort Kompostieranlage |
|--|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Konfiguration | I | II | III |
| WEA-Typ | Enercon E-115 | Nordex N117 | Vestas V110 |
| Anzahl WEA | 1 | 1 | 1 |
| Gesamt-Nennleistung | 3,0 MW | 2,4 MW | 2,0 MW |
| Nabenhöhe | 135 | 140 m | 125 m |
| Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe | 4,2 m/s | 4,2 m/s | 4,2 m/s |
| Brutto-Energie (vor Wake Effect) | 3.545 MWh | 3.507 MWh | 3.037 MWh |
| Park-Wirkungsgrad (Wake Effect) | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Brutto-Energie (nach Wake Effect) | 3.545 MWh | 3.507 MWh | 3.037 MWh |
| Technische Nichtverfügbarkeit | -3,0% | -3,0% | -3,0% |
| Planmäßige Wartung | -0,5% | -0,5% | -0,5% |
| Nichtverfügbarkeit Netz / Netzanschluss | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Elektrische Verluste | -1,0% | -1,0% | -1,0% |
| Suboptimaler Betrieb | -4,5% | -4,5% | -4,5% |
| Blattdegradation (Verschmutzung, etc.) | -0,5% | -0,5% | -0,5% |
| Schallreduzierte Betriebsweise zur Nachtzeit | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Abschaltung zur Vermeidung von Schattenwurf | -1,7% | -1,6% | -1,5% |
| Fledermaus-Abschaltungen (Modell SuisseÉole) | -3,6% | -3,6% | -3,6% |
| Abschaltungen wegen Eisansatz | -1,0% | -1,0% | -1,0% |
| Sonstige Betriebseinschränkungen | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Planwert für Netto-Energielieferung (P50) | 3.019 MWh | 2.991 MWh | 2.591 MWh |
| Kapazitätsfaktor | 11,5% | 14,2% | 14,8% |
| Volllast-Stunden | 1.010 | 1.246 | 1.296 |

Energy Engineering GmbH

Windpark MuttENZ
Energieertragsgutachten
Final Rev01

05.03.2021

Page 32 of 40

5 Unsicherheitsanalyse und Überschreitungswahrscheinlichkeiten

5.1 Unsicherheitsanalyse

Eine Analyse der Unsicherheiten, die im Zusammenhang mit den Inputparametern und den Prozessschritten der Modellierung stehen, ist ein fester Bestandteil der Energieertragsprognose. Das Ziel einer solchen Analyse ist die Bestimmung der Unsicherheit des ermittelten mittleren Jahresenergieertrags, die als Standardabweichung einer Gauß-Verteilung angegeben wird.

Gemäß der FGW TR6 Rev. 10 (siehe [1]) wurden die folgenden Unsicherheitsbereiche betrachtet.

- Datenbasis der Winddaten
- Windmodell
- Modellierung des Nachlaufeffekts (Wake-Effekt)
- Eingabedaten der WEA
- Verlustfaktoren

Die Ansätze für die einzelnen Unsicherheitsbereiche sind in Tabelle 10 zusammengefasst. Zu den einzelnen Bereichen:

Zur Abschätzung der Unsicherheit in der „Datenbasis der Winddaten“ wurden die folgenden Daten und Prozesse analysiert:

- Eingangsdaten zur Bestimmung des Windregimes (hier: die Lidar-Messdaten)
- Langzeitkorrektur

Das „Windmodell“ enthält die Unsicherheiten verursacht durch topografische Eingabedaten sowie durch die numerische Modellierung der horizontalen und vertikalen Extrapolation des Windfelds auf die Position und Nabenhöhe der WEA.

Die Unsicherheit des Windregimes setzt sich aus den Unsicherheiten in der Datenbasis der Winddaten und in der Langzeitkorrektur zusammen.

Die „Modellierung des Nachlaufeffekts“ (Wake-Effekt) berücksichtigt die Unsicherheit bei der Berechnung der gegenseitigen Abschattung der einzelnen WEA, welche im Wesentlichen durch die Verteilung der Windrichtung, die Schubbeiwerte der WEA und die Berechnungsmethode zur Verlustbestimmung beeinflusst wird. Dieser Verlustfaktor ist bei einer Anlage ohne Nachbaranlagen nicht relevant und fließt hier nicht in die Unsicherheitsbetrachtung ein.

Im Bereich "Eingangsdaten WEA" werden Unsicherheiten in direktem Zusammenhang mit der Leistungskurve der WEA berücksichtigt. Berechnete Leistungskurven werden mit einer höheren Unsicherheit versehen als gemessene Leistungskurven. Betrachtet werden ferner die Serienstreuung bei der Herstellung sowie standortspezifische Einflüsse (Turbulenzintensität, Luftdichte, IEC-Konformität des Standortes, etc.).

Im Bereich „Verlustfaktoren“ werden die Unsicherheiten abgeschätzt, die mit der Ermittlung und Auswirkung der verwendeten Verlustfaktoren im Zusammenhang stehen könnten.

Tabelle 10: Unsicherheitsfaktoren

| Unsicherheit | | % von m/s | % von MWh |
|--|---|-------------|--------------|
| Datenbasis der Winddaten | Lidar-Messdaten | 2,5% | |
| Datenbasis der Winddaten | Langzeitkorrektur | 3,5% | |
| Windmodell | horizontale und vertikale Extrapolation | 2,0% | |
| Windmodell Standardunsicherheit | | 4,7% | 11,4% |
| Modellierung des Nachlaufeffekts | | | 0,0% |
| Eingabedaten der WEA | Leistungskurve | | 5,0% |
| Verlustfaktoren | | | 4,5% |
| Energie Standardunsicherheit | | | 13,2% |

Die Gesamtunsicherheit wurde mit 13,2 % berechnet, gültig für alle 3 WEA-Typen. Die Werte wurden für einen Betrachtungs-Zeitraum von 20 Jahren ermittelt, d.h. die Unsicherheitsannahmen in Tabelle 10 beinhalten Annahmen für die jeweiligen Varianzen, die über eine Projektlaufzeit von 20 Jahren auftreten können.

5.2 Überschreitungswahrscheinlichkeit

Die Überschreitungswahrscheinlichkeit beschreibt die Wahrscheinlichkeit, mit der ein erwarteter Energieertrag erreicht oder überschritten wird. Hierbei wird davon ausgegangen, dass eine Gauß-Verteilung zugrunde liegt, die durch Mittelwert (das ist der berechnete Erwartungswert) und Standardabweichung (das ist die Unsicherheit des berechneten Erwartungswertes) beschrieben wird. Der berechnete Erwartungswert in der Mitte der Gauß-Verteilung wird als P50-Wert bezeichnet. Eine Energielieferung, die rechnerisch mit einer Wahrscheinlichkeit von 75% erreicht oder überschritten werden kann, wird als P75-Wert bezeichnet. In der folgenden Tabelle sind die Planwerte der Netto-Energielieferung für verschiedene Überschreitungswahrscheinlichkeiten in den 8 verschiedenen Konfigurationen dargestellt. Sie gelten für die in Kapitel 5.1 ermittelten Gesamtunsicherheiten.

Tabelle 11: Planwerte der Energielieferung für verschiedene Überschreitungswahrscheinlichkeiten

| | Muttenz Standort Kompostieranlage | Muttenz Standort Kompostieranlage | Muttenz Standort Kompostieranlage |
|--|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Konfiguration | I | II | III |
| WEA-Typ | Enercon E-115 | Nordex N117 | Vestas V110 |
| Anzahl WEA | 1 | 1 | 1 |
| Gesamt-Nennleistung | 3,0 MW | 2,4 MW | 2,0 MW |
| Nabenhöhe | 135 m | 140 m | 125 m |
| Unsicherheit | 13,2% | 13,2% | 13,2% |
| Planwert für Netto-Energielieferung (P50) | 3.019 MWh | 2.991 MWh | 2.591 MWh |
| Planwert für Netto-Energielieferung (P75) | 2.749 MWh | 2.724 MWh | 2.360 MWh |
| Planwert für Netto-Energielieferung (P90) | 2.507 MWh | 2.484 MWh | 2.152 MWh |

6 Literaturverzeichnis

- [1] e. FGW, "Teil 6 Bestimmung von Winpotential und Energieträgern_rev10," in *Technische Richtlinien für Windenergieanlagen*, 2017.
- [2] S. R. T. M. (SRTM). [Online]. Available: <https://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>.
- [3] R. N. Laboratory, *European Wind Atlas*, 1989 .
- [4] Meteotest, "Windenergieprojekt Muttenz Hardwald - Windgutachten mit Ertragsprognose," 2020.
- [5] "Merra2 Re-analysis," [Online]. Available: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>.
- [6] "EMD-WRF Europe +," [Online]. Available: <https://www.emd.dk/data-services/mesoscale-time-series/pre-run-time-series/emd-wrf-europe-mesoscale-data-set/>.
- [7] Basler & Hoffmann, "Windenergieanlage Muttenz - Lärmgutachten," 2021.
- [8] F. Martinez, "Einflussrisiken auf Fledermäuse infolge des Windkraftprojekts," 2020.
- [9] Suisse Éole, "Positionspapier Fledermäuse," 2020.
- [10] "Wind turbines Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines," in *IEC 61400-12-1*, 2005.

Anlage 1: WindPro Hauptergebnisse

I – Eine E-115-2.99MW mit NH 135 m

II – Eine Nordex N117-2400 mit NH 141 m

III - Eine V110-2.0MW mit NH 125 m

Anlage 1-I:

Project:

Muttenz

Licensed user:

Evergy Engineering GmbH

Malsenstrasse 84

DE-80638 München

+49 89 189 289 42

Paul Stepan / paul.stepan@evergy.de

Calculated:

07.12.2020 11:50/3.4.388

PARK - Main Result

Calculation: EYA_WTG_Enercon E-115_HH135_2.99MW LT140m [MATRIX]

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32

At the site centre the difference between grid north and true north is: -1,0°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: BASEL-BINNINGEN

Base temperature: 9,5 °C at 316,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 271,9 m + 125,0 m = 1,193 kg/m³ -> 97,4 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant

NH:150m Closed farmland 0,061

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]

start end step start end step

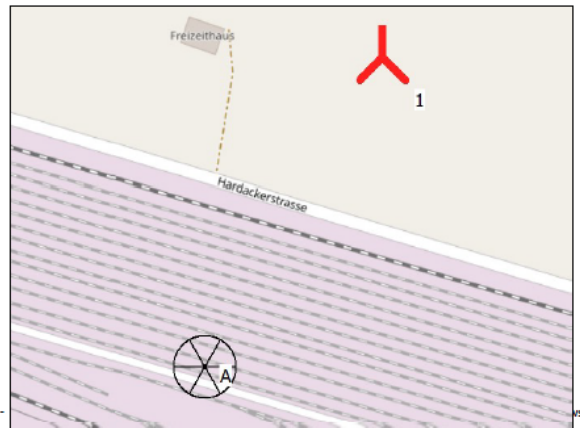
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

CH MCP LT Lidar Muttenz 140m [MATRIX] - MCP session (5)

WASP version

WASP 11 Version 11.06.0034



Scale 1:2.500

New WTG

Site Data

Key results for height 125,0 m above ground level

Terrain Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)

| E | N | Name of wind distribution | Type | Wind energy [kWh/m²] | Mean wind speed [m/s] | Equivalent roughness | |
|---|-----------|---------------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------|-----|
| A | 2.615.284 | 1.265.210 | Terraindaten: WASP (5) | WASP (WASP 11 Version 11.06.0034) | 848 | 4,1 | 2,6 |

Calculated Annual Energy for Wind Farm

| WTG combination | Result PARK [MWh/y] | Result-10,0% [MWh/y] | GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y] | Wake loss [%] | Specific results | | | |
|-----------------|---------------------|----------------------|-----------------------------------|---------------|---------------------|-------------------------|------------------------------|-----------------------------------|
| | | | | | Capacity factor [%] | Mean WTG result [MWh/y] | Full load hours [Hours/year] | Mean wind speed @hub height [m/s] |
| Wind farm | 3.545,3 | 3.190,8 | 3.545,3 | 0,0 | 12,2 | 3.190,8 | 1.067 | 4,2 |

*) Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 1 new WTGs with total 3,0 MW rated power

| Links | WTG type | | Power, rated [kW] | Rotor diameter [m] | Hub height [m] | Power curve | | Annual Energy | | | |
|-------|----------|-----------------------------|-------------------|--------------------|----------------|-------------|------|----------------|----------------------|---------------|----------------------------|
| | Valid | Manufact. Type-generator | | | | Creator | Name | Result [MWh/y] | Result-10,0% [MWh/y] | Wake loss [%] | Free mean wind speed [m/s] |
| 1 A | No | ENERCON E-115 EP3 TES-2.990 | 2.990 | 115,7 | 135,0 | USER | O s | 3.545,3 | 3.191 | 0,0 | 4,15 |

WTG siting

Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)

| E | N | Z | Row data/Description |
|-------|-----------|-----------|--|
| 1 New | 2.615.353 | 1.265.330 | 272,0 ENERCON E-115 EP3 TES 2990 115.7 IO! NH: 135,0 m (Ges:192,9 m) (104) |

Evergy Engineering GmbH

Windpark Muttenz
Energieertragsgutachten
Final Rev01

05.03.2021

Page 38 of 40

Anlage 1-II:

Project:
MuttENZ

Licensed user:
Evergy Engineering GmbH
Malsenstrasse 84
DE-80638 München
+49 89 189 289 42
Paul Stepan / paul.stepan@evergy.de
Calculated:
31.07.2020 14:39/3.4.388

PARK - Main Result

Calculation: EYA_1WTG_N117HH140MW2.4 [MATRIX]

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
At the site centre the difference between grid north and true north is: -1,0°

Power curve correction method
New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: BASEL-BINNINGEN
Base temperature: 9,5 °C at 316,0 m
Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m
Air density for Site center in key hub height: 271,9 m + 140,0 m = 1,191 kg/m³ -> 97,2 % of Std
Relative humidity: 0,0 %

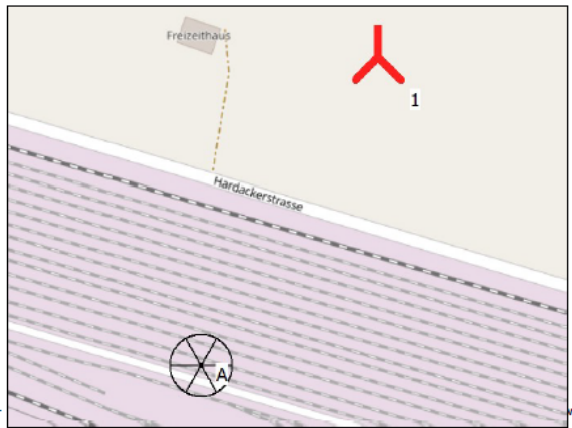
Wake Model Parameters
Terrain type Wake decay constant
HH:150m Closed farmland 0,061

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics CH MCP LT Lidar MuttENZ 140m [MATRIX] - MCP session (5)

WASP version WASP 11 Version 11.06.0034



Scale 1:2.500
New WTG Site Data

Key results for height 140,0 m above ground level

Terrain Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)

| E | N | Name of wind distribution | Type | Wind energy [kWh/m²] | Mean wind speed [m/s] | Equivalent roughness | |
|---|-----------|---------------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------|-----|
| A | 2.615.284 | 1.265.210 | Site data: WASP (5) | WASP (WASP 11 Version 11.06.0034) | 951 | 4,2 | 2,6 |

Calculated Annual Energy for Wind Farm

| WTG combination | Result PARK [MWh/y] | Result-10,0% [MWh/y] | GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y] | Wake loss [%] | Specific results ^{*)} | | | Mean wind speed @hub height [m/s] |
|-----------------|---------------------|----------------------|-----------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------------------|------------------------------|-----------------------------------|
| | | | | | Capacity factor [%] | Mean WTG result [MWh/y] | Full load hours [Hours/year] | |
| Wind farm | 3.507,3 | 3.156,6 | 3.507,3 | 0,0 | 15,0 | 3.156,6 | 1.315 | 4,2 |

^{*) Based on Result-10,0%}

Calculated Annual Energy for each of 1 new WTGs with total 2,4 MW rated power

| Links | Valid | WTG type Manufact. | Type-generator | Power, rated [kW] | Rotor diameter [m] | Hub height [m] | Power curve Creator Name | Annual Energy | | | | |
|-------|-------|--------------------|----------------|-------------------|--------------------|----------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------|---------------|----------------------------|------|
| | | | | | | | | Result [MWh/y] | Result-10,0% [MWh/y] | Wake loss [%] | Free mean wind speed [m/s] | |
| 1 | A | Yes | NORDEX | N117/2400-2.400 | 2.400 | 116,8 | 140,6 EMD | Level 0 - 1.225 kg/m³ - R00 | 3.507,3 | 3.157 | 0,0 | 4,21 |

WTG siting

Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)

| E | N | Z | Row data/Description | |
|---|-----|-----------|----------------------|--|
| 1 | New | 2.615.353 | 1.265.330 | 272,0 NORDEX N117/2400 2400 116.8 IO! hub: 140,6 m (TOT: 199,0 m) (45) |

Evergy Engineering GmbH

Windpark MuttENZ
Energieertragsgutachten
Final Rev01

05.03.2021

Page 39 of 40

Anlage 1-III:

Project:

Muttentz

Licensed user:

Evergy Engineering GmbH

Malsenstrasse 84

DE-80638 München

+49 89 189 289 42

Paul Stepan / paul.stepan@evergy.de

Calculated:

31.07.2020 14:48/3.4.388

PARK - Main Result

Calculation: EYA_1WTG_V110HH125MW2.0 LT120m [MATRIX]

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
At the site centre the difference between grid north and true north is: -1,0°

Power curve correction method

New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Air density calculation method

Height dependent, temperature from climate station

Station: BASEL-BINNINGEN

Base temperature: 9,5 °C at 316,0 m

Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m

Air density for Site center in key hub height: 271,9 m + 125,0 m = 1,193 kg/m³ -> 97,4 % of Std

Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant

HH:150m Closed farmland 0,061

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]

start end step start end step

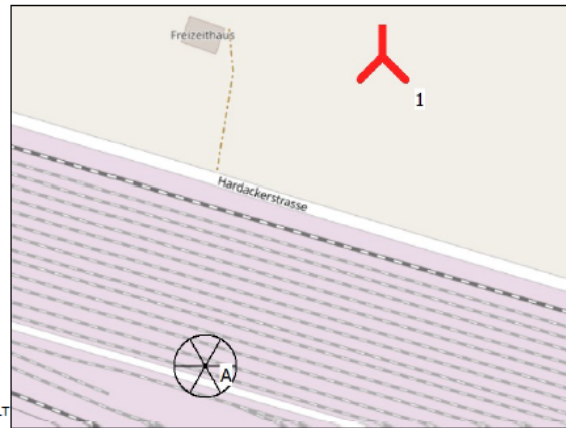
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

CH MCP LT Muttentz 120m EMDEra5 - [Mabrix] (120) - MCP LT

WAsP version

WAsP 11 Version 11.06.0034



New WTG

Scale 1:2.500

Site Data

Key results for height 125,0 m above ground level

Terrain Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)

| E | N | Name of wind distribution | Type | Wind energy [kWh/m²] | Mean wind speed [m/s] | Equivalent roughness |
|---|-----------|-------------------------------|-----------------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| A | 2.615.284 | 1.265.210 Site data: WAsP (5) | WAsP (WAsP 11 Version 11.06.0034) | 911 | 4,2 | 2,6 |

Calculated Annual Energy for Wind Farm

| WTG combination | Result PARK [MWh/y] | Result-10,0% [MWh/y] | GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y] | Wake loss [%] | Specific results | | | Mean wind speed @hub height [m/s] |
|-----------------|---------------------|----------------------|-----------------------------------|---------------|---------------------|-------------------------|------------------------------|-----------------------------------|
| | | | | | Capacity factor [%] | Mean WTG result [MWh/y] | Full load hours [Hours/year] | |
| Wind farm | 3.037,4 | 2.733,7 | 3.037,4 | 0,0 | 15,6 | 2.733,7 | 1.367 | 4,2 |

*) Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 1 new WTGs with total 2,0 MW rated power

| Links | WTG type | | | Power, rated [kW] | Rotor diameter [m] | Hub height [m] | Power curve Creator Name | Annual Energy | | | Free mean wind speed [m/s] |
|-------|----------|-----------|----------------|-------------------|--------------------|----------------|---------------------------------|----------------|----------------------|---------------|----------------------------|
| | Valid | Manufact. | Type-generator | | | | | Result [MWh/y] | Result-10,0% [MWh/y] | Wake loss [%] | |
| 1 A | Yes | VESTAS | V110-2.0-2.000 | 2.000 | 110,0 | 125,0 | EMD Level 0 -- Mode 0 - 12-2013 | 3.037,4 | 2.734 | 0,0 | 4,20 |

WTG siting

Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)

| E | N | Z [m] | Row data/Description |
|---|-----|-----------|---|
| 1 | New | 2.615.353 | 1.265.330 272,0 VESTAS V110-2.0 2000 110,0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 180,0 m) (49) |

Evergy Engineering GmbH

Windpark Muttentz
Energieertragsgutachten
Final Rev01

05.03.2021

Page 40 of 40