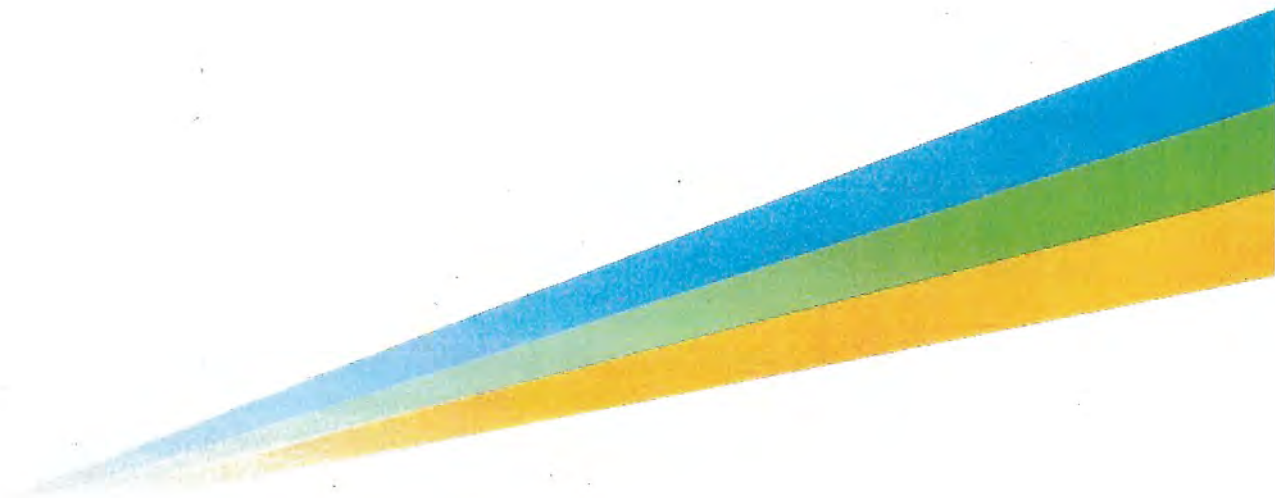




newenergyscout

New Energy Scout GmbH
Neuwiesenstrasse 95
CH-8400 Winterthur
Tel. +41 52 728 92 70
info@newenergyscout.com
www.newenergyscout.com

Machbarkeitsstudie Windpark Thundorf (Kanton Thurgau)



Auftraggeber:

Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ)
Dreikönigsstrasse 18
8002 Zürich

Auftragnehmer:

New Energy Scout GmbH
Neuwiesenstrasse 95
8400 Winterthur

Erstellt von: Michael Altherr, Corinne Bryner

Geprüft von: Peter Schwer

Projektnummer: EKZ0006

Bericht Nr.: 17-0017

Version: 01

Datum: 27.09.2017

Vertraulichkeitsstufe: Streng vertraulich¹ Betriebsgeheim² Vertraulich³

Dokumentenname: 17-0017 Machbarkeitsstudie Thundorf TG.docx

Bezug (falls nur mit anderen
Dok. zusammen gültig):

Dieser Bericht einschliesslich seiner gesamten Teile und Anhänge ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung ausserhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne vorherige, schriftliche Zustimmung der New Energy Scout GmbH unzulässig. Das gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Veröffentlichung, Bearbeitung, Übersetzung sowie die Speicherung und Verarbeitung in elektronische Systeme. Die in diesem Bericht enthaltenen Informationen sind vertraulich und nur für den vereinbarten Zweck bestimmt.

¹ Nur für bestimmte Personen zugänglich

² Nur für bestimmte Firma zugänglich

³ Für alle vom Auftraggeber genannten Firmen und Personen zugänglich

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	4
2	ZIEL UND ZWECK.....	4
3	PROJEKT	4
3.1	Standort	4
3.2	Variante 1 (Ost).....	5
3.3	Variante 2 (West)	6
4	TECHNISCHE MACHBARKEIT	7
4.1	Zuwegung / Transport	7
4.2	Stromanschluss	8
4.3	Bundesinteressen	9
5	WIRTSCHAFTLICHE MACHBARKEIT.....	14
5.1	Windmessung	14
5.2	Datenaufbereitung	15
5.3	Langjährige Windverhältnisse am Standort.....	16
5.4	Energieproduktion.....	18
5.5	Wirtschaftlichkeit	19
6	RECHTLICHE ASPEKTE	22
6.1	Kantonale Richtplanung.....	22
6.2	Kommunale Nutzungsplanung	22
6.3	Erforderliche Bewilligungen.....	24
7	FAZIT	25
	LITERATURVERZEICHNIS.....	26

1 Einleitung

Der Kanton Thurgau hat sich zum Ziel gesetzt, vermehrt erneuerbare Energien zu nutzen. Deshalb wurde u.a. im 2014 eine umfangreiche Windpotentialstudie mit Windressourcenberechnung und Standortbeurteilung erarbeitet. Deren Resultate, u.a. die eruierten Windpotentialgebiete, sollen in die kantonale Richtplanung einfließen. Eines der möglichen evaluierten Gebiete für einen Windpark liegt in der Gemeinde Thundorf (New Energy Scout GmbH 1, 2014).

Die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) entwickeln den Standort Thundorf seit 2014. EKZ hat zwischen Dezember 2015 und Mai 2017 einen 99 m hohen Windmessmast zur präzisen Erfassung der Windgeschwindigkeiten und -richtungen betrieben. Zwischen Juni und September 2016 ist zusätzlich eine Windmessung mittels LiDAR-Gerät durchgeführt worden, um das Höhenwindprofil genauer zu bestimmen.

Für die Ausarbeitung dieser Machbarkeitsstudie ist im Zusammenhang mit der Mastmessung das „Fördergesuch für Machbarkeitsstudien“ TG-MA2015.0082 beim Kanton Thurgau, Departement für Inneres und Volkswirtschaft, Abteilung Energie, eingereicht und gutgeheissen worden.

2 Ziel und Zweck

Das Ziel dieses Berichtes ist die technische und wirtschaftliche Machbarkeit des Windparks Thundorf aufzuzeigen. Grundlage für die wirtschaftliche Machbarkeit ist die Windmessung am Standort Thundorf (Waldhof) mit Windgutachten. Für die technische Machbarkeit wurden verschiedene Faktoren berücksichtigt: die Erschliessung mit Strassen für den Transport der grossen Anlagenteile, die Netzanchlussmöglichkeit sowie verschiedene Bundesinteressen (Natur-, Landschafts- und Heimatschutz, Artenschutz, Zivilluftfahrt, Militärluftfahrt und militärische Anlagen, Meteorologische Messinstrumente des Bundes und Richtfunkstrecken).

3 Projekt

3.1 Standort

Der Standort des Windenergieprojektes Thundorf befindet sich auf einem Hügelzug südlich des weiten Thurtals. Der Hügelzug ist mehrheitlich bewaldet, wobei zwischendurch auch grössere landwirtschaftlich genutzte Flächen wie z.B. der Waldhof vorkommen.

Die nächsten Ortschaften sind Lustdorf (1 km entfernt) und Thundorf (2 km entfernt). Die grösseren Ortschaften Frauenfeld und Weinfeldern befinden sich 6 km westlich resp. 8 km östlich vom Projektstandort.

3.2 Variante 1 (Ost)

Die bevorzugten Standorte für die geplanten Windenergieanlagen sind in der folgenden Karte als rote Punkte eingezeichnet. Es sind die Standorte, welche auch in der Windpotentialstudie Kanton Thurgau evaluiert wurden.

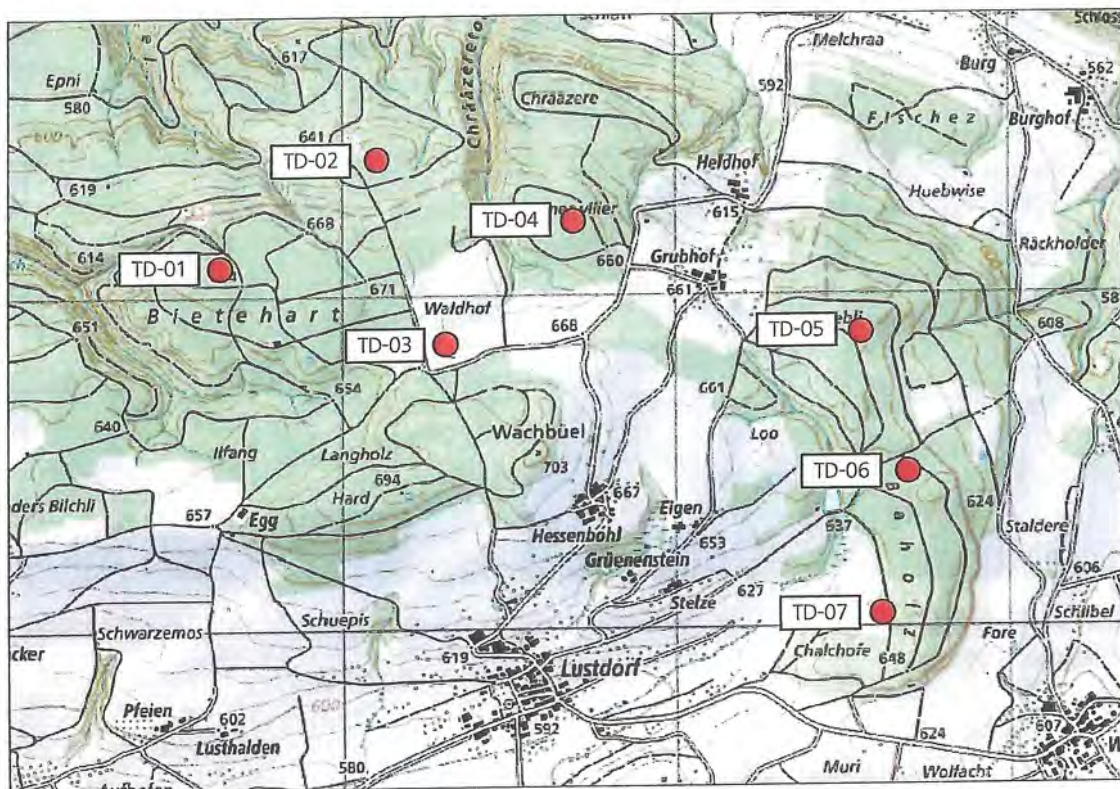


Abb. 1: Geplantes Windparklayout bei Projektvariante 1 (Quadrat entspricht 1 km²). Hintergrundkarte: Swisstopo 1: 25'000.

Tabelle 1: Koordinaten der geplanten WEA-Standorte bei Projektvariante 1.

WEA-Bezeichnung	Koordinaten CH - LV03		Höhe ü. Meer (Fusspunkt) [m]
TD-01	715'635	269'090	671.6
TD-02	716'091	269'386	655.0
TD-03	716'310	268'858	671.1
TD-04	716'691	269'237	670.0
TD-05	717'550	268'882	660.0
TD-06	717'698	268'468	650.0
TD-07	717'626	268'051	641.8

3.3 Variante 2 (West)

Als alternative Projektvariante werden 7 WEA im westlichen Teil des Hügelszugs in Betracht gezogen, wobei die WEA TD-01 bis TD-04 mit Projektvariante 1 (Ost) identisch sind.

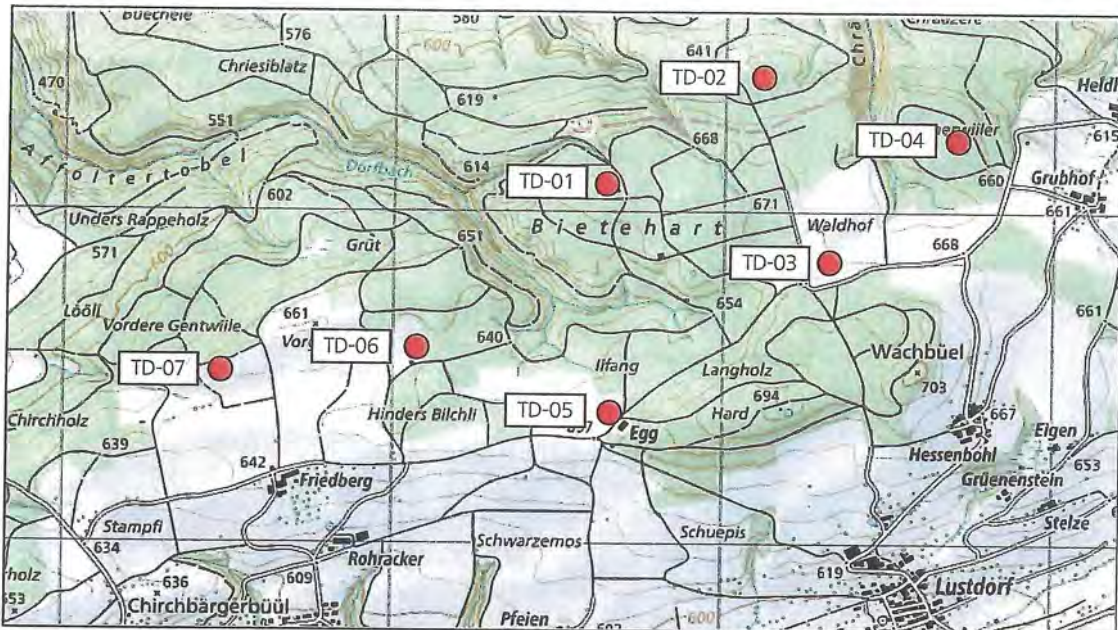


Abb. 2: Geplantes Windparklayout bei Projektvariante 2 (Quadrat entspricht 1 km²). Hintergrundkarte: Swisstopo 1: 25'000.

Tabelle 2: Koordinaten der geplanten WEA-Standorte bei Projektvariante 2.

WEA-Bezeichnung	Koordinaten CH - LV03		Höhe ü. Meer (Fusspunkt) [m]
	CH	LV03	
TD-01	715'635	269'090	671.6
TD-02	716'091	269'386	655.0
TD-03	716'310	268'858	671.1
TD-04	716'691	269'237	670.0
TD-05	715'663	268'392	654.5
TD-06	715'075	268'593	650.0
TD-07	714'470	268'511	650.0

4 Technische Machbarkeit

4.1 Zuwegung / Transport

Die Strassenerschliessung wurde in der Standortbeurteilung der Windpotentialstudie Kanton Thurgau bereits untersucht (New Energy Scout GmbH 2, 2014). Da sich das Layout seither nicht verändert hat, gelten noch die gleichen Voraussetzungen.

Eine mögliche Transportroute führt von der Autobahnausfahrt Müllheim über Bonau und Amlikon-Bissegg nach Lustdorf/Hesebool und von dort zu den einzelnen Turbinenstandorten (siehe folgende Abbildung). Die beschriebene Strasse ist breit und asphaltiert und muss nicht ausgebaut werden. Die S-Kurve in Amlikon sowie die Ortsdurchfahrten in Wolfikon und Lustdorf können nur mit Spezialtransportern (Rotorblatt kippen) passiert werden.

Sämtliche Standorte sind bereits gut durch Wege erschlossen, müssten aber teilweise ausgebaut und verbreitert werden. Ein Strassenneubau ist nicht absehbar.

Das letzte auszubauende Wegstück zur Turbine TD-04 beeinträchtigt möglicherweise eine Waldfläche, welche im Regionalen Waldplan (RWP) mit Ruhiger Waldzone als Vorrangfunktion klassiert ist.

Die Zuwegung zu den WEA-Standorten bei der Projektvariante 2 unterscheidet sich nur unwesentlich von der hier für Projektvariante 1 beschriebenen. Die Zufahrt auf den letzten Metern zu den drei westlichsten WEA sollte von der WEA TD-03 her kommend gut möglich sein.



Abb. 3: Mögliche Zufahrt zu den Windenergieanlagen in Thundorf für Projektvariante 1.

4.2 Stromanschluss

Der Stromanschluss wurde in der Standortbeurteilung der Windpotentialstudie Kanton Thurgau bereits grob untersucht (New Energy Scout GmbH 2, 2014). Da sich das Layout seither nicht verändert hat, gelten noch die gleichen Voraussetzungen.

An den Standorten der Windenergieanlagen sind die folgenden Netzbetreiber für die Verteilung des Stroms zuständig:

Tabelle 3: Netzbetreiber.

Netzebene	Netzbetreiber
Höchstspannung (Netzebene 1)	- Axpo AG
Hochspannung (Netzebene 3)	- Axpo AG
Mittelspannung (Netzebene 5)	- EW Thundorf - EW Hüttlingen - EKT AG
Niederspannung (Netzebene 7)	- EW Thundorf - EW Hüttlingen

Folgende Unterwerke befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Tabelle 4: Unterwerke in der Region.

Ort	Spannungsebenen	Distanz zum Windpotentialgebiet (Luftlinie)
UW Hasli	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	3.5 – 4.5 km
UW Frauenfeld Ost	17 kV 50 kV (in Zukunft 110 kV)	5 – 7 km

Folgende Stromleitungen befinden sich in der Nähe des Windpotentialgebietes:

Tabelle 5: Stromleitungen in der Region.

Leitung von - nach	Distanz (Luftlinie)	Spannungsebene
Thundorf - Hesebool	0.5 km zum am nächstgelegenen Standort	17 kV
Eschikofen - Grueb	0.5 km zum am nächstgelegenen Standort	17 kV
UW Weinfeld - UW Wittenwil	2.5 km zum am nächstgelegenen Standort	220 kV

Die Zuständigkeit für den Anschluss an das elektrische Netz ist durch die Netzgebietszuteilung des Kantons Thurgau geregelt. Im Normalfall ist dies das lokale EVU. Dies ist für den geplanten Windpark die politische Gemeinde Thundorf. Bei der vorgesehenen Leistung von 21 – 25 MW ist jedoch ein Anschluss an das Netz der EKT direkt ab einem Unterwerk sinnvoll. Das nächst gelegene ist das UW Hasli. Die Anschlussleitungen müssen durch den Windparkbetreiber selber erstellt, betrieben und finanziert werden.

4.3 Bundesinteressen

4.3.1 Natur-, Landschafts- und Heimatschutz

Die Bundesinteressen zum Natur-, Landschafts- und Heimatschutz sind bereits im Rahmen der Erstellung der Windpotentialstudie Kanton Thurgau berücksichtigt worden. So befinden sich die 7 geplanten Windenergieanlagen ausserhalb von UNESCO-Welterbestätten, BLN-Gebieten und anderen nationalen Schutzgebieten.

Inwiefern die Anlagen das Landschaftsbild verändern, insbesondere auch in Verbindung mit schützenswerten Ortsbildern von nationaler Bedeutung, muss anhand von Visualisierungen beurteilt werden.

4.3.2 Artenschutz

Vögel

Die Vogelwarte Sempach hat im Auftrag des BAFU eine Konfliktkarte für Brut- und Zugvögel erstellt. Mittels eines Computermodells und dem bekannten Vogelzug wurden empfindliche Gebiete identifiziert. Für die Brutvögel wurden die bekannten Gebiete von bedrohten Arten identifiziert.

Bezüglich **Brutvögel** sind im westlichen Teil des Windpotentialgebietes (TD-01, und TD-05, TD-06, TD-07 der Projektvariante 2) sehr grosse Auswirkungen durch ein Windenergieprojekt zu erwarten (siehe folgende Abbildung). Bei den übrigen Windenergieanlagen TD-02 bis TD-04 und TD-05, TD-06 und TD-07 von Projektvariante 1 ist ein kleines Konfliktpotential zu erwarten (niedrigste Stufe auf der 4-stufigen Skala Brutvögel).

Bezüglich **Zugvögel** ist bei den Turbinenstandorten TD-01, TD-02, TD-04 und TD-07 der Projektvariante 2 ein kleines Konfliktpotential vorhanden (grüner Bereich; niedrigste Stufe auf der 5-stufigen Skala Zugvögel). Bei den übrigen Standorten wird ein mittleres Konfliktpotential prognostiziert (gelber Bereich).

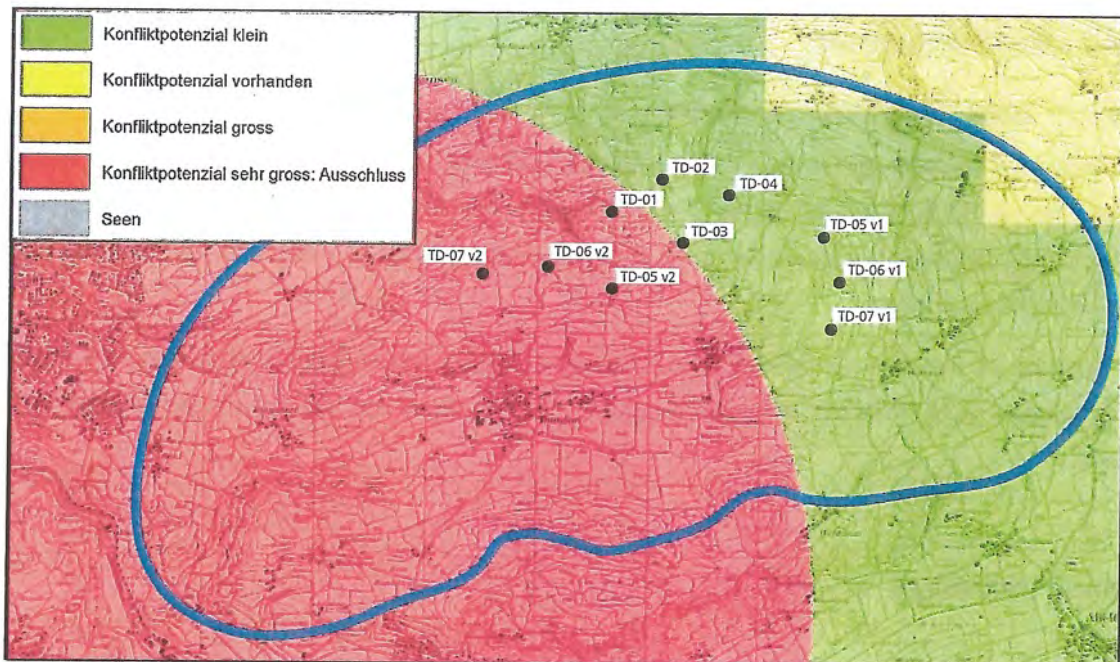


Abb. 4: Konfliktpotenzial im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Brutvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

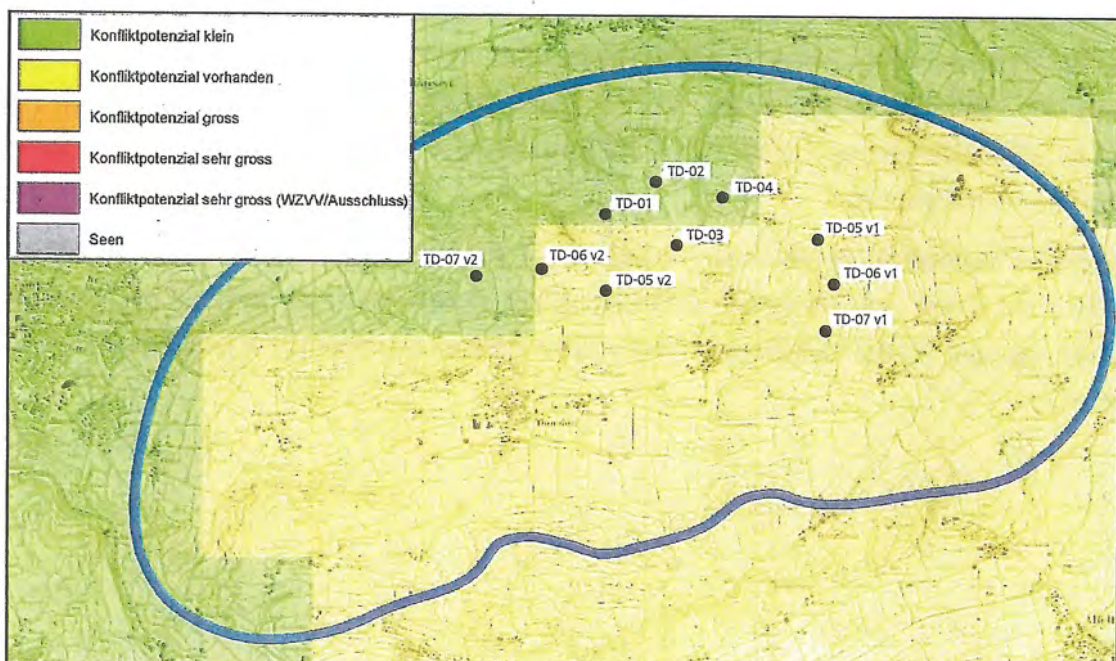


Abb. 5: Konfliktpotenzial im Windpotentialgebiet (blau umrandet) zwischen Windenergieanlagen (schwarze Markierungen) und Zugvögeln (Quelle: Vogelwarte Sempach).

Fledermäuse

Zwischen Anfang April und Anfang September 2016 wurden Fledermausuntersuchungen durchgeführt. Einerseits wurden bioakustische Aufnahmen von Fledermaus-Ortungsrufen mittels mobiler Transekte am Boden über das gesamte Gebiet gemacht. Andererseits wurden am bestehenden Messmast im Gebiet Waldhof mit Horchboxen auf einer Höhe von 66 Metern jeweils während 5 bis 9 Nächten in Folge Rufaufnahmen aufgenommen. Letztere wurden zusätzlich mit Wind-, Temperatur- und Niederschlagsdaten korreliert.

Im Rahmen dieser Untersuchung konnten insgesamt 9 verschiedene Fledermausarten nachgewiesen werden. Darunter befinden sich auch mehrere Arten, die im Hinblick auf Windkraftanlagen als Konfliktarten gelten: die Zwergfledermaus (*Pipistrellus pipistrellus*), die Rauhaufledermaus (*Pipistrellus nathusii*), die Mückenfledermaus (*Pipistrellus pygmaeus*), der Grosse Abendsegler (*Nyctalus noctula*), die Nordfledermaus (*Eptesicus nilssonii*) und die Zweifarbfledermaus (*Vespertilio murinus*). Aufgrund der mobilen Transekte konnte festgestellt werden, dass sich diese Arten vorwiegend im Bereich von Waldrändern, Waldschneisen und Waldlichtungen aufhielten. Demgegenüber war über grösseren offenen und landwirtschaftlich intensiv genutzten Flächen allgemein nur eine geringe Aktivität feststellbar. Aufgrund der örtlichen Konzentration der Nachweise ist zudem nicht auszuschliessen, dass durch den Bereich Grubhof-Waldhof ein Flugkorridor führt.

Die Korrelation der Fledermaus-Aktivität am Messmast mit Niederschlag, Windgeschwindigkeit und Temperatur zeigt, dass bereits bei geringen Niederschlagsmengen (Grenzwert ca. 1.0 mm/h) kaum mehr Fledermäuse unterwegs waren. In Bezug auf die Windgeschwindigkeit kann festgestellt werden, dass ab einer Windgeschwindigkeit von 6.5 m/s (gemessen auf 58.9 m über Boden, d.h. im Höhenbereich, auf dem auch die bioakustischen Aufnahmen durchgeführt wurden) kaum mehr Flugbewegungen registriert werden konnten. Beim Temperaturverlauf ergab sich ein Grenzwert von 7 bis 8 °C, unterhalb dieser Marke konnten nur noch ganz vereinzelte Nachweise erbracht werden. Dieses Bild stimmt insgesamt mit den Ergebnissen aus anderen Studien im Zusammenhang mit Windkraftanlagen und Fledermäusen überein.

Aufgrund der vorliegenden Ergebnisse bestätigte sich, dass es sich beim Planungsgebiet um einen ökologisch wertvollen Lebensraum mit vielfältigen Strukturen und grosser Artenvielfalt handelt. Im Hinblick auf eine Minimierung der Gefährdung für Fledermäuse kommt deshalb einer sorgfältigen Auswahl der einzelnen Anlagenstandorte eine genauso bedeutende Rolle zu wie der Erarbeitung von Massnahmen im Hinblick auf ein zukünftiges Betriebsregime für die Anlagen.

4.3.3 Zivilluftfahrt

Windenergieanlagen können unterschiedliche Anlagen und Aufgaben der Zivilluftfahrt beeinträchtigen, wenn sie Einflüsse auf Kommunikations-, Navigations- und Überwachungsanlagen (CNS-Anlagen) haben, sich auf Flugplatzarealen oder in An- und Abflugkorridoren von Flugplätzen befinden oder Instrumentenflugverfahren betreffen.

Skyguide gewährleistet im Auftrag des Bundes die Sicherheit des zivilen Flugverkehrs im Schweizer Luftraum. Sie haben im Rahmen der Anpassung des Richtplans Kanton Thurgau die ausgewiesenen Windenergiegebiete geprüft. Dabei wurde festgestellt, dass im Windpotentialgebiet Thundorf ein Einfluss auf die Flugverfahren des Flughafens Altenrhein vorliegt und eine konfliktfreie Verträglichkeit von Windturbinen mit diesen Flugverfahren bei einer Maximalhöhe von 817 m.ü.M. (Rotorspitze) liegt. Mit einer weiterführenden Detailanalyse könnte vertieft abgeklärt werden, wie stark das Instrumentenflugverfahren beeinflusst wird und welche Mitigationsmassnahmen möglich wären. Mithilfe solcher Massnahmen könnten gegebenenfalls höhere Windenergieanlagen gebaut werden.

Diese (kostenpflichtige) Analyse wird zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt.

4.3.4 Militärluftfahrt und militärische Anlagen

Das Eidgenössische Departement für Verteidigung, Bevölkerungsschutz und Sport (VBS) ist um eine schriftliche Stellungnahme zum möglichen Konflikt zwischen dem geplanten Windpark Chroobach und den militärischen Infrastrukturen/Tätigkeiten angefragt worden. Mit seiner Mitteilung vom 25.02.2016 nimmt das VBS dazu Stellung. Da Windenergieanlagen grundsätzlich Luftfahrthindernisse darstellen und zu Beeinträchtigungen der elektronischen Systeme (Radar, Richtfunk, Flugfunk usw.) führen können, ist das vorliegende Projekt sowohl der Luftwaffe, der Führungsunterstützungsbasis (FUB), armasuisse Immobilien wie auch dem Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) zur Prüfung unterbreitet worden mit folgenden Resultaten:

- Der ganze Windpark liegt im Erfassungsbereich einer militärischen Radaranlage und kann deren Erfassungsvermögen beeinträchtigen. Als vorsorgliche Massnahme sind daher sämtliche Windenergieanlagen mit Materialien auszurüsten, welche kleinstmögliche Radarreflexionen verursachen.
- Im Fall einer ausserordentlichen Lage muss es möglich sein, den Betrieb der einzelnen Windenergieanlagen auf Verlangen des VBS zeitweise einzustellen. Ausserordentliche Lagen mit einer Dauer von wenigen Tagen sind bspw. subsidiäre Einsätze (z.B. WEF, EURO, APPOLLINAIRE) oder Volltruppenübungen (z.B. STRABANTE). Solche Ereignisse können von der Luftwaffe vor angekündigt werden. Anders verhält es sich bei nicht planbaren Ereignissen wie bspw. dem Eindringen von nicht kooperierenden Flugzeugen in den Schweizer Luftraum, der Unterstützung von Blaulichtorganisationen oder der Abwehr von militärischen Angriffen. Bei solchen Ereignissen muss die Ausserbetriebnahme der Windenergieanlagen

- auf Verlangen des VBS auch kurzfristig (< 5 Minuten ab Feststellung des Ereignisses bis zum Stillstand der Windenergieanlagen) erfolgen können.
- Bei Bedarf und zur Verminderung von allfälligen Störeinflüssen sind der Luftwaffe zu einem späteren Zeitpunkt allenfalls online Telemetriedaten zu liefern.
 - Damit die Flugsicherheit gewährleistet bleibt, müssen die Windturbinen gemäss zivilen Normen, namentlich jener des Bundesamtes für Zivilluftfahrt (BAZL) und der International Civil Aviation Organization (ICAO) markiert und befeuert werden. Windenergieanlagen müssen nachts und auch tagsüber bei schlechtem Wetter von blossen Auge oder unter Verwendung von Nachtsichthilfen erkennbar sein. Es ist deshalb unabdingbar, dass sämtliche Windenergieanlagen mit einer Blattspitzenbeleuchtung im Infrarotbereich (IR LED im NVG-Spektrum, 800-850 nm) – oder einer technisch vergleichbaren Beleuchtung – ausgestattet werden.
 - Damit die Flugsicherheit gewährleistet bleibt, müssen die einzelnen Windenergieanlagen zudem in den Luftfahrthinderniskarten eingetragen werden.

4.3.5 Meteorologische Messinstrumente des Bundes

Das Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz betreibt in der gesamten Schweiz ein Messsystem zur Erfassung von Klimadaten sowie mehrere Wetterradare. Windenergieanlagen können z.B. durch Schattenwurf die Daten zur Sonnenstrahlung verfälschen oder aufgrund ihrer Höhe Radarstrahlen blockieren und reflektieren.

Das Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie (MeteoSchweiz) ist um eine schriftliche Stellungnahme bezüglich möglicher Konsequenzen des Windparks Thundorf auf die meteorologischen Instrumente (Niederschlagsradare, Windradare und Bodenmessstationen) angefragt worden.

In der Stellungnahme vom 14.08.2017 kommt MeteoSchweiz zum Schluss, dass unabhängig von der Materialverwendung, mögliche Störungen des Betriebes der meteorologischen Instrumente durch die projektierten WEA gleich Null oder sehr gering sind. Demzufolge hat MeteoSchweiz zum Windenergieprojekt Thundorf keine Vorbehalte.

4.3.6 Richtfunkstrecken

Das Bundesamt für Kommunikation (BAKOM) registriert sämtliche Richtfunkverbindungen und Antennen in der Schweiz. Auf Anfrage der Planer überprüft das BAKOM, ob und welche Antennen und Verbindungen durch ein Projekt beeinträchtigt werden können.

In seiner Stellungnahme vom 19.07.2017 kommt das BAKOM zum Schluss, dass eine Beeinflussung der sich derzeit in Betrieb befindenden zivilen Richtfunkstrecken durch die geplanten WEA kaum wahrscheinlich ist.

5 Wirtschaftliche Machbarkeit

5.1 Windmessung

5.1.1 Mastmessung

Vom 02. Dezember 2015 bis 02. Mai 2017 hat New Energy Scout GmbH einen 99 m hohen Messmast am Standort Thundorf betrieben, was einer Messdauer von 17 Monaten entspricht. Die Windgeschwindigkeit ist auf drei Höhen mittels hochwertigen Cup-Anemometern des Typs „Thies first class“ gemessen worden, auf 59 m, 79 m und 99 m. Zusätzlich ist auf der untersten und obersten Höhe die Windrichtung gemessen worden. Alle Sensoren liefen unbeheizt. Um allfällige Vereisungsperioden eruieren zu können, ist zudem ein beheiztes Ultraschall-Anemometer betrieben worden. Die Datenverfügbarkeit ist bei sämtlichen Sensoren sehr gut (> 99%). Zwei Thermo-Hygrometer auf 10 resp. 98 m und ein Barometer auf 6 m Höhe komplettieren die Sensorik. Die Stromversorgung erfolgte über mehrere Solarpanels.

Für den Bau der Fundamente und die Errichtung des Masts inkl. Installation der Sensorik sind lokale Unternehmen beauftragt worden, z. B. die Firma Von Siebenthal GmbH aus Thundorf oder Vertic pro AG aus Eschenz.

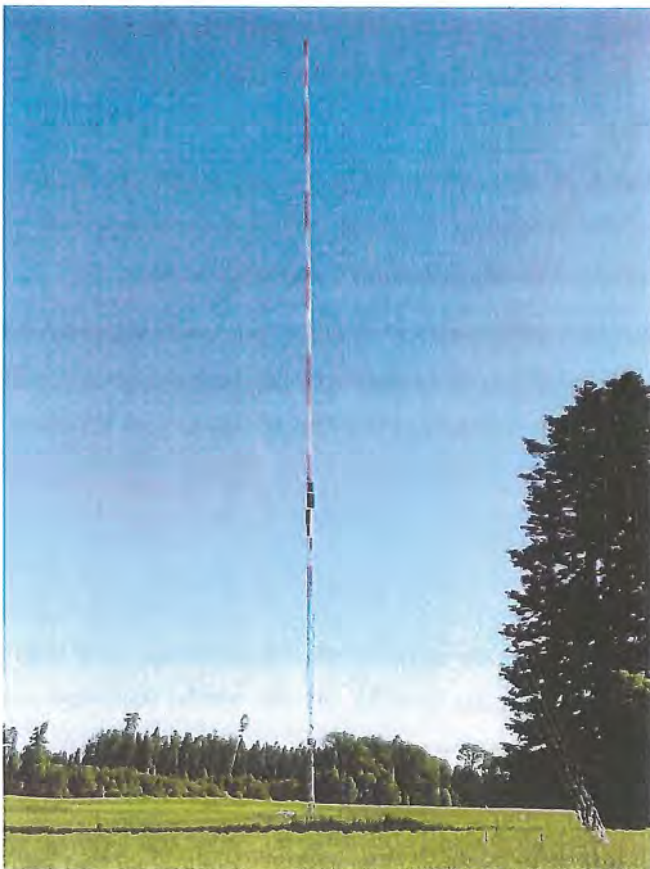


Abb. 6: Messmast am Standort Thundorf (Waldhof).

5.1.2 LiDAR-Messung

Vom 25.05.2016 bis 07.09.2016 ist eine LiDAR-Messung betrieben worden, um das Windprofil am Maststandort detailliert zu erfassen. Das LiDAR-Gerät ist unmittelbar neben dem Mast aufgestellt worden. Es wurde ein windcube v2 des Herstellers Leosphere eingesetzt. Die Stromversorgung ist autonom mittels Methanol-Brennstoffzelle erfolgt.

Auf folgenden effektiven Messhöhen sind u.a. die Windgeschwindigkeit und Windrichtung gemessen worden: 40, 59, 79, 99, 110, 120, 130, 140, 160, 180 [m]. Die Messhöhen 59 m, 79 m und 99 m entsprechen dabei den Messhöhen am Mast. Die Datenverfügbarkeit ist auf sämtlichen Messhöhen als sehr gut zu bezeichnen. Sie nimmt naturgemäss auf Grund der höheren Dichte an Aerosolen mit zunehmender Messhöhe ab.



Abb. 7: LiDAR-Gerät beim Mastfuss am Standort Thundorf (Waldhof).

5.2 Datenaufbereitung

5.2.1 Datenbereinigung

Im Verlauf der Mastmessung lagen keine technischen Ausfälle vor. Es waren einige Perioden instrumenteller Vereisung erkennbar. Die durch Vereisung, techn. Ausfälle oder Mastabschattung entstandenen Datenlücken konnten mittels Regressionen und Berechnung von Transferfunktionen (zwischen den Zeitreihen des Ultraschallanemometers und der Cup-Anemometer) aufgefüllt und damit die Datenverfügbarkeit optimiert werden. Fehlende Daten wurden mit Daten anderer Sensoren wenn möglich auf derselben Höhe substituiert. Bei der LiDAR-Messung besteht jeder 10 min-Mittelwert aus dem Mittel von mehreren 1 Sekunden-Messwerten. Alle 10 min-Werte mit einer 1 Sekunden-Datenverfügbarkeit <60% sind deaktiviert worden.

5.2.2 Windprofilkorrelation

Die LiDAR-Messung wurde verwendet, um die Mastdaten mittels Regressionen auf 120 m und 140 m zu extrapolieren und somit eine Zeitreihe auf diesen Höhen für die gesamte Periode der Mastmessung zu generieren. So können die Bereiche der Nabenhöhen von möglichen aktuellen Windkraftanlagentypen abgebildet werden.

5.2.3 Langjähriger Abgleich

Die aufbereiteten Kurzzeitdaten von Mast und LiDAR sind mittels Korrelationen mit EMD-WRF Reanalyzedaten auf einen Zeitraum von 20 Jahren abgeglichen worden.

5.3 Langjährige Windverhältnisse am Standort

Auf einer Höhe von 100 m ü. B. ist am Maststandort mit einer langjährigen Windgeschwindigkeit von 5.3 m/s zu rechnen, auf 120 m Höhe mit einer solchen von 5.6 m/s.

Auf allen Höhen weht der Wind aus dem Sektor WSW am häufigsten und am stärksten (siehe folgende Abbildung). Aus dem Sektor ONO weht ebenfalls ein nennenswerter Anteil, der jedoch bezüglich Energiegehalts wenig bedeutend ist, genauso wie die Winde aus allen anderen Richtungen.

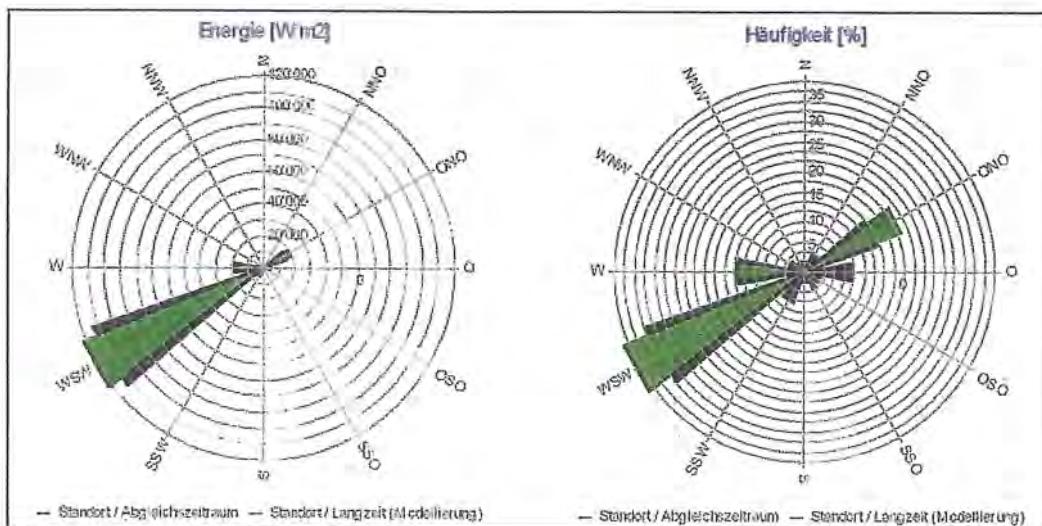


Abb. 8: Energie und Häufigkeitsrosen von A1 vor (blau) und nach (grün) langjähriger Korrelation.

Auf Basis der langjährigen Windverhältnisse am Maststandort sind mittels eines Modells die Windverhältnisse im gesamten Projektgebiet berechnet worden. Um die komplexe Topographie und Bodenbedeckung und die daraus resultierenden turbulenten Windströmungen adäquat abbilden zu können, ist eine CFD-Modellierung (CFD = Computational Fluid Dynamics) angewendet worden.

Die modellierten, langjährig zu erwartenden Windverhältnisse im gesamten Projektgebiet sind in folgender Abbildung dargestellt.

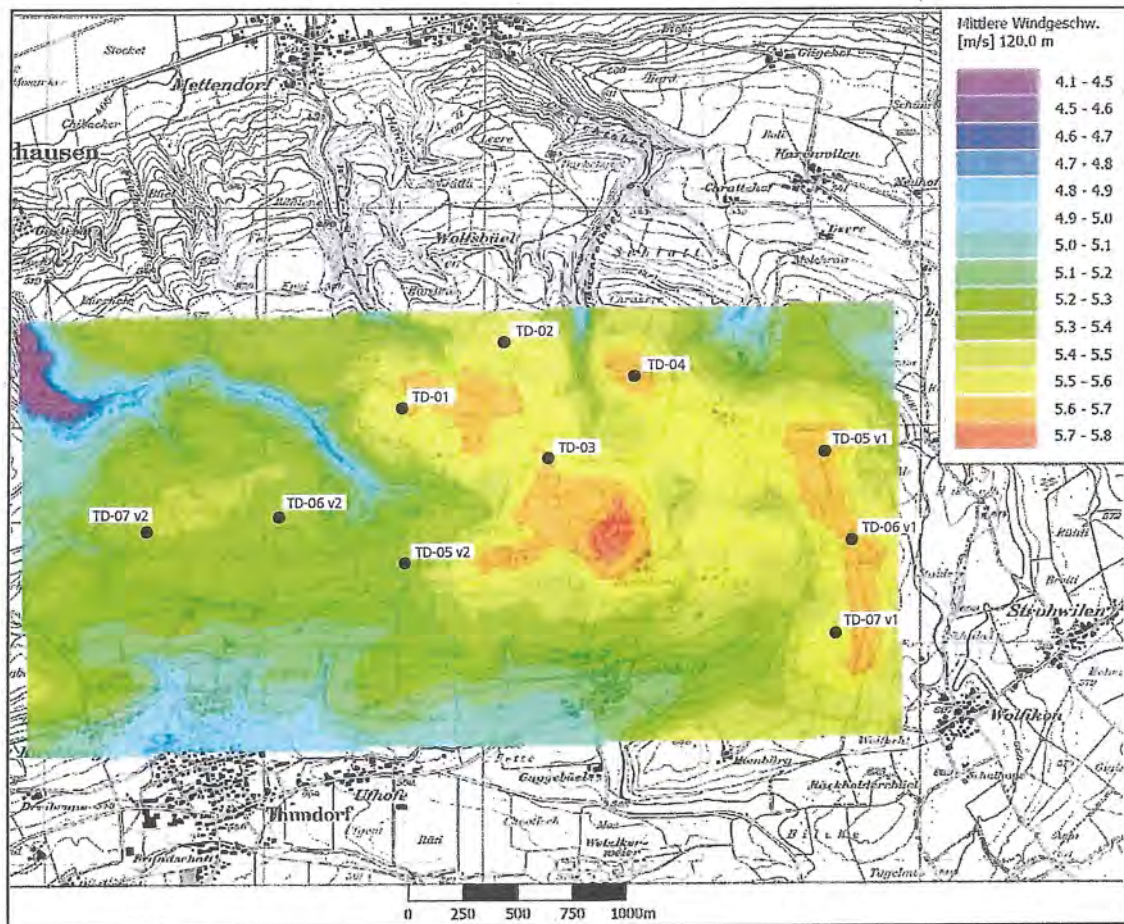


Abb. 9: Windressourcenkarte auf 120 m ü. Boden (Ergebnis der CFD-Modellierung) und WEA-Standorte von beiden Layoutvarianten (schwarze Punkte).

5.4 Energieproduktion

5.4.1 Methodik

Auf Basis der berechneten langjährigen Windressourcen ist die Energieproduktion des geplanten Windparks ermittelt worden. Dazu werden die Leistungskurven der Anlagen mit der Windressourcenkarte in Beziehung gebracht. Anschliessend wird der Energieverlust aufgrund von Abschattungseffekten abgezogen.

Der resultierende Wert der berechneten Energieproduktion nennt sich „P50“. Es handelt sich dabei um die Energieproduktion, welche mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% erreicht wird. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und die Finanzierung durch Banken wird meist der Wert „P75“ verwendet, also die Energieproduktion, welche mit einer Wahrscheinlichkeit von 75% erreicht wird.

5.4.2 Vorgesehene Windenergieanlagen

Die Energieproduktion ist für zwei mögliche Typen von Windenergieanlagen berechnet worden, die für den Standort Thundorf geeignet sind:

- 7 x Vestas V126-3.45 MW mit 117 m Nabenhöhe
- 7 x Enercon E-115 / 3 MW mit 122 m Nabenhöhe

Die Energieproduktion wird für die beiden Projektvarianten 1 (Ost) und 2 (West) mit je 7 Anlagen berechnet.

5.4.3 Energieproduktion im Vergleich

Die Ergebnisse der Ertragsberechnungen für beide Varianten sind im Folgenden dargestellt. Abschattungsverluste (Parkeffekt) sind bei den Erträgen bereits abgezogen. Anderweitige Verluste oder Abschläge sind nicht enthalten.

Tabelle 6: Langjährige durchschn. Windgeschwindigkeit auf NH und berechnete Energieproduktion.

Variante	WEA Typ	Langjährige Ø Windgeschwindigkeit auf NH [m/s]	P50 [MWh]	P75 [MWh]
1 Layout Ost	V126	5.4	46'538	41'767
	E115	5.5	41'639	37'370
2 Layout West	V126	5.3	42'892	38'495
	E115	5.4	38'422	34'483

5.5 Wirtschaftlichkeit

Für die wirtschaftliche Betrachtung des Windenergieprojekts werden die beiden in Kapitel 3 beschriebenen Projektvarianten Ost und West geprüft. Es werden für beide Varianten 2 Anlagentypen verwendet (V126-3.45 MW, 117 m NH und E-115 / 3 MW, 122 m NH). Die Wirtschaftlichkeit wird über den Wert P75 berechnet.

Folgende Annahmen wurden getroffen:

Lebensdauer Park:	20 Jahre
Wechselkurs:	1.15 CHF / €
Zinsen für Fremdkapital:	3.0%
Gewinnsteuer:	16%
Einnahmen pro kWh:	19.9 Rp. (netto, ohne MwSt.)
Finanzierung:	75% Fremdkapital
Angestrebte Rendite:	5% von EK
Pauschalabzug auf Energieproduktion „P75“	10%

(aufgrund technische Verfügbarkeit, Umweltauflagen, Vereisungs- und Leitungsverluste)

Es wurde eine Gestehungskostenrechnung mit Mittelwerten über 20 Jahre gemacht und die Kostangaben sind mit Stand 2017. Dies führt zu gewissen Vereinfachungen. Die Realität kann von den Resultaten je nach Entwicklung in der Zukunft abweichen, insbesondere aus folgend aufgeführten Faktoren:

Faktor	Beschrieb	Effekt
Teuerung, Kostensteigerungen bis Bau / in Betriebsphase	Nicht berücksichtigt	Investitionskosten und Gestehungskosten werden in Realität über die Jahre langsam ansteigen.
Kreditlaufzeit	Für Mittelwertbetrachtung wurde gleiche Periode gewählt wie die Projektlebensdauer	Gemittelte Gestehungskosten. In Realität werden die Finanzierungskosten in den ersten 10-15 Jahren höher sein, danach geringer.
Zinsen	Aktuell sehr tief. Oft für Kredite eine limitierte Zinsbindungsfrist	Gestehungskosten nach Zinsbindungsfrist werden in der Realität höher sein.
Variation Wind	Wind variiert von Jahr zu Jahr.	Schwachwindjahre werden höhere Gestehungskosten verursachen, Starkwindjahre geringere.
Ertragsausfälle wegen Auflagen	Zusätzlich auferlegte Abschaltperioden z.B. wegen Militär, Luftfahrt, Fledermäusen usw.	Jahresertrag an MWh wird geringer, Gestehungskosten höher.

Des Weiteren ist während der 20 Jahre Lebensdauer auch zu erwarten, dass sich Steuersätze, Prämienätze (Versicherung) und weitere Parameter ändern werden.

Die folgenden Tabellen fassen die geschätzten Investitions- und jährlichen Kosten zusammen und zeigen die Gestehungskosten pro kWh. Die Beträge sind auf 50'000 CHF gerundet.

Die ausgewiesenen Gestehungskosten können als Richtwert für die ersten Jahre gebraucht werden. Aus den in Kap. 5.5 genannten Gründen wird der Wert von Jahr zu Jahr unterschiedlich sein. Nicht berücksichtigte Parameter oder anders als hier modelliert verlaufende Entwicklungen können diesen Wert beeinflussen.

5.5.1 Variante 1: Layout Ost

Die Variante 1 bezieht sich auf das Parklayout Ost mit insgesamt 7 Anlagen.

Tabelle 7: Geschätzte Investitions- und Gestehungskosten für Projektvariante Ost.

7 Windkraftanlagen des Typs	V126	E-115
	[in TCHF]	
Investitionskosten	52'000	58'650
Windenergieanlagen (inkl. Transport, Fundamente, Kranstellflächen, Montage)	37'700	44'350
Wegebau (Ausbau und Neubau)	1'000	1'000
Netzanschluss	4'300	4'300
Planung, Gebühren, Studien	3'550	3'550
Reserve, Sonstiges*	5'450	5'450
Ø jährliche Kosten	4'500	4'650
Betriebskosten	1'300	1'050
Finanzierungskosten	2'550	2'850
Dividende	650	750
Ø jährliche Netto-Stromproduktion „P75“ [MWh]	37'590	33'633
Ø Gestehungskosten [Rp. / kWh]	11.9	13.9

* Liquiditätsreserve für erstes Betriebsjahr, Bürgschaften, öffentliche Gebühren und Abgaben, Ausgleichs- und Ersatzmassnahmen, Due Dilligence, Gründung Projektgesellschaft, Abkommen mit Direktvermarkter

5.5.2 Variante 2: Layout West

Die Variante 2 bezieht sich auf das Parklayout West mit insgesamt 7 Anlagen.

Tabelle 8: Geschätzte Investitions- und Gestehungskosten für Projektvariante West.

7 Windkraftanlagen des Typs	V126	E-115
	[in TCHF]	
Investitionskosten	52'600	59'250
Windenergieanlagen (inkl. Transport, Fundamente, Kranstellflächen, Montage)	37'700	44'350
Wegebau (Ausbau und Neubau) und Spezialtransport	1'000	1'000
Netzanschluss	4'900	4'900
Planung, Gebühren, Studien	3'550	3'550
Reserve, Sonstiges*	5'450	5'450
Ø jährliche Kosten	4'500	4'700
Betriebskosten	1'250	1'050
Finanzierungskosten	2'600	2'900
Dividende	650	750
Ø jährliche Netto-Stromproduktion „P75“ [MWh]	34'646	31'035
Ø Gestehungskosten [Rp. / kWh]	12.9	15.1

* Liquiditätsreserve für erstes Betriebsjahr, Bürgschaften, öffentliche Gebühren und Abgaben, Ausgleichs- und Ersatzmassnahmen, Due Dilligence, Gründung Projektgesellschaft, Abkommen mit Direktvermarkter

5.5.3 Variantenvergleich

Tabelle 9: Energieproduktion und Gestehungskosten im Vergleich.

Variante	Anlagentyp [7 x]	Leistung [MW]	P50 netto [MWh]	P75 netto [MWh]	Ø Gestehungskosten* [Rp. / kWh]
1 Layout Ost	V126	24.15	41'884	37'590	11.9
	E115	21	37'476	33'633	13.9
2 Layout West	V126	24.15	38'603	34'646	12.9
	E115	21	34'580	31'035	15.1

* basierend auf P75 netto Produktion

Mit dem Layout Ost wird mehr Energie produziert als mit dem Layout West, unabhängig des Anlagentyps, was zu tieferen Gestehungskosten führt. Zusätzlich sind die Netzausbaukosten bei Layout Ost um 600'000 CHF geringer. Bei beiden Varianten wird mit dem Anlagentyp V126 mehr Energie produziert.

5.5.4 Aktuelle Situation kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)

Die KEV wird voraussichtlich ab Januar 2018 in ein Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung umgestaltet. Dies bedeutet, dass ein Anlagenbetreiber die Vergütung nicht mehr aus einer Hand ausbezahlt erhält. Der Anlagenbetreiber sucht sich einen Direktvermarkter, der die produzierte Elektrizität auf dem Strommarkt verkauft. Zusätzlich zum so erwirtschafteten Markterlös erhält der Anlagenbetreiber eine Einspeiseprämie. Diese ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz (voraussichtlich 21.5 Rp. / kWh während 15 Jahren) und dem vom BFE publizierten quartalsweise variierenden Referenz-Marktpreis. Das Fördersystem für erneuerbare Energien wurde jedoch auf Ende 2022 befristet und es gibt noch keine Nachfolgelösung.

6 Rechtliche Aspekte

6.1 Kantonale Richtplanung

Windenergie wird aktuell im Kanton Thurgau nur mit einer Leichtwindanlage in Berg genutzt. Im aktuell gültigen Richtplan wird der Windenergie im Kanton Thurgau auch ein gewisses Potential zugewiesen. Gemäss den Planungsgrundsätzen im kantonalen Richtplan soll der Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren und einheimischen Energiequellen erhöht werden.

Das Potenzial verschiedener erneuerbarer Energien ist im Kanton Thurgau bereits erhoben worden und in die Richtplanung eingeflossen – mit Ausnahme des Potenzials von Grosswindanlagen. Um diese Lücke zu schliessen, ist 2014 eine flächendeckende Windpotentialstudie erstellt worden. Als Resultat sind 8 Windpotentialgebiete eruiert worden, an denen die Windenergienutzung mittels Grosswindanlagen einerseits wirtschaftlich betrieben werden könnten und andererseits Flächen existieren, die keinen oder geringen Nutzungskonflikten ausgesetzt sind. Eines dieser Gebiete ist der in dieser Studie analysierte Standort Thundorf. Die eruierten Windpotentialgebiete sollen Aufnahme in den kantonalen Richtplan finden.

6.2 Kommunale Nutzungsplanung

Geeignete Standorte für Windenergieanlagen lassen sich meist in Landwirtschaftszonen oder Waldgebieten finden, so auch am Standort Thundorf (siehe folgende Abbildung). Da Grosswindanlagen zu den Industriebauten zählen, sind sie a priori nicht zonenkonform im kommunalen Nutzungsplan müssen deshalb Zonen für die Windenergienutzung ausgeschieden werden.

Alle WEA-Standorte in der Landwirtschaftszone befinden sich zusätzlich auch in einer Landschaftsschutzzone.

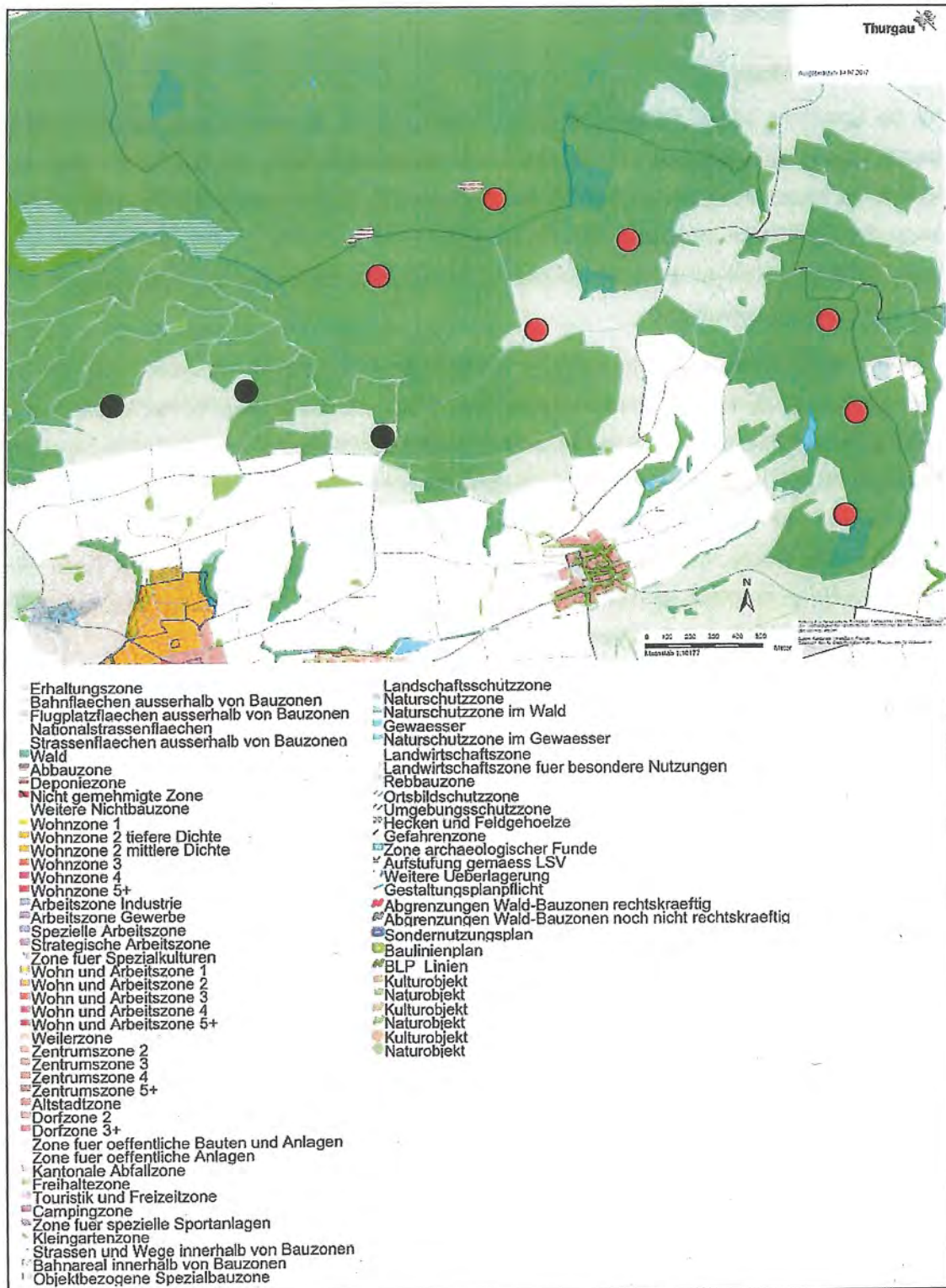


Abb. 10: Ausschnitt aus dem Nutzungsplan der Gemeinden mit den geplanten WEA-Standorten (rote und schwarze Punkte); (Quelle: Amt für Geoinformation Kanton Thurgau, <http://www.thurgis.tg.ch>).

6.3 Erforderliche Bewilligungen

6.3.1 Baubewilligung

Für die eigentliche Anlage (Fundament, Mast, Rotor) sowie für die Erschliessung (Zufahrt) ist eine Baubewilligung nach kantonalem Recht erforderlich. Windenergieanlagen werden in aller Regel ausserhalb der Bauzonen erstellt, so dass für die entsprechende Baubewilligung zumindest die Zustimmung der zuständigen kantonalen Behörde zwingend ist (Art. 25 Abs. 2 RPV). Die Auswirkungen eines allfälligen Erschliessungsprojekts müssen in die materielle Beurteilung des Gesamtprojekts einbezogen werden (Koordination).

Geplante Windenergieanlagen sind mögliche Luftfahrthindernisse und deshalb gemäss Art. 63ff der Verordnung über die Infrastruktur der Luftfahrt (VIL) melde- und bewilligungspflichtig. Auf Stufe Baubewilligungsverfahren entscheidet das Bundesamt für Zivilluftfahrt (BAZL) im Rahmen eines separaten bundesrechtlichen Luftfahrthindernis-Bewilligungsverfahrens und nach einer luftfahrttechnischen Prüfung nach Art. 66 VIL, ob eine geplante Anlage errichtet oder geändert werden darf sowie ob und gegebenenfalls welche Sicherheitsmassnahmen zugunsten der Luftfahrt zu treffen sind. Dieser Entscheid erfolgt im Einvernehmen mit dem Departement Verteidigung, Bevölkerungsschutz und Sport (VBS). (Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2017)

6.3.2 Plangenehmigung

Neben der Baubewilligung nach kantonalem Recht ist für den elektrischen Teil (Energieerzeugung ab Klemme Generator inklusive Einspeisung in das Netz) eine Plangenehmigung des eidgenössischen Starkstrominspektorats ESTI erforderlich. Plangenehmigung für den Netzanschluss und Baubewilligungsverfahren des Windparks sind nach Möglichkeit zu koordinieren, dies bedeutet, die Planaufgaben sollen in der Regel parallel erfolgen. Zudem sollen die wichtigsten räumlichen Auswirkungen der elektrischen Erschliessung, die im Plangenehmigungsverfahren gemäss Art. 16 EleG bewilligt wird, auch im kantonalen Baubewilligungsverfahren aufgezeigt werden. (Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2017)

6.3.3 Rodungsbewilligung

Die Erstellung von Windenergieanlagen im Wald stellt gemäss Waldgesetz eine Zweckentfremdung von Waldboden dar. Eine Rodungsbewilligung kann erteilt werden, wenn für die Rodung wichtige Gründe bestehen, die das Interesse an der Walderhaltung überwiegen, und die gesetzlichen Kriterien gemäss Art. 5 und Art. 7 Waldgesetz erfüllt werden. Unter Einhaltung der Bestimmungen des Waldgesetzes und des NHG sind Windenergieanlagen im Wald möglich. Die Voraussetzungen für Windenergieanlagen im Wald sind in der Vollzugshilfe Rodungen und Rodungersatz des BAFU näher erläutert. (Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2017)

6.3.4 Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW sind seit dem 1. Dezember 2008 der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) unterstellt. Das massgebende Verfahren für die UVP ist bei Windenergieanlagen ohne vorgängige Sondernutzungsplanung das Baubewilligungsverfahren.

Gemäss Art. 5 Abs. 3 der UVPV kann die UVP auch im Rahmen der Sondernutzungsplanung durchgeführt werden, wenn diese bereits eine umfassende Prüfung auch der Bau- und Betriebsphase ermöglicht. Für Windenergieplanungen in Kantonen, die eine Sondernutzungsplanung kennen, ist dieses Vorgehen in der Regel zweckmässig. (Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2017)

7 Fazit

Aus Sicht von New Energy Scout GmbH ist ein Windpark im Windpotentialgebiet Thundorf technisch und wirtschaftlich machbar. Die indikativen Angaben zu Windgeschwindigkeit und Energieproduktion aus der kantonalen Windpotentialstudie wurden durch Messungen verifiziert. Es wurde sogar ein leicht höheres Potential vorgefunden, so dass auch von tieferen Gesteungskosten ausgegangen werden kann. Eine Rentabilität ist gegeben, wenn der Strom über den Gesteungskosten verkauft werden kann. Mit der aktuellen KEV wäre dies der Fall und mit der KEV Regelung ab 1.1.2018 (noch nicht in Kraft) wäre dies sehr wahrscheinlich für die ersten 15 Jahre der Fall. Je nachdem, ob und wie eine Folgeregelung der KEV aussieht, stellt sich die wirtschaftliche Machbarkeit zu diesem Zeitpunkt dann anders dar.

Eine Unsicherheit besteht aufgrund der von skyguide in der kantonalen Vernehmlassung zum Richtplan geforderten Höhenbeschränkung, welche die Maximalhöhe der Anlagen stark einschränken würde.

Eine weitere Unsicherheit besteht im raumplanerischen Verfahren. Solange das Windpotentialgebiet nicht im kantonalen Richtplan festgesetzt wird, leidet die Planungssicherheit. Die Aspekte Landschaft und Akzeptanz wurden in diesem Bericht nicht betrachtet, werden aber auf Stufe Nutzungsplanverfahren vertieft behandelt werden müssen. Auch wenn von der technischen Seite eine Maximalbelegung des Windpotenzialgebietes möglich wäre (d.h. Variante Ost & West zusammen), ist zu vermuten, dass solch eine Variante wohl eine geringere Akzeptanz und Realisierungschance aufweist als die Varianten mit weniger Anlagen.

Wie jedes Windkraftprojekt existieren Unsicherheiten die mit heutigem Wissenstand noch nicht ausgeräumt werden können. Generell erachten wir aber die technische und wirtschaftliche Machbarkeit als gegeben und daher sollte das Projekt weiterverfolgt werden.

Literaturverzeichnis

Bundesamt für Raumentwicklung ARE. (2017). *Erläuterungsbericht Konzept Windenergie*. Bern.

New Energy Scout GmbH 1. (2014). *Windpotentialstudie Kanton Thurgau. Teil 1: Windressourcenberechnung und Flächenanalyse*. Winterthur.

New Energy Scout GmbH 2. (2014). *Windpotentialstudie Kanton Thurgau. Teil 2: Standortbeurteilung*. Winterthur.

Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Januar 2017)

Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016