

Was sich rar  
macht ...

REZ

### Wirtschaftliche Bewertung von Windparks

Prof. Dr. Walter Delabar  
Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG, Berlin

BWE Webinar 20.6.2023 Teil 4



1

Überblick

REZ

- Leistungsfähigkeit von Kennzahlen
- Abweichungsanalyse von Kosten und Erlösen
- Optimierungspotenziale: Windpark-Performance und Kostensenkung
- Ausschüttungsplanung gegenüber Gesellschaftern / Betreibern



2

1

## KENNZAHLEN, ZIELVORGABEN



3

### Kennzahlen bestimmen

- Eine Reihe der bei der normalen Firmen-Bewertung verwendeten Kennzahlen für Windparks nicht relevant (Investitionen, Forschung&Entwicklung, Personal etc.)
- Zentrale Kennzahlen sind
  - Operatives Ergebnis / Cash flow
  - EBIT/EBITDA (Earnings before interests / Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization / Gewinn vor Zinsen / Steuern, Abschreibungen)
  - Jahresergebnis
- Besonderer Fokus auf
  - Erlöse im Verhältnis zur Prognose
  - Kosten im Verhältnis zur Prognose
  - Ergebnis im Verhältnis zur Prognose



4

## WIE ALLES BEGINNT (BLICK AUF DIE PROGNOSE)



5

## Ausgangspunkt Wirtschaftlichkeitsberechnung

Liquiditätsplanung in EUR		2016	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Ergebnisse</b>												
1. Stromerlöse (8,9 cent/kWh abzgl. 0,11 cent/kWh)		1.327.110	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774
2. Zuschläge (i.B.z.p.)		0	8.822	8.632	8.902	10.012	10.040	9.671	9.214	9.000	9.198	8.666
<b>Summe Einnahmen</b>		<b>1.327.110</b>	<b>3.326.596</b>	<b>3.326.406</b>	<b>3.326.676</b>	<b>3.327.786</b>	<b>3.327.814</b>	<b>3.327.445</b>	<b>3.326.988</b>	<b>3.326.774</b>	<b>3.326.972</b>	<b>3.326.440</b>
<b>Ausgaben</b>												
3. Zinsen Darlehen		249.885	508.488	470.942	426.163	381.383	336.604	291.825	247.046	202.296	157.487	112.707
4. Tilgung Darlehen		0	990.870	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826
5. Pacht, Baulasten, Mietenunterung		140.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000
6. Miet- und Anlagenrückbaukosten		6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
7. Müll-Abfallentsorgung		0	0	167.039	400.952	424.905	469.487	487.635	478.927	496.495	496.195	506.118
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete		7.820	20.196	20.800	21.012	21.432	21.881	22.298	22.744	23.199	23.663	24.138
9. Versicherungen		6.769	17.260	17.905	17.965	18.317	18.683	19.057	19.438	19.827	20.223	20.628
10. Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung		51.913	111.633	111.633	111.633	111.633	111.633	111.633	111.633	111.633	111.633	111.633
11. Steuerberatung und Jahresabschluss		5.000	5.100	5.202	5.306	5.412	5.520	5.631	5.743	5.858	5.975	6.095
12. Gewerbesteuer (Hebesatz 350%)		0	17.803	11.307	858	1.219	100.021	122.327	134.934	137.519	140.103	134.407
13. sonstige Betriebskosten		9.960	23.868	24.345	24.832	25.329	25.835	26.350	26.876	27.412	27.958	28.514
<b>Summe Ausgaben</b>		<b>476.727</b>	<b>1.830.868</b>	<b>2.732.440</b>	<b>2.822.089</b>	<b>2.803.350</b>	<b>2.882.291</b>	<b>2.890.434</b>	<b>2.959.070</b>	<b>2.927.910</b>	<b>2.898.970</b>	<b>2.824.331</b>
<b>Ergebnisplanung in EUR</b>												
14. Freier Liquiditätsüberschuss		850.383	1.495.727	593.966	400.513	424.438	335.432	336.611	367.918	398.854	430.002	402.012
15. zzgl. Tilgung		0	990.870	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826
16. zzgl. Zinsabzugssteuer/ Solidaritätszuschlag		0	3.360	3.369	3.547	3.997	4.340	4.140	3.971	3.820	3.666	3.518
17. zzgl. Gewerbesteuer		0	17.803	11.307	858	1.213	100.021	122.327	134.934	137.519	140.103	134.407
18. abzgl. Abschreibung Draprio u. Bearbeitungskosten		8.000	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen		5.265.000	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500
20. abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten		6.528	7.246	8.024	8.895	9.774	10.756	11.817	12.982	14.197	15.529	16.984
21. abzgl. sonst. abzunehm. Anlagenkosten		400.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22. Verlust/ Gewinn (i.H.v. Steuer)		-4.263.117	1.291.354	1.172.334	970.442	988.727	597.412	1.028.892	1.062.227	1.094.571	1.126.906	1.081.976
23. Gewinn/Verlust in %		-120,7%	32,3%	29,3%	24,3%	24,7%	24,9%	27,4%	26,8%	27,4%	28,2%	27,3%
24. Ausschüttung (i.H.v. Steuer)		0	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000
25. Ausschüttung in %		0,0%	20,9%	20,9%	20,9%	20,9%	20,9%	20,9%	20,9%	20,9%	20,9%	20,9%
<b>26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)</b>		<b>850.383</b>	<b>1.546.110</b>	<b>1.848.076</b>	<b>1.847.713</b>	<b>1.372.148</b>	<b>1.307.691</b>	<b>1.244.532</b>	<b>1.212.511</b>	<b>1.211.465</b>	<b>1.241.467</b>	<b>1.043.473</b>

Jahre 1-10



6

# Wirtschaftlichkeitsberechnung (2. Periode)

REZ

Liquiditätsplanung in EUR	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Gesamt
<b>Einnahmen</b>											
1. Stromerlöse (8,0 cent/kWh abzgl. 0,11 cent/kWh)	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	2.385.241	1.826.852	1.826.852	63.786.210
2. Zinserträge (1,0 % p.a.)	2.520	2.492	2.464	2.436	2.408	2.380	2.352	4.654	4.654	3.166	157.789
<b>Summe Einnahmen</b>	<b>3.320.294</b>	<b>3.320.266</b>	<b>3.320.238</b>	<b>3.320.210</b>	<b>3.320.182</b>	<b>3.320.154</b>	<b>3.320.126</b>	<b>2.390.197</b>	<b>1.831.506</b>	<b>1.830.018</b>	<b>64.141.787</b>
<b>Ausgaben</b>											
3. Zinsen Darlehen	70.170	54.538	46.835	38.730	46.922	38.957	19.565	3.261	0	0	3.698.503
4. Tilgung Darlehen	1.047.826	347.826	347.826	347.826	347.826	347.826	347.826	173.913	0	0	20.000.000
5. Pacht, Bauleihe, Mietaufschlag	180.000	180.000	180.000	180.000	177.500	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	3.457.500
6. Anl- und Anlagenrückbaukosten	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	62.000
7. AOM-Vollwartungsvertrag	516.241	626.866	537.817	547.839	656.796	569.972	881.371	992.999	604.859	619.365	9.529.919
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete	248.110	25.111	26.613	28.115	29.617	31.119	32.621	34.123	35.625	37.127	469.530
9. Versicherungen	21.040	21.461	21.882	22.303	22.724	23.145	23.566	24.168	24.769	25.371	428.147
10. Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung	177.889	177.889	177.889	177.889	244.244	244.244	244.244	178.667	139.880	139.880	3.136.614
11. Steuerberatung und Jahresabschluss	6.217	6.241	6.265	6.289	6.313	6.337	6.361	7.001	7.254	7.507	123.917
12. Gewerbesteuer (Höbesatz 350%)	137.114	137.445	137.776	138.107	138.438	138.769	139.100	139.431	139.762	140.093	2.259.513
13. sonstige Betriebskosten	29.395	29.877	30.359	30.841	31.323	31.805	32.287	32.769	33.251	33.733	689.230
<b>Summe Ausgaben</b>	<b>2.159.241</b>	<b>1.832.252</b>	<b>1.832.252</b>	<b>1.832.252</b>	<b>1.832.252</b>	<b>1.832.252</b>	<b>1.832.252</b>	<b>1.324.543</b>	<b>1.174.477</b>	<b>1.174.477</b>	<b>44.222.829</b>
<b>Ergebnisplanung in EUR</b>											
14. Freier Liquiditätsüberschuss	1.120.123	1.832.335	1.832.335	1.832.335	1.832.335	1.832.335	1.832.335	1.065.654	714.329	300.333	19.678.048
15. zzgl. Tilgung	1.047.826	347.826	347.826	347.826	347.826	347.826	347.826	173.913	0	0	20.000.000
16. zzgl. Zinsabschlagsteuer/ Solidaritätszuschlag	2.520	2.492	2.464	2.436	2.408	2.380	2.352	4.654	4.654	3.166	53.570
17. zzgl. Gewerbesteuer	137.114	137.445	137.776	138.107	138.438	138.769	139.100	139.431	139.762	140.093	2.259.513
18. abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	9.897	3.333	3.333	3.333	3.333	3.333	3.333	1.667	0	0	200.000
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	897.500	0	0	0	23.400.000
20. abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	19.511	20.170	20.829	21.488	22.147	22.806	23.465	24.124	24.783	25.442	240.000
21. abzgl. sonst abzugfähige Anlaufkosten	0	0	0	0	0	0	0	30.997	33.172	35.347	-361.002
22. Verlust(-)/ Gewinn(+) vor Steuern	1.020.916	1.104.957	1.189.000	1.273.043	1.357.086	1.441.129	1.525.172	2.163.103	1.302.714	771.511	17.931.100
23. Gewinn/Verlust in %	29,1%	29,9%	30,2%	30,6%	30,9%	31,2%	31,6%	32,6%	32,6%	32,6%	40,9%
24. Ausschüttung KG nach Steuern	1.200.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	800.000	18.678.000
25. Ausschüttung in %	36,1%	54,5%	54,5%	54,5%	54,5%	54,5%	54,5%	78,3%	78,3%	44,2%	40,9%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	972.802	1.004.985	1.037.168	1.069.351	1.101.534	1.133.717	1.165.900	659.189	483.396	577.215	0

Jahre 11-20



7

# Vor die Prüfung die Berechnung gesetzt

REZ

	2016
<b>Einnahmen</b>	
1. Stromerlöse (8,0 cent/kWh abzgl. 0,11 cent/kWh)	1.327.110
2. Zinserträge (1,0 % p.a.)	0
<b>Summe Einnahmen</b>	<b>1.327.110</b>
<b>Ausgaben</b>	
3. Zinsen Darlehen	249.065
4. Tilgung Darlehen	0
5. Pacht, Bauleihe, Mietaufschlag	140.000
6. Anl- und Anlagenrückbaukosten	6.000
7. AOM-Vollwartungsvertrag	0
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete	7.920
9. Versicherungen	6.789
10. Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung	51.813
11. Steuerberatung und Jahresabschluss	5.000
12. Gewerbesteuer (Höbesatz 350%)	0
13. sonstige Betriebskosten	9.360
<b>Summe Ausgaben</b>	<b>476.727</b>
<b>Ergebnisplanung in EUR</b>	
14. Freier Liquiditätsüberschuss	850.383
15. zzgl. Tilgung	0
16. zzgl. Zinsabschlagsteuer/ Solidaritätszuschlag	0
17. zzgl. Gewerbesteuer	0
18. abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	8.030
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	5.265.000
20. abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	6.528
21. abzgl. sonst abzugfähige Anlaufkosten	400.000
22. Verlust(-)/ Gewinn(+) vor Steuern	-4.829.176
23. Gewinn/Verlust in %	-120,7%
24. Ausschüttung KG nach Steuern	0
25. Ausschüttung in %	0,0%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	850.383

- Strukturvorgabe für Liquiditätspläne (z.T. bekannte zusammengefasste Kostenarten)
- Annahmen und Zielvorgaben zu Erlösen, Kosten, Steuer
- Inkl. absolute und prozentuale Angaben zu Gewinn, Ausschüttung
- Annahmen prüfen (etwa Direktvermarktungskosten und Darstellung)



8

## Gewinnerwartung/Ausschüttung

# REZ

	2025	Gesamt
<b>Einnahmen</b>		
1. Stromlöse (8,9 cent/kWh abzgl. 0,11 ct)	,852	63.768.210
2. Zinserträge (1,0% p.a.)	,166	157.769
<b>Summe Einnahmen</b>	<b>,018</b>	<b>63.925.979</b>
<b>Ausgaben</b>		
3. Zinsen Darlehen	0	3.698.503
4. Tilgung Darlehen	0	20.000.000
5. Pacht, Baulasten, Miégewertung	,000	3.457.500
6. Anl- und Anlagenrückbaukosten	,000	526.000
7. AOM-Vollwartungsvertrag	,966	9.526.919
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete	,422	498.630
9. Versicherungen	,145	426.147
10. Techn. Betriebsführung und Km. Ged.		<b>400.000</b>
11. Steuerberatung und Jahresabschluss		<b>17.991.130</b>
12. Gewerbesteuer (Hebesatz 350%)		<b>450%</b>
13. sonstige Betriebskosten		<b>19.678.048</b>
<b>Summe Ausgaben</b>		<b>492%</b>
<b>Ergebnisplanung in EUR</b>		
14. Freier Liquiditätsüberschuss		<b>492%</b>
15. zzgl. Tilgung		
16. zzgl. Zinsabschlagsteuer/ Solidarität		
17. zzgl. Gewerbesteuer		
18. abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	0	230.000
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlage	0	23.400.000
20. abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	,002	0
21. abzgl. sofort abzugsfähige Anlaufkosten	0	400.000
22. Verlust (-) Gewinn (+) KG vor Steuern	,230	17.991.130
23. Gewinn/Verlust in %	,23%	450%
24. Ausschüttung KG nach Steuern	,048	19.678.048
25. Ausschüttung in %	,2,0%	492%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	0	

- Zentrales kalk. Instrument zur Prognostizierung von Gewinn und Ausschüttung
- Jeweils bezogen aufs eingesetzte Kapital
- Damit zentraler Maßstab für Performance



9

## Basis: Einspeisung

# REZ

- Zwei Gutachten
- Werte P50, empfohlen wird mittlerweile P75 oder P90
- Mittelwert
- Abschläge für Netzverluste, Verfügbarkeit
- Sicherheitsabschlag
- Ergebnis: prognostizierte Erträge

	2025	Gesamt
Parkertraq P50 inkl. 0,3% Sektormanagement:	44.295.000	43.941.360
Mittelwert aus beiden Gutachten:		44.118.180
./. 5% technische Verluste:		2.179.438
./. 10% Sicherheitsabschlag:		4.193.874
<b>Nettoertrag:</b>		<b>37.744.868</b>



10

- P50 / P75 / P90 Wert = Erträge in kWh, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 50, 75 oder 90 Prozent erreicht werden
- Je höher die Wahrscheinlichkeit, desto niedriger die eingespeisten Erträge, desto höher der Kaufpreis / kWh
- Relevanz nicht nur bei Bewertung von Windparks, sondern auch bei Steuerung neuer Windparks unter neuem EEG (Überprüfung alle 5 Jahre): Deshalb eher mit niedriger Vergütung und höheren Prognosen als umgekehrt



11

2.

## **ABWEICHUNGSANALYSE VON ERLÖSEN UND KOSTEN**



12

- Gutachten geben Durchschnittswerte über Laufzeit von 20 Jahren an
- Die wirtschaftliche Kernproblematik besteht in der hohen Volatilität der Erträge
- **Bislang: Nicht der Absatz, sondern die Ressource der Produktion ist problematisch**
- Daher die intensive Kontrolle der Produktion und deren Bedingungen
- Zugleich ist die Produktion nur bedingt steuerbar, soll heißen, günstige Bedingungen für Produktion herstellen (intensive technische Betreuung)
- Intensive techn. Betreuung führt zu hohen Kosten
- Kosten mit tendenziellem Wachstum



13

Um die wirtschaftlichen Ziele zu erreichen und das Erreichen von Meilensteinen resp. Jahreswerten zu kontrollieren, müssen Sie technische Daten sammeln und auswerten. Bedienen Sie sich dazu der Unterstützung der Leitwarte oder Ihres Backoffices. Arbeiten Sie eng mit den Kollegen von der technischen Betriebsführung zusammen. Nehmen sie an Informationen und fachspezifischem Wissen auf, was möglich ist.

Wenn Sie anderen Technikern erklären können, warum Ihre Windparks so performen, wie sie performen, sind Sie halbwegs am Ziel.

14

Instrument: Stromerlöstabelle

- Basis für Berichtswesen
- Basis für wirtschaftliche Kontrolle
- Teilaspekte:
  - Prüfung der Stromerlösgutschriften / Abrechnungen
  - Prüfung Netzverluste (Abgleich Anlagenzähler/Netzverknüpfungspunkt)
  - Technische Verfügbarkeit
  - Netzsicherheitsmaßnahmen (NSM) / Negative Strompreise
  - Abgleich mit dem Windindex



Beispiel GmbH & Co. KG					
Bruttoertragsdaten (WEA-Zähler), Quelle: Rotorsoft o.ä.					
Produktion in kWh	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	Gesamtsumme
Januar	1.022.458	1.013.578	1.056.993	1.146.832	4.239.861
Februar	835.778	761.868	905.601	1.288.654	3.791.901
März	567.952	521.979	584.023	638.762	2.312.716
April	668.156	605.145	598.440	869.749	2.741.490
Mai	544.823	624.437	634.998	729.368	2.533.626
Juni	426.236	418.684	448.100	490.547	1.783.567
Juli	582.777	559.995	609.528	615.524	2.367.824
August	659.969	621.375	615.370	673.511	2.570.225
September	469.654	497.191	540.236	623.919	2.131.000
Oktober	704.663	769.062	707.475	809.464	2.990.664
November	1.099.566	998.741	1.026.959	1.092.492	4.217.758
Dezember	1.180.601	1.008.496	1.147.698	1.192.701	4.529.496
Summe	8.762.633	8.400.551	8.875.421	10.171.523	36.210.128





## Auswertung der monatlichen Gutschriften

Monatliche Auflösung

REZ

Trennung von Direktvermarkter, Netzbetreiber, ggf weiterer Partner

Kontrolle der abgerechneten Erträge

Kontrolle anzulegender Wert

Kontrolle Marktwert

Jahressumme

Grüne Pfeile: Daten aus Gutschriften

Stromerlöse 2016 Direktvermarkter und Netzbetreiber

	Direktvermarkter kWh	Direktvermarkter netto €			
Jan	3.066.584	70.439,43			8790
Feb	2.482.716	42.727,54	2.482.716	175.503,21	0,08790
Mrz	1.658.016	33.757,21			8830
Apr	1.852.696	41.778,29			8830
Mai	1.790.472	30.975,17			8830
Jun	1.279.664	33.296,86			8830
Jul	1.734.220	40.251,25	1.734.220	112.980,31	0,08830
Aug	1.875.612	46.196,32			8830
Sep	1.497.172	40.094,27			8830
Okt	2.162.620	72.080,12			8830
Nov	3.098.924	99.041,61			8830
Dez	3.308.544	77.188,33			8830
<b>Summe</b>	<b>25.807.240</b>	<b>627.826,40</b>			



17

## Abgleich WEA / Abrg. / Lastgang

REZ

	Einspeisemenge Netzbetreiber [in kWh]	Lastgangdaten Netzbetreiber [in kWh]	Differenz Einspeisemenge zu Lastgangdaten [in kWh]	Bruttoerträge (WEA) [in kWh]	Differenz Einspeisemenge zu Bruttoerträge [in kWh]	Differenz Einspeisemenge zu Bruttoerträge [in %]
Januar	3.218.988	3.218.987	1	3.264.400	-45.412	1,391
Februar	954.172	954.172		972.746	-18.574	1,909
März	1.900.584	1.900.583	1	1.931.130	-30.546	1,582
April	1.948.094	1.948.094		1.979.255	-31.161	1,574
Mai	1.301.298	1.301.297	1	1.325.197	-23.899	1,803
Juni	1.191.440	1.191.439	1	1.212.936	-21.496	1,772
Juli	773.958	773.959	-1	792.525	-18.567	2,343
August						
September						
Oktober						
November						
Dezember						
<b>Summe</b>	<b>11.288.534</b>	<b>11.288.530</b>	<b>4</b>	<b>11.478.189</b>	<b>-189.655</b>	<b>1,652</b>

Differenzen kommen vor, Differenzen zwischen Abrg. und Lastgang beobachten – bei Abweichungen > 1 Prozent ggf nachprüfen lassen



18

## Negative Strompreise

REZ

- WEA ab 2016 sind von sog. negativen Strompreisen betroffen
- D.h. bei negativen Strompreisen von  $\geq 6$  h (ab IB 2021  $\geq 4$  h) entfällt die Erstattung Marktprämie (von Netzbetreiber, ggf auch Entschädigung NSM)
- Führt im Vergleich der abgerechneten Erträge von Direktvermarktern und Netzbetreibern zu Differenzen
- <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise>
- Darstellung in Übersichtstabellen klären



19

www.netztransparenz.de

REZ

Netztransparenz > EEG > Markt > ...

← → ↻ 🏠

🔒 <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise>

🔍 Lesezeichen

🔍 Lesezeichen durchsuchen

📁 Lesezeichen-Symbolleiste

📁 Lesezeichen-Menü

📁 Weitere Lesezeichen

Datum: 06.06.2019 📅

Letzte Aktualisierung: 06.06.2019 13:20

Stunden	Fr. 31.05	Sa. 01.06	So. 02.06	Mo. 03.06	Di. 04.06	Mi. 05.06	Do. 06.06
00 - 01	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
01 - 02	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
02 - 03	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
03 - 04	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
04 - 05	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
05 - 06	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
06 - 07	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
07 - 08	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
08 - 09	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
09 - 10	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
10 - 11	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
11 - 12	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
12 - 13	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
13 - 14	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
14 - 15	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
15 - 16	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
16 - 17	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

\* Vergütungsanspruch 'Nein' bedeutet, dass für diese Stunde keine Vergütung gewährt wird.

11:30 07.06.2019

11:29 07.06.2019

20

## Negative Strompreise

REZ

	Marktwert (Direktver- markter) kWh	Marktwert Gesamtbetrag netto lt. GS (Direktver- markter) €	Marktwert (Direktver- markter) netto in €	Marktprämie (Netzbetreiber) kWh (kWh neg. Strompr abgezogen)	Marktprämie (Netzbetreiber) netto in €	Summe Erlöse netto €
Januar	4.065.894	153.000	155.846	3.992.624	232.070	387.916
Februar	3.303.480	123.583	125.896	3.303.479	192.047	317.942
März	4.271.580	100.510	103.500	4.207.027	303.707	407.207
April	2.425.704	77.428	79.126	2.390.797	152.513	231.640
Mai						
Juni						
Juli						
August						
September						
Oktober						
November						
Dezember						
Summe	14.066.658 kWh	454.521,53 €	464.368,20 €	13.893.927 kWh	880.336,74 €	1.344.704,94 €

Rd. 35.000 kWh  
Bei Einspeiseverg.  
von 9 Cent / kWh  
ca. 2.100 Euro

Effekt negativer Strompreise v.a. wirtschaftlicher Natur  
/ Steigende Phasen erwartet / werden ggf seltener,  
wenn Ausstiegszenarien greifen



21

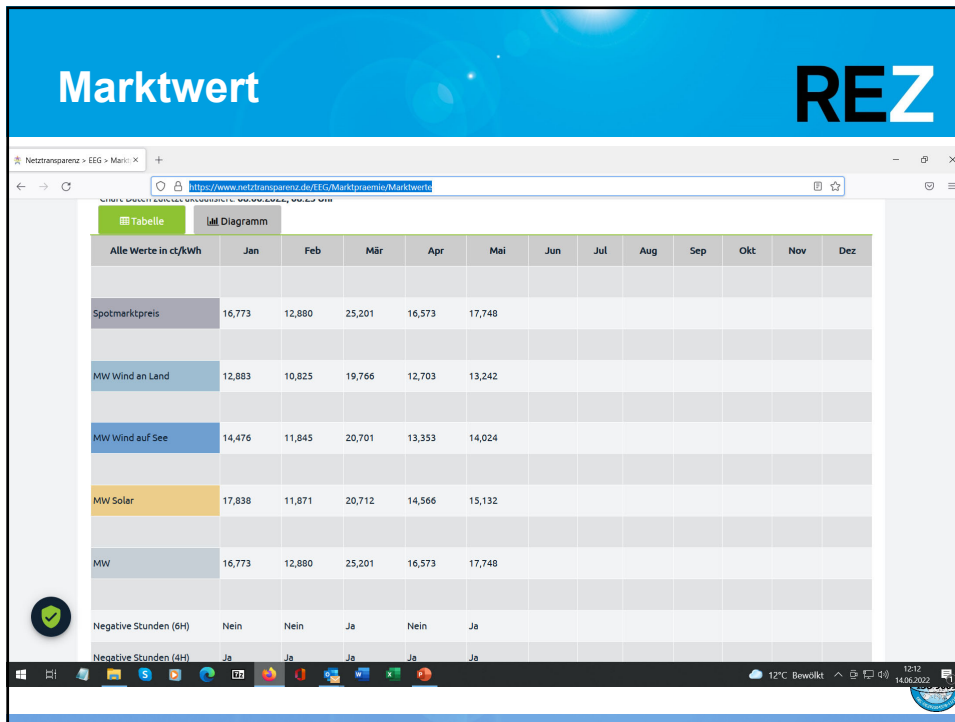
## Prüfung Marktwert

REZ

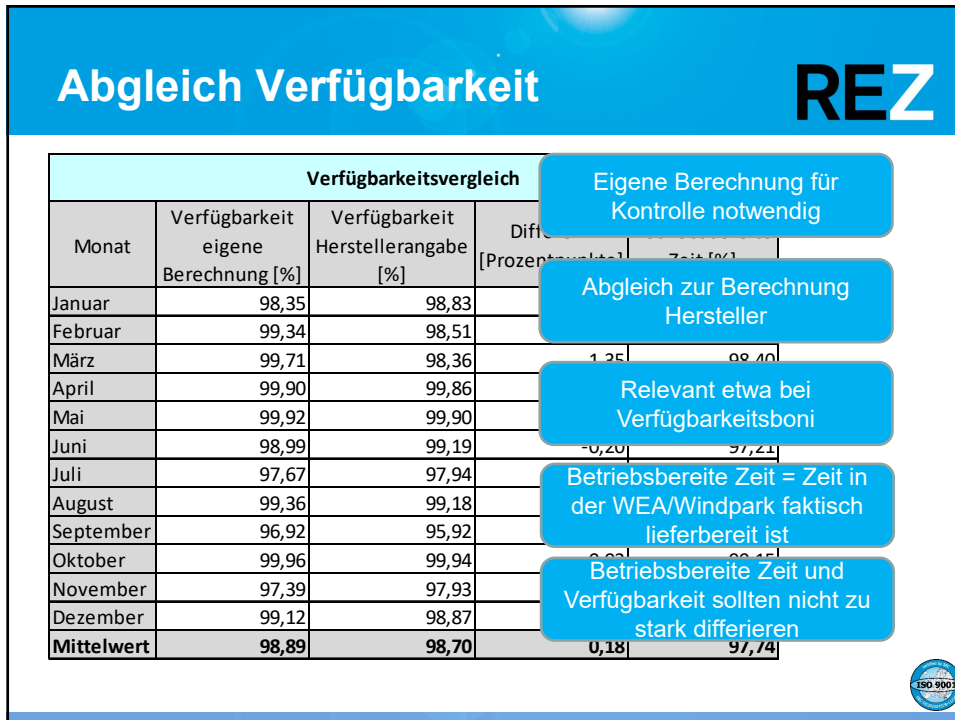
- Bundesnetzagentur gibt monatlich spätestens zum 10. den Marktwert des Vormonats bekannt
- Dient der Vorabberechnung der zu erwartenden Erlöse
- Dient zu Bestimmung der Höhe des Umsatzsteuerzu-/abflusses
- Quelle:  
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>



22



23



24

## Monatliche Verfügbarkeiten

REZ

Beispiel GmbH & Co. KG					
Technische Verfügbarkeit, Quelle: Rotorsoft (Parkauswertung Produktion)					
Verfügbarkeit in Prozent	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	Mittelwert
Januar	98,25	99,81	96,53	98,81	98,35
Februar	99,12	99,19	99,50	99,54	99,34
März	99,99	99,99	99,99	98,86	99,71
April	100,00	100,00	99,96	99,63	99,90
Mai	100,00	99,68	100,00	100,00	99,92
Juni	99,42	99,25	98,87	98,41	98,99
Juli	98,50	98,88	99,24	94,04	97,67
August	99,93	99,86	99,64	98,02	99,36
September	94,84	97,31	97,98	97,55	96,92
Oktober	100,00	100,00	99,86	100,00	99,96
November	96,72	99,65	99,63	93,54	97,39
Dezember	100	99,98	98,82	97,69	99,12
Mittelwert	98,90	99,47	99,17	98,01	98,89

Mangelnde Verfügbarkeit Einzel WEA deutet auf technische Problematiken; führt zu weiteren Nachfragen, evtl. Regelung über Verfügbarkeitspoenale



25

## Netzsicherheitsmaßnahmen

REZ

- Auswertung der Anlagensteuerung nach Netzsicherheitsmaßnahmen
- Abgleich mit Meldungen Netzbetreiber
- Bei Abweichungen Klärung der Funktionalität von Anlage (Fernwirkanlage, Rundsteuerempfänger)
- Berechnung der Ausfallzeiten und Rechnungstellung an den Netzbetreiber (Sondereinbarungen beachten, etwa Abschlagverfahren bei Mitnetz) (Achtung: Berechnungen vom Netzbetreiber in der Regel nicht transparent, Angebot kritisch würdigen)
- Berechnung durch Leitwarte/Backoffice/Dienstleister
- Rechnungserstellung durch kfm Betriebsführung
- System wird durch Redispatch ab Oktober 2021 vollkommen neu aufgestellt, Direktvermarkter dann i.d.R. als Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR) – zögerliche Abrechnung, nicht nachvollziehbare Berechnung der Entschädigungshöhe, unklarer workflow, Fristen für Kontrolle zu kurz

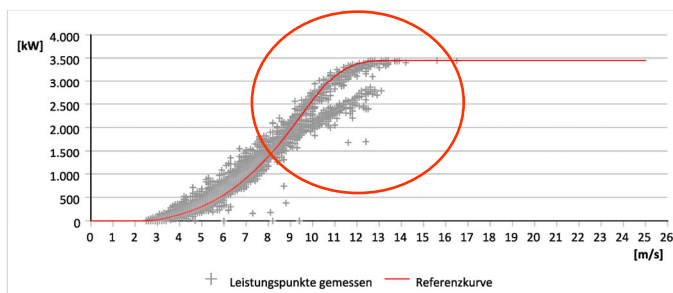


26

- Verluste aufgrund Nachtabschaltungen, Fledermausabschaltungen, Schattenwurfmodul oder Sektorielle Abschaltungen prüfen und berechnen lassen
- Bei Verdacht Prüfung, ob Windangebot und Ertrag übereinstimmen
  - Prüfung über Abgleich mit Windindex
  - Prüfung über Abgleich Anemometerdaten und Leistungskennlinie im Vergleich zu IST-Daten
- Bei Abweichung weitergehende Prüfungen an technische Betriebsführung geben (etwa Prüfung auf falsche setpoints, siehe Bpsl. nächste Seite)



27



Spaltung Leistungskennlinie kann verschiedene Ursachen haben: Setpoints falsch, Nachtbetriebsmodus WEA

Also: nachfragen, ggf. Notiz in Stammdatenblatt



28

## Abgleich mit dem Windindex

REZ

Windindexwerte			
Angaben in %	Windindex nach Keiler /	Windverteilung statistischer	Angelegener

Windindex ist für Prüfung nicht gemacht. Windindexbasis ist jeweils 1/12 der Jahresprognose. Badewannenkurve nicht berücksichtigt. Zum Abgleich umzurechnen und dann auf Prognose anwenden. Anpassungen des Windindex (2007/2011/2017) sind bei Abgleich zu berücksichtigen. Berücksichtigen, dass Windindex Regionen erfasst und keine Aussagen zu Einzelstandorten zulässt. Bestenfalls Näherungswerte, keine belastbaren Werte. Dient allein dazu zu klären, wie sich WP im Vergleich zu anderen WP der Region verhält.

September	50,9	6,3	67,33
Oktober	64,7	8,8	61,27
November	89,3	8,8	84,56
Dezember	123,0	11,4	89,91
Durchschnitt	79,23	100	



29

## Soll – Ist Vergleich Einspeisung

REZ

Prognosedaten / Windindex-Ertrag - Soll-Ist-Vergleich					
	Soll Ertrag lt. Prognose [in kWh]	Wind-indexbereinigter Soll-Ertrag [in kWh]	Einspeisemenge Ist-Ertrag [in kWh]	Abweichung Ist-Ertrag zum Windindexbereinigten Soll-Ertrag [in kWh]	Abweichung Ist-Ertrag zum Windindexbereinigten Soll-Ertrag [in %]
Januar	4.718.109	3.739.887	4.212.887	473.000	12,65
Februar	4.416.150	4.221.134	3.770.440	-450.694	-10,68
März	4.302.915	2.006.769	2.293.392	286.623	14,28
April	2.830.865	2.305.582	2.719.649	414.067	17,96
Mai	2.189.202	2.377.927	2.520.230	142.303	5,98
Juni	2.038.223	1.264.453	1.767.631	503.178	39,79
Juli	2.038.223	1.950.152	2.346.401	396.249	20,32
August	1.887.243	1.726.828	2.545.978	819.150	47,44
September	2.377.927	1.601.011	2.122.273	521.262	32,56
Oktober	3.321.548	2.035.077	2.971.901	936.824	46,03
November	3.321.548	2.808.847	4.191.131	1.382.284	49,21
Dezember	4.302.915	3.868.849	4.500.264	631.415	16,32
Summe	37.744.868	29.906.517	35.962.177	6.055.660	20,25

Soll: 4.700 MWh Bereinigt. Soll: 3.700 MWh, Ist: 4.200 MWh, Abweichg: 473 MWh (siehe Zeile Januar)



30

**Achtung: Berechnungsbasis ändert sich durch korrigierte Indexdaten (BDB 2007-2011-2017): Allein die Umstellungen 2011 und 2017 haben zu Minderungen um ca. 19 Prozent geführt. Abgleich Prognose und Windindex dadurch fraglich, wenigstens aber unscharf.**

31

## Zusammenfassung

**REZ**

- Sind die Abrechnungen Netzbetreiber – Direktvermarkter plausibel?
- Wie sind die Netzverluste zu bewerten
- Monatliche Verfügbarkeiten im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen?
- Besondere Vorkommnisse: z.B. Netzsicherheitsmaßnahmen, negative Börsenpreise und Stillstände
- Abgleich mit dem Windindex oder mit Leistungskennlinie / Anemometer



32



- Passen die tatsächlichen Ergebnisse zu den Prognosen und Windgutachten?
- Gründe und Ursachen definieren
  - Technische Probleme? Vorsicht bei Problematisierung Leistungskennlinie
  - Reduktion Ausfallzeiten, Sitemanagement?
  - Windgutachten problematisieren (Windrichtung, Windstärke, Landschaftsprofil)
  - neuer Zubau
- Ggf. Anpassung Prognosen (nach Zeitraum von 5 Jahren, dann über gemittelte Einspeisung/Erlöse)



33

- EEG 2017/2021 erfordert Nachbewertung der Erträge im Verhältnis zur Prognose nach jeweils 5 Jahren
- Ggf. Anpassung der Vergütung
- Ggf. Rückzahlung von überzahlten Vergütungen (ggf. Rücklagen bilden)
- Oder Vergütung und Prognose entsprechend anpassen.



34

## Abweichungsanalysen von Kosten **REZ**

- Die Quartalsauswertungen erlauben eine relativ zeitnahe Bewertung von Kosten im Vgl. zu Prognosen
- Kosten wie Umspannwerkskosten, Direktvermarktungskosten, Infrastrukturmaßnahmen, Optimierungsmaßnahmen oft in Ursprungskalkulation nicht berücksichtigt
- Bewertung jeweils entweder unter Vorgabe Verbesserung oder mindestens Sicherung des Ergebnisses



35

## **REZ**

3.

### **OPTIMIERUNGSMASSNAHMEN**



36

## Optimierungen Erträge

REZ

- Optimierungsmöglichkeiten der Erträge beschränkt
- Hohe Abhängigkeit von Windangebot und Funktionalität der WEA
- Aufgrund der hohen Marktwerte Festpreisangebote prüfen, ggf PPA, ggf Ausstieg aus EEG
- Geringfügige Auswirkungen: technische Prüfungen: allerdings nur mit geringfügigen Ertragssteigerungen möglich, Kosten an ROI binden
  - Windrichtungsnachführung
  - Stillstandszeiten Wochenende (Sitemanagement einschalten)
  - Technische Optimierungen



37

## Optimierung Kosten

REZ

- Kostensenkungen möglich aber nur unter Beibehaltung von Qualität der technischen und kaufmännischen Arbeiten
- Hauptfaktor Kapitaldienst bedingt beeinflussbar über Laufzeit und Zinsen
- Hauptfaktor Wartungskosten über Drittanbieter senkbar
- Integrative Betriebsführung vor Trennung von Leistungen (Leitwarte, Service, kfm BF) zu bevorzugen, Schnittstellenproblematik beachten, Eigenleben der Vertragspartner/Profilierungsdruck



38

- Zinsen und Tilgung ergeben sich aus den Darlehensverträgen / Tilgungsplan
- Kontrolle der Zahlungen anhand Zins- und Tilgungsplan
- Ggf. Umsatzsteuer auf Bankdienstleistungen
- Bei Liquiditätsengpässen: Frühzeitig den Kontakt zur Bank suchen! Schuldendienstreserven nur im Notfall
- Ggf. Optimierungsmöglichkeit:
  - Bei älteren Projekten ggf. noch eine Umfinanzierung möglich - KfW Darlehen können i.d.R. ohne Vorfälligkeitsentschädigung abgelöst werden und durch zinsgünstigeres Hausbank-Darlehen abgelöst werden.
  - Zinsbindung beachten – ggf. über eine Forward-Finanzierung aktuell günstiges Zinsniveau für die Restlaufzeit sichern... Konditionen bei der Hausbank abfragen.



39

- In der Regel sind Vollwartungsverträge vereinbart (oft von der finanzierenden Bank gefordert)
- Kosten kalkulierbar – aber oft mit Indexierung, Verfügbarkeitsgarantie oder variablen Faktoren verknüpft
- Kaum Gestaltungsmöglichkeit, Indexierungen und Bonus-Regelungen beachten, Gewährleistungsproblematiken beachten, bei Bonuszahlungen negativ. Strompreise berücksichtigen
- Für Folgeverträge: Inzwischen bieten einige unabhängige Wartungsunternehmen alternative Verträge und Konzepte zu besseren Konditionen an
- Einige Positionen sind oft je nach Vertrag nicht erfasst und verursachen Kosten, etwa Blattreparatur, Anschlussstation. Infrastruktur
- Prüfen ob Alternativen zu Vollwartungsverträgen möglich (wirtschaftliche Bewertung von Stillstandszeiten bei Reduktion Serviceeinsatz)



40

## Wartung und Reparaturen

REZ

- Infrastruktur: Instandhaltung der Wege und Stellflächen  
Regelmäßige Ausbesserungen erforderlich, vor Austausch  
Großkomponenten in jedem Fall Wege inspizieren (lassen)
- Transformator-/ Übergabestationen / Umspannwerke:  
Regelmäßige Wartungen und Prüfungen erforderlich. Ggf.  
prüfen, ob Umspannwerkkosten in Kalkulation abgebildet
- Sicherheitseinrichtungen / Persönliche Sicherheitsausrüstung  
oft nicht im Vertrag enthalten: Auch hier sind regelmäßige  
Prüfungen und Instandhaltungen erforderlich
- Wiederkehrende Prüfungen sind meist nicht im Umfang  
enthalten. Kosten für die Gutachten in der Planung  
berücksichtigen



41

## Strombezug

REZ

- Mehrere Angebote einholen, aber extrem kurze Angebotsfrist!!!
- Derzeit extrem hohes Preisniveau mit Arbeitspreis bis zu 1 Euro /  
kWh für 2023, Tendenz fallend
- Oft kurze Vertragslaufzeit sinnvoll – regelmäßig (jährlich) prüfen,  
ob ein Anbieterwechsel sinnvoll ist
- Über CO<sub>2</sub>-Kosten derzeit steigende Stromkosten
- Aufwand prüfen!!
- nur die eigentlichen Stromkosten (Arbeitspreis) sind verhandelbar,  
der Rest sind gesetzliche Abgaben (Stromsteuer, Netzkosten etc.)
- Stromsteuer rückholbar!
- Messkosten beachten (müssen korrekt angegeben werden, je  
nach Spannungsebene des Anschlusses)
- Blindstrom beachten, ggf. Installation Blindstromkompensation  
wirtschaftlich



42

- Windparks grundsätzlich von Stromsteuer befreit
- Beihilfeerklärung
- Neues Verfahren ab 2018: Stromsteuer wird vom Versorger gezahlt, Verbraucher (WP) erhält Erstattung  
Erstattung muss beantragt werden (Formblätter: Anzeige für Erlaubnis als Versorger (1412)), Rückforderung mit Formular 1454 (Aktualisierungen beachten, Generalzolldirektion setzt gelegentlich neue Formblätter ein)
- Problem sind selbsterzeugter und -verbraucher Strom und Querlieferung zwischen WP/WEA vor Umspannwerk, neue Regelung 2019:  
Ab 2019 Befreiung auf Antrag möglich, Antrag bis 31.12.2019, Formblätter 1421, 1421a, 1421az ([www.zoll.de](http://www.zoll.de))



43

- vertraglich vereinbarten Konditionen ohne Optimierungsmöglichkeiten
- Abrechnungsproblematik bei quotalen Pachten berücksichtigen (Nachweis der Erlöse aus Einzel-WEA nicht möglich, deshalb quotale durch Zahl der Anlagen o.ä.)
- Problematiken bei Abrechnung beachten, Sonderzuflüsse oder Einschränkungen wie NSM, Negative Strompreise etc.
- Nachverhandlungen



44

## Versicherungen

**REZ**

- Anlagen weitgehend über Vollwartungsverträgen
- Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung, Haftpflicht und Umweltschadenversicherung
- Bei Insolvenz Ausfallversicherung abschließen
- Konditionen regelmäßig überprüfen lassen (derzeit viel Bewegung im Markt)
- Sonderkündigungsrecht bei Beitragsanpassung.
- Schadenfreiheitsrabatte (falls vorhanden)  
nutzen: Kleinere Schäden ggf. auf Erstattung verzichten



45

## Buchhaltung, Jahresabschluss

**REZ**

- Kosten individuell verhandelbar
- Prüfen ob Buchhaltung inhouse oder von Fremdanbieter (meist Steuerberater)
- Große Preisunterscheide bei Jahresabschlusserstellung
- Prüfen ob Prüfung des Abschlusses notwendig
- Gute Kommunikation und kurze Wege zwischen der Betriebsführung und Steuerberatung/  
Buchhaltung notwendig
- Branchenkenntnis notwendig
- IT-Ausstattung prüfen



46

## Gewerbsteuer

REZ

- kaum Gestaltungsmöglichkeiten
- Hebesatz der Gemeinde des Sitzes berücksichtigen
- Aufteilung 90 % Standort der Anlage und 10 % Verwaltung
- Gewerbesteuerliche Effekte bei KG-Konstruktionen (Personengesellschaften) beachten, etwa bei Sonderbetriebsausgaben an Gesellschafter (werden dem gewerbesteuerlichen Ergebnis zugerechnet)
- Bedingt aufrechenbar mit Einkommenssteuer
- Bei Gewerbesteuer frühzeitige Zahlungen beantragen (Vermeidung Verzugszinsen)



47

## Anlagenrückbau

REZ

- Oft über hinterlegte Bürgschaften abgesichert
- Ggf. über Rücklagen absicherbar
- Rechtzeitige Bildung von ausreichenden Rücklagen für den tatsächlichen Aufwand Rückbau der Anlagen beachten.
- Weiterbetrieb-, Repowering- oder Rückbaukonzept erarbeiten (v.a. für Anlagen die ab 2021 aus dem EEG fallen)
- Ggf. Verkauf planen, Anlagen ggf. gegen Rückbauverpflichtung abtreten



48



- Gutachten und wiederkehrende Prüfungen nach Auflagen und gesetzlichen Vorgaben planen
- Ggf. als Betriebsführer Rahmenverträge abschließen und Kostenvorteile (teilweise oder ganz) an Betreiber weiterreichen
- Ggf. auch Rahmenverträge von Partnerunternehmen nutzen



49

Windparkspezifische Rechts- und Beratungskosten berücksichtigen

- Für Auseinandersetzungen mit Genehmigungsbehörde (Streit über Auflagen, Lärm Fledermaus)
- Für Auseinandersetzungen mit Hersteller
- Für Auseinandersetzungen mit Dienstleistern



50

4

## AUSSCHÜTTUNGSPLANUNG GEGENÜBER STAKEHOLDERN



51

- Renditeplanung/Ausschüttungen hängen von Struktur des Investments ab (Kaufpreis, Finanzierung, Laufzeit und Kosten, sonstige Eckwerte)
- Ausschüttungen/Entnahmen in Abstimmung mit Forecast vorsehen
- Mehrjährigen Plan erstellen und Aktualisierungen einarbeiten
- Ausreichende Puffer vorsehen
- Mit dem letzten Jahresmonat entscheidet sich Jahreserfolg
- schlechter Monat im Winter (Bspl. Februar 2018) oder mehrere schlechte Jahre (2019 bis 2021) verhaseln das Ergebnis



52

- Keine Ausschüttung, die die Liquidität der Gesellschaft vollständig abschöpft
- Forecast stets aktualisieren und berücksichtigen
- Entnahmen und Gewinn getrennt behandeln
- Keine Ausschüttung vor Rücklage der von der Bank geforderten Reserven, ggf. Zustimmung erforderlich
- Beim Gesellschafter Bewusstsein für schwankendes Windangebot schaffen
- Transparente Kommunikation



53

Mit bestem Dank für die Aufmerksamkeit

## ENDE DES VIERTEN TEILS



54

**SIE KÖNNEN SICH UM ALLES SELBER  
KÜMMERN – MÜSSEN SIE ABER NICHT.**

**REZ**

55

## Kontakt

**REZ**

### **Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG**

Geschäftsführung: Prof. Dr. Walter Delabar / Klaus Wolters

Büro Berlin:  
Seesener Straße 10-13  
D-10709 Berlin  
Tel.: 030-22 44 598 30  
Fax: 030-22 44 598 31

Büro NRW:  
In Tenholt 33  
41812 Erkelenz  
Tel.: 02431-97 27 20  
Fax: 02431-97 27 239

Mobil: 0171-417 66 50  
Mail: [w.delabar@rez-windparks.de](mailto:w.delabar@rez-windparks.de)  
[www.rez-windparks.de](http://www.rez-windparks.de)



Zertifiziert nach ISO9001:2015

56

## Leistungen kurz und knapp

# REZ

- Technische Betriebsführung (24/7)
- Wirtschaftliches Management / Betriebsführung
- Windparks und Umspannwerke
- Sitemanagement
- Geschäftsführung
- Bürgerbeteiligungsprojekte
- Performanceanalyse
- Anlagenüberwachung u.v.m.
- Gegründet 2002
- 43 WP Gesellschaften
  - 146 WEA
  - 405 MW
- 4 Umspannwerke
- Niederlassungen in Berlin und NRW
- Windparks in Brandenburg, Rheinland-Pfalz, Hessen und Sachsen-Anhalt

[www.rez-windparks.de](http://www.rez-windparks.de)

