

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

# ENDBERICHT 2019-2022 (INKL. AUFSTOCKUNG)

## DIREKTVERMARKTUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN SOWIE WEITERE VERMARKTUNGSMODELLE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN



Berlin, September 2022

F. Huneke, M. Claußner

## ENDBERICHT 2019-2022

---

Aufgrund der Aufstockung des planungsmäßig von 2019 bis 2021 laufenden Projekts „**Direktvermarktung der erneuerbaren Energien sowie weitere Vermarktungsmodelle für erneuerbare Energien**“ bis zum September 2022 wurde dieser Endbericht als abschließender Fortschrittsbericht des Gesamtprojekts von 2019 bis 2022 angefertigt.

Der Endbericht beinhaltet die Fortschrittsberichte der Jahre 2019, 2020, 2021 und 2022 sowie Anhänge zum aktuellen Fortschrittsbericht 2022. Anhänge der älteren Fortschrittsberichte können auf Nachfrage nochmals zur Verfügung gestellt werden.

## ENDBERICHT 2022: ÜBERSICHT

Endbericht 2019-2022 .....	2
Fortschrittsbericht 2022: Übersicht.....	5
Projekttreffen.....	6
Erweiterung Arbeitspaket 1 („Modul II“ gemäß Aufstockungsvereinbarung).....	6
Erweiterung Arbeitspaket 2 („Modul III“).....	7
Erweiterung Arbeitspaket 5 („Modul I“).....	7
Fortschrittsbericht 2021: Übersicht & Zeitplan.....	9
Projekttreffen.....	10
Arbeitspaket 1.....	10
Arbeitspaket 2.....	11
Arbeitspaket 3.....	11
Arbeitspaket 4.....	11
Arbeitspaket 5.....	12
Anhang .....	12
Fortschrittsbericht 2020: Übersicht & Zeitplan.....	14
Projekttreffen.....	14
Arbeitspaket-übergreifende Arbeiten im Rahmen der EEG-Novelle.....	14
Arbeitspaket 1.....	16
Arbeitspaket 2.....	17
Arbeitspaket 3.....	17
Arbeitspaket 4.....	18
Arbeitspaket 5.....	18
Anhang .....	19
Fortschrittsbericht 2019: Übersicht & Zeitplan.....	26
Projekttreffen.....	27
Arbeitspaket 1.....	27
Arbeitspaket 2.....	28
Arbeitspaket 3.....	28
Arbeitspaket 5.....	29
Anhang .....	29

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

## FORTSCHRITTSBERICHT 2022

# DIREKTVERMARKTUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN SOWIE WEITERE VERMARKTUNGSMODELLE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN



## **FORTSCHRITTSBERICHT 2022: ÜBERSICHT**

---

Fortschrittsbericht 2022: Übersicht.....	5
Projekttreffen.....	6
Erweiterung Arbeitspaket 1 („Modul II“ gemäß Aufstockungsvereinbarung).....	6
Erweiterung Arbeitspaket 2 („Modul III“).....	7
Erweiterung Arbeitspaket 5 („Modul I“).....	7
Anhang .....	7

## PROJEKTTREFFEN

Aufgrund der pandemischen Situation wurden die Projekttreffen durch eine Vielzahl an telefonischen Absprachen ersetzt.

## ERWEITERUNG ARBEITSPAKET 1 („MODUL II“ GEMÄß AUFSTOCKUNGSVEREINBAUNG)

### Abgeschlossen: Quartalsberichte Q1-Q2 2022

Quartalsbericht 03/2022: [Link zum PDF](#)

Quartalsbericht 06/2022: dem Anhang beigefügt, Dateiname: *2022-07-29\_EBP\_ÖI\_Monitoring der Direktvermarktung\_Q2-2022.pdf*

Innerhalb des Projekts wurden quartalsweise Berichte über die aktuelle Situation der Direktvermarktung erstellt. Neben etablierten Inhalten, wie die Marktdaten zu verschiedenen Vergütungsformen der Direktvermarktung, beinhalten die Berichte einige neuartige Analysen. Diese umfassen unter anderem einen neuen Ansatz zur Einordnung negativer Preise, aktuelle Marktdaten zum Thema PPA sowie jeweils eine Case Study zu aktuellen Marktgeschehnissen.

Im Vergleich zu den Vorjahren wurden in beiden Berichten Analysen zur PPA-Marktentwicklung, zu Vermarktungsformwechseln und zu Marktwertfixierungsverträgen der EE-Anlagenbetreiber ergänzt.

### Abgeschlossen: regelmäßig aktualisiertes Excel-tool zu DV-Daten

[Sharepoint-Link zur Excel-Datei](#)

Das Excel-Tool stellt regelmäßig aktualisierte Daten zur Direktvermarktung bereit. Das Tool umfasst zum Ende September 2022 nun folgende Inhalte:

- Jährliche und monatliche Daten zur Inanspruchnahme je Vermarktungsform der Direktvermarktung, bezogen auf Anlagenzahl, installierte Leistung (MW), Stromerzeugung (TWh) und Zahlungsflüsse (EUR)
- Jährliche und monatliche Daten zur Stromerzeugung (MWh), die dem Herkunftsnachweisregister gemeldet wurde
- Jährliche Daten zur durchschnittlichen Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung
- Jährliche Daten zur Anzahl an Stunden mit negativen Preisen und §51-Ereignissen
- Monatliche Preisdaten (EUR/MWh) zu EPEX-Basepreis, EEX-Futures, Marktwerte und PPA-Bewertung

## **ERWEITERUNG ARBEITSPAKET 2 („MODUL III“)**

### **Abgeschlossen: Kurzstudie zur sonstigen Direktvermarktung**

Die Kurzstudie „Aktuelle Entwicklungen in der sonstigen Direktvermarktung und im Herkunftsnachweise-Markt“ umfasst eine Marktbefragung von Direktvermarktern und EE-Anlagenbetreibern, statistische Auswertungen zur sonstigen Direktvermarktung und zum Herkunftsnachweise-Markt in Deutschland.

Das Studiendokument ist dem Anhang beigelegt, Dateiname: *Kurzstudie\_Sonst\_DV\_HKN.pdf*

### **Abgeschlossen: Policy Paper zur schrittweisen Beendigung der EEG-Förderung mit dem Kohleausstieg (EEG 2023 § 1A)**

Als zweites Element der Aufstockung dieses Arbeitspakets wurde ein Policy Paper zur Weiterentwicklung des Marktprämienmodells und schrittweisen Beendigung der EEG-Förderung mit dem Kohleausstieg erstellt.

Das Dokument ist dem Anhang beigelegt, Dateiname:  
*2022-09-09\_BMWK\_Policy-Paper-EEG§1a\_EnergyBrainpool.pdf*

## **ERWEITERUNG ARBEITSPAKET 5 („MODUL I“)**

### **Abgeschlossen: Lieferung von Strompreisszenarien und weiteren Analysen**

Zur Unterstützung des AG beim Beihilfeverfahren zum EEG 2021 („Funding Gap Analyse“) wurden zwei Strompreisszenarien für Deutschland bis 2050 zur Verfügung gestellt (Lieferung Februar 2022). In diesem Rahmen wurde zusätzlich eine Berechnung dreier Kennzahlen zur Erlösbewertung flexibler Biomasseanlagen erstellt. Im September 2022 wurde ein im Zuge der Auswirkungen des Ukraine-Kriegs aktualisiertes Strompreisszenario zur Verfügung gestellt. Neben einer Szenariorechnung auf Basis eines Durchschnittswetterjahres umfasste diese Lieferung zwei weitere Wettersensitivitäten.

Die entsprechenden Dateien sind dem Anhang beigelegt, Dateinamen:  
*2022-02-15\_EnergyBrainpool\_Strompreisszenario\_Deutschland\_BMWK.pdf*  
*2022-02-15\_EnergyBrainpool\_Strompreisszenario-KOAV\_Deutschland\_BMWK.xlsx*  
*2022-09-20\_BMWK\_Strompreisszenario-EnergyBrainpool.xlsx*

## **ANHANG**

Alle in diesem Bericht erwähnten Dokumente (Stellungnahmen, Studien, Analysen) lagen dem damals versandten Bericht bei und können bei Bedarf nochmals zur Verfügung gestellt werden.

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

## FORTSCHRITTSBERICHT 2021

# DIREKTVERMARKTUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN SOWIE WEITERE VERMARKTUNGSMODELLE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

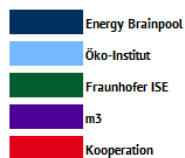




## FORTSCHRITTSBERICHT 2021: ÜBERSICHT & ZEITPLAN

Fortschrittsbericht 2021: Übersicht & Zeitplan.....	9
Projekttreffen.....	10
Arbeitspaket 1.....	10
Arbeitspaket 2.....	11
Arbeitspaket 3.....	11
Arbeitspaket 4.....	11
Arbeitspaket 5.....	12
Anhang.....	12

Jahre		2019				2020				2021			
Quartale		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
<b>Arbeitspakete</b>													
	Projektkoordination	[Energy Brainpool]											
AP 1	Monitoring und Evaluation der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien	[Öko-Institut]											
AP 2	Wirkung von und Möglichkeiten zur Stärkung und Weiterentwicklung der Direktvermarktung	[Fraunhofer ISE]											
AP 3	Monitoring und Evaluation des Förderwegfalls bei negativen Preisen	[Energy Brainpool]											
AP 4	Monitoring und Evaluation der Ausfallvergütung	[m3]											
AP 5	Überprüfung, Dokumentation und Entwicklung weiterer Geschäftsmodelle durch die Vermarktung eE	[Kooperation]											
<b>Workshops</b>													
	Projekttreffen, Workshops, Fachgespräche	[Energy Brainpool]											
	Projekttreffen (5)	[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]	
	Fachworkshops (5)		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]
	Optional: Fachgespräche (3) und zusätzliche Fachworkshops (5) (in Abstimmung mit Auftraggeber)												
<b>Berichte</b>													
	Zwischen- und Endberichte				[Energy Brainpool]					[Energy Brainpool]			[Energy Brainpool]
<b>Interviews</b>													
		[Energy Brainpool]											



## PROJEKTTREFFEN

Aufgrund der pandemischen Situation wurden die Projekttreffen durch eine Vielzahl an telefonischen Absprachen ersetzt.

## ARBEITSPAKET 1

### Abgeschlossen: Jahresberichte 2020, 2021 und Quartalsberichte Q1-Q3 2021

Jahresbericht 2020: [Link zum PDF](#)

Quartalsbericht 03/2021: [Link zum PDF](#)

Quartalsbericht 06/2021: [Link zum PDF](#)

Quartalsbericht 09/2021: [Link zum PDF](#)

Jahresbericht 2021: Datei als PDF im Anhang beiliegend, Dateiname:

*2022-01-21\_EBP-Öl\_Monitoring-Direktvermarktung\_BMWi.pdf*

Innerhalb des Projekts wurden quartalsweise Berichte über die aktuelle Situation der Direktvermarktung erstellt. Neben etablierten Inhalten, wie die Marktdaten zu verschiedenen Vergütungsformen der Direktvermarktung, beinhalten die Berichte einige neuartige Analysen. Diese umfassen unter anderem einen neuen Ansatz zur Einordnung negativer Preise, aktuelle Marktdaten zum Thema PPA sowie jeweils eine Case Study zu aktuellen Marktgeschehnissen. Der Jahresbericht 2020 beinhaltet zudem eine Analyse der Märkte für Regionalnachweise, Herkunftsnachweise und Mieterstrom sowie einen Ausblick auf die zukünftige PPA-Marktentwicklung und mögliche Auswirkungen der Reform des § 51 EEG auf Erlöse von EEG-Anlagen. Im Vergleich zu den Vorjahren wurden in allen Berichten außerdem Analysen zur neuen 4h-Regel sowie detailliertere Daten zur PPA-Marktentwicklung und zu Vermarktungsformwechseln der EE-Anlagenbetreiber ergänzt.

### Abgeschlossen: regelmäßig aktualisiertes Excel-tool zu DV-Daten

[Sharepoint-Link zur Excel-Datei](#)

Das Excel-Tool stellt regelmäßig aktualisierte Daten zur Direktvermarktung bereit. Das Tool umfasst zum Ende 2021 nun folgende Inhalte:

- Jährliche und monatliche Daten zur Inanspruchnahme je Vermarktungsform der Direktvermarktung, bezogen auf Anlagenzahl, installierte Leistung (MW), Stromerzeugung (TWh) und Zahlungsflüsse (EUR)
- Jährliche und monatliche Daten zur Stromerzeugung (MWh), die dem Herkunftsnachweisregister gemeldet wurde
- Jährliche Daten zur durchschnittlichen Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung
- Jährliche Daten zur Anzahl an Stunden mit negativen Preisen und §51-Ereignissen

- Monatliche Preisdaten (EUR/MWh) zu EPEX-Basepreis, EEX-Futures, Marktwerte und PPA-Bewertung

## ARBEITSPAKET 2

### In Arbeit: Inhaltliche und konzeptionelle Vorbereitung des Fachgesprächs zum Thema „Marktintegration EE über PPA“

- Monitoring des PPA-Marktes
- Analyse von Trends, Geschäftsmodellen und Akteuren im PPA-Marktumfeld
- Austausch mit anderen Vorhaben zum Thema PPAs
- Erstellung von Materialien für das Fachgespräch

## ARBEITSPAKET 3

### Abgeschlossen: Studie „Negative Strompreise – historische Entwicklung & Ausblick bis 2030“

- Die Studie beinhaltet eine historische Analyse negativer Preise, eine Prognose ihrer Häufigkeit bis 2023 sowie eine szenariobasierte Untersuchung des Einflusses verschiedener Parameter auf die Häufigkeit negativer Preise bis 2030

### Monitoring zum Stand negativer Preise und §51 EEG 2017-Situationen in der EPEX Day-Ahead-Auktion

- **Abgeschlossen:** integriert in Jahres- und Quartalsberichte
- **Abgeschlossen:** AdHoc-Auswertungen zur Auswirkung einer Umstellung des § 51 EEG von 6- auf 4-h-Regel als Teil des Jahresberichts 2020

## ARBEITSPAKET 4

### Abgeschlossen: Monitoring und Evaluation der Ausfallvergütung

**Abgeschlossen:** Marktbefragung zu Erfahrungen, Handlungsweisen und Intentionen der Marktteilnehmer in Bezug auf die Nutzung der Ausfallvergütung (siehe Ausfallvergütung\_Marktbefragung)

Ziel der Marktbefragung ist es, Erfahrungen, Handlungsweisen und Intentionen von Marktteilnehmern/Anlagenbetreiber in Bezug auf die Nutzung der Ausfallvergütung und der Funktionsweise der Einzelteile der Richtlinie zu analysieren und transparent zu machen.

Hierzu wurden in einem ersten Schritt Direktvermarkter und Anlagenbetreiber zur Befragung identifiziert. Im Folgenden wurden relevante Themengebiete zur Abfrage festgelegt, ein Fragebogen zur Abfrage erstellt und die identifizierten Abfrageteilnehmer befragt. Die abgefragten Themengebiete sind nachfolgend dargestellt:

- Erfahrung & Zufriedenheit mit der Richtlinie der Ausfallvergütung
- Ausgestaltung und Funktionsweise der Richtlinie, als auch Verbesserungsvorschläge in den folgenden Bereichen:
  - Wechselfrist
  - Laufzeiten der Vergütung
  - Höhe der Vergütung
  - Auswirkung auf Finanzierungsbedingungen von Anlagen

In einem letzten Schritt wurden aus den Ergebnissen der Abfrage, Empfehlungen zur Weiterentwicklung ausgearbeitet.

## **ARBEITSPAKET 5**

### **Umgewidmet: Fachgespräch zum Thema „Marktintegration EE über PPA“**

Zu oben genanntem Thema war für 2021 die Durchführung eines Fachworkshops geplant. Dieser wurde auf Wunsch des Auftraggebers zunächst in das Jahr 2022 verschoben und schließlich umgewidmet zur Mitarbeit am EEG-Erfahrungsbericht und weiterer Ad-Hoc-Zuarbeit bis zum Projektende (September 2022).

## **ANHANG**

Alle in diesem Bericht erwähnten Dokumente (Stellungnahmen, Studien, Analysen) lagen dem damals versandten Bericht bei und können bei Bedarf nochmals zur Verfügung gestellt werden.

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

## FORTSCHRITTSBERICHT 2020

# DIREKTVERMARKTUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN SOWIE WEITERE VERMARKTUNGSMODELLE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN



## FORTSCHRITTSBERICHT 2020: ÜBERSICHT & ZEITPLAN

Übersicht & Zeitplan.....	14
Projekttreffen.....	14
Arbeitspaket 1.....	16
Arbeitspaket 2.....	17
Arbeitspaket 3.....	17
Arbeitspaket 4.....	18
Arbeitspaket 5.....	18
Anhang.....	19

Jahre		2019				2020				2021			
Quartale		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
<b>Arbeitspakete</b>													
	Projektkoordination	[Energy Brainpool]											
AP 1	Monitoring und Evaluation der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien	[Öko-Institut]											
AP 2	Wirkung von und Möglichkeiten zur Stärkung und Weiterentwicklung der Direktvermarktung	[Fraunhofer ISE]											
AP 3	Monitoring und Evaluation des Förderwegfalls bei negativen Preisen	[Energy Brainpool]											
AP 4	Monitoring und Evaluation der Ausfallvergütung	[m3]											
AP 5	Überprüfung, Dokumentation und Entwicklung weiterer Geschäftsmodelle durch die Vermarktung eE	[Kooperation]											
Workshops	Projekttreffen, Workshops, Fachgespräche	[Energy Brainpool]											
	Projekttreffen (5)	[Kooperation]		[Kooperation]			[Kooperation]			[Kooperation]			[Kooperation]
	Fachworkshops (5)		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]		[Kooperation]
	Optional: Fachgespräche (3) und zusätzliche Fachworkshops (5) (in Abstimmung mit Auftraggeber)												
Berichte	Zwischen- und Endberichte				[Energy Brainpool]				[Energy Brainpool]				[Energy Brainpool]
Interviews		[Kooperation]											

[Energy Brainpool]	Energy Brainpool
[Öko-Institut]	Öko-Institut
[Fraunhofer ISE]	Fraunhofer ISE
[m3]	m3
[Kooperation]	Kooperation

## PROJEKTTREFFEN

Aufgrund der pandemischen Situation wurden die Projekttreffen durch eine Vielzahl an digitalen und telefonischen Absprachen ersetzt.

## ARBEITSPAKET-ÜBERGREIFENDE ARBEITEN IM RAHMEN DER EEG-NOVELLE

Alle hier referenzierten Dokumente (Stellungnahmen, Positionspapiere, Kurzanalysen, Studien) liegen diesem Bericht als Extra-Datei bei, die Dateinamen sind hier in *kursiv* vermerkt.

- Stellungnahme „Handelbarkeit von gefördertem EE-Strom in Europa und Vergleich zum Doppelvermarktungsverbot in DE“ vom 14.04.2020  
*Öko\_Handelbarkeit-geförderter-EE-Strom\_inkl-Annex\_20200417.pdf*
- Policy Paper „Vergleich von gleitender Marktprämie und Contracts-for-Difference zur Förderung erneuerbarer Energien“ vom 30.04.2020  
*2020-04-30\_Energy Brainpool\_Policy Paper\_CfD-MPM\_BMWi.pdf*
- Positionspapier „Weiterentwicklung Marktprämienmodell“ vom 05.05.2020, inkl. Erweiterung der Analyse zum technologieneutralen Marktwert um Wind Offshore vom 07.05.2020 und Grobskizze zur operativen Umsetzung einer monatlichen Abschlagszahlung auf Jahresmarktwerte vom 22.04.2020  
*2020-05-05\_Weiterentwicklung-Marktprämienmodell\_Brainpool-m3.pdf*  
*2020-05-07\_Energy-Brainpool\_Technologieneutraler-MW\_Erweiterung-Offshore\_BMWi.pdf*  
*2020-04-22\_EnergyBrainpool\_Grobskizze-monatl-Abschlagszahlung-jährlicheMW\_BMWi.pdf*
- Bewertung des BWE-Positionspapiers hinsichtlich der dort enthaltenen Vorschläge zu „Beseitigung von Hemmnissen zur regionalen Vermarktung von Windstrom“ und „Anerkennung der grünen Eigenschaft von Windstrom in Echtzeit“, vom 07.05.2020  
*2020-05-07\_EnergyBrainpool\_Bewertung\_Echtzeit-Ökostrom\_BMWi.pdf*  
*2020-05-07\_EnergyBrainpool\_Bewertung\_Regionale-Vermarktung\_BMWi.pdf*
- Kurzstudie (Vorabeinschätzung) „PPA-finanzierter Zubau von PV-Anlagen bis 2030“ vom 18.05.2020  
*Kurzstudie\_Solar\_PPA\_Zubau.pdf*
- Stellungnahme „Möglichkeiten zur Flankierung von PPA-Projekten“ vom 18.05.2020  
*2020-05-18\_Moeglichkeiten\_der\_Foerderung\_von\_PPAs.pdf*
- Adhoc-Analyse zur aktuellen Situation des Stromaußenhandels vom 29.05.2020  
*2020-05-28\_EnergyBrainpool\_Stromexport-EE\_BMWi.pdf*
- Stellungnahme zu Auswirkungen der vorgesehenen Änderung der Marktprämie und zu Förderung bei neg. Preisen im EU-Ausland, s. E-Mails vom 28.05., 29.05. und 03.06.2020
- Kurzgutachten „Bewertung einer Marktwertumstellung auf den Jahres-Basepreis“ mit Hilfe einer Modellierung von Strompreisszenarien bis 2040, 01.07.2020  
*2020-07-01\_Kurzgutachten\_Bewertung Marktwertumstellung auf Jahres-Basepreis.pdf*
- Adhoc-Analyse zur Auswirkung einer technologieneutralen Marktwertberechnung auf die Gebotspreise am Beispiel 2019, 24.07.2020  
*2020-07-24\_EnergyBrainpool\_Adhoc-Berechnung Gebotswerte 2019\_BMWi.xlsx*
- Brainstorming zu möglichen Anschlussförderungsinstrumenten für Windenergie-Altanlagen vom 21.10.2020  
*2020-10-21\_Brainstorming-Anschlussförderinstrumente-WEA\_EBP-ÖI-ISE.pdf*

- Kurzanalyse zur Biomasseförderung bei negativen Preisen vom 23.11.2020  
[2020-11-23\\_EnergyBrainpool\\_Kurzanalyse\\_Biomasse-Förderung-neg-Preise\\_BMWi.pdf](#)

## **ARBEITSPAKET 1**

### **Abgeschlossen: Jahresbericht 2019 und Quartalsberichte Q1-Q3 2020**

Jahresbericht 2019: [Link zum PDF](#)

Quartalsbericht 03/2020: [Link zum PDF](#)

Quartalsbericht 06/2020: [Link zum PDF](#)

Quartalsbericht 09/2020: [Link zum PDF](#)

Innerhalb des Projekts wurden quartalsweise Berichte über die aktuelle Situation der Direktvermarktung erstellt. Neben etablierten Inhalten, wie die Marktdaten zu verschiedenen Vergütungsformen der Direktvermarktung, wurde der Bericht um einige neuartige Analysen ergänzt. Diese umfassen unter anderem einen neuen Ansatz zur Einordnung negativer Preise, aktuelle Marktdaten zum Thema PPA sowie jeweils eine Case Study zu aktuellen Marktgeschehnissen. Der Jahresbericht 2019 beinhaltet zudem eine Analyse der Märkte für Regionalnachweise, Herkunftsnachweise und Mieterstrom. Im Zuge der Diskussionen um die EEG-Reform wurde der Quartalsbericht 09/2020 zudem um zusätzliche Kurzanalysen zur Auswirkung einer Umstellung der Marktwertberechnung sowie einer Reform des § 51 EEG erweitert.

### **Abgeschlossen: regelmäßig aktualisiertes Excel-tool zu DV-Daten**

[Sharepoint-Link zur Excel-Datei](#)

2020 wurde die Daten des Marktstammdatenregisters eingearbeitet, zudem wurde die Datentiefe zur Ausfallvergütung verbessert. Das Tool zum Ende 2020 nun folgende Inhalte umfasst:

- Jährliche und monatliche Daten zur Inanspruchnahme je Vermarktungsform der Direktvermarktung, bezogen auf Anlagenzahl, installierte Leistung (MW), Stromerzeugung (TWh) und Zahlungsflüsse (EUR)
- Jährliche und monatliche Daten zur Stromerzeugung (MWh), die dem Herkunftsnachweisregister gemeldet wurde
- Jährliche Daten zur durchschnittlichen Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung (in Monaten)
- Jährliche Daten zur Anzahl an Stunden mit negativen Preisen und §51-Ereignissen
- Monatliche Preisdaten (EUR/MWh) zu EPEX-Basepreis, EEX-Futures, Marktwerte und PPA-Bewertung



## ARBEITSPAKET 2

Grundlage der Arbeiten in AP 2 bildeten die Interviews mit Marktteilnehmern als Teil des AP 1, die bis Ende 2019 durchgeführt wurden. Die Ergebnisse wurden Anfang 2020 aufbereitet und in einer Besprechung mit dem BMWi am 28.01.2020 diskutiert, um weitere zu analysierende Fragestellungen abzuleiten.

Das Protokoll der Besprechung am 28.01.2020 sowie der Interviewleitfaden der Marktumfrage liegen anbei, unter folgenden Dateinamen:

*2020-02-14\_AP1-2\_Zwischenbericht.pdf*

*Anhang - BMWi\_Monitoring-DV\_Interviewleitfaden.pdf*

Als eine der zentralen Fragestellungen, die in AP 2 prioritär bearbeitet werden sollte, hat sich im Laufe des Jahres die Frage „Welche Rolle werden PPAs in Zukunft beim Ausbau der EE spielen?“ herauskristallisiert.

### **Abgeschlossen: Studie „PPA-finanzierter Zubau von PV-Anlagen bis 2030“**

- Thematische Zuordnung der Studie zu „Vorschläge für die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen der Vermarktung als (Grün-)Strom“
- übersandt am 18.12.2020
- Umfang: 45 Seiten
- Datei beiliegend, Dateiname: *Studie\_PV-PPA-Zubau 2030.pdf*

In der vorliegenden Studie wird eine Prognose für den über PPAs finanzierten Zubau von PV-Anlagen bis 2030 erstellt. Hierfür werden zunächst die theoretischen Potentiale identifiziert. Dabei werden neben den Klima- und EE-Zielen auch der Grünstrombedarf der Unternehmen und Energieversorger sowie die Kapitalverfügbarkeit für PPA-Verträge untersucht. Die Ergebnisse können das BMWi bei der Entscheidung über künftige Ausschreibungsmengen der Solarenergie unterstützen.

### **Weitere Arbeiten zu den Themen „Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie“ und „Direktvermarktung von PV-Kleinanlagen“**

Weitere Arbeiten zu den oben genannten Themen können den Abschnitten „Arbeitspaket 5“ (Ad-hoc-Zuarbeiten) und „Arbeitspaket-übergreifende Arbeiten im Rahmen der EEG-Novelle“ entnommen werden.

## ARBEITSPAKET 3

### **Abschätzung von Häufigkeit und Dauer negativer Preise bis 2030**

- **Abgeschlossen:** Abstimmung Szenariorahmen und Sensitivitäten
- **Finale Studienergebnisse** werden bis voraussichtlich Mitte Februar übersandt

## Monitoring zum Stand negativer Preise und §51 EEG 2017-Situationen in der EPEX Day-Ahead-Auktion

- **Abgeschlossen:** integriert in Jahres- und Quartalsberichte
- **Abgeschlossen:** AdHoc-Auswertungen zur Auswirkung einer Umstellung des § 51 EEG von 6- auf 1-h-Regel
- **Abgeschlossen:** Konzeptpapier „Ausgestaltung und Auswirkungen eines Opt-in-Modells für eine Marktprämie ohne Vergütung bei viertelstündlich negativen Preisen“ (20.05.2020), Dateiname (beiliegend):  
*2020-05-20\_EnergyBrainpool\_Konzeptpapier-15-min-Vergütungskürzung\_Opt-In\_BMWi.pdf*

## ARBEITSPAKET 4

### Monitoring und Evaluation der Ausfallvergütung

**Abgeschlossen:** Vergangenheitsbezogene Analyse, Fragenkatalog erstellt und validiert, Longlist und Shortlist für TN erstellt (Schritt 2 gemäß Angebot)

**In Planung Q1-Q2/2021:** Marktbefragung (Schritt 3 gemäß Angebot)

## ARBEITSPAKET 5

### Abgeschlossen: Fachgespräch zum Thema „PPA: Marktintegration erneuerbarer Energien 2.0?“

- [Link zum Protokoll \(Anhang\)](#)

Das Fachgespräch wurde am 28.01.2020 durchgeführt und umfasste insgesamt 39 Teilnehmer, die vorrangig aus direkt am Markt agierenden Unternehmen stammten. Die Veranstaltung wurde vom Konsortium organisiert und inhaltlich konzipiert, sowie vom BMWi ausgerichtet.

Die Veranstaltung bestand im Wesentlichen aus zwei Blöcken. Im ersten Block wurden bisherige Erfahrungen mit PPAs ausgetauscht, im zweiten Block ging es um geeignete Rahmenbedingungen für PPA-finanzierte Anlagen. Jeder Block bestand aus Inputs dreier externer Referenten sowie eine Diskussionsrunde im Plenum. Zentrale Diskussionspunkte und Ergebnisse sind im Protokoll (s. Link oben) dokumentiert.

## Ad-hoc-Zuarbeiten

- Nachfrage nach Direktvermarktungsvolumina der größten Direktvermarkter, E-Mail vom 10.03.2020
- Rückfrage zur Direktvermarktungsgrenze von 100 kW, E-Mail vom 06.04.2020
- Literaturrecherche zu Contracts-for-Difference vom 07.04.2020
- Stellungnahme zu negativen Preisen, E-Mails vom 08.04. und 15.04.2020
- Nachfrage zum PPA-Markt auf der iberischen Halbinsel, E-Mail vom 13.05.2020
- Rückfrage zur IT-Sicherheit der Fernsteuerung in der Direktvermarktung, E-Mail vom 03.06.2020
- Experteneinschätzung zur künftigen Entwicklung negativer Strompreise als Vorbereitung für ein Presse-Gespräch des Ministers, E-Mail vom 25.08.2020
- Zusatzauswertung zu steigenden Mengen in der Ausfallvergütung im Rahmen des Quartalsberichts 09/2020, E-Mail vom 20.10.2020
- Frage zu Referenzmarktwerten bei Einführung des Marktprämienmodells, vom 02.11.2020
- Frage zur Ausfallvergütung als Geschäftsmodell, E-Mail vom 16.11.2020

## ANHANG

Alle in diesem Bericht erwähnten Dokumente (Stellungnahmen, Studien, Analysen) lagen dem damals versandten Bericht bei und können bei Bedarf nochmals zur Verfügung gestellt werden.

### **Protokoll des Fachgesprächs zum Thema „PPA: Marktintegration erneuerbarer Energien 2.0?“**

**Zeit/Ort:** 28.01.2020, 9:30 bis 15:00 Uhr, Saal 4 des BMWi in Berlin, Scharnhorststr.

Das vorliegende Protokoll ist eine Zusammenfassung durch Energy Brainpool und nicht repräsentativ für alle Teilnehmenden. Die Auswahl des Programms, der Teilnehmer und der Referenten erfolgte durch das Konsortium und nicht durch den Gastgeber.

#### 1.1 Dr. Karin Freier / BMWi: Begrüßung

Zwei Kernfragen stehen für das Fachgespräch aus Sicht der Gastgeber im Mittelpunkt:

- Welche Rahmenbedingungen benötigen Anlagen ohne EEG-Vergütung für den Zubau?
- 65%-Ziel: Wieviel EEG-geförderter Zubau und wieviel marktlicher PPA-Zubau ist erwartbar?

## 1.2 Block 1: Erfahrungen mit PPAs

Für die Vorträge durch Hr. Peper (Fraunhofer-ISE), Hr. Hörbelt (Ørsted), Hr. Götz (EnBW) und Fr. Carlstaedt (DB Energie) verweisen wir im Wesentlichen auf die entsprechenden Präsentationsunterlagen, so eine Genehmigung zur Veröffentlichung vorliegt.

### Auswahl ergänzender Aussagen der Referenten:

- Für Abnehmer von PPAs ist es entscheidend, ein Verständnis der Handelsmärkte zu entwickeln und eigene Kompetenzen zur Anlagenbewertung aufzubauen
- „Null-Cent-Gebote“ bei der Offshore-Ausschreibung ergaben sich aus...
  - erwarteten Technologiesprüngen bis zur Investitionsentscheidung,
  - Synergien beim Betrieb mehrerer Parks,
  - der strategischen Sicherstellung des Zugangs zur Netzanbindung
  - und Strompreiserwartungen.
- Erfahrungen aus PPA-Verhandlungen, Wind Offshore:
  - Laufzeiten min. 10 Jahre, besser 15 Jahre, HKNs sind essenzieller Vertragsbestandteil, Langfristige Preisabsicherung durch Fixpreis erzeugerseitig favorisiert (bevorzugt: Realpreise mit Inflationsanpassung), Strukturierung pay-as-forecasted, Risiko des langfristigen vertraglichen „Lock-ins“, Kunden: Großindustrie, Stromeinkäufer und größere Stadtwerke
- Ü20-PPAs lohnen sich bei Anlagen ab 1 MW, da nur Betriebskostendeckung erforderlich. Kleinere Anlagen unter bisherigen Rahmenbedingungen kaum wirtschaftlich vermarktbar.
- Anforderungen zur „Bankability“ sind heterogen, in Deutschland sind der PPA Close und Financial Close nicht zwingend zum gleichen Zeitpunkt
- Aktuell ist der PPA-Markt eher ein Käufermarkt, aber eine Entwicklung zu mehr Abnehmerwettbewerb wird erwartet
- PPA-Anlagen sind bisher vor allem große PV-Freiflächenanlagen, die angesichts ihrer Größe mit besonderen Akzeptanzherausforderungen konfrontiert sind
- Es gab bereits PPA-Abnehmer bzw. -Interessenten, die auf HKNs verzichten, ggf. im Kontext der Strompreiskompensation
- Möglicher Ansatz gegen Bonitätsrisiken: Bilanzierungsvorschriften nach IFRS können unter Umständen abweichen, wenn volatile PPA-Preise zugelassen werden
- Für das Strompreisrisiko gibt es keinen perfekten Hedge, diese Risiken stehen wie bisherige konventionelle Kraftwerksscheiben in den Büchern, Portfoliodiversifizierung in möglichst vielen Dimensionen kann eine PPA-Hedgingstrategie sein
- Lösungsansatz zur zeitlichen Verkürzung des Prozesses der Beschaffung großer Strommengen über eine Vielzahl von PPAs: Ein zweistufiges Ausschreibungsverfahren mit einmaliger europaweiter Ausschreibung zur Ermittlung von Rahmenvertragsnehmern und schnellen, direkten Abschlüssen im zweiten Schritt

- Zeitliche (PPA-Laufzeiten), technologische und räumliche (Marktgebiete) Diversifizierung reduziert PPA-Beschaffungsrisiko
- Neuanlagen-PPAs ohne historische Lastgänge sind deutlich schwerer zu bewerten als Altanlagen

#### Diskussionsfokus im Plenum:

- Die Beziehung zwischen EEG und PPA wurde heterogen bewertet, im Folgenden eine Übersicht der Perspektiven:
  - Eine Konkurrenzsituation zwischen EEG-Vergütung und PPA-finanzierten Anlagen wurde häufig erwähnt. Eine Weiterentwicklung der EEG-Förderung hin zu mehr erzeugerseitigen Marktpreisrisiken, ggf. inkl. HKN-Vermarktung für neue EEG-Anlagen wurde diskutiert.
  - Eine PPA-Finanzierung hat Einfluss auf die Projektgröße, PV-PPAs in der Regel ab 10 MW Anlagengröße, kleinere Anlagen sind stärker auf EEG-Förderung angewiesen.
  - Auswirkungen des PPA-Anlagenzubaues auf Ausbauzieleerreichung und Akteursvielfalt sollte berücksichtigt werden.
  - Nebeneinander von EEG und PPA (als „Säulen“) kann helfen, das Risiko einer schlechter Bonitätsentwicklung des PPA-Abnehmers abzusichern.
- 
- Vielseitige Einschätzungen zum Beitrag von HKNs in PPAs:
  - Bewertung von HKNs wird gegenwärtig erschwert durch geringe Preistransparenz und vielseitigen preissensiblen HKN-Eigenschaften (Alter, Erzeugungstyp, Standort der Anlage).
  - Ein verlässliches Preissignal aus einem standardisierten, europäischen HKN-Markt sollte bestenfalls klar den Umweltbeitrag und die Zusätzlichkeit des erneuerbaren Strom abbilden, so einige Teilnehmer.
  - Im Falle der Nichteinspeisung der PPA-Anlagen (Einspeisemanagement, andere Abschaltung durch Netzbetreiber, Vermarktungsstopp wegen negativer Strompreise, technische Nichtverfügbarkeit der Anlage) entfallen auch HKNs. Kompensationen unter den Vertragspartnern oder vom Netzbetreiber (Einspeisemanagement) müssen geregelt werden.
  - Entschädigung des HKN-Werts bei Abregelung ist bisher selten Vertragsbestandteil.
  - Bei virtual PPAs spielen HKNs eine noch größere Rolle für die Glaubwürdigkeit.
  - Bisher werden laut mehreren Teilnehmern in einer Vielzahl von PPA-Verträgen keine festen HKN-Abnahmepreise vereinbart, u.a. auch ungeklärte steuerrechtliche Bedenken.
  - Obwohl eigentlich die CO<sub>2</sub>-Verdrängung durch erneuerbaren Strom europäischen, wenn nicht gar globalen Kontext im Vordergrund steht, ergibt sich aus einer vorherrschenden Wahrnehmung von „physischen Lieferungen“ oft eine höhere Zahlungsbereitschaft für deutsche HKNs.
-

- Welchen Einfluss die Voraussetzungen zur Strompreiskompensation auf PPA-Abschlüsse der von dieser Regelung bisher begünstigten Industrieunternehmen haben, wurde von Teilnehmern unterschiedlich beurteilt. Hier herrscht Klärungsbedarf über Status Quo Entwicklung der nationalen sowie der europäischen rechtlichen Einordnung. Ein drohender Verlust der Voraussetzungen zur Strompreiskompensation durch einen PPA-Abschluss verringert die Nachfrage nach Corporate-PPAs entscheidend.
- 

### 1.3 Block 2: Rahmenbedingungen für PPAs

Für die Vorträge von Fr. von Oppen (Rechtsanwältin), Hr. Hückstädt (Umweltbank) und Hr. Linkenheil (Energy Brainpool) verweisen wir im Wesentlichen auf die entsprechenden Präsentationsunterlagen.

#### Auswahl ergänzender Aussagen der Referenten:

- PPA-Standardisierung nur bis 10 Jahre Laufzeit, da mehr laut AGB-Recht nicht zumutbar (zumindest jedoch besteht Rechtsunsicherheit); d.h. Laufzeiten darüber hinaus müssen individuell verhandelt werden
- Rechtsunsicherheit bei der Härtefallregelung (Abregelung durch Netzbetreiber) und im Planungsrecht wirken als PPA-Bremse
- Bonität spielt bei on-site PPAs eine wesentlich größere Rolle, Restwert der Anlage im Insolvenzfall unklar
- Lange Kreditlaufzeiten können sich begründen in der Entwicklung von PPA-Anlagenstandorten zu Energiestandorten. Diese sind akzeptiert, ans Netz angeschlossenen und ermöglichen so eine langfristige Nutzung.
- „Echter“ Floorpreis bildet sich durch Wettbewerb in den Ausschreibungen um einen Floorpreis, Grundvoraussetzung für den Wettbewerb ist eine Überdeckung der Nachfrage
- Strommarkt nach Merit-Order ist auch bei 80% EE-Anteil noch „überraschend zukunftsicher“, da sehr häufig europäische Kraftwerke mit Grenzkosten > 0 preissetzend sind.

#### Diskussions- und Fragerunde:

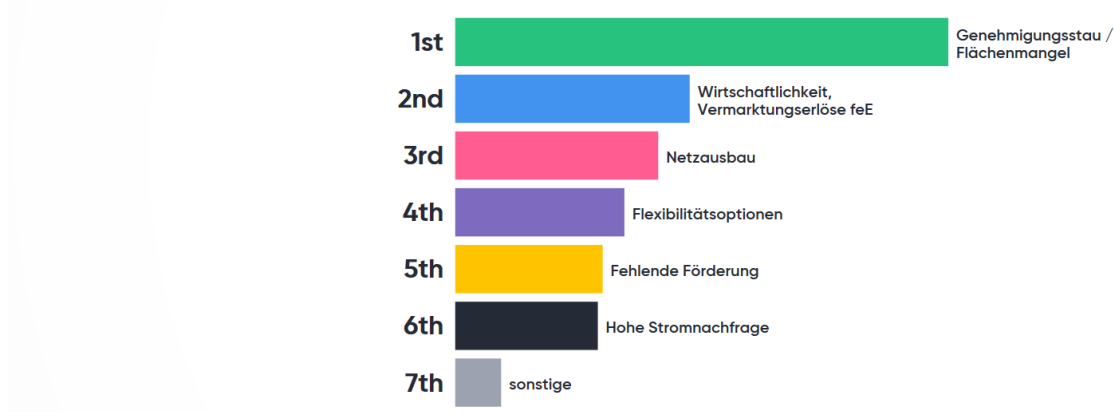
- Vermehrte Nachfragen nach Plänen zu Ü20-PV-Kleinanlagen: Das Thema wird bearbeitet, u.a. durch weiteren Fachworkshop und andere Vorhaben im BMWi. Der aktuell höchste Lösungsdruck liegt bei Wind, PPAs sind eher eine Option für Großanlagen.
- Nachfragen nach Verbesserungen der Konditionen für Repowering, Einschätzung, dass ca. die Hälfte der Anlagen nicht Repoweringfähig sind.
- Vermehrte Nachfrage nach Konzept der CO<sub>2</sub>-Bepreisung im ETS-Bereich: Sicherheit über steigende CO<sub>2</sub>-Preise würde das Risiko der Investitionen in EE-Anlagen deutlich

reduzieren. Sicherheit über die Umsetzung der Löschung von EUAs im Zuge des Kohleausstiegs in Verbindung mit der Marktstabilitätsreserve und Klarstellung über sektoralen Umfang eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises wurde erbeten.

- Die Komplexität von PPAs als nicht-standardisiertes Beschaffungselement im Vergleich zum klassischen Terminmarkt reduziert die Attraktivität dieses Modells. Ein hohes Umweltbewusstsein bei den Endkunden der Dienstleistungen oder Produkte von Großverbrauchern erhöht die Attraktivität von PPAs.

Ergebnisse der Blitzumfragen unter den Teilnehmern während der Veranstaltung:

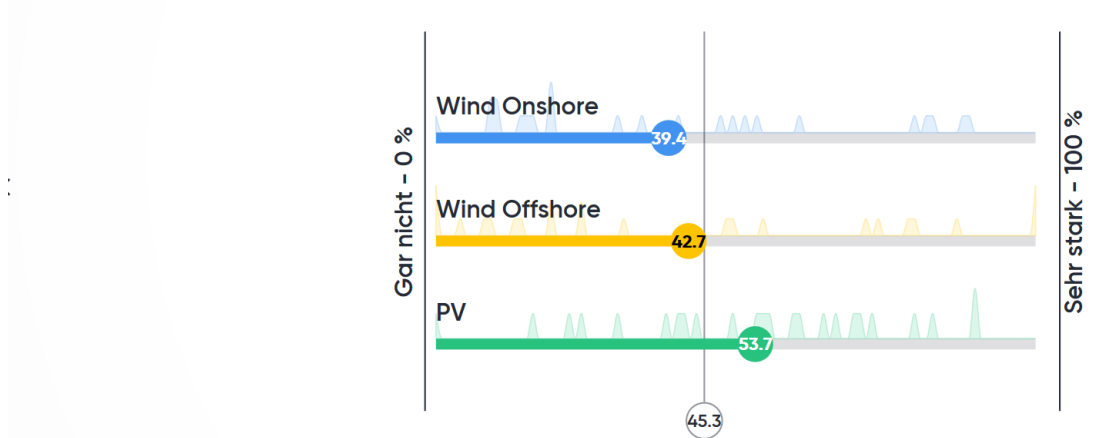
## Was ist die größte Hürde auf dem Weg zu 65 % erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch?



## Worin sehen Sie die größte Herausforderung bei PPAs in Deutschland?



## Wir schreiben das Jahr 2025. Welcher Anteil des Bruttosubaubs erneuerbarer Energien erhält keine EEG-Vergütung (In Prozent)?





im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

## FORTSCHRITTSBERICHT 2019

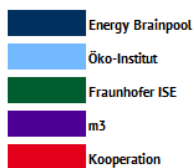
# DIREKTVERMARKTUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN SOWIE WEITERE VERMARKTUNGSMODELLE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN



## FORTSCHRITTSBERICHT 2019: ÜBERSICHT & ZEITPLAN

Fortschrittsbericht 2019: Übersicht & Zeitplan.....	26
Projekttreffen.....	27
Arbeitspaket 1.....	27
Arbeitspaket 2.....	28
Arbeitspaket 3.....	28
Arbeitspaket 5.....	29
Anhang .....	29

Jahre		2019				2020				2021			
Quartale		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
<b>Arbeitspakete</b>													
	Projektkoordination												
AP 1	Monitoring und Evaluation der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien												
AP 2	Wirkung von und Möglichkeiten zur Stärkung und Weiterentwicklung der Direktvermarktung												
AP 3	Monitoring und Evaluation des Förderwegfalls bei negativen Preisen												
AP 4	Monitoring und Evaluation der Ausfallvergütung												
AP 5	Überprüfung, Dokumentation und Entwicklung weiterer Geschäftsmodelle durch die Vermarktung eE												
<b>Workshops</b>	<b>Projekttreffen, Workshops, Fachgespräche</b>												
	Projekttreffen (5)												
	Fachworkshops (5)												
	Optional: Fachgespräche (3) und zusätzliche Fachworkshops (5) (in Abstimmung mit Auftraggeber)												
<b>Berichte</b>	<b>Zwischen- und Endberichte</b>												
<b>Interviews</b>													



## PROJEKTTREFFEN

Es fanden 2 Projekttreffen statt. Die Protokolle im Anhang sind nachfolgend verlinkt.

Protokoll 1. Projekttreffen (Kick-Off)

Protokoll 2. Projekttreffen

## ARBEITSPAKET 1

### Abgeschlossen: Quartalsbericht zu Q3-2019

[Link zum PDF](#)

Innerhalb des Projekts wurde für Q3-2019 der erste Quartalsbericht erstellt. Neben etablierten Inhalten, wie die Marktdaten zu verschiedenen Vergütungsformen der Direktvermarktung, wurde der Bericht um einige neuartige Analysen ergänzt. Diese umfassen unter anderem einen neuen Ansatz zur Einordnung negativer Preise, aktuelle Marktdaten zum Thema PPA sowie eine Case Study.

### Abgeschlossen: monatlich aktualisiertes Excel-tool zu DV-Daten

[Sharepoint-Link zur Excel](#)

Nach der Erstellung der Grundstruktur wurde das Tool auf Nachfrage schrittweise um weitere Daten ergänzt, sodass das Tool zum Ende 2019 nun folgende Inhalte umfasst:

- Jährliche und monatliche Daten zur Inanspruchnahme je Vermarktungsform der Direktvermarktung, bezogen auf Anlagenzahl, installierte Leistung (MW), Stromerzeugung (TWh) und Zahlungsflüsse (EUR)
- Jährliche und monatliche Daten zur Stromerzeugung (MWh), die dem Herkunftsnachweisregister gemeldet wurde
- Jährliche Daten zur durchschnittlichen Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung (in Monaten)
- Jährliche Daten zur Anzahl an Stunden mit negativen Preisen und §51-Ereignissen
- Monatliche Preisdaten (EUR/MWh) zu EPEX-Basepreis, EEX-Futures, Marktwerte und PPA-Bewertung

## ARBEITSPAKET 2

### Abgeschlossen: Durchführung, Transkription & Ergebnisaufbereitung von Experteninterviews

[Link zum Interviewleitfaden \(Anhang\)](#)

[Link zu den Interviewergebnissen \(Anhang\)](#)

Als Grundlage für AP 2 und AP 5 wurden in 2019 insgesamt 11 Experteninterviews durchgeführt. Der Interviewleitfaden orientierte sich an den Fragestellungen, die sich aus beiden Arbeitspaketen ergeben. Sollte sich im weiteren Projektverlauf ein Bedarf ergeben, werden die durchgeführten Interviews um weitere ergänzt. Die bisherigen Interviewpartner setzen sich wie folgt zusammen:

- 1x Forschungsinstitut
- 1x Energieversorger
- 2x IT-Dienstleister im Bereich Direktvermarktung
- 7x Direktvermarkter

Die Ergebnisaufbereitung erfolgte in vier Themenblöcken:

- I) Bewertung Marktprämienmodell
- II) Probleme in der DV
- III) Zukünftige Vermarktungsmodelle Kleinanlagen
- IV) Zukünftige Vermarktungsmodelle Großanlagen

## ARBEITSPAKET 3

### Abschätzung von Häufigkeit und Dauer negativer Preise bis 2030

- **Abgeschlossen:** Abstimmung Szenariorahmen und Sensitivitäten

### Monitoring zum Stand negativer Preise und §51 EEG 2017-Situationen in der EPEX Day-Ahead-Auktion

- **Abgeschlossen:** integriert in QB Q3-2019
- **Abgeschlossen:** AdHoc-Auswertungen zum Vorkommen negativer Strompreise 2019

## ARBEITSPAKET 5

### Bisherige Adhoc-Zuarbeiten

- Liste über aktuelle PPA-Projekte in Europa (11. September)
  - [Link \(Anhang\)](#)
- Entwicklung der Spotmarktliquidität (12. August)
  - [Link \(Anhang\)](#)
- Abfrage Day-Ahead-Preiszeitreihe (12. Juni)
  - [Link \(Anhang\)](#)
- Abfrage EEX-Futures Jahreswerte (16. Mai)
  - [Link \(Anhang\)](#)
- Kurzpapier: Evaluation Studie Lichtblick Ökostrommarkt (10. April)
  - [Link \(Anhang\)](#)
- Einschätzung über PPA-Projekte in Deutschland (20. März)
  - [Link \(Anhang\)](#)

## ANHANG

### AP2: Interviewleitfaden

#### **Fragenblock 1 zum Thema Direktvermarktung unter gleitender Marktprämie: Bewertung von Status Quo und Zukunftsfähigkeit hinsichtlich ihres Beitrags zur Energiewende (ca. 10-15min)**

1. Die Direktvermarktung wurde zusammen mit dem Marktprämienmodell vor allem mit dem Ziel einer (flexibleren) Marktintegration der erneuerbaren Energien eingeführt.
  - Wie bewerten Sie ihre Wirkung in der bisherigen Ausgestaltung? Was funktioniert gut, was nicht?
  -
2. Als wie geeignet bewerten Sie das Marktprämienmodell langfristig (z.B. nach 2025), mit Blick auf sich verändernde Marktgegebenheiten?
  -
3. Richten wir den Blick nun speziell auf kleinere Anlagen, wie z.B. PV-Aufdachanlagen < 100 kW.

Wie bewerten Sie den Zugang solcher Anlagen zur Direktvermarktung unter gleitender Marktprämie? Welche Gründe sprechen für deren Integration, welche dagegen?

- 
- 4. Vor kurzem wurden u.a. die Regelungen zum Einspeisemanagement und Redispatch reformiert, um gesamtwirtschaftliche Kosten zu reduzieren und erneuerbare Energien stärker an der Netzstabilisierung zu beteiligen (s. Entwicklung der Kosten in nachfolgender Abbildung).

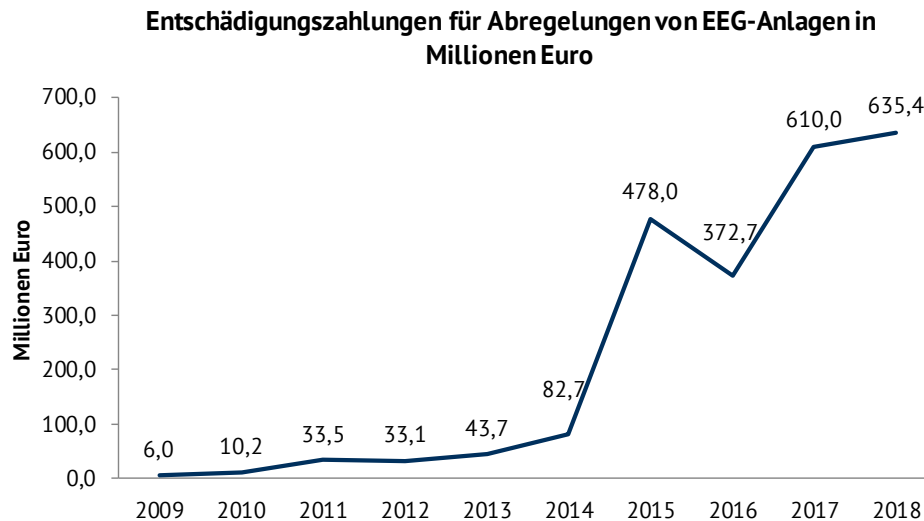


Abbildung 1: Entwicklung der Kosten für Einspeisemanagement von 2016 bis 2018 (Quelle: BNetzA)

- Wie bewerten Sie diesen Schritt im Kontext der Direktvermarktung? Wie bewerten Sie die bisherige Situation von Anlagenbetreibern und Direktvermarktern im Hinblick auf das Einspeisemanagement?
- 

## Fragenblock 2 zum Thema sonstige Direktvermarktung / alternative Vermarktungsansätze (ca. 15min)

Bisher ging es vor allem um die Direktvermarktung unter gleitender Marktprämie. Jedoch sind auch alternative Ansätze möglich, um Strom aus erneuerbaren Energien zu vermarkten. Hierzu im Folgenden vier weitere Fragen.

5. Welche alternativen Vermarktungsoptionen könnten Sie sich für kleine PV-Aufdachanlagen vorstellen?
  -
6. Welche alternativen Vermarktungsoptionen könnten Sie sich für einen 30-MW Windpark vorstellen?
  -
7. Bitte vergleichen Sie die im jeweiligen Fall (Frage 5 oder 6) genannten Optionen hinsichtlich derer Potentiale in den nächsten 3 Jahren (kurzfristig), 6 Jahren (mittelfristig) und > 6 Jahren (langfristig), um

- ungeforderten Zubau zu ermöglichen.
  - den Weiterbetrieb von Ü21-Anlagen sicherzustellen.
- 
8. Was sind dabei jeweils die wichtigsten Treiber, was die größten Hindernisse? Welche Bedingungen müssten sich ändern, damit diese Ansätze ihr Potential erreichen können?

## AP 2: Interviewergebnisse

**Daten zu Interviewpartnern:** 11 Interviews – 1x Forschung, 1x EVU, 2x IT, 7x Direktvermarkter  
**Durchführende Mitarbeiter:** Michael Claußner und Calvin Triems (Energy Brainpool)

### Themenblock 1: Bewertung aktuelles Marktprämienmodell

Grundlegend positive Bewertung:

Das Marktprämienmodell wird von nahezu allen Marktakteuren (*Forschung, IT, Direktvermarkter, EVU*) grundlegend als erfolgreich bewertet. Die meistgenannten positiven Folgen sind die Forcierung des Wettbewerbs und die stark verbesserte Prognosegüte durch die verpflichtende Fernsteuerbarkeit, die einhergeht mit höherer Liquidität am ID-Markt, besser ausgeglichenen Bilanzkreisen und folglich niedrigeren Regelleistungsabrufzahlen und -preisen. Auch wurde dadurch innerhalb relativ kurzer Zeit ein Großteil der EE-Anlagen mit Technik rund um das Thema Steuerbarkeit ausgestattet. 40% Erneuerbaren-Strom ist mittlerweile ohne Probleme im Netz. Auch der Zubau habe über das Vergütungsmodell Marktprämie zumindest in den letzten Jahren innerhalb der politischen Vorgaben gut funktioniert.

Für einen *Direktvermarkter* ist das Marktprämienmodell jedoch weiterhin nicht das optimale System, da es versucht „EE in das bestehende System zu pressen, anstelle das System grundlegend an EE anzupassen“. Dies könne mit Modellen wie den vor Jahren diskutierten Grünstrommarktmodellen oder alternativen Vermarktungsoptionen besser erreicht werden. Seiner Ansicht nach sind zu viele kleinere Akteure durch die Direktvermarktung aus dem Markt gedrängt wurden, er sieht die Konsolidierung hin zu großen Direktvermarktern mit mehr als 3-4 GW im Portfolio kritisch. Genannte verbesserungswürdige Aspekte mit Blick auf die Zukunft:

- Luft nach oben bei der Kurzfristigkeit der Märkte, insbesondere auch bei den Zeitscheiben der Regelleistung (*Direktvermarkter*)
- EEG deckt immer noch viele Risiken ab (z.B. Preis-, Mengen-, Ausfallrisiko), daher sind Anlagenbetreiber im Vergleich zu anderen Märkten „verwöhnt“. Dadurch wird zwar ein umfangreicher Ausbau erleichtert, aber der Umgang mit Risiken wird vom Markt nicht erlernt (*Direktvermarkter*)
- Teilweise Fehlanreize für Betreiber von Bestandspark durch den ausgezahlten Monatsmarktwert: Da dieser sich auf den Durchschnitt aus allen Anlagen eine Erzeugungsart bezieht, sind ggf. Alt-Anlagen mit unterdurchschnittlichen Marktwerten von Vorteil, und z.B. neue Windanlagen mit hoher Nabenhöhe und überdurchschnittlichen Marktwerten verschlechtern die Wirtschaftlichkeit (*Direktvermarkter*)
- Im Moment zu wenig geografische Ausbauleitung: Anzulegender Wert noch regionenspezifischer machen, indem Netzengpässe stärker berücksichtigt werden (über Netzausbaugebietsbegrenzung hinaus) (*Direktvermarkter*)
- Börsliche Hedging-Möglichkeiten für EE sollten aufgebaut werden ähnlich wie für konventionelle Baseprodukte, im Moment ist alles auf den Day-Ahead-Markt und den Monatsmarktwert als Benchmark fokussiert. Wochen- oder Quartalsprodukte würden



hier schon reichen, da alles darüber hinaus sehr kapitalintensiv ist und große Direktvermarkter bevorteiligt (*Direktvermarkter*)

- DA-Monatsmarktwert als Benchmark ist nicht in Stein gemeißelt, ggf. Intraday-Preise mit einbeziehen (*Forschung*)
- EEG-Anteil im Portfolio ist aktuell sinnloser Graustrom für den man HKNs extra erwerben muss, um ein 100% Ökostromprodukt anzubieten. Langfristig muss es irgendwie möglich sein, EEG-Strom auch in der Produktkennzeichnung als Grünstrom auszuweisen, ggf. durch Generierung von HKNs unter Abzug von 1 EUR/MWh vom anzulegenden Wert, um Doppelvermarktungsverbot zu respektieren (*Direktvermarkter*)
- 
- 

## **Themenblock 2: Probleme in der Direktvermarktung**

Die aktuellen Regelungen zum Einspeisemanagement wurde von allen Befragten aus den Bereichen Direktvermarktung und Forschung als größte Baustelle im aktuellen Marktdesign genannt, die geplante bzw. diskutierte Überführung in den Redispatch ggf. ab 01.10.2021 als positiv bewertet. Hauptproblematiken am bisherigen Einspeisemanagement sind der mangelnde oder nicht stattfindende Informationsfluss zwischen VNB und Direktvermarkter, kein Anreiz für Anlagenbetreiber Informationen über Einsman ggf. weiterzugeben sowie der fehlende bilanzielle Ausgleich – dadurch entstehen hohe Ausgleichsenergiekosten, die vom Direktvermarkter nicht beeinflussbar sind, während Anlagenbetreiber hohe Entschädigungen auf Kosten der Zahler von Netzentgelten kassieren. Manche Direktvermarkter haben den Eindruck, die Abregelung erfolgt aufgrund von mangelnder Informiertheit der VNBs oft willkürlich und lässt Flexibilitätspotenziale günstiger abregelbarer EE-Anlagen außen vor (z.B. Biogas). Insgesamt wurde viel Aufwand investiert Einsman im Vorfeld zu prognostizieren und seinen Bilanzkreis ggf. absichtlich im Intraday-Markt nicht auszugleichen, anders wären manche Direktvermarkter längst insolvent. Auch eine anlagenspezifische Risikoeinpreisung im Dienstleistungsentgelt sei eine Möglichkeit, damit umzugehen. Insgesamt werden Abregelungen durch eine Überführung in den Redispatch als erster Schritt immerhin planbarer und kostengünstiger, allerdings schlagen die Befragten weitergehende Maßnahmen vor, um das Klimaschutzpotenzial der abgeregelten Anlagen besser auszuschöpfen:

- Einsman-Fälle/Abregelungen durch Vernetzungsprogramm für Alt-Anlagen reduzierbar, da dann Prognosefähigkeit höher (*IT*)
- Ausbau der Trassen oder Anreize für flexible Nutzung von Überschüssen (*Direktvermarkter*)
- Regionale ID- oder Flexibilitätsmärkte als langfristige Option, um Flexibilitätspotenziale zur Engpassvermeidung zu nutzen. Lokale Monopole und Machtmissbrauch könnten durch lokale Preisobergrenzen bezogen auf die günstigste Alternative vermieden werden, zudem ist durch die Sektorkopplung eine Zunahme an Marktteilnehmern zu erwarten, die durch derartige Märkte zusätzlich zu Flexibilität angereizt würden (*Direktvermarkter, IT*)

- Abschaffung von Mitnahmeeffekten und verbesserte Ausbausteuerung, indem Betreiber in bestimmten Netzgebieten für Neuanlagen keine Einspar-Entschädigung erhalten (*Direktvermarkter*)

Weitere Probleme:

- *Mehrere Direktvermarkter* nennen die 6H-Regel als problematisch:
  - o Regel wirke willkürlich festgelegt
  - o Keine Blockgebote an der EPEX Spot möglich, um damit adäquat umzugehen
  - o Grundlegendes Vermarktungsgebot vonseiten der Anlagenbetreiber verhindert mögliche Abschaltung während Stunden mit negativen Preisen
  - o Dadurch werden die Vermarkter zur Spekulation getrieben und müssen versuchen 6H zu antizipieren, was oft zu mehreren Stunden negativer Regelenergie führe
  - o Neben der Ermöglichung von Blockgeboten schlagen *mehrere Direktvermarkter* vor, die Vergütung für jede negative Stunde auszusetzen, damit Anlagenbetreiber zu anderweitiger Nutzung des Überschusstroms angeregt werden (z.B. P2X oder Kurzfristspeicher)
- Im Zuge des KRITIS-Gesetzes (Kontext BSI / IT-Systeme) wachsen die Anforderungen an Direktvermarkter immer mehr, sodass diese hoheitliche Aufgaben übernehmen, die eigentlich Sache der Netzbetreiber seien, welche für derartige Aufwände auch entsprechend vom Staat entschädigt werden. Direktvermarkter sollen einem Befragten zufolge dafür auch kostenneutral gestellt werden. (*Direktvermarkter*)
- Ausgleichsenergiepreisrisiko ist aktuell nur schwer kalkulierbar, Machtmissbrauch in Regelenergiemärkten schadet gesamter Energiewirtschaft (*Direktvermarkter*)
- Vielzahl an Ausschreibungen mit unterschiedlichen Bedingungen überfordere kleinere Anlagenbetreiber, Direktvermarkter müssen häufig Hilfe bereitstellen obwohl das nicht deren Aufgabe sei (*Direktvermarkter*)
- Ein *IT-Dienstleister beklagt*, dass Anlagen nach ihrer Anmeldung in der DV oft Monate auf die Bestätigung vom VNB warten müssen, trotz der vorgegebenen Frist von 5 Werktagen

### **Themenblock 3: Kleinanlagen – Zukünftige Vermarktungsmodelle, Potenziale und Barrieren**

Nahezu alle Befragten sind sich einig, dass Anlagen bereits unter 1 MW angesichts der Kleinteiligkeit und hohen Transaktionskosten nur über Standardprodukte wie Online-Verträge in die Direktvermarktung aufgenommen werden können. Ein Befragter aus dem Bereich *IT* hebt hervor, dass Kleinteiligkeit besonders durch optimierte Kommunikations- und IT-Prozesse überwunden werden kann, insbesondere bei den VNB.

Prognosen seien durch die Interpolation von größeren, nahegelegenen Anlagen im Portfolio grundlegend möglich, allerdings erschweren sich diese durch unbekannte Eigenverbrauchsanteile erheblich. Während manche Direktvermarkter daher von diesen Anlagen absehen, hebt ein Befragter hervor, dass dies über SLP durchaus abzubilden sind. Die Befragten sind sich insgesamt

uneinig, wie mit Kleinanlagen umgegangen werden sollte. Folgende Vorschläge wurden zur verbesserten Integration in die Direktvermarktung genannt:

- Um bewerten zu können, wer die Vermarktung dieser Anlagen am effizientesten bewerkstelligen kann, sollten die Netzbetreiber ihre Vermarktungskosten einmal offenlegen. (*Direktvermarkter*)
- Der administrative Aufwand kann durch das Marktstammdatenregister abgedeckt werden, das sich gerade im Aufbau befindet (*Direktvermarkter*)
- Für die Zukunft ist es wichtig, die VNBs zu digitalisieren und den Smart-Meter-Rollout konsequent durchzuführen, um die Potenziale durch Prozessoptimierung heben zu können (*IT*)
- Eine Möglichkeit wäre, dass die ÜNBs die Kleinanlagen in großen Chargen ausschreiben, sodass sie aggregiert an die Direktvermarkter gehen ohne mit jedem Einzelnen einen Vertrag schließen zu müssen. Das wurde z.B. in Dänemark so gemacht (*Direktvermarkter*)
- Smart-Meter Roll-out stellt eine Chance da, um einen Zugang zur Fernsteuerbarkeit dieser Anlagen mit Live-Daten zu bekommen und Synergien zu nutzen (z.B. da der Messstellenbetreiber oder Elektriker sowieso in den Haushalt muss). Jegliche Förderung von staatlicher Seite würde in diesem Zusammenhang ebenso Sinn machen, falls die Integration politisch gewollt ist (*mehrere Direktvermarkter, EVU, IT*)
- Dieser Vorschlag ist jedoch aus Sicht eines Softwareanbieters einigen Barrieren ausgesetzt:
  - Smart-Meter Roll-Out ist problematisch, weil die Hardware die dort verbaut wird nicht mit allen Technologien und Anlagentypen agieren kann. Daher ist Nachrüsten oft nötig (*IT*)
  - Auch regulatorische Unsicherheit verhindert die Investitionen, um Ü20-Kleinanlagen „market-ready“ steuerbar zu machen:
    - Ist fixe Einspeisevergütung für Überschussstrom im Anschluss geplant? (das würde den Anreiz zur Optimierung nehmen)
    - Wird Einbau von Steuerungstechnik per Hardwareförderung oder Befreiung vom Strompreisbestandteilen (EEG, Netzentgelte) unterstützt? (im Moment nur Gegenfinanzierung über gleichzeitigen Batterieverkauf attraktiv)
    - Werden Stromcommunities gefördert?
  - Außerdem kennen viele Stromversorger ihre Kunden mit PV-Aufdachanlagen nicht, sondern können nur die Größenordnung abschätzen (Nur VNBs wissen wer, wie groß, wo die angeschlossen ist und wann die Anlage aus der Förderung fällt) (*IT*)

Alternative Vermarktungskonzepte wurden ebenfalls diskutiert.

Prosuming / Eigenverbrauch ist unter den Befragten allgemein als sinnvoller Ansatz für Kleinanlagen angesehen, der immer mehr Potenzial birgt, um Netzausbau in Zeiten der Sektorkopplung zu begrenzen und den Ü20-Anlagenbesitzer wahrscheinlich einschlagen. Mehrere Befragte nennen die Belastung mit Abgaben und Umlagen als Barriere. Die Umsetzung der EU-Richtlinie aus

dem Winterpaket biete jedoch einigen Spielraum zur Befreiung (*Forschung, IT, Direktvermarkter*). Bei der Frage der Überschussstromnutzung wurden folgende Vorschläge genannt:

- Prosuming/Eigenverbrauch kann helfen den Einbau von Steuerungstechnik gleich mitzunehmen und gegenzufinanzieren. sodass auch diese in einer Community ferngesteuert optimiert werden (*IT*)
- Überschussstrom sollte vom Netzbetreiber erstmal abgenommen und zu Börsenpreisen vergütet werden – eine zusätzliche Vergütung ist zu aufwendig abzurechnen im unteren kW-Bereich und Rückbau ist politisch nicht gewollt (*Direktvermarkter, EVU*)
- Ein Befragter aus dem Bereich *IT* merkt an, es sei der falsche Ansatz, sich nur auf den Überschussstrom und seine Vergütung zu fokussieren. Stattdessen müssten Netzentgelte und weitere Umlagen zeit- und ortsabhängig reformiert werden, um die netzdienliche Nutzung der Flexibilität von Batterien/E-Autos/Wärmepumpen anzureizen (ähnlich UK oder Ampelmodell). Das spare eine Menge administrativer Kosten, die mit für Kleinanlagen viel zu komplizierten Regionalstromregistern und Mieterstrommodellen entstehen. Peer-to-peer-Vermarktung wird in diesem Kontext als wenig gewinnbringend gesehen:
- Peer-to-Peer-Vermarktung ist energiewirtschaftlich fast OTC-Handel mit einem professionellen Bilanzkreisverantwortlichen im Hintergrund, daher könnte das sogar zu unnötigen, höheren Transaktionskosten führen, da der Strom auch ohne P2P den kürzesten Weg nehme. Wenn einzelne Haushalte dadurch ggf. Netzentgelte sparen, käme dies sogar einer Entsolidarisierung gleich (*Forschung, Direktvermarktung*)
- Peer-to-Peer könnte höchstens als Vehikel die Akzeptanz der Energiewende steigern und höhere Kosten ausgleichen – allerdings haben die Teilnehmer meist bereits eigene Anlagen und sind vermutlich die falschen Adressaten, um Akzeptanz zu erhöhen (*Forschung*)
- Außerdem ist die Bereitschaft bei vielen TN gering, entsprechende Aufschläge für P2P-Strom zu bezahlen (*Direktvermarkter*)
- Ein Befragter aus der Softwarebranche sieht dies anders: „Peer-to-peer muss definiert werden: Langfristige 1-zu-1 Stromverträge bringen keine Marktintegration, aber wenn auf lokaler Ebene innerhalb eines BK sich alle über eine Trading-Plattform ähnlich der EPEX lokal optimieren, dann sind Angebot und Nachfrage schon auf Verteilnetzebene austariert (Kleinteiligkeit sei stark standortabhängig)“ (*IT*)
- Für die Peer-to-Peer-Bilanzkreisführung liefere die Blockchain-Technologie laut einem *IT-Dienstleister* keinen großen Mehrwert
- *Direktvermarkter*: Community mit zentraler Plattform durch EVU sinnvoller als wirkliches P2P

Für Kleinanlagen im Verteilnetz sehen die meisten Befragten regionale Stromprodukte als besonders vielversprechend an, egal ob mit Eigenversorgungsanteil oder nicht. bei der Ausgestaltung gibt es verschiedene Ideen / Meinungen:

- Mit vollständiger EEG-Förderung als Basis sind Regionalstromprodukte gut möglich für Kleinanlagen. Um Anlagen ohne Förderung einzubeziehen, könnte für Regionalstromprodukte z.B. die Stromsteuer gesenkt werden, um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen (EU lässt solche Spielräume zu) (*Direktvermarkter*)
- Die Zahlungsbereitschaft für Regionalstrom reicht im Moment nicht, um den Abschlag von 1EUR/MWh vom anzul. Wert zu kompensieren – daher ist der Markt aktuell tot (*Direktvermarkter*)
- Regiostromzertifikate sind ein erster Ansatz, regionale Aspekte zu fördern, aber Zertifikate sind ja nur bilanziell hinterher als Nachweis da. es wäre besser in hoher zeitlicher Auflö-

sung zeitgleiche Einspeisung und Verbrauch (wer speist in welchen BK wann ein) nachzuweisen, das schafft ein authentischeres Regionalstromprodukt, am besten über regionale Märkte (IT)

Mieterstrom / Quartierskonzepte werden zudem von allen Befragten als sinnvoll erachtet. Folgende Einschätzungen zu Potenzial und Barrieren wurden genannt:

- Mieterstrom sinnvoll, aber im Moment wird der Anreiz durch entsetzliche Bürokratie (z.B. Pachtmodelle), unverständliche Abgaben und steuerliche Nachteile. Netzentgelte sollten bei nahegelegenen Belieferungen reduziert werden, wie bei Eigenverbrauch wäre Senkung der EEG-Umlage oder Stromsteuer möglich, oder eine erhöhte Förderung nötig (*mehrere Direktvermarkter*)
- Langfristig, ab Ende der 2020er, könnten sich solche Konzepte angesichts weiter sinkender LCOE auch ohne Förderung rentieren (*Direktvermarkter*)
- Mieterstrom wäre für kleine PV-Aufdachanlagen das Mittel der Wahl, um regionale Lösungen auf VN-Ebene zuzulassen. Bisherige Regelung bzw. Begriffe wie „Kundenanlage“ und „räumlicher Zusammenhang“ viel zu eng von der BNetzA definiert - sollte ausgedehnt werden auf ein Verteilnetz, Regionalstromzertifikate oder Blockchain-Lösungen wären dann gar nicht nötig. Eine Umstellung könnte bereits kurzfristig den Zubau beschleunigen und Ü20-Weiterbetrieb sichern (*Forschung, Direktvermarktung*)
- Ein *Direktvermarkter* merkt an, kurzfristig stecke vor allem Potenzial im Mieterstrom, da die Umsetzung der Richtlinien aus dem EU-Winterpaket bis 2021 anstehe und hier großen Spielraum für die Abgabentlastung „gemeinsam handelnder Eigenversorger“ bietet, d.h. sie können der Eigenversorgung explizit gleichgestellt werden
- Da Mieterstrom zentral für die Energiewende in den Städten sei, macht ein *Direktvermarkter* folgende Forderungen:
  - o Gleichstellung Eigenversorgung und Mieterstrom bzgl. Umlagen und Förderung
  - o Rechtliche/steuerliche Gleichstellung der Einnahmen aus Solaranlagen mit Einnahmen aus dem Betrieb einer Heizung, da dies Standard für zukünftige, klimafreundliche Immobilien sein sollte
  - o Unverzügliche Anschlusspflicht für Mieterstrom-PV-Anlagen und Umsetzung des Summenzählers, da viele VNBs das Thema Mieterstrom als unnötige Konkurrenz sehen
  - o Rechtliche Klarstellung, dass das Lieferkettenmodell keine Einschränkung bzgl. der Mieterstromförderung darstellt
  - o Keine gesetzliche Zusammenfassung von PV-Anlagen, die auf unterschiedlichen Gebäuden errichtet werden und welche technisch nicht zusammenhängen
  - o Ermöglichung von Mieterstromförderung auch auf Gewerbedächern

Im Hinblick auf generelle Barrieren für den Zubau oder Weiterbetrieb von PV-Kleinanlagen wurden folgende Punkte genannt:

- PV-Deckel ist zu öffnen (*mehrere Direktvermarkter*) (Red.: im Eckpunktepapier enthalten)
- Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für Ü20-Anlagen ist eine Barriere, um Entlastung auf Verteilnetzebene sicherzustellen (*Direktvermarkter*)
- Ein *Direktvermarkter* und ein Befragter eines *EVU* bemängelt zudem das Problem, dass Strom aus Kleinanlagen außerhalb des EEG nicht mit HKNs vermarktet werden kann, da

die Mindestgröße (1 MWh) und der Aufwand zu hoch sind. Dort müsste man sich verstärkt mit Pooling-Optionen auseinandersetzen

#### **Themenblock 4: Grossanlagen – Zukünftige Vermarktungsmodelle, Potenziale und Barrieren**

Im Hinblick auf Großanlagen stellte sich vielen Befragten die Frage, wie der politisch gewollte Zubau am besten erreicht werden kann, während der Markt zunehmend weg von fixer Vergütung und Belastung des EEG-Kontos hin zum Umgang mit Marktrisiken bewegt wird. Im Moment seien die Betreiber und Vermarkter von EE-Anlagen vor allem Handelsrisiken ausgesetzt und würden vom EEG zum Großteil abgesichert. In welcher Form dieser Weg eines möglichen alternativen EEG-Fördersystems gegangen werden soll, wurde kontrovers diskutiert:

- In Zukunft müssen schrittweise immer weniger Risiken abgedeckt werden, damit der Markt den Umgang damit lernt – ähnlich wie in Skandinavien, wo die Förderung über Zertifikate auch volatil ist und der Umgang mit Preisrisiken schon erlernt (*Direktvermarkter*)
- Ein zu abrupter Ausstieg aus der Abdeckung aller Risiken würde den Markt ggf. überfordern und zu Insolvenzen und einbrechendem Zubau führen. Dies könnte die Akteursvielfalt erheblich verringern und die gesamtwirtschaftlichen Kosten am Ende steigen lassen (*Direktvermarkter*)
- Trotz aktueller Schwierigkeiten beim Ausbau im Marktprämienmodell wäre es noch schwieriger ohne – angesichts der Risiken gilt: Wenn wir die Ziele der Bundesregierung erreichen möchten, dann müsste man das Marktprämienmodell langfristig sogar noch weiter verbessern (*Direktvermarkter*)
- Im Moment liegt der Spread zwischen Marktpreisen und Wind-LCOE zwischen 20-25 EUR/MWh. Die fixe Marktprämie (inkl. Degression) um dieses Delta zu decken wäre interessantes Modell, da sie dem Markt das Erlernen des Umgangs mit Risiken anreizt (*Direktvermarkter*)
- CfD macht für den Markt weniger Sinn, da kein Lerneffekt bzgl. des Umgangs mit Risiken angereizt wird, sondern lediglich an der EEG-Umlage gespart wird als politisches Zugeständnis (*Direktvermarkter*)
- Das Marktprämienmodell ist die aktuell beste Art, staatlich eine Abnahme von Risiken durch Fixpreis etc. ähnlich wie bei PPAs nachzustellen. Eine Reform der Vergütung ist daher eher nicht nötig, wohl aber müssen die Windausschreibungen wieder funktionieren, damit die Degression der anzulegenden weiter funktioniert und dann irgendwann automatisch den Schnittpunkt mit marktpreisgetriebenen PPA-Preisen erreicht (*zwei Direktvermarkter*)
- Idee für mehr Flexibilität hin zum Umgang mit Risiken: anzulegenden Wert in Verknüpfung mit den Wechselmöglichkeiten der Vermarktungsformen komponieren, sodass der monatliche Durchschnittsmarktwert die Grundlage für den anzulegenden Wert bildet und man kann nur monatlich mit Vorankündigungen die Vermarktungsform wechseln. Ohne die Möglichkeit in eine fixe Einspeisevergütung zurückzuwechseln

könnte das Markt schrittweise den Umgang mit risikoreicheren Vermarktungsmodellen erlernen (*Forschung*)

- Das Marktprämienmodell bietet Preissicherheit und dadurch niedrige Kapital- und letztlich EEG-Kosten, Wechsel in risikoreichere sonst. DV ist heute schon möglich (*mehrere Direktvermarkter*)
- Preissicherheit bliebe durch CfD grundlegend erhalten, aber die Gewinne im Falle steigender Strompreise wegfallen, auf die niedrigbietende Projektierer im Bereich PV und Offshore spekulieren. Während CfD das EEG-Konto grundlegend entlastet, könnten fallende Marktpreise jedoch zu Insolvenzen mancher Projektierer führen (*mehrere Direktvermarkter*)
- Probleme CfD: Umgang mit Risiken wird nicht angereizt, „lock-in“ in das System für die Förderlaufzeit, da flexibles Aussteigen das Vermeiden von Rückzahlungen ermöglichen würde. Ein Kompromiss wäre (egal ob Marktprämienmodell oder CfD), die Förderlaufzeit zu verringern, dann sind die kritischen Jahre gedeckt und man muss sich trotzdem mit Risiken beschäftigen (Reduktion auf wieviel Jahre muss Dilemma zw. steigenden Kapitalkosten und zu viel Absicherung ausbalancieren) (*Direktvermarkter*)
- CO2-Mindestpreis um auch marktliche Situationen anzureizen (EVU)

Auch alternative Vermarktungskonzepte wurden in diesem Zusammenhang diskutiert. Bezüglich Regionalstromprodukten wurden ähnliche Vor- und Nachteile wie für Kleinanlagen genannt. Diese lassen sich dahingehend zusammenfassen, dass die meisten Befragten die Regionalstromprodukte mit Zertifikaten als bürokratisch zu aufwendig und wenig Mehrwert erbringend ansehen. Mehrere Befragte bemängeln außerdem den Irrsinn, dass Strom mit Regiostromzertifikaten nur als regionaler Graustrom, aber ohne HKNs nicht als Grünstrom vermarktet werden kann. Das mache ihn für den Endkunden schwerer zu vermitteln, und mit HKNs eher unwirtschaftlich. Während zwei Befragte (*Forschung, Direktvermarkter*) die Bildung von sortenreinen, regionalen Bilanzkreisen für den besten Weg hält, bemängelt *zwei andere Direktvermarkter* diesbezüglich die erhöhten Kosten durch fehlende geografische Portfolioeffekte, die nicht im Vergleich zur Zahlungsbereitschaft der Endkunden ständen. Über die Höhe die Nachfrage nach Regionalstromprodukten (über Mieterstrom- und Quartierskonzepte hinaus) besteht generell kein Konsens. Jedoch betont ein *Direktvermarkter*, dass der größte Ökostrombedarf wohl industrieseitig entstände, mit teils hohen Bezugsmengen für die man viele Anlagen benötigt. Diese Kundengruppe habe aber untergeordnete Ansprüche an Regionalität. Eine Ausnahme bilden Stadtwerke mit vielen Grünstromanlagen im Umkreis, diese können aufgrund ihrer kommunalen Struktur aber auch aktuelle Regionalstromprodukte naturgemäß besser (an Privatkunden) vertreiben.

Betrachtet man lediglich die Grünstromeigenschaft, sind sich die meisten Befragten aus *Direktvermarktung, IT und Forschung* einig, dass diese am besten bilanzkreisscharf glaubhaft darzustellen sei. In diesem Kontext halten nahezu alle Befragten auch Herkunftsnachweise langfristig nicht für den richtigen Weg der Grünstromkennzeichnung, wenngleich ein Befragter deren Unkompliziertheit im Vergleich zu Regionalstromzertifikaten betont. Weitere Vorschläge zur sonstigen Direktvermarktung von Grünstrom sahen wie folgt aus:

- Absatzchancen für das EEG entlastenden Grünstrom können über zusätzliche Freiheitsgrade für diese Anlagen erhöht werden, z.B. Stromsteuer absenken und Teile

davon auf das Dienstleistungsentgelt der Direktvermarkter anrechnen, falls diese das Pooling mehrerer ungeförderter Anlagen möglich machen (diese entlasten schließlich das EEG) (*Direktvermarkter*)

- Alles, was mit Grünstrom- oder Regionalstrombilanzkreisprodukten zu tun hat, ist auch auf große Anlagen übertragbar und OTC vermarktbar (*Direktvermarkter*)

■

Darüber hinaus erwähnten alle Befragten PPAs als zusätzlich Instrument des Grünstrombezugs auf Verbraucherseite sowie der Absicherung auf Erzeugerseite. Folgende Einschätzen wurden getroffen:

- Offsite-PPAs zur Teilabsicherung als Weg der Zukunft um die Kapitalkosten zu senken (*zwei Direktvermarkter*)
- On-Site PPAs haben noch sehr viel Potenzial im Corporate-Bereich und sollte gefördert werden durch Komplexitätsreduktion (*Direktvermarkter*)
- PPA ist nicht der Holy Grail, sondern eine ergänzende Vermarktungsform (*Direktvermarkter*)
- Es ist für PPAs sehr von Vorteil, die HKNs nutzen zu können (*Direktvermarkter*)
- PPAs interessant, bisher keine Abnehmer in DE die sich auf 10 Jahre hedgen, zu viel Risiko (anders in Skandinavien), der Markt lernt das aber langsam (*Direktvermarkter*)
- Unternehmen können nur ein begrenztes PPA-Volumen aufnehmen, da diese Bilanzrisiken mit sich bringen. Größere Unternehmen können PPAs eher stemmen - dies könnte zu einer Verknappung der Akteure und des Wettbewerbs führen (*Direktvermarkter*)
- Corporate PPAs (mit Utility dazwischen) werden in Zukunft auch großflächig eine Rolle spielen, da beide Seiten (Anlagenbetreiber und Unternehmen) langfristig ein starkes Interesse an Planungssicherheit haben. Mengenrisiken beim EVU wird durch Portfolioeffekte entgegengewirkt. Heute sind jedoch Preisvorstellungen noch zu weit auseinander, was teilweise auch an der Unsicherheit bzgl. des Werts der Grünstromeigenschaft (HKNs) liegt. Angesichts der Risiken in den Büchern werden sich Unternehmen dann eben nicht zu 100%, aber immerhin für einen Teil ihrer Strommengen absichern wollen. (*Direktvermarkter*)
- PPAs haben zudem bisher die Vorteile, auch größere Flächen bebauen zu können und können je nach Risikoaversion der Anbieter und Abnehmer auch als Mischform (z.B. nur teilweise Fixpreis) entstehen (*Direktvermarkter*)
- PPAs veranlassen Anlagenbetreiber außerdem zu preisgetriebenerer Produktion, da die Anlage in Niedrigpreisstunden, in denen der Preis unter einen bestimmten Wert fällt, abgeschaltet werden, um so die Wartungskosten abzubilden und beispielsweise die Laufzeit von Altanlagen zu verlängern (z.B. 15 EUR/MWh bei vielen Windanlagen bei aktuellen Verträgen) (*Direktvermarkter*)
- Ü20-Anlagen brauchen Fixpreise, um nicht jedes Jahr vor der Rückbauentscheidung zu stehen. Fixpreise für Ü20-Anlagen müssen allerdings Preis-, Mengen- und v.a. Ausfallrisiken berücksichtigen und über den Wartungskosten liegen, bei niedrigeren Marktpreisen könnte eine Abregelung vereinbart werden (*Direktvermarkter*)



- Der Umgang mit Risiken muss im Rahmen von PPAs von allen Marktteilnehmern erstmal gelernt werden. Ein Beispiel aus den Niederlanden: Dort stellt man standardisierte Verträge bereit und Projektierer müssen sich selbst einen Abnehmer für Teilmengen suchen, um Förderung zu bekommen. Diese Förderung gewöhnt den Markt an die Zukunft (*Direktvermarkter*)
- PPAs verlieren vollständig das Potenzial, sollten die Strompreise langfristig sinken – hohe CO2-Mindestpreise könnten helfen (*mehrere Direktvermarkter*)
- Der PPA-Weg ist steinig, Finanzierung erfordert eine Bewertung von wesentlich mehr Risiken, Projektierer und Banken müssen sich umstellen, Verträge standardisiert werden, Klärungsbedarf bzgl. Unterscheidung von EEG- und PPA-Strommengen bei Teilvermarktung (*Direktvermarkter*)
- Mittelfristig werden Flächenverfügbarkeit und Profitabilität viele Neuanlagen in den PPA-Bereich drängen und die Risikoumgang langsam erlernt werden. Langfristig kann die begrenzte absolute Flächenverfügbarkeit jedoch Regulierer und EE-Gegner auch bzgl. Anlagen außerhalb des EEG auf den Plan rufen und diesen Zubau bremsen (*Direktvermarkter*)
- Im Moment kein Pull-Effekt über Anreize für die Industrie, sich mit Grünstrom zu versorgen. im EU ETS ist die Strompreiskompensation und freie Zertifikatszuteilung für Carbon-Leakage-gefährdete Branchen das größte Hindernis. Dieses sollte abgebaut werden, und die CO2-Bepreisung könnte auf mehrere Sektoren ausweiten, die nicht carbon leakage gefährdet sind

Zudem wurden die Teilnehmer zu Hybrid-Kraftwerken (Kombination Wind mit PV, oder Batterie) befragt. Sie sind sich jedoch einig, dass diese nur standortbedingt sinnvoll sind und im Sinne der Netzsicherheit dort gebaut werden sollten, wo sie gebraucht werden. Im Kontext der Sektorkopplung gilt die Standortabhängigkeit ebenfalls. Außerdem fordern mehrere Befragte (*Forschung, IT, Direktvermarkter*), Sektorkopplungsanlagen und Speicher rechtlich nicht als Letztverbraucher einzuordnen, um Abgaben und Umlagen zu sparen und die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. (Red.: im Eckpunktepapier steht zumindest, dass Speicher von der Doppelbelastung befreit werden sollen)

Des Weiteren wurden weitere Barrieren bemängelt, die auf alle Anlagengrößen zutreffen:

- Das Abgabensystem ist von zu vielen Ausnahmen und Fehlanreizen überflutet, es müsste mehr Flexibilität angereizt werden (*mehrere Direktvermarkter*)
- Bewegungsstarre unserer Auftraggeber BMWi und BNetzA, alles nur durch die Strombrille zu sehen und Energiemarkt nicht komplett zu denken. Power-to-X Prozesse und die Vermarktung von grünem Strom sind in alle Richtungen regulatorisch zu ermöglichen und damit neue Märkte zu eröffnen (*Forschung*)
- Größte Barriere für die effiziente Einbindung von Kleinanlagen ist die mangelnde Digitalisierung vieler VNBs. Es könnten z.B. dahingehend Anreize in deren Anreizregulierung einfließen (*IT*)

## AP 5: Energiewirtschaftliche Analyse der Studie „Ökostrommarkt 2025“

**Details zur Studie:** Hamburg Institut im Januar 2019, im Auftrag der Lichtblick SE, 92 Seiten, qualitative Untersuchung, Ansprechpartner Christian Maaß und Robert Werner +49 (40) 39 106 989-0

### ZUSAMMENFASSUNG VON ENERGY BRAINPOOL

#### Leitfrage

Wie kann der freiwillige Ökostrommarkt (fÖM) die Energiewende dynamischer und kosteneffizienter beschleunigen? Wie müssen dafür Angebot- und Nachfrageseite und der Marktmechanismus bezüglich der Herkunftsnachweise (HKN) verändert werden?

#### Historische Entwicklung des Ökostrommarktes

- Aus der Nische zu substantiellen Teil des Stromabsatzes (63 TWh/Jahr)
- Ökostromkunden wollen Beitrag zur Energiewende leisten
- Gesetzliche Trennung von EEG und fÖM als Hindernis
- Auch konventionelle Stromanbieter weisen erneuerbare Erzeugung auf
- Potentiale: Erhöhung der Akzeptanz, Finanzierung und Beschleunigung der Energiewende

#### Grundidee

Effiziente Förderung von neuen EEG-Anlagen durch Vermarktung von HKNs. Auf **Angebotsseite** sollte der Förderrahmen so verändert werden, dass möglichst viele neue Anlagen über den Markt finanziert werden. Hiermit kann die Effizienz gesteigert und der EEG Förderbetrag gesenkt werden. Für die Steigerung der Markterlöse gibt es drei Ansätze:

1. Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise
2. Ausrichtung der EEG-Förderung auf Markterlösemaximierung statt auf Mengen
3. Ausrichtung der EEG-Förderung, sodass erhöhte Nachfrage auch zu mehr Ausbau führt

Der Zuwachs an **Nachfrage** nach Ökostrom sollte stärker ausgeweitet werden als das Angebot an Ökostrom. Stärkung der Marktsegmente:

1. Privatkunden/Mieterstrom (Reform der Stromkennzeichnung)
2. Unternehmen/PPAs
3. Öffentliche Hand
4. Klare Regeln zu Nutzung/Bilanzierung von Ökostrom in Sektorkopplung

Daneben soll auch die **Funktionalität** des Ökostrommarktes verbessert werden, insbesondere Integration von Prosumern und Kleinstproduzenten und von Altanlagen.

#### Angebotsseite

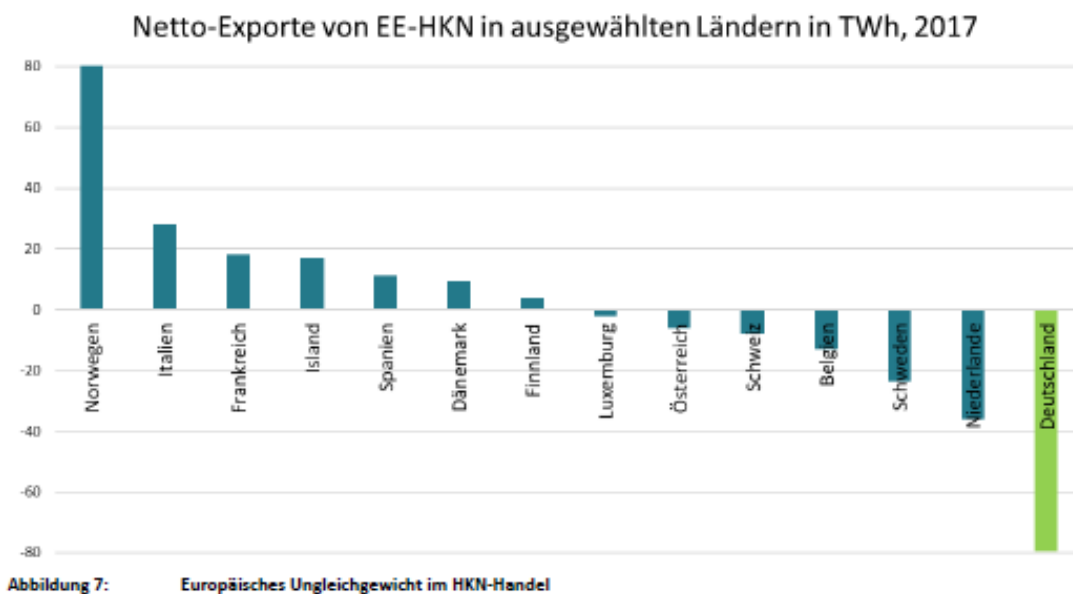
Das vorgeschlagene Modell der Finanzierung erneuerbarer Energien berücksichtigt HKN, Strommarkterlöse und eine Förderung in Form eines auszuschreibenden Investitionskostenbeitrags.

Grundsätzlich sehen die Autoren auch zukünftig den Bedarf, EE-Anlagen staatlich zu fördern (Kannibalisierungseffekt).

Das HKN-Verbot für EEG-Anlagen verhindert die nachfragebasierte Einflussnahme von Stromkunden auf den Strommix. Gegen die HKN-Ausstellung spricht, dass die Finanzierung über die EEG-Umlage durch alle Stromkunden nicht mehr hinreichend gewürdigt würde. Ebenfalls würde eine HKN-Ausstellung durch alle EEG-Anlagen zu einem deutlichen Preisverfall der HKN sorgen.

Bei einer Beschränkung der HKN-Ausstellung auf Neuanlagen können diese Probleme relativiert werden. Den Autoren zu Folge liegt die tatsächlich ausgezahlte Marktprämie für Neuanlagen teilweise bei 0 Euro/MWh. Der Preis für einen HKN aus niederländischen Windkraftanlagen liegt bei 8 Euro/MWh. Zumindest in einer solchen Situation könne von einer unberechtigten „Wegnahme“ der Grünstromeigenschaft durch Ökostromanbieter zulasten der EEG-Umlagezahler keine Rede sein.

Eine Beschränkung von HKN auf neu gebaute Anlagen würde die Aufnahmefähigkeit des bereits großen und weiter wachsenden europäischen Ökostrommarktes voraussichtlich nicht überfordern. Für die Jahre 2020 bis 2023 ist so zusätzlich mit ca. 12 Millionen HKN pro Jahr zu rechnen.



### Näheres zum Fördermechanismus: „Effiziente Förderung und Marktintegration durch Investitionsförderung“

Der aktuelle Förderrahmen fördert prinzipiell im Hinblick auf die produzierte Strommenge und nicht auf die Systemdienlichkeit einer Anlage. Anlagenbetreiber wählen deswegen Parameter wie Standort, Erzeugungstechnologie, Anlagendesign und –fahrweise nicht im Sinne der Systemdien-

lichkeit/Minimierung der Gesamtsystemkosten aus. Hieraus ergeben sich Kosten für die Gemeinschaft (Flexibilisierung, Versorgungssicherheit, Speicher, Reserven etc.). Auch die Einführung des Marktprämienmodells hat diese Problematik nicht gänzlich behoben.

Ein naheliegender Anreiz für Systemdienlichkeit der erneuerbaren Anlagen ist der Strompreis. Wer seine EE-Anlage nach dem aktuellen Strompreis fährt, handelt weitgehend im Interesse der Gesellschaft und wird, die Strompreisschwankungen antizipierend, die Anlage schon bei der Planung darauf ausrichten. Beispiel ist der höhere Strompreis bei Schwachwind. Steigen die Erlöse der Betreiber, sinkt die Förderung insgesamt. Um die Verzerrung der vom Strompreis ausgehenden Anreize vorzubeugen, muss die Förderung unabhängig von kurzfristigen Entscheidungen des Betreibers sein, also schon bei der Planung der Anlage feststehen. Daher wird nicht mehr nach Strommenge (kWh) sondern nach einer bestimmten Bezugsgröße (häufig die Leistung, kW) gefördert. Durch die Ausrichtung auf die Strompreise wird der Betrieb der Anlage eher auf die Strompreise ausgerichtet.

- Keine Einspeisung unter Grenzkosten
- Anlagenlaufzeit nach Ertrag, nicht nach Förderdauer (ermöglicht früheres Repowering)
- Systemdienliches Anlagendesign (WEA für Schwachwind, Solar nach Ost/West, Biogas als Spitzenlast) (Hinweis Energy Brainpool: eine leistungsbezogene Förderung begünstigt hingegen möglicher Weise eher Starkwindanlagen)

Für die **Ausgestaltung** eines neuen Fördersystems sind die Wahl der Bezugsgröße und die Form der Auszahlung entscheidend. Für PV-Anlagen sei die Leistung sinnvoll. Für Windenergieanlagen der prognostizierte Jahresstromertrag bei schwachen und mittleren Winden systemdienlicher. Die Autoren formulieren einen einmaligen Investitionszuschuss bei Inbetriebnahme der Anlage als mögliche Form der Auszahlung (wird bereits in Österreich/Schweden ausgezahlt). So sinken der Finanzierungsbedarf insgesamt sowie die Transaktionskosten und die Lebensdauer einer Anlage ist nur noch vom Ertrag abhängig. Zwar steigt in diesem Modell das Preisrisiko und somit auch der Zins, insgesamt sinkt aber die Kredithöhe.

In Bezug auf die **Ausschreibungen** schlagen die Autoren deutliche Veränderungen vor. Der Staat schreibt Förderbeträge aus (ausgezahlt als Investitionszuschuss) auf die mit den oben genannten Bezugsgrößen z.B. Leistung geboten wird. Wer für diesen Förderbetrag dann z.B. die größte Leistung bietet, erhält den Zuschlag. Sinken die Kosten bzw. steigen die Erlöse der Erneuerbaren, so wird dann für einen Förderbetrag mehr geboten. So soll der Ausbau insgesamt beschleunigt werden. Zusätzlich werden die Förderkosten transparenter.

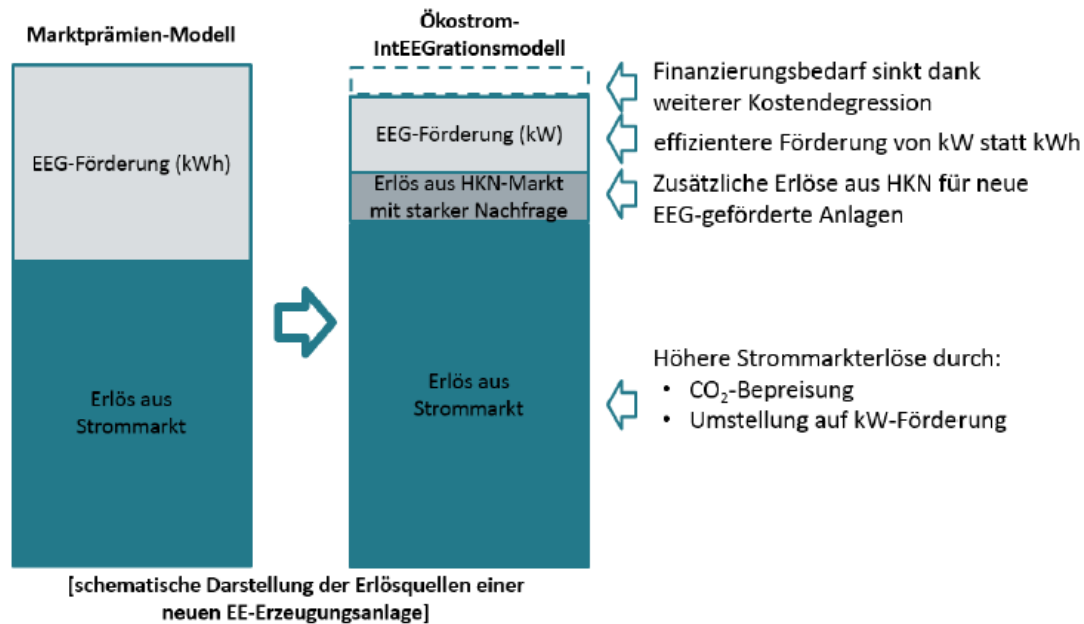


Abbildung 6: Wirkungsbeiträge zum marktorientierten Umbau der Erlösströme neuer EE-Erzeugungsanlagen

## Bewertung durch Energy Brainpool

Die zunehmende Orientierung der Planung von erneuerbaren Energien Anlagen am Markt ist auch aus Sicht von Energy Brainpool grundsätzlich erstrebenswert. Das vorgeschlagene Modell erhöht den Anreiz zur Systemdienlichkeit je Anlagenkategorie, ein technologieübergreifender Wettbewerb wird jedoch gebremst. Die politische Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise für fossile Kraftwerke erhöht die planbaren Erlöse für erneuerbare Energien. Die gewünschte Nachfrage nach HKNs müsste erst noch stimuliert werden. Künftige Erlöse aus so einem Ökostrommarkt lassen sich in ein Finanzierungskonzept nicht in voller Höhe einweben. Ökostrom wird durch national erzeugte neue eE-Anlagen für Endverbraucher greifbarer. HKNs erhöhen jedoch auch die Verbraucherpreise. Die **leistungsbezogene Ausschreibung von Investitionszuschüssen** hat einige Vor- aber auch mehrere Nachteile:

- Vorteile:
- Windschwache Standorte im Vergleich zu heute im Vorteil, bzw. Referenzertragsmodell nicht mehr notwendig, solange Förderung einen relevanten Teil der Investitionskosten ausmacht
- Ost-West-Ausrichtung oder PV-Anlagen in Norddeutschland im Vergleich zu heute im Vorteil
- Vermarktung über PPA oder andere Marktintegration wird angereizt
- Vergütung bei negativen Preisen keine regulatorische Herausforderung
- Transparentes und kalkulierbares Förderregime (keine Schwankung der Umlage über Förderdauer)
- 
- Nachteile:
- Starkwindanlagen erhalten tendenziell mehr Förderung als Schwachwindanlagen (Leistungsbezug).

- Technologieübergreifende Ausschreibungen auf Leistungsbasis nicht möglich
- Marktpreisrisiko und unsichere Erlöse durch HKN erhöhen Finanzierungskosten (HKN sind unsichere Einnahmequelle zum Investitionszeitpunkt)
- Ertragsoptimierung während der Laufzeit verliert an Wert (Förderung wurde ja bereits bezahlt). Kürzere Laufzeiten und geringere Verfügbarkeiten könnten die Folge sein. (Nachteil vermeidbar durch Designoptionen)
- EEG-Umlagemodell für Investitionskostenzuschuss unklar (Herausforderung: Förderung zu Zeitpunkt, Umlage über mehrjährigen Zeitraum)
- Rechtliche Umsetzbarkeit noch zu prüfen

### **Vergleich zum „3-Säulen-Modell“ des BDEW**

In einem Diskussionspapier von Anfang 2018 stellte der BDEW ein Konzept zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien vor, das zum Ziel hat, die Ausbauziele der Bundesregierung unter marktwirtschaftlichen Prinzipien zu erfüllen. Es besteht grundsätzlich aus drei Säulen. Zum einen soll der Großteil des Zubaus prinzipiell ohne Förderung erfolgen. Dies würde durch eine höhere CO<sub>2</sub>-Bepreisung und die Verknappung von Erzeugungskapazitäten und daraus resultierenden höheren Strompreisen möglich. Die Vermarktung von Grünstrom spielt im BDEW-Diskussionspapier eine untergeordnete Rolle. Dies unterscheidet die beiden Ansätze, denn dieser Ökostrommarkt ist bei der Studie „Ökostrommarkt 2025“ wesentlicher Bestandteil.

Die zweite Säule stellt die Absicherung der EE-Ausbauziele dar. Dementsprechend wird regelmäßig die Zubaulücke festgestellt und ausgeschrieben. Dabei wird eine negative Marktprämie eingeführt, sodass es nach wie vor zu keinem langfristigen Strompreisrisiko kommt mit der Chance auf einen fallende EEG-Umlage. Hier fordert die Studie „Ökostrommarkt 2025“ keine Aufteilung in eine Zubausäule mit und eine ohne Förderung, ein ungeförderter Zubau ist nicht geplant.

In der dritten Säule fordert der BDEW schließlich diskriminierungsfreie Rahmenbedingungen für flexible Letztverbraucher und Prosumer.

Die Ansätze des BDEW und des Hamburg Instituts ähneln sich insofern, als dass beide eine zunehmende Orientierung der EE-Anlagen am Markt fordern, die durch höhere Strompreise rentabel werden würde. Der BDEW geht hier weiter und sieht eine Förderung nur als notwendig an, um Ausbaulücken zu schließen, während das Hamburg Institut nach wie vor für jede neue Anlage eine Förderung als notwendig ansieht. Ebenfalls sieht das Hamburg Institut HKN Erlöse am Ökostrommarkt als essentiellen Erlösanteil für zukünftige EE-Anlagen.

Am deutlichsten unterscheiden sich die Konzepte im Hinblick auf die Förderungsgestaltung. Die BDEW Variante ermöglicht weiterhin relativ günstige Finanzierungen von EE-Anlagen, während die Auswirkungen eines Investitionszuschusses noch weiter zu prüfen sind. Die Risiken und damit Kapitalkosten erhöhen sich bei einem Investitionskostenzuschuss für die nach der Investition verbleibende Investitionssumme. Das Anreizen einer systemdienlichen Anlagenausrichtung durch die Förderung ist erstrebenswert.

▪

## **AP 5: Weitere AdHoc-Auswertungen**

### **LISTE ÜBER AKTUELLE PPA-PROJEKTE IN EUROPA (11. SEPTEMBER)**

E-Mail vom 11. September an Aike Müller mit Excel-Datei im Anhang

### **ENTWICKLUNG DER SPOTMARKTLIQUIDITÄT (12. AUGUST)**

E-Mail vom 12.08.2019 an Aike Müller, Inhalt:

Hier einige Infos zu den 11 negativen Preisen vom Wochenende (in den Nachbarmärkten nur in Dänemark ein negativer Preis):

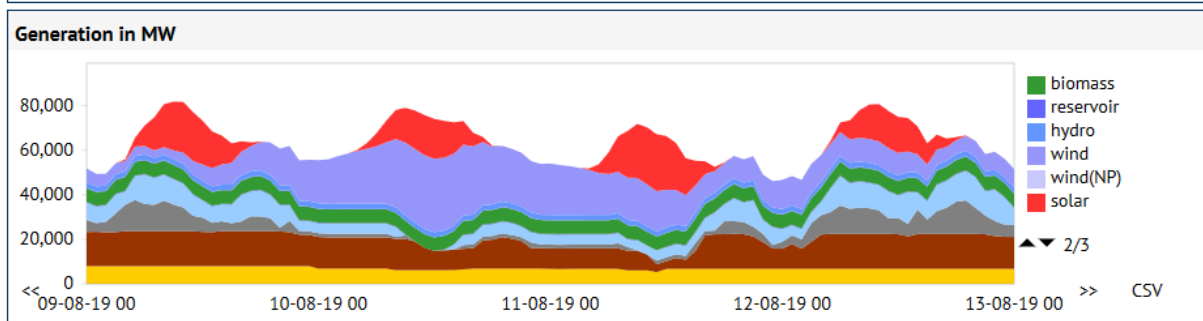
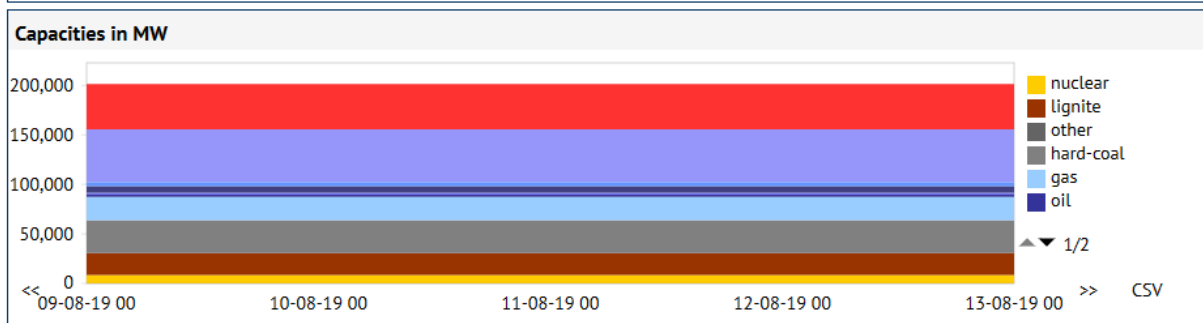
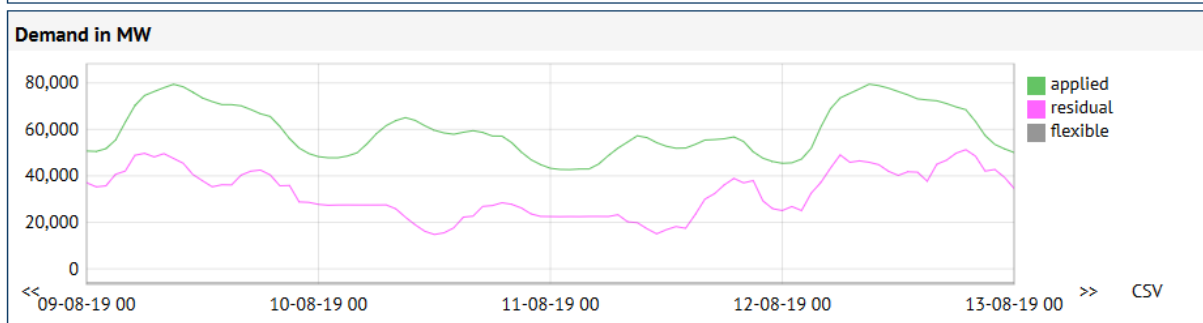
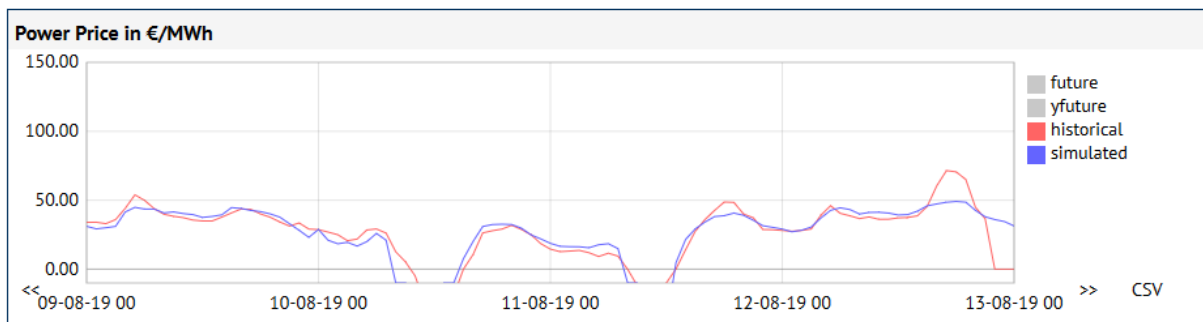
Sa: 6 negative Preise in Folge von 12 bis 17 Uhr

So: 5 negative Preise in Folge von 10 bis 14 Uhr

Dieses Jahr hatten wir damit 127 negative Preise, davon 82 im 6-h-Zeitfenster.

Vergangenes Jahr waren es insgesamt 118 bei 63 im 6-h-Zeitfenster.

Grafisch aufbereitete Daten hier, nur „historical“ ist der tatsächliche Preis, alle anderen Zeitreihen sind unsere Modellwerte, die von der statistisch noch unbekanntem Realität abweichen können



### ABFRAGE DAY-AHEAD-PREISZEITREIHE (12. JUNI)

E-Mail vom 12. Juni an Aike Müller, Excel-Datei mit Day-Ahead Strompreisen (EPEX) und der stündlichen Stromerzeugung je Kraftwerkstyp (ENTSO-E)

### ABFRAGE EEX-FUTURES JAHRESWERTE (16. MAI)

E-Mail vom 16. Mai 2019 an Aike Müller, Excel-Datei im Anhang gewünschten Handelsdaten

### EINSCHÄTZUNG ÜBER PPA-PROJEKTE IN DEUTSCHLAND (20. MÄRZ)

E-Mail vom 20. März 2019 an Aike Müller, Inhalt:

*„In Deutschland haben wir nach unserem Erkenntnisstand PPAs über 150 MW\_p:*



mit 85 MW PV (EnBW mit Energiekontor) und 65 MW Wind (Käufer: Statkraft, Greenpeace Energy, VDKL und Wemag) abgeschlossen.

Zum Potenzial, was natürlich schwieriger ist. Ich kann Ihnen nicht guten wissenschaftl. Gewissens eine Zahl zurufen, aber ein paar Anker werfen:

Verkäuferseite:

1) EEG-Altanlagen ("Ü-21"): Bis 2025 fallen 12 GW vor allem Wind Onshore aus der EEG-Förderung. Eine fundierte Abschätzung über Weiterbetrieb/Repowering/Stillegung liegt nicht vor. Anlagen aus der Kategorie "Weiterbetrieb" sind prädestiniert für PPAs.

2) EEG-förderfähig ("U-21") aber nicht förderwillig, da Marktwert+HKN dauerhaft über anzulegendem Wert:

2.1 Wind an Land: Anlagen der ersten Ausschreibungsrunden mit niedrigem anzulegenden Wert sind potenzielle PPA-Verkäufer. Bsp: Je 50 % der ersten 4 Ausschreibungsrunden mit 3,5 GW Volumen >> 1,75 GW Wind an Land. Teilweise ist eine Realisierung ohne PPAs aus unserer Einschätzung bei bestimmten Projekten aus 2017 gefährdet.

2.2 Wind auf See: Schätzung von 1,5 bis 2 GW aus den ersten beiden Ausschreibungen

3) Neuanlagen ohne Anspruch auf EEG-Vergütung:

Hier sehen wir vor allem PV Freiflächenanlagen. Wir hören von einem größeren Vattenfall-PV-Projekt, das in der Anbahnung ist, auch in Brandenburg entstehen soll und über ein PPA abgesichert werden könnte. Eine fundierte Projektion ist uns ad hoc nicht möglich.

Käuferseite: Direktvermarkter, EVUs und Großverbraucher. Die ersten PPAs waren corporate PPAs mit Großverbrauchern (Bsp. RE100), mittlerweile sehen wir immer mehr utility PPAs von EVUs und Direktvermarktern.“

# Protokoll 1. Projekttreffen (Kickoff-Workshop), 13.03.2019

## PROJEKT: DIREKTVERMARKTUNG UND WEITERE VERMARKTUNGSMODELLE EE

Anwesend: Fabian Huneke (EBP)  
 Michelle Wessner (EBP)  
 Dr. Christoph Kost (ISE)  
 Klarissa Niedermeyer (ISE)  
 David Ritter (Öko)  
 Dominik Seebach (Öko)  
 Jan-Emanuel Brandt (m3)  
 Aike Müller (BMW Referat III B 5)  
 Matthias Futterlieb (UBA)  
 Vincent Pelikan (Projektträger Jülich)  
 Ralf Christmann (BMW Referat III A 4)  
 Kathrin Tomaschki (BMW Referat III B 2)

### AGENDAPUNKT I: VORSTELLUNG DES PROJEKTTEAMS

Name	Funktion	DV-Baustelle
Fabian Huneke	Projektleitung	EE-Portfolien in EVUs
MATTHIAS FUTTERLIEB	Umweltbundesamt	U21-Anlagen
PELIKAN, VINCENT	ADMIN Projektleitung	?
Ralf Christmann BMW Referat III A 4	Besucher	PPA Peer-to-Peer → wie steht das da?
Aike Müller	Fachliche Betreuung DV-Projekt im Bawg	Fixe Prämie
Jan Emanuel Brandt	Vertreter in S für AP4	Umgebung d. Anlagen- betreiber mit Anlageneigenschaft
Dominik Seebach	Öko-Institut: - allg. Beiträge - DV-Formen	- EEG / DV ↓ Finanzierungssicherheit
DAVID RITTER (Öko)	LEITUNG	POST-EEG
KLARISSA NIEDERMEYER (ISE)	AP 1	Strompreisentwicklung
CHRISTOPH KOST ISE	AP 2 ANALYSE DER WIRKUNG VON DIREKTVERMARKTUNG	Entwicklung Marktprogramm Strommarktentwicklung Post-EEG-Anlagen
MICHELLE WESSNER	Leitung AP2 Analyse Direkt- vermarktungs Wirkung	
KATHRIN THOMASCHKI	ADMINISTRATIVE UND ORGANISATOR PROJEKTKOORDINATION	
	Berichterin	AUFWERKUNGEN AUF DEN STRUKTUR / RAUM

## AGENDAPUNKT II: DARSTELLUNG UND DISKUSSION DES PROJEKTVORGEHENS

Die Projektpartner stellten der Reihe nach das Vorgehen je Arbeitspaket vor. Im Protokoll werden lediglich die mündlichen Absprachen bei der Diskussion festgehalten. Dem Protokoll liegen ergänzend die Präsentationen bei.

1. Vorstellung AP1 durch David Ritter
  - a. Excel-Tool steht im Fokus dieses APs
  - b. Genauer Aufbau des Tools in enger Absprache mit BMWi, Ziel für die Finalisierung ist Ende Oktober, danach vor allem Updates
  - c. Anmerkung Aike Müller zum Excel Tool: die Strompreise sollten hinterlegt sein
  - d. Aike Müller: Quartalsberichte zu AP1 gerne schmal halten, kein Fokus, gerne mit qualitativen repräsentativen/interessanten Beispielen (z. B. zu neg. Preisen)
  - e. Der vierte Quartalsbericht ist der Jahresbericht
2. Vorstellung AP2 durch Christoph Kost
  - a. Aike Müller: Letztendliche Fokussierung hängt u. a. ab von der politischen Diskussion. Klare Hierarchie heute noch nicht prognostizierbar. Thema „kleine DV“ hat seit Angebotslegung an Brisanz verloren. Thema EEG-Altanlagen & Ausfallvergütung (siehe AP4) hingegen wichtiger geworden.
3. Vorstellung AP3 durch Fabian Huneke
  - a. 2 Optionen a) einer zusammenhängender Studie (längere Veröffentlichungsdauer bei hoher Konsistenz) oder b) mehrere unabhängige Untersuchungen (schnellere Veröffentlichung bei geringerer Vergleichbarkeit bei Änderung der Rahmenbedingungen über drei Jahre)
  - b. Bisher keine endgültige Positionierung zu a) oder b), in jedem Fall verschiedene Wetterjahre untersuchen.
  - c. Bitte um Abstimmung bei Modellierungsannahmen mit dem BMWi, Konsistenz zu sonstigen BMWi-Annahmen. Die Strommarkt-Referate sollen mit einbezogen werden.
  - d. Ergebnisse zu negativen Preisen sind frühzeitig gewünscht.
4. Vorstellung AP4 durch Jan-Emanuel Brandt
  - a. Thema Abgleich mit dem BMWi, erste Einschätzung durch Aike Müller: Intention Ausfallvergütung ist ein Instrument zu schaffen, das hoffentlich nicht gebraucht wird. Im Falle von Insolvenz als weiches Auffangnetz gedacht. Mehrere Workshops allein zur Feststellung der Intention eventuell nicht nötig.
  - b. Besonders gespannt auf den Marktgleich. Offen: Sind Akteure bereit da Auskunft zu geben?
  - c. Wichtig ist das Thema Missbrauch.
  - d. Handlungsempfehlung für gesetzliche Änderungen: Es gibt keine Denkverbote.
5. Vorstellung AP5 durch Fabian Huneke
  - a. Ralf Christmann: Thema Nischenansätze muss intern beim BMWi abgestimmt werden, da bereits bzgl. einiger Themen andere Projekte laufen. „Doppelarbeit“ ist zu vermeiden. Kooperation & Workshopteilnahme des AN mit anderen Vorhaben wünschenswert.

- b. Die genaue Fokussierung und inhaltliche Ausrichtung dieses AP erfolgt maßgeblich durch BMWi/Aike Müller. Gleichzeitig deutlicher Wunsch über Information zu / über aktuell im Markt diskutiert Vermarktungsansätze EE durch.
- c. Ralf Christmann Thema PPA: Formulierung „Post-EEG“ irreführend, lieber „außerhalb EEG“ für Neuanalgen verwenden.
- d. Aike Müller: Fachgespräch von EE-Vermarktung über PPA mögliches erster Thema für ein Fachgespräch/Workshop.

### **AGENDAPUNKT III: PRÜFUNG & GGF. ADJUSTIERUNG INHALTLICHER FOKUS UND ZEITPLANUNG**

Der Zeitplan und die Projektplanung aus dem Angebot wurden bestätigt. Die inhaltliche Fokussierung ist wie unter Agendapunkt II besprochen.

#### **WEITERE PROJEKTABSPRACHEN:**

Kopie der Rechnung und der Zwischenberichte im cc an die bekannten Kontakte beim Projektträger Jülich, um Auszahlung zu beschleunigen.

Formatvorgaben zu den Berichten: Betrifft momentan vor allem die Quartals- /Jahresberichte. Es sollte barrierefrei sein. Es gibt keine Corporate-Design Vorlage des BMWi, ein Vorgehen wie im Vorgängerprojekt ist möglich.

## Protokoll 2. Projekttreffen, 24.10.2019

UHRZEIT: 9:00 BIS 11:30

### VORHABEN MONITORING & WEITERENTWICKLUNG DER DIREKTVERMARKTUNG EE

#### Teilnehmer:

BMWi: Aike Müller, Sonja Rinne, Ralf Christmann, Cornelia Viertl

AN: Öko-Institut: David Ritter, Markus Haller; Energy Brainpool: Fabian Huneke

#### Agenda

TOP1 Überblick BMWi über aktuelle Entwicklungen (Aike Müller)

TOP2 Vorstellung Excel Tool (Markus Haller und David Ritter)

TOP3 Projektüberblick (Fabian Huneke)

#### TOP1 ÜBERBLICK BMWI ÜBER AKTUELLE ENTWICKLUNGEN

- Information über gegenwärtige Herausforderungen durch Klimapakete /-programme mit Bezug zum Vorhaben: Herausforderung Notwendigkeit hoher Wind Onshore Zubauraten bei regulativem beschränktem Flächenpotenzial durch Abstandsregelungen
- Innovationsausschreibung: Fixprämie, 80%-Regel, technische Segmentierung ab 2020 für die halbe, ab 2021 für die ganze Menge
- **Arbeitsauftrag** für Policy Paper zur Fixprämie: Chancen & Risiken durch eine Fixprämie, möglichst konkret mit Zahlen, bisheriger Tonus: Risiko überwiegt, Verwendungszweck: zunächst intern, ggf. Veröffentlichung  
--> Entsteht in Abstimmung zwischen Aike Müller und Fabian Huneke
- EUGH-Urteil: Die „EEGs“ nach 2012 sind nicht auf ihren beihilferechtlichen Status hin überprüft, EU-Kom warnt vor Überinterpretation des Urteils, EU-Kom derzeit im Wandel, Hintergrund u. A. unterschiedliche Sichtweisen zu Kompetenzfragen um EE-Förderung im größten EU-Mitgliedsland
- **Änderung Projektleitung** im BMWi: Aike Müller gibt mit dem Februar 2020 für mindestens 1 Jahr die Projektleitung an Frau Viertl und Herrn Christmann ab

#### TOP2 VORSTELLUNG DV-EXCEL TOOL

##### 1. Struktur des und Zugriff auf das DV-Tool

- Vorstellung des Aufbaus des Excel-Tools, Generelle Bestätigung der Struktur durch AG
- Pivot-Tabelle dient der individuellen direkten Auswertung der Rohdaten, Auswertungen daraus sind jedoch nicht in allen Kombinationen in der gleichen zeitlichen Auflösung

möglich oder sinnvoll. Deshalb: Vor Interpretation dieser Auswertungen Rücksprache halten

- Zugriff über aktuellste Version über Sharepoint-Zugriff, Einrichtung weiterer Zugriffe durch BMWi-MA möglich, David Ritter koordiniert die Rechtevergabe
- Diagrammauswertungen hingegen sind geprüft und Datenzusammenstellung konsistent
- **Zusätzlicher Wunsch:** Summen in EUR werden, wo möglich, zusätzlich zu Zahl, Kapazität und Strommenge aufgeführt (EEG-Zahlungen & Abschätzung Höhe der Marktwerte). Hinweis der AN: Die Höhe der kumulierten monatlichen Marktwerte ist statistisch unbekannt und kann höchstens abgeschätzt werden.
- **Zusätzlicher Wunsch:** für fluktuierende erneuerbare Energien werden die statistisch unbekanntes Monatserzeugungen über eine Skalierung der Jahrswerte gemäß technologiespezifischer Monatswerten Wetterjahrgetreu abgebildet (bisher am Beispiel des Wetterjahres 2016)
- **Zusätzlicher Wunsch:** Wie fehlende Werte in Abbildung kenntlich machen?

## 2. Inhalte & Datenfragen zum DV-Tool (David Ritter)

- Datenqualität generell gut, einzig Marktstammdatenregister aktuell noch nicht als alleinige Datenquelle nutzbar
- **Zusätzlicher Wunsch:** Welche Anlagentypen oder Technologien haben verschiedene Angaben zur Leistung im zeitlichen Verlauf (Vermutung: Biomasse)
- Marktstammdatenregister und EEG in Zahlen (BNetzA) haben relevante statistische Differenzen, Annahme: MaStR nicht vollständig, EEG in Zahlen „führende“ Datenquelle für Jahrswerte
  - ➔ Skalierung der EEG in Zahlen Daten über Marktstammdatenregister
  - ➔ "Neu reinkommende Zahlen" aus dem MaStR werden zunächst unskaliert übernommen, neue Daten sind tendenziell besser als historische
  - ➔ **Zusätzlicher Wunsch:** Korrekturen im MaStR auch für Historie sollen bei Aktualisierungen des Tools automatisch aufgenommen werden
- Regionalnachweisregister:
  - ➔ laut UBA 70 Anlagen gemeldet, bisher wohl kein Nachweis aufgestellt, bisher kaum Auswertungen dazu möglich
- Ausfallvergütung:
  - ➔ Bewegungsdaten Jahresscharf durch ÜNBs liegen nun vor, werden nun integriert
  - ➔ **Zusätzlicher Wunsch:** Welche Anlagentypen und -Größen sind in der Ausfallvergütung (insb. für Quartalsbericht und ggf. auch an AP4, nicht für Excel-Tool)
  - ➔ **Zusätzlicher Wunsch:** Gibt es relevante Kombinationen von Eigenverbrauch und Ausfallvergütung
  - ➔ Ggf. ZSW-Daten für das Projekt verfügbar, die über die öffentlichen Daten hinausgehen (Ansprechpartner BMWi ist Henning Jachmann)
  - ➔ Bisher wenige Anlagen, aber auch qualitative Aussagen hinsichtlich Perspektiven sind gewünscht (--> AP4)
- **Frage von Frau Rinne:** Vergütungsformwechsel nach Betriebsjahr

### 3. Marktdaten im DV-Tool (Fabian Huneke)

- Keine Änderung von Umfang und Repräsentation der Daten gegenüber letztem Treffen
- Rückmeldung Hr. Müller: Umfang auf jeden Fall ausreichend
- Zusätzlicher Wunsch Hr. Christmann: Bei Abbildung zu PPA-Werten kenntlich machen, welche Kostenanteile nicht berücksichtigt werden
- Rückmeldung Hr. Müller: Abbildung zu PPA-Werten könnte wichtig werden

### TOP3 PROJEKTÜBERBLICK

- Quartalsbericht
  - Rückmeldung Hr. Müller: Reihenfolge Kapitel vertauschen gemäß Wichtigkeit; Förderung innerhalb EEG zuerst
  - Zeitplan: Es gibt keine feste Deadline, baldmöglichst nach Veröffentlichung der erwartbaren DV-Statistik. Aber nicht zu lange auf fehlende Daten warten. Auf MaStR-Aktualisierung nicht warten. 1. Entwurf in KW 45
- Jahresbericht
  - Für Q1/Q2 2019 können Daten aus dem aktuellen Projekt verwendet werden (die Ergebnisse des Vorgängerprojekts müssen nicht ausgewertet werden).
  - Zeitplan: Aus Sicht des AN abgeschlossene Version kann bis Mitte Februar an AG gehen (warten auf Aktualisierung von DV-Statistik und MaStR). Veröffentlichung kann später erfolgen (abhängig von Anzahl und Zeitaufwändigkeit der Iterationen zwischen AG und AN)
- AP2: Experteninterviews
  - Rückfrage Hr. Christmann: Lässt sich ermitteln, wohin der Strom vermarktet wird (Hintergrund Sektorkopplung)?
    - Nur am Rande, wurde im ersten Teil der Interviews nicht explizit abgefragt. Kann bei verbleibenden Interviews berücksichtigt werden.
  - Anmerkung Hr. Christmann: Zu dem Thema Kopplung mit anderen Vorhaben mitdenken (evtl. gemeinsamer Workshop)
- AP3: Häufigkeit negativer Preise bis 2030
  - Szenariorahmen soll nochmal überarbeitet werden, um Eckpunkte Klimapaket in Sensitivität zu berücksichtigen
  - Geschlossene Studie hierzu in Q1 2020, erste Ergebnisse (Daten) November 2019
- AP5:
  - Thema 1. Fachgespräch PPA:
    - Bitte jetzt schon in Planung einsteigen. Terminierung frühzeitig mit BMWi absprechen (Räume müssen mind. 2 Monate im Vorlauf gebucht werden).
    - Bei Planung nicht auf Inhalte einer evtl. anstehenden EEG-Novelle warten
    - Zeitraum: Ende Q1 / Anfang Q2 2020