

Ein neuer Rechtsrahmen für die Energiewirtschaft - Auswirkungen auf die Windenergiebranche

Dr. Carmen Schneider
9. November 2016

Status quo und Herausforderungen für die Energiewende

- Strommarkt durchläuft eine Phase des Übergangs: wachsender Anteil **fluktuierender Erneuerbarer Energien**, gleichzeitig müssen Zuverlässigkeit und Kosteneffizienz der Stromversorgung gewahrt bleiben (Zieldreieck der Energieversorgung)
- quantitative Ziele: bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 40% ggü. 1990 und der Primärenergieverbrauch um 20% ggü. 2008 sinken; die Erneuerbaren Energien sollen bis 2025 40% zum Stromverbrauch beitragen
- Zubau von Erzeugungskapazitäten, Abbau von Überkapazitäten → bis Ende 2022 werden rd. 12 GW Kernkraftwerksleistung vom Netz gehen
- **Europäischer Strombinnenmarkt** → Ausgleichseffekte verringern Bedarf an Erzeugungskapazitäten im europäischen Verbund
- auf dem Weg zu einem **effizienten Stromsystem**: flexible Erzeuger und Verbraucher („Prosumer“), Speicherlösungen

*„Die erneuerbaren Energien übernehmen langfristig die zentrale Rolle in der Stromerzeugung. Dies erfordert eine Transformation des gesamten Energieversorgungssystems: Einerseits müssen sich die Strommärkte auf diesen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien einstellen; hierfür hat die Bundesregierung den Entwurf des **Strommarktgesetzes** beschlossen. Andererseits müssen die erneuerbaren Energien immer stärker in die Strommärkte und in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden.“*

- Gesetzesbegründung zum EEG 2017-

„Mit dieser größten Reform des Strommarktes seit der Liberalisierung der Energiemärkte in den 90er Jahren machen wir den Strommarkt fit für das 21. Jahrhundert.“

- Sigmar Gabriel über das Strommarktgesetz-

„... das Grundgesetz für den Strommarkt des 21. Jahrhunderts.“

- Sigmar Gabriel über das Strommarktgesetz-

„Mit dem heutigen Kabinettsbeschluss ist der Weg frei für einen Paradigmenwechsel bei der Förderung der erneuerbaren Energien. Jetzt kann es in die nächste Phase der Energiewende gehen.“

- Sigmar Gabriel über das EEG 2017 -

Der neue Rechtsrahmen (3)

Gesetz/Verordnung	Inkrafttreten
KWKG 2016	in Kraft seit 01.01.2016
BSI-KritisVO	in Kraft seit 03.05.2016
Strommarktgesetz*	in Kraft seit 30.07.2016
Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende/MsbG (Art. 1)	in Kraft seit 02.09.2016
Novelle der Anreizregulierungsverordnung	in Kraft seit 17.09.2016
EEG 2017* WindSeeG*	in Kraft ab 01.01.2017
<i>Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung</i>	<i>vorauss. in Kraft ab 01.01.2017</i>

*Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BGBl. I 2016 S. 1786ff.

*Art. 1 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BGBl. I 2016 S. 2258ff.

*Art. 2 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, BGBl. I 2016 S. 2258ff.

Wesentlicher Regelungsgehalt des EEG 2017:

- Systemwechsel zu Ausschreibungen der Erneuerbaren Energien
 - ermöglicht zugleich eine bessere Steuerung des Ausbaus und eine Abstimmung mit der Netzausbauplanung
 - verbessert die Planungssicherheit für die anderen Akteure der Stromwirtschaft
 - entspricht dem Ansatz der Europäischen Kommission für eine marktnähere Förderung der erneuerbaren Energien
- Neuordnung des Anwendungsbereichs (ausländische Ausschreibungen, WindSeeG)
- räumliche Steuerung des Zubaus von Windenergie (Netzausbaugebiete)

Wesentlicher Regelungsgehalt des Strommarktgesetzes:

- Mechanismen zur Reservevorhaltung
 - Netzreserve, § 13d EnWG
 - Kapazitätsreserve, § 13e EnWG
 - Braunkohlereserve/Sicherheitsbereitschaft, § 13g EnWG

Wesentlicher Regelungsgehalt des MsbG:

- Ziel: sachlich ausgewogener Rollout intelligenter Messsysteme
= flächendeckende Markteinführung intelligenter Technologien
 - intelligente Steuerung der Kapazitäten, bessere Marktintegration Erneuerbarer Energien
- Regelung des Betriebs von Messstellen, der Ausstattung von Messstellen mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen
 - Regulierung der Kosten für Einbau und Betrieb
- Vorgabe der technischen Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme
- Regelung der zulässigen Datenkommunikation zur Gewährleistung von Datenschutz und -sicherheit in modernen Energienetzen

➤ **Windenergie an Land**

- jährlicher Brutto-Zubau von 2800 MW ab 2017 bzw. 2900 MW (ab 2020) installierter Leistung
- **aber:** Definition von **Netzausbaugebieten** möglich (§ 36c EEG 2017)
- Gebiete, in denen die **Übertragungsnetze besonders stark belastet** sind („*Engpassgebiete*“)
- Bestimmung von Netzausbaugebieten erfolgt durch **Verordnung** des BMWi

- Verordnung legt **Obergrenze der zu installierenden Leistung** in Netzausbaugebieten fest, für die höchstens Zuschläge erteilt werden dürfen
- Obergrenze entspricht **58 %** der in den Jahren 2013-2015 in diesem Gebiet in Betrieb genommenen installierten Leistung
- Gesetzesbegründung zum EEG 2017 erwartet die Festlegung von Netzausbaugebieten **insbesondere im Norden**
- künftig stärkerer Zubau von Windkraft im Süden?

➤ Windenergie auf See

- Steigerung der installierten Leistung auf **6500 MW** bis **2020** bzw. **15000 MW** bis **2030**
- damit grundsätzliche **Fortschreibung** der bisherigen Ausbauziele; falls es bis 2020 zu einem höheren Ausbau kommt, reduzieren sich die vorgegebenen Ausschreibungsmengen ab 2021 entsprechend
- Ausschreibungsvolumen soll zu einem **Zubau von 500 MW in 2021 in der Ostsee** führen, erreicht durch eine **Mindestmenge von 500 MW** an Zuschlägen für bestehende Projekte in der Ostsee sowie entsprechende Verteilung der Anbindungskapazitäten im Offshore-Netzentwicklungsplan
- Grund: **Netzengpässe in der Nordsee**

- § 2 Abs. 5 EEG 2014:
 - Finanzielle Förderung und ihre Höhe sollen für Strom aus erneuerbaren Energien bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden (Vorgabe: **EU-Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien**)
- Ziele der Ausschreibung:
 - Einhaltung der gesetzlichen Ausbaurückstellungen
 - mehr Wettbewerb / Geringere Kosten
 - faire Chancen für die Marktakteure
 - ab 2017 wird mehr als 80% des Stroms aus EEG-Anlagen ausgeschrieben
- vorgesehen für PVA, **Windenergie** und Biomasse; gemeinsame Ausschreibungen für Wind onshore und PVA
- beachte: Pflicht zur Volleinspeisung, § 27a EEG 2017
- 5% der Zuschlagung für Projekte im EU-Ausland

➤ **Systemwechsel:**

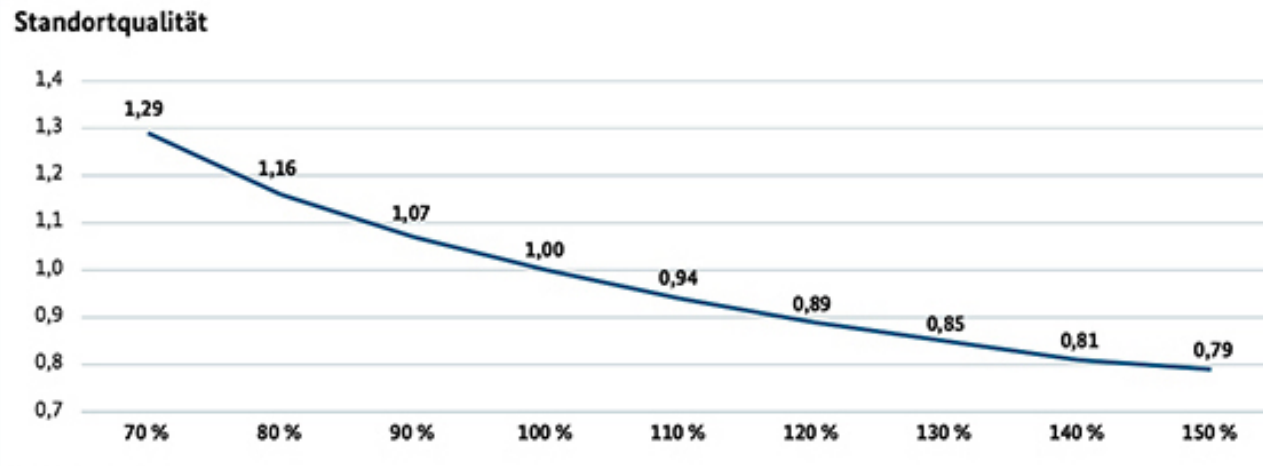
- Anspruchsberechtigter und anzulegender Wert werden in einem **wettbewerblichen Verfahren** bestimmt
- Ausnahmen und Übergangsbestimmungen (§ 22 EEG 2017):
 - **Kleinanlagen** onshore bis einschließlich 750 kW
 - WEA onshore bei **Inbetriebnahme vor dem 1.1.2019**,
 - Erteilung der BImSchG-Genehmigung vor dem 1.1.2017,
 - Meldung der Genehmigung an das Register vor dem 1.2.2017 und
 - kein Verzicht auf gesetzlichen Zahlungsanspruch bis zum 1.3.2017
 - **Pilotwindenergieanlagen** onshore
 - WEA offshore bei **Inbetriebnahme vor dem 1.1.2021**,
 - Erteilung einer unbedingten Netzanbindungszusage vor dem 1.1.2017 oder
 - Zuweisung von Anschlusskapazitäten vor dem 1.1.2017
 - **Pilotwindenergieanlagen** offshore

- einmalige, verdeckte Gebote je Ausschreibungsrunde
- Gebotswert = Gleitende Marktprämie („**anzulegender Wert**“) auf Basis eines einstufigen Referenzertragsmodells an dem Referenzstandort
- niedrigste Gebote erhalten den Zuschlag
- keine Obergrenze für Projektgröße
- Zuschlag ist nicht übertragbar, „hängt“ an der Genehmigung
- Sicherheitsleistung erforderlich
- Förderhöhe richtet sich nach dem jeweiligen Gebot („**pay-as-bid**“)
- der konkrete Vergütungssatz gilt für die Dauer von **20 Jahren ab IBN**, spätestens 30 Monate nach Zuschlagserteilung (danach verfällt Zuschlag)

- Ermittlung der Gebotshöhe im „**einstufigen Referenzertragsmodell**“
 - Gebote auf Basis eines 100%-Standortes unter Berücksichtigung des erwarteten Referenzertrags der jeweiligen WEA („**Referenzstandort**“)
 - Parameter 1: Zuschlagswert am 100%-Referenzstandort (6,45 m/s auf 100m)
 - Parameter 2: Gütefaktor (Windhöufigkeitsfaktor, 70-150%)
- nach Zuschlagserteilung: Ermittlung der tatsächlichen Marktprämie für den konkreten WEA-Standort anhand eines Korrekturfaktors
- Korrekturfaktor für die jeweiligen Projektstandorte wird linear zwischen 70 und 150 Prozent festgelegt (sog. Gütefaktor)
- Höchstwert 7,0 ct/kwh für Referenzstandort in 2017; ab 1. Januar 2018: Höchstwert = um 8% erhöhter Durchschnittswert des höchsten zum Zuge gekommenen Gebots der letzten 3 Ausschreibungsrunden
- ggf. Einpreisung von Regionalnachweisen (0,1 ct/kWh)

Ausschreibungsdesign – Wind an Land (2)

- einstufiges Referenzertragsmodell (Zweck: Vergleichbarkeit der Gebote)



Quelle: BMWi

- 100 %-Referenzstandort = mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von **6,45 Metern je Sekunde** in einer Höhe von **100 Metern** über dem Grund

- **anzulegender Wert** (§ 36h EEG 2017)
 - auf Basis des Zuschlagwertes für einen **100 % Referenzstandort** wird der konkrete Vergütungssatz einer Anlage in Bezug auf den **Gütefaktor am Anlagenstandort** berechnet
 - der Gütefaktor ist insbesondere abhängig von der **Windhöffigkeit des Standorts**
 - der Gütefaktor und somit der konkrete anzulegende Wert wird jeweils im **6., 11, und 16. Monat nach Inbetriebnahme** überprüft und ggf. angepasst
 - im überprüften Zeitraum zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen müssen **erstattet** werden, wenn der Gütefaktor um mehr als **2 %** abweicht

- „Verzahnung“ mit Ausbaugebieten der Stromnetze
- in **Netzausbaugebieten**, in denen es zu Engpässen kommt, soll der Ausbau der Windenergie begrenzt werden (§§ 36c, 88b EEG 2017):
 - basierend auf Systemanalyse der ÜNB wird ein Netzausbaugebiet definiert, bei dem in den nächsten **3 – 5 Jahren** die Stromerzeugung erheblich abgeregelt werden muss (max. 20 % der Bundesfläche)
 - Vorschlag der ÜNB wird von BNetzA geprüft und durch **VO** festgelegt
 - Zubaumenge begrenzt: die **Höchstmenge beträgt 58%** des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 – 2015 in dieser Region
 - hieraus sich ergebende Gebotsmenge wird auf jährliche Ausschreibungsrunden gleichmäßig verteilt
 - BNetzA begrenzt Zuschläge für Netzausbaugebiet bis zum Erreichen der für das Netzausbaugebiet festgelegten installierten Leistung
 - Evaluierung der Festlegung des Netzausbaugebiets und der Obergrenze bis zum 31. Juli 2019, danach alle zwei Jahre durch BNetzA

- **Ausschreibungsrunden** (§ 28 Abs. 1 EEG 2017)
 - 2017 und ab 2020: je 3 Ausschreibungstermine jährlich,
 - 2018 und 2019: je 4 Ausschreibungstermine
 - erster Gebotstermin: **1. Mai 2017**

- **Teilnahmevoraussetzungen** (§ 36 EEG 2017)
 - **Genehmigung nach dem BImSchG** muss 3 Wochen vor Gebotstermin erteilt worden sein (sog. „*späte Ausschreibung*“)
 - **Registeranmeldung** („genehmigt“) muss 3 Wochen vor Gebotstermin vorliegen
 - Hinterlegung einer **finanziellen Sicherheit** als „*bid-bond*“

➤ **Höchstwert** (§ 36b EEG 2017)

- Gesetzgeber legt **Höchstwert** fest
- 2017: **7,00 Cent pro kWh** für den Referenzstandort nach Anlage 2
- ab 2018 ergibt sich der Höchstwert aus dem **um 8 % erhöhten Durchschnitt aus den Gebotswerten** des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine

➤ **Sicherheiten** (§ 36a EEG 2017)

- **30 €/kW** zu installierender Leistung der Gebotsmenge
- Avalbürgschaft einer Bank oder Bareinzahlung auf ein Sperrkonto

➤ **Erlöschen der Zuschläge** (§ 36e EEG 2017)

- Zuschlag erlischt, wenn keine IBN der WEA innerhalb von **30 Monaten** nach öff. Bekanntgabe der Zuschlagserteilung; einmalige Fristverlängerung möglich, wenn Genehmigung beklagt wird

- **Pönalen** (§ 55 EEG 2017):
 - Ziel: Realisierung des Projekts innerhalb von 30 Monaten
 - **24 Monate** nach Zuschlagserteilung: sukzessives Anfallen einer Pönale
 - nach 24. Monat ab Zuschlag: 10 €/kW x ausstehende Gebotsmenge
 - nach 26. Monat ab Zuschlag: 20 €/kW x ausstehende Gebotsmenge
 - nach 28. Monat ab Zuschlag: 30 €/kW x ausstehende Gebotsmenge
 - 30 Monate nach Zuschlagserteilung: Entzug des Zuschlags möglich
- **Bürgerenergiegesellschaften**: Pönale nach vorgenannter Maßgabe erst nach 48 Monaten (sukzessiv nach 48/50/52 Monaten)
- ggf. anteilige Pönale/anteiliger Entzug des Zuschlags bei nur teilweiser Realisierung eines Projekts

➤ **§ 3 Ziff. 15 EEG 2017**

➤ „Bürgerenergiegesellschaft“ *ist jede Gesellschaft,*

- a) *die aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern besteht,*
- b) *bei der mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind, und*
- c) *bei der kein Mitglied der Gesellschaft mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält, wobei es beim Zusammenschluss von mehreren juristischen Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft ausreicht.*

- **Anforderungen** an eine Bürgerenergiegesellschaft
 - muss aus mind. 10 natürlichen Personen bestehen (stimmberechtigte Mitglieder oder stimmberechtigte Anteilseigner)
 - bei denen mind. 51% der Stimmrechte liegen müssen
 - mind. 51% dieser natürlichen Personen müssen seit mind. einem Jahr vor der Gebotsabgabe in dem entsprechenden Landkreis oder der kreisfreien Stadt gemeldet sein (Hauptwohnsitz)
 - max. 10% der Stimmrechte an der Gesellschaft pro Mitglied/Anteilseigner
- eng definierte Gruppe von Akteuren
- Bürgerenergiegesellschaft kann in allen Rechtsformen strukturiert sein
- Sperrfrist des § 36g Abs. 1 Nr. 3b zu beachten

- **erleichterte Ausschreibungsbestimmungen, § 36g EEG 2017**
 - Projektgröße: max. 6 WEA mit **max. 18 MW**
 - **Voraussetzung:** Windgutachten und Eigenerklärung über Flächensicherung
 - also **keine BImSchG-Genehmigung erforderlich!**
 - **Zuschlagswert** ist immer das **höchste noch bezuschlagte Gebot** im Gebotstermin
 - Bindung nur an **Landkreis**, nicht an konkreten Standort
 - **niedrigere Erstsicherheit von 15 € pro kW zu installierender Leistung** bei Gebotsabgabe; **Zweitsicherheit von 15 € pro kW zu installierender Leistung** der bezuschlagten Anlagen, zu zahlen bis zwei Monate nach Erhalt der BImSchG-Genehmigung
 - **verlängerte Realisierungsfrist:** Zuschlag erlischt 54 Monate nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags

- eigenes Gesetz für Flächensicherung, Ausschreibungen, Genehmigung von Anlagen (Windenergie-auf-See-Gesetz, **WindSeeG**)
- Ausbauziele: 6.500 MW bis 2020, 11.000 MW bis 2025, 15.000 MW bis 2030
- Herausforderungen:
 - überschaubare Anzahl an Marktakteuren
 - Vielzahl bereits geplanter Projekte mit unterschiedlichem Entwicklungsstand
 - hohe Investitionskosten / lange Realisierungszeiträume
 - **Netzanschluss als bestimmender Faktor**, d.h. Ausschreibungsdesign muss wg. Wälzbarkeit auf effizienter und bedarfsgerechter Netzplanung aufsetzen

Zentrales Modell

- BSH / BNetzA erstellen **Flächenentwicklungsplan** als zentrales Planungsinstrument
- **Vorentwicklung** auf diesen Flächen durch BSH (AWZ)
 - Umweltprüfung
 - Prüfung umweltfachlicher Aspekte und weiterer Schutzgüter
 - Baugrundvoruntersuchung
 - Schifffahrtskollisionsanalyse
 - Windgutachten
- Daten aus der Vorentwicklung werden allen Ausschreibungsteilnehmern zur Verfügung gestellt
- Kosten der Vorentwicklung trägt der Gewinner der Ausschreibung

Ausschreibungsdesign – Wind auf See (3)

- Zentrales Modell gilt für Anlagen mit IBN **ab dem Jahr 2026**
- jährliche Ausschreibung von **700-900 MW pro Kalenderjahr** (§17 WindSeeG)
- erster Ausschreibungstermin: 1. September 2021
- niedrigstes Gebot erhält Zuschlag
- Höchstwert: niedrigster Gebotswert zum Gebotstermin 1. März 2018 (§ 22 WindSeeG)
- Sicherheitsleistung: Gebotsmenge x **200 EUR/kW** installierter Leistung (§21 WindSeeG)
- Gewinner der Ausschreibung führt anschließend Planfeststellungsverfahren und Verfahren zur Baufreigabe durch
- zeitgleich zur Vorentwicklung Beginn der Planung der Netzanbindung: Herstellung des **Netzanschlusses schon während Ausschreibung**

- Realisierungsfristen und Nachweise (§ 59 WindSeeG):
 - **12 Monate nach** Zuschlag: Unterlagen für Anhörungsverfahren
 - **24 Monate vor** verb. Fertigstellungstermin: Nachweis Finanzierung
 - **3 Monate vor** verb. Fertigstellungstermin: Beginn Errichtung WEA
 - **6 Monate nach** verb. Fertigstellungstermin: Betriebsbereitschaft 1 WEA
 - **18 Monate nach** verb. Fertigstellungstermin: Windpark betriebsbereit
- **Sanktionen** bei fehlenden Nachweisen / Nichteinhaltung (§ 60 WindSeeG):
 - Dokumente für Anhörungsverfahren: 100% der Sicherheit
 - Finanzierung: 30% der zu leistenden Sicherheit
 - Beginn Errichtung: 70% der zu leistenden Sicherheit
 - betriebsb. 1 WEA: 1/12 verbleibender Sicherheit / Monat
 - betriebsb. Windpark: verbleibende Sicherheit x ausstehende Leistung
 - Ausnahme: kein Verschulden
- zudem: **Widerruf des Zuschlags** (§ 60 Abs. 3 WindSeeG)

Ausschreibungen für bestehende Projekte

- für den Zeitraum 2021 bis 2025 gilt:
 - Übergangsregelung für „**bestehende**“ Projekte mit geplanter Inbetriebnahme zwischen 2021 und 2025 (§ 26 Abs. 2 WindSeeG):
 - Projekte, die vor dem 1. August 2016:
 - Planfeststellung oder Genehmigung nach SeeAnIV erhalten,
 - Genehmigung nach BImSchG erhalten, oder
 - für die ein Erörterungstermin nach VwVfG durchgeführt wurde
 - im Bundesfachplan Offshore 2013/2014 geplante Projekte (Cluster 1-8 Nordsee und 1-3 Ostsee)
 - Ausschreibungstermine: 1. März 2017 und 1. März 2018
 - Ausschreibungsvolumen: 1.550 MW (§ 27 WindSeeG)

Ausschreibungsdesign – Wind auf See (6)

- **Höchstgebot: 12 ct/kWh** (§ 33 WindSeeG)
- Sicherheit: **100 €/kW** installierter Leistung (§ 32 WindSeeG)
- nicht bezuschlagte Projekte erhalten ein „**Eintrittsrecht**“ im Rahmen des **zentralen Modells** (§ 39 ff. WindSeeG)
- kein Recht zur Teilnahme an Ausschreibungen für bestehende Projekte für solche Projekte,
 - die bei Bekanntmachung der Ausschreibung weder eine **unbedingte Netzanbindungszusage** nach § 118 (12) i.V.m. §17 Abs. 2a EnWG a.F., noch
 - die **Zuweisung einer Anschlusskapazität** nach § 17d EnWG in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung erhalten haben (Vermeidung doppelter Zuweisung)

- keine Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen für **Pilotwindenergieanlagen**
- Ziel: **Erleichterung der Entwicklung neuer Anlagen** und **Stärkung des Forschungsstandorts Deutschland**
- **Begrenzung** pro Kalenderjahr auf **125 MW onshore/50 MW offshore**
- bei Überschreitung der Obergrenzen entfällt der Zahlungsanspruch jeweils für alle WEA, durch deren Inbetriebnahme die Grenze überschritten wird
- betroffene Anlagenbetreiber können ihren Anspruch vorrangig für das nächste Kalenderjahr geltend machen

- **Pilotwindenergieanlage an Land, § 3 Ziff. 37 EEG 2017**
 - die ersten 2 an das Register gemeldeten WEA eines Typs **unter 6 MW** mit **wesentlich technischer Weiterentwicklung oder Neuerung** oder WEA zu **Zwecken der Forschung und Entwicklung** mit Innovation
- **Pilotwindenergieanlagen auf See, § 3 Ziff. 6 WindSeeG**
 - die ersten 3 WEA eines Typs mit denen nachweislich eine **wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation** erprobt wird
- Weiterentwicklung oder Neuerung bzw. Innovation insbesondere in Bezug auf Generatorenleistung, den Rotordurchmesser, die Narbenhöhe, den Turmtypen oder die Gründungsstruktur

➤ **§ 51 Abs. 1 EEG 2017**

*„Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die **Preiszone für Deutschland** am Spotmarkt der europäischen Strombörse European Power Exchange in Paris **in der vortägigen Auktion an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ** ist, verringert sich der **anzulegende Wert** für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, **auf null.**“*

➤ **Rechtsfolgen**

- **anzulegender Wert** verringert sich auf **Null**
- damit verringert sich die **Marktprämie auf Null** ($MP = AW - MW$)
- grundsätzlich hätte dies zur Folge, dass die **Vergütung für den erzeugten Strom Null** wäre
- **Ausnahme:** Windenergieanlagen mit einer **installierten Leistung unter 3 MW** sowie Pilotwindenergieanlagen (§ 51 Abs. 3 EEG 2017)
 - unklar: Anwendung der Vorschriften über die **Zusammenfassung von Anlagen** auf WEA? Systematik der Regelung spricht dagegen, da sich Verweis auf § 24 Abs. 1 EEG 2017 (Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen) nunmehr ausdrücklich nur auf sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 kW bezieht
- **keine Anwendung** für Strom aus Anlagen, die vor dem **1. Januar 2016** in Betrieb genommen wurden (§ 100 Abs. 1 S. 4 EEG 2017)

Vergütung – negative Preise (3)

- zudem: Windparks befinden sich in der Regel in der **(verpflichtenden) Direktvermarktung**
 - Direktvermarkter zahlt dem Anlagenbetreiber eine Vergütung für den gelieferten Strom, z.B. in Höhe des jeweiligen Monatsmittelwerts des Marktwerts von Strom aus Windenergieanlagen an Land abzüglich eines Vermarktungsentgelts
 - bei negativen Preisen sinkt die Marktprämie zwar auf Null, aber die Pflicht des Direktvermarkters zur Zahlung der vereinbarten Vergütung dürfte grundsätzlich fortbestehen
 - Vergütung der WEA in der Direktvermarktung sinkt daher im Ergebnis nicht auf Null

➤ § 36h Abs. 2 EEG 2017 (Windenergie an Land):

- Überprüfung der anzulegenden Werte mit Wirkung ab Beginn des 6., 11. und 16. auf die IBN folgenden Jahres anhand des tatsächlichen Standortertrags der WEA in den 5 vorangegangenen Jahren und ggf. Anpassung
 - d.h.: Höhe des Gütefaktors auf Basis des Standortertrags bezogen auf die vergangenen 5, 10 bzw. 15 Jahre ab Inbetriebnahme neu zu berechnen und in einem **Gutachten** zu bestätigen
 - Erstattung der in dem überprüften Zeitraum zu viel / zu wenig geleisteten Zahlungen, wenn der Gütefaktor auf Basis des Standortertrags der jeweils zuletzt betrachteten 5 Jahre mehr als 2 Prozentpunkte von dem zuletzt berechneten Gütefaktor abweicht
 - Rückzahlungsansprüche des Netzbetreibers sind zu verzinsen
- **potenzielle Rückforderungsansprüche des Netzbetreibers** können zu einem zusätzlichen Sicherheitsbedürfnis von Banken und Investoren führen
- vertragliche Abbildung dieses Risikos zu empfehlen
 - ggf. Rückstellungen bilden

- **§ 46 Abs. 3 EEG 2017 (Windenergie an Land bis 2018):**
 - 10 Jahre nach IBN einer WEA, die vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen wurde und nicht dem Ausschreibungsregime unterliegt, spätestens aber ein Jahr vor Ende der erhöhten Anfangsvergütung, erfolgt eine Überprüfung des Standortertrags und eine Anpassung des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung (durch Vorlage eines entsprechenden Gutachtens)
 - bei einer Verkürzung des Vergütungszeitraums, die vor dem Zeitpunkt der Überprüfung endet, sind zu viel erhaltene Vergütungen zu erstatten
 - ist der Ertrag niedriger, wird die Laufzeit der Anfangsvergütung verlängert
- Regelung gilt **rückwirkend für Bestandsanlagen**, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden (§ 100 Abs.1 S. 3 EEG 2017)
- **potenzielle Rückforderungsansprüche des Netzbetreibers**
 - vertragliche Abbildung dieses Risikos zu empfehlen
 - ggf. Rückstellungen bilden

➤ § 19 Abs. 1a EEG 2014 (§ 19 Abs. 2 Ziff. 2 EEG 2017)

- Unzulässigkeit der **Kumulierung** einer finanziellen Förderung nach dem EEG und einer Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr.1 oder 3 StromStG, soweit Strom durch ein Netz durchgeleitet wird (Stromsteuer: 20,50 €/MWh)
- Zweck: **Verhinderung von Überförderungen**, da grundsätzlich die EEG-Förderung die Kosten des Anlagenbetreibers für die Anlage decken soll
- **Rechtsfolge**: Anspruch auf die Marktprämie oder die Einspeisevergütung entfällt, soweit der Anlagenbetreiber die Steuerbegünstigung nach dem StromStG in Anspruch nimmt
- Regelung trat **rückwirkend** zum **1.1.2016** in Kraft, d.h. bei betroffenen Anlagenbetreibern kann auch nachträglich Anspruch für bereits erhaltene EEG-Förderung entfallen sein

Vergütung – Kumulierungsverbot (2)

- aber: Stromsteuerbefreiung ist an recht **enge Voraussetzungen** geknüpft, etwa Entnahme des Stroms „[...] *aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung [...]*“
- von der Neuregelung betroffen daher vor allem
 - Anlagenbetreiber, die den EE-Strom über das Netz **in räumlicher Nähe** an Dritte regional direktvermarkten
 - Anlagenbetreiber, die i.R.d. **kaufmännisch-bilanziellen Weiterleitung** den EE-Strom an den Netzbetreiber abgeben und dafür – im Umfang des rein physikalisch von ihnen selbst verbrauchten Stroms – **stromsteuerbefreiten EE-Ersatzstrom aus dem Netz** beziehen
- nicht betroffen: Bezugsstrom für Eigenverbrauch der WEA
- **Empfehlung:** um Verlust EEG-Förderung zu vermeiden, sollten betroffene Anlagenbetreiber freiwillig gegenüber dem Hauptzollamt auf die Stromsteuerbefreiung verzichten und die Stromsteuer für 2016 nachträglich entrichten

- **§§ 11 Abs. 2, 12b Abs. 1 S. 3 EnWG (Windenergie an Land und PVA)**
 - **Spitzenkappung** = Möglichkeit der Netzbetreiber, die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um **bis zu 3 % der Jahresarbeit** zu reduzieren
 - Ziel: **Reduzierung des Netzausbaus** und damit der **Netzausbaukosten**
 - **Option** i.R.d. Netzplanung; **kein Ausbau der Netze „bis auf die letzte kWh“**
 - **verpflichtende Berücksichtigung** der Spitzenkappung durch die **Übertragungsnetzbetreiber** bei der Erstellung des Szenariorahmens sowie des Netzentwicklungsplans
 - Regelungen zum Engpassmanagement (insbes. Abschaltreihenfolge) unverändert
 - **Bestandsanlagen**: Entschädigung nach den bestehenden Regelungen (§§ 13, 14 EnWG, §§ 11, 14, 15 EEG 2014/2017)

➤ § 111e EnWG

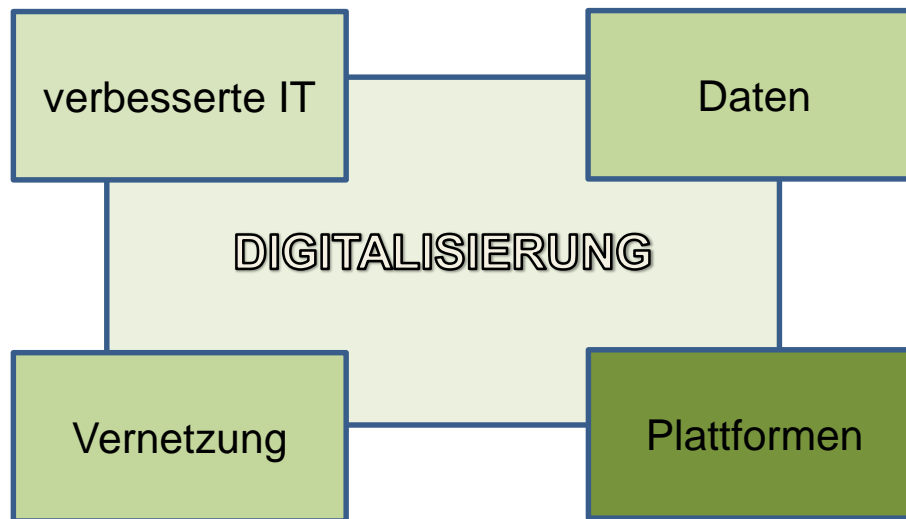
- elektronisches Verzeichnis mit energiewirtschaftlichen Daten
- beinhaltet **Stammdaten der Marktakteure**, insbesondere Daten über Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Elektrizität/Gas sowie deren Betreiber, über Betreiber von Elektrizität/Gasversorgungsnetzen und Bilanzkreisverantwortliche
 - **one stop shop** für energiewirtschaftliche Stammdaten
- keine Daten über die energiewirtschaftliche Aktivität eines Marktteilnehmers oder Vorgängen innerhalb der Anlagen (z.B. Lastflussdaten)
- vollständige Übernahme der **Aufgaben des EEG-Anlagenregisters**
- Berichtspflichten aus anderen Bereichen (z.B. Emissionshandel) unberührt
- keine Dopplungen mit Markttransparenzstelle (REMIT-Meldungen)

Meldepflichten – Marktstammdatenregister (2)

- Zugriff von Personen/Institutionen, die Daten zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben/Pflichten benötigen, ein berechtigtes Interesse nachweisen können oder bei Zustimmung Dateninhaber
- Inhalt und Ausgestaltung durch VO; umfassende Verordnungsermächtigung (enthält etwa auch **Sanktionsmechanismen**)
- Errichtung und Betrieb durch BNetzA bis voraussichtlich **März 2017**; noch fehlt es an einer konkretisierenden Verordnung durch das BMWi
- voraussichtlich zum **1. März 2017** soll die **Registrierung neuer Einheiten und Anlagen** auf das Marktstammdatenregister umgestellt werden
- Marktstammdatenregister wird mit **Daten zu Bestandsanlagen** „vorbefüllt“ sein
- **Betreiber von Bestandsanlagen werden** innerhalb einer **Übergangsfrist** verpflichtet sein, sich selbst als Marktakteur im Marktstammdatenregister neu zu **registrieren**, die **eingetragenen Daten zu ihren Bestandsanlagen** im Datenbestand zu **ergänzen und zu korrigieren** und abschließend die Datenverantwortung zu übernehmen

- **§ 111d EnWG** – Einrichtung einer nationalen Informationsplattform
 - spätestens ab **1. Juli 2017** Einrichtung einer elektronischen Plattform bei der BNetzA zur Veröffentlichung von aktuellen Informationen insbes. zur Erzeugung von Strom, der Last, der Menge der Im- und Exporte von Strom, der Verfügbarkeit von Netzen und von Erzeugungsanlagen sowie zu Kapazitäten und der Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen für die Gebotszone der BRD (inkl. Österreich)
 - freie Nutzbarkeit und Speicherbarkeit der Daten für jedermann
- **§§ 51, 51a EnWG** – Monitoring der Versorgungssicherheit
 - umfassend und fortlaufend durch das BMWi
 - insbesondere Berücksichtigung der Situation auf den **europäischen Strommärkten** mit Auswirkung auf die Versorgungssicherheit der Bundesrepublik und z.B. der Beitrag von Lastmanagement oder (grenzüberschreitende) Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien

- Digitalisierung findet in **allen Wertschöpfungsstufen** statt



- neue /veränderte Marktrollen (Aggregatoren, Messstellenbetreiber, Smart-Meter-Gateway-Administrator)
- neue, dienstleistungsbasierte Geschäftsmodelle und neue Player (Anbieter intelligenter Energiemanagement-Systeme, Plattformlösungen etc.)

- **Herzstück** des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ist das **Messstellenbetriebsgesetz** – MsbG (Art. 1)
- Ziel: flächendeckende Markteinführung intelligenter Technologien
 - sog. „**Rollout**“
 - Umsetzung der Vorgaben des 3. Binnenmarktpaketes
- wesentlicher Inhalt
 - Rollout, insbesondere von Smart Metern
 - Neuerungen für den Messstellenbetrieb; sämtliche Fragen zum Mess-/Zählerwesen
 - Regelungen zur Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen
 - Systemwechsel zur sternförmigen Kommunikation (durch SMG als Plattform)

➤ Rollout

- **Zuständigkeit** obliegt grds. dem **grundzuständigen Messstellenbetreiber (MSB)**
- **Information** der Betroffenen spätestens **3 Monate** vor Beginn des Rollouts
- **I) verpflichtender Rollout** von intelligenten Messsystemen durch MSB: Messstellen an ortsfesten Zählpunkten, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist (§ 29 Abs. 1 MsBG)
 - bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh
 - bei Letztverbrauchern mit einer Vereinbarung gem. § 14a EnWG
 - **bei Anlagenbetreibern** mit einer **installierten Leistung über 7 kW**
- Pflicht zum Rollout nach § 29 Abs. 1 MsbG gilt als erfüllt, wenn mindestens **95 %** der betroffenen Messstellen ausgestattet wurden; dadurch bei extrem unwirtschaftlichen Einzelfällen Absehen von Ausstattung möglich

- **II) optionale Ausstattung** mit intelligenten Messsystemen durch MSB: Messstellen an ortsfesten Zählpunkten, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist (§ 29 Abs. 2 MsBG)
 - bei Letztverbrauchern mit Jahresstromverbrauch bis einschl. 6.000 kWh
 - von **Anlagen** mit einer **installierten Leistung über 1 bis einschl. 7 kW**

- **III) Auffangmodell: Pflicht der MSB zur Ausstattung mit modernen Messeinrichtungen** (§ 29 Abs. 3 MsbG), soweit Ausstattung einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen nicht vorgesehen ist und soweit dies nach § 32 MsbG wirtschaftlich vertretbar ist
 - wirtschaftliche Vertretbarkeit ist gegeben, wenn für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt nicht mehr als 20 € brutto jährlich in Rechnung gestellt werden
 - Ausstattung hat grundsätzlich bis 2032 zu erfolgen

➤ **Voraussetzungen Rollout nach § 29 Abs. 1 und 2 MsbG:**

➤ **technische Möglichkeit, § 30 MsbG:**

- wenn mind. 3 voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme am Markt anbieten, die den am Einsatzbereich des Smart-Meter-Gateways orientierten Vorgaben des § 24 Abs. 1 genügen und das Bundesamt für Sicherheit und Informationstechnik dies feststellt
- diese Feststellung sowie erforderliche Marktanalysen stellt das BSI auf seinen Internetseiten bereit

➤ **wirtschaftliche Vertretbarkeit, § 31 MsbG**

- keinen „*Rollout um jeden Preis*“
- Pflicht des MSB zur Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem, wenn die für die verschiedenen Rollout-Gruppen (nach Verbrauchsklassen oder Leistungsgruppen) festgelegten Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb an einem Zählpunkt nicht überschritten werden:

- **Preisobergrenzen** der verschiedenen Rollout-Gruppen für Anlagenbetreiber für den Messstellenbetrieb nach § 31 Abs. 2 MsbG:
 - bei einer installierten Leistung über 7 bis einschl. 15 kW nicht mehr als 100 € brutto jährlich (Einbauzeitraum: 8 Jahre ab 2017)
 - bei einer installierten Leistung über 15 bis einschl. 30 kW nicht mehr als 130 € brutto jährlich (Einbauzeitraum: 8 Jahre ab 2017)
 - bei einer installierten Leistung über 30 bis einschl. 100 kW nicht mehr als 200 € brutto jährlich (Einbauzeitraum: 8 Jahre ab 2017)
 - bei einer installierten Leistung über 100 kW ist als Preisobergrenze ein „*angemessenes Entgelt*“ jährlich in Rechnung zu stellen (Einbauzeitraum: 8 Jahre ab 2020)

- Rechtsfolgen für WEA mit einer **installierten Leistung über 7 Kilowatt: verpflichtende Ausstattung** mit **intelligenten Messsystemen**
- **Kosten des Messstellenbetriebes**: 100 € bis über 200 € brutto jährlich pro Zählpunkt, abhängig von der installierten Leistung
- sofern **Anlagenbetreiber oder Dritter** den Messstellenbetrieb durchführt, muss dieser auch die **Ausstattungspflicht** übernehmen
- andernfalls übernimmt der grundzuständige MSB den Messstellenbetrieb ab Einbau des intelligenten Messsystems und etwaige Vertragsverhältnisse mit Dritten **enden entschädigungslos** (§ 36 MsbG)



Haben Sie Fragen?

Vielen Dank!
Haben Sie Fragen?



Dr. Carmen Schneider
Rechtsanwältin / Assoziierte Partnerin

Kennedyplatz 2
50679 Köln
T: +49 221 33660-784
F: +49 221 33660-95
E: cschneider@goerg.de

- **Expertise**

- Beratung von national und international tätigen Anlagenbetreibern, Energieversorgern, Projektierern und energieintensiven Unternehmen
- Rechtliche Beratung, Strukturierung und Verhandlung von großen Anlagenbauprojekten im Energiebereich, insbesondere von Offshore- und Onshore-Windparks
- M&A-Transaktionen in der Energiebranche
- (europäisches) Energieregulierungsrecht, Energiehandel, Emissionshandel

- **Berufliche Laufbahn**

- Seit 2010 Rechtsanwältin bei GÖRG Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB
- Studium der Rechtswissenschaft in Gießen, Bonn, Montpellier, Brüssel und Bochum (Dr. jur.)