

# Redispatch 2.0 aus Sicht der Biogasbranche

**Florian Strippel**

Fachverband Biogas e.V.



# Agenda

- **Hintergrund**
- Wahlmöglichkeiten des Anlagenbetreibers / Einsatzverantwortlichen
- Umsetzungsproblematiken
- Fazit

# Elemente des Redispatch 2.0

## Dispatch (Kraftwerkseinsatzplanung)

- Einsatzplanung durch den Kraftwerksbetreiber
- Es soll in betriebswirtschaftlicher Hinsicht der möglichst optimale Einsatzzeitpunkt und –umfang stattfinden

## Einspeisemanagement

- Geregelt in §§ 14, 15 EEG
- Ausnahmemöglichkeit für Netzbetreiber, um Anlagen zu regeln, wenn ansonsten ein Netzengpass entstehen würde
- Über den Härtefallausgleich Entschädigung des Anlagenbetreibers

## Redispatch

- Anpassung des ursprünglich geplanten Einsatzes einer Energieerzeugungsanlage
- Prüfung in welchen Netzgebieten durch den gemeldeten Dispatch Engpässe drohen könnten
- Nicht für Biogasanlagen relevant

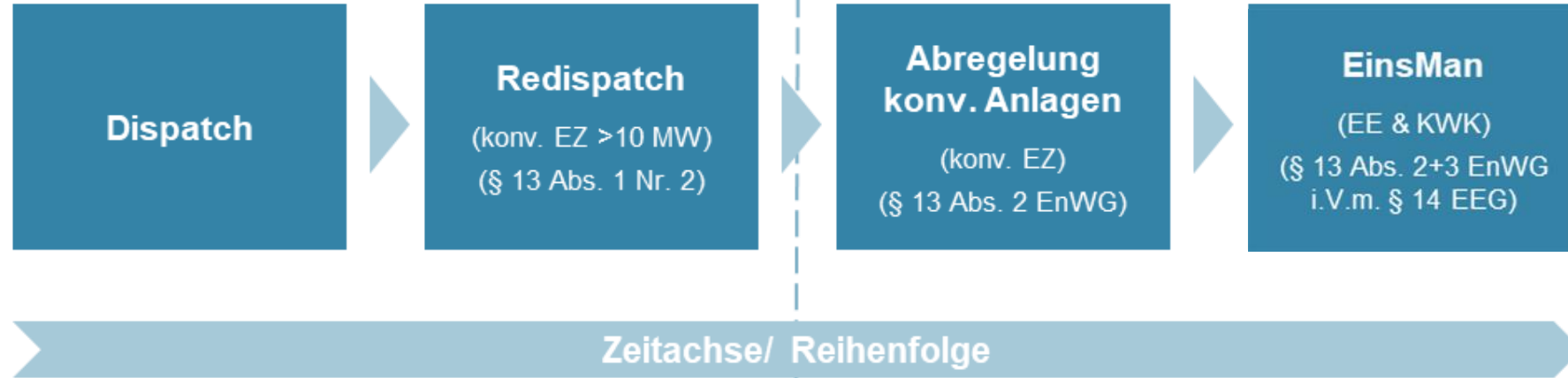
## Redispatch 2.0

- Einheitliches Regime für EE, KWK und konventionelle Anlagen
- Unterscheidung in strom- und spannungsbasiert, geplant und ungeplant sowie auf- und abwärtsgerichtet

- Redispatch = Engpassmanagement (Kraftwerke „vor“ einem Engpass werden heruntergeregelt, während diese Leistung „hinter“ dem Engpass hochgefahren wird)
- Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) vom 13. Mai 2019 setzt Rahmen für den Redispatch 2.0, welcher bis zum **1. Oktober 2021** umgesetzt sein muss
  - **Vergangenheit:** Redispatch mit konventionellen Erzeugungsanlagen > 10 MW und EE-Abschaltungen nur als „Notfallmaßnahme“ im Einspeisemanagement
  - **Zukunft:** Auch KWK- und EE-Anlagen ab 100 kW werden zum Redispatch herangezogen
- Netzengpässe sollen volkswirtschaftlich günstiger und effektiver aufgelöst werden
- Redispatch 2.0 erfordert intensiven Datenaustausch zwischen den einzelnen Akteuren – BDEW hat den Prozess in einer „Branchenlösung“ skizziert, welche die BNetzA in Festlegungen verwertet

# Zeitachse von Redispatch Maßnahmen

Bis zum 30.09.2021



Planprozess

(Nahe) Echtzeit

# Vom Einspeisemanagement zum Redispatch 2.0

## Probleme EinsMan

- Fehlender bilanzieller Ausgleich
- Geringe Transparenz hins. Abschaltreihenfolge
- Hohe Ausgleichsenergiekosten
- Zunehmende Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien

## Ziele

- Reduzierung der Eingriffe
- Erhöhung der Systemstabilität
- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit

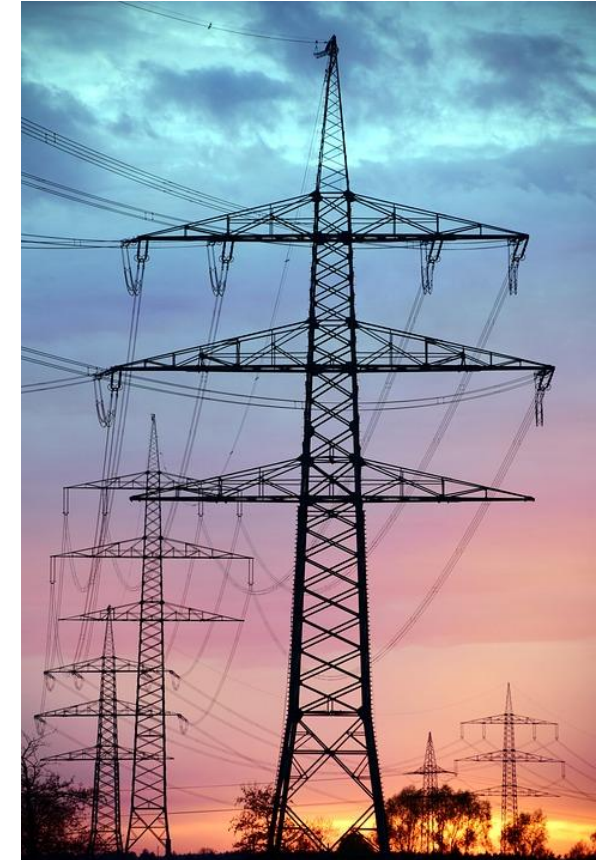
## Anforderungen

- Engpässe müssen vor Entstehen zuverlässig prognostiziert werden
- Koordination zwischen Netzbetreibern und Spannungsebenen notwendig
- Umfangreiche Datenlieferverpflichtungen für Anlagenbetreiber

# Redispatch 2.0

# Notwendigkeit Redispatch 2.0

- Redispatch 2.0 bringt mehr Verantwortung, aber auch Vorteile ggü. EinsMan für Erzeuger im Netzenspassmanagement
  - Vollständige (bilanzielle und finanzielle) Entschädigung
  - Transparentere Einschränkung für Anlagenflexibilität durch planwertbasierte Verfahren
  - Zeitnahe Abrechnung möglich
- Neue Herausforderungen bei der Umsetzung
  - Neue Prozesse, Datenformate und Marktrolle
  - Umsetzungsprozess wirft noch viele Fragen auf
  - Für Alt- und Bestandsanlagen sind die Anforderungen z.T. schwer umzusetzen

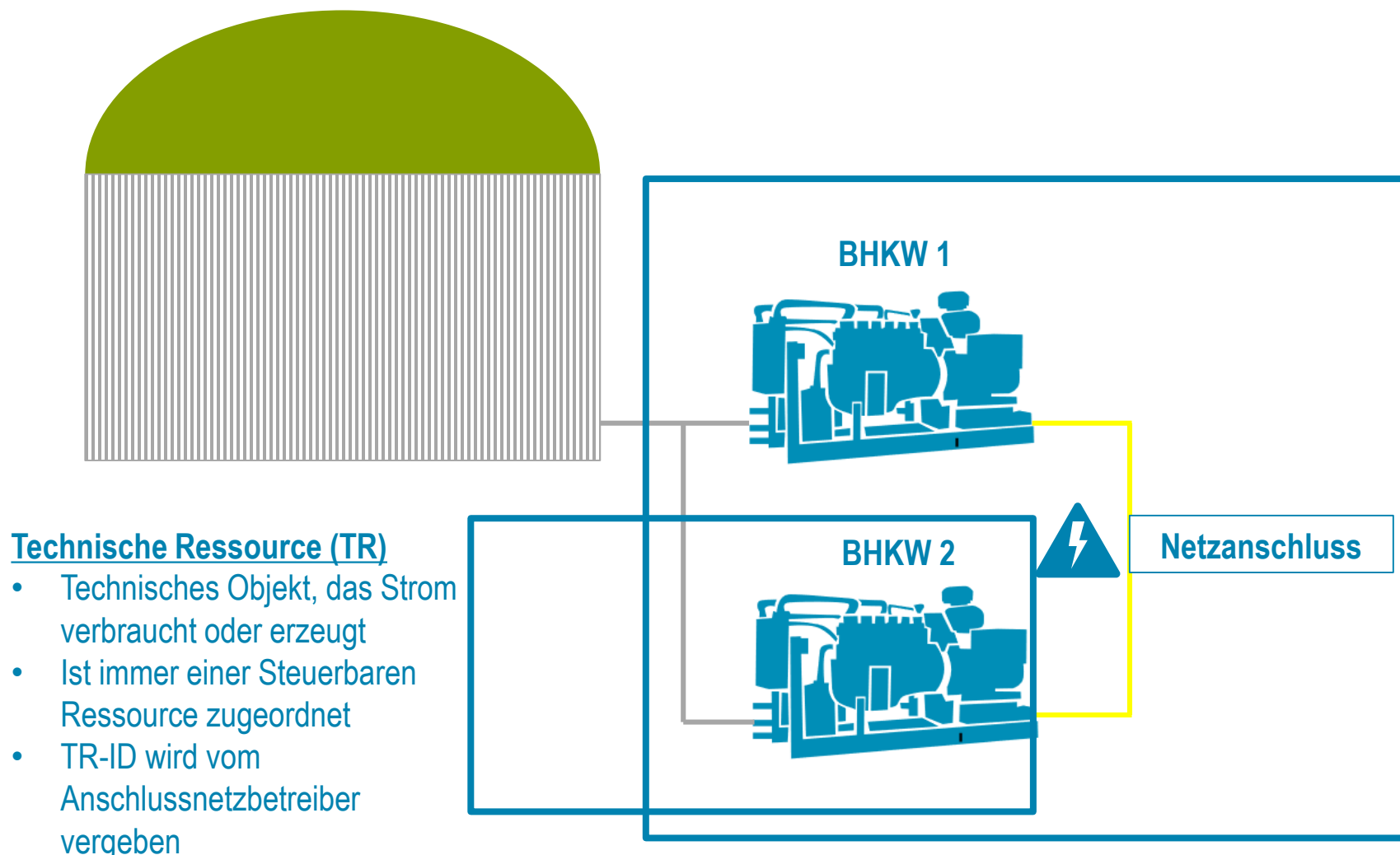


# Agenda

- Hintergrund
- **Wahlmöglichkeiten des Anlagenbetreibers / Einsatzverantwortlichen**
- Umsetzungsproblematiken
- Fazit



# „Technische Ressource“ und „Steuerbare Ressource“



## Steuerbare Ressource (SR)

- Besteht immer aus mind. einer techn. Ressource
- Ist einem Einsatzverantwortlichen zugeordnet
- Wird über den Aufforderungs- oder Duldungsfall abgerufen
- SR-ID wird vom Anschlussnetzbetreiber vergeben

# Unterschied Planwert- und Prognosemodell



- Dem Anlagenbetreiber stehen im Redispatch 2.0 zwei unterschiedliche Bilanzierungsmodelle zur Verfügung

## 1. Prognosemodell

- „Standardmodell“ – Der Netzbetreiber prognostiziert die Stromproduktion der Anlage
- Erfolgt eine Abregelung bestimmt der Netzbetreiber die „Ausfallarbeit“ als Differenz der prognostizierten Leistung und der geregelten Leistung
- Ausgangswert ist die letzte Viertelstunde vor der Einspeisung
- Auf Grund von Wetterdaten gut für Wind- und PV-Anlagen geeignet

## 2. Planwertmodell

- Der Anlagenbetreiber oder Einsatzverantwortliche übermittelt einen individuellen Fahrplan an den Netzbetreiber
- Netzbetreiber kann so genau bestimmen, welche Leistung während der Redispatchmaßnahme hätte bereitgestellt werden sollen
- Wahrscheinlich nur in Zusammenarbeit mit einem Direktvermarkter als Einsatzverantwortlichen praktikabel
- Vorteile z.B. bei der Vermarktung von Regelenergie, da der Netzbetreiber über die entsprechende Leistung informiert ist

# Aufforderungs- und Duldungsfall

- Grundsätzlich kann zwischen Aufforderungs- und Duldungsfall für Anlagenbetreiber unterschieden werden
  - Duldungsfall                      Der Netzbetreiber informiert den EIV über die Arbeitspunktveränderung, führt die Steuerung der Anlage jedoch selbst durch
  - Aufforderungsfall              Der Netzbetreiber fordert den EIV auf, den Arbeitspunkt der Anlage innerhalb einer vorgegebenen Frist selbst auf einen vorgegebenen Wert zu ändern
- Sollte es keinen Grund geben, warum der „Duldungsfall“ nicht gewählt werden kann, ist dieser der Standardfall
  - Der Netzbetreiber sendet das Steuersignal über den bisherigen Weg (Funk-)Rundsteuertechnik/Fernwirktechnik an den Anlagenbetreiber
- Einseitige Fixierung
  - Die Einspeisung wird auf einen bestimmten Wert vermindert
  - Der vorgegebene Wert kann weiter unter- jedoch nicht überschritten werden
- Beidseitige Fixierung
  - Vorgegebene Einspeisung muss beibehalten werden



# Auswahlentscheidung beim neg. Redispatch

- Netzbetreiber stehen alle Anlagen ab einer Leistung von 100 kW zur Verfügung
- Entscheidungsgrundlage sind immer die Kosten – Maßnahme mit den geringsten Gesamtkosten wird gewählt
- Auswahlprozess basiert immer auf volkswirtschaftlichen Kosten
  - Reduzierung von EE-Anlagen / KWK-Anlagen ist nur zulässig wenn für den gleichen Effekt die Abregelung der 10 bzw. 5-fachen Menge an konventioneller Leistung notwendig wäre
  - Gewichtung erfolgt über einen kalkulatorischen Preis, welcher von den ÜNB definiert wird
  - Kalk. Preis ist für alle EE-Anlagen identisch und hat keine Aussagekraft für die tatsächliche Entschädigung des Anlagenbetreibers
  - Der Preis wird jährlich zum 1. Oktober angepasst, sodass das Verhältnis der Mindestfaktoren auch zukünftig gewahrt werden kann
- **Wichtig: Der EE-Einspeisevorrang bleibt durch die Mindestfaktoren auch im Redispatch 2.0 gewahrt**

# Agenda

- Hintergrund
- Wahlmöglichkeiten des Anlagenbetreibers / Einsatzverantwortlichen
- **Umsetzungsproblematiken**
- Fazit

# Uneinheitliche Umsetzung



- Komplexität des Prozesses ermöglicht nur aktiven Akteuren und Experten den Überblick zu behalten
- Probleme bei der Kommunikation zwischen den Akteuren
  - Uneinheitliche Fristen und Pflichten – z.T. abweichend vom BDEW-Einführungsszenario
  - Darstellung der Stichtage im Einführungsszenario als „gesetzliche Pflicht“
  - Mitunter Forderungen unter Androhung des Einbehalts von EEG-Vergütungen
  - Unsicherheiten in der Umsetzung des RD2.0 bei den Akteuren

- *Aussage BNetzA: „Im Zusammenhang mit dem Redispatch 2.0 sind in der Regel keine Umrüstungen an den Anlagen erforderlich.“*
  - Praxis: Viele (Alt-)Bestandsanlagen mit Funkrundsteuerempfänger und RLM-Zähler ausgestattet
  - Aber: Anlagen im RD 2.0 müssen **Echtzeitdaten** ( $\leq 60$  s) übermitteln (BK6-20-61); RLM-Zähler in der Praxis (EEG-Konform) 15-min Werte
- Diskrepanz zwischen den Vorstellungen der einzelnen Marktakteure
  - BK6-20-61 (BNetzA): Datenübermittlung kann über das „Backoffice des EIV“ erfolgen (Direktvermarkter)
  - z.T. VNB mit kleinen Netzgebieten: Verpflichtende Datenlieferung über Fernwirktechnik
- Einige Netzbetreiber fordern Umrüstung auf Fernwirktechnik auf Kosten des Anlagenbetreibers

# Kleinanlagen < 100 kW

*Beschluss BK6-20-059: Die Beschlusskammer hält es für sinnvoll, den Anwendungsbereich [...] auf Anlagen [...] ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW zu begrenzen.*

- Netzbetreiber haben Option alle steuerbaren EE-Anlagen in Redispatch 2.0 einzubinden
  - Oftmals keine Echtzeitdaten vorhanden, kein RLM-Zähler
  - Dienstleister für EIV/BTR oft schwer zu finden – Anlagen nicht in Direktvermarktung
  - Parallele Anforderungen durch EAF-11 „Messen und Steuern für Redispatch 2.0“ des Smart Meter Rollouts
- „Ausklammern“ von Echtzeitdaten für Kleinstanlagen könnte Nachrüstung vermeiden, ohne die Flexibilitätsleistung (RDV) für den RD zu verlieren



# Agenda

- Hintergrund
- Wahlmöglichkeiten des Anlagenbetreibers / Einsatzverantwortlichen
- Umsetzungsproblematiken
- **Fazit**

# Fazit und Ausblick

- Redispatch 2.0 wird fast alle Biogasanlagen betreffen
- Datenübermittlungspflichten sind gesetzlich verankert
- Noch viele offene Fragen – Die Diskussionen im BDEW und bei der BNetzA werden parallel zum Rollout geführt
- Einsatzverantwortlicher nimmt Schlüsselrolle ein – Vor Auswahl des zukünftigen Modells sollte Rücksprache mit dem Direktvermarkter gehalten werden
- Bis zum Start des Redispatch wird FvB eine Arbeitshilfe zur Verfügung stellen, wie mit den neuen Anforderungen umzugehen ist

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

