

Redispatch 2.0

April 2021



VATTENFALL

Agenda

1

**Welche
Änderungen
bringt
Redispatch
2.0?**

2

**Was bedeutet
RD 2.0 für
die Direkt-
vermarktung?**

3

**Welche
Verpflichtungen
hat der
Anlagen-
betreiber?**

4

**Welche
Leistungen
übernimmt
Vattenfall?**

5

**Zusammen-
fassung
wesentlicher
Neuerungen**

Welche Änderungen bringt RD 2.0?

Einordnung

Bis zum 30.09.2021

Dispatch

Redispatch

konv. EZ > 10 MW
§ 13 Abs. 1 Nr. 2

**Abregelung
Konv. Anlagen**

konv. EZ
§ 13 Abs. 1 Nr. 2

EinsMan

EE & KWK
§ 13 Abs. 2 + 3 EnWG
i.V.m. § 14 EEG

Dispatch

Redispatch 2.0

Alle EZ > 100kW;
Jederzeit fernsteuerbare
Anlagen < 100kW
§ 13 Abs. 1 Nr. 2

Notfallmaßnahmen

Alle EZ, EE Vorrang gilt
§ 13 Abs. 2 EnWG

Zeitachse / Reihenfolge

Ab dem 01.10.2021

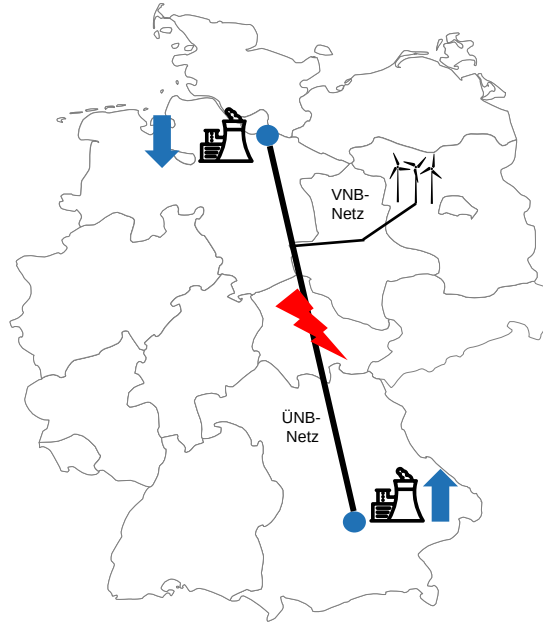
Planprozess

(Nahe) Echtzeit

Aktuelle vs. zukünftige Netzsicherung

Bis zum 01.10.2021

- Redispatch 1.0 umfasst nur **konv. Anlagen und Speicher $\geq 10\text{MW}$** (marktbezogene Maßnahmen)
 - ÜNB Prozess
- Bei weiteren Netzengpässen greift das Einspeisemanagement für EE-Anlagen (netzbezogene Maßnahmen)
- VNB erhält keine Planungsdaten für EE-Anlagen.
- Netzengpässe sind nur sehr kurzfristig erkennbar und unplanbar.



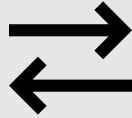
Ab dem 01.10.2021

- Mit Redispatch 2.0 werden **alle Erzeugungseinheiten $>100\text{KW}$** (inkl. EE-Anlagen) in den Prozess eingebunden.
 - ÜNB /VNB Prozess
- Vereinheitlichung des Prozesses.
- Planungsdaten werden für alle Erzeugungsanlagen erstellt.
- Datenaustausch zwischen Netzbetreibern wird stattfinden.
- Vorausschauende Planung von lokalen Netzengpässen wird ermöglicht

Redispatch 2.0 löst Einspeisemanagement ab



Relevant für alle
**EE- und KWK-
Anlagen**
ab 100 kW
ab 01.10.2021



**Verstärkter
Austausch von
Informationen**
zwischen NB und
Einsatzverantwort-
lichen (EIV)



Kooperation
von ÜNB, VNB
und EIV soll
Kosten senken

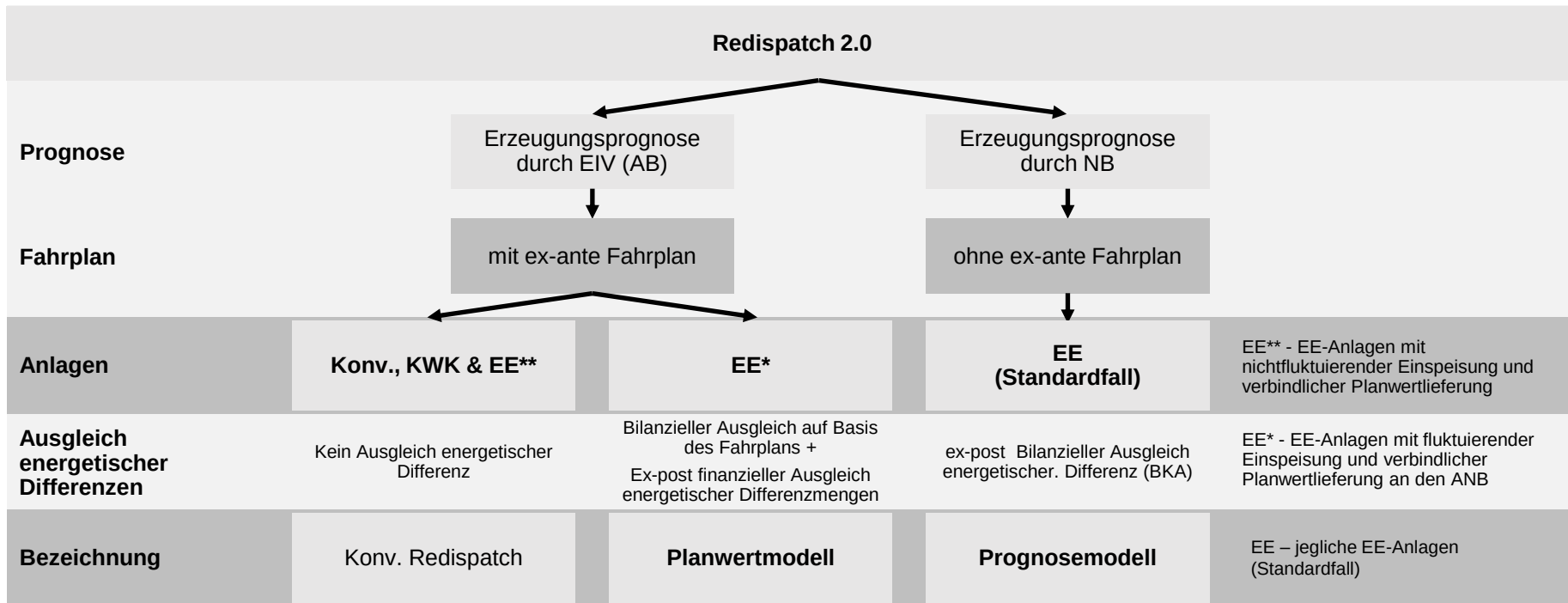


**Bilanzieller und
finanzieller
Ausgleich** für
Abregelung
→ RD 2.0 soll
niemanden
besser bzw.
schlechter stellen



Hohe
Anforderungen
an
Prognosegüte

Modell-Übersicht



Wahl eines Bilanzierungsmodells

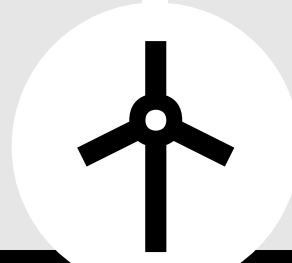
Windenergie Onshore & Solar

→ Prognosemodell

(oder Planwertmodell)

Windenergie Offshore

→ Planwertmodell



Planwert- vs. Prognosemodell

	Planwertmodell	Prognosemodell
Prognose geliefert von	EIV/DV	Netzbetreiber
Fahrplan	Mit ex-ante Fahrplan	Kein ex-ante Fahrplan
Redispatch-Abruf	Netzbetreiber regelt (Duldungsfall) oder: EIV regelt (Aufforderungsfall)	NB regelt/Duldungsfall = Standard Aufforderungsfall = Ausnahme
Bewertung	→ Höhere Verantwortung für EIV → Größerer Aufwand → Mehr Transparenz → Verpflichtend für (Offshore-) Parks am Übertragungsnetz	→ Geringes Risiko → Geringer Aufwand → Weniger transparent → Standard für Onshore-Wind & Solar-Parks ohne Übertragungsnetzanschluss



- EIV haben Vorschlagsrecht für ein Bilanzierungsmodell → dies sollte der DV übernehmen
- Wechsel einmal jährlich möglich

Abrechnungsvarianten

	Spitz-Abrechnung	Spitz-Light Abrechnung	Pauschalabrechnung
Beschreibung	Basiert auf gemessene Wetterdaten der Anlage	Basiert auf Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort	Basiert auf der Fortschreibung der letzten Viertelstunde vor der Maßnahme
Planwertmodell	✓	✓	✗
Prognosemodell	✓	✓	✓



Die initiale Zuordnung zum 01.10.2021 zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt.

Ressourcen Identifikatoren gemäß Festlegungen

	Technische Ressource (TR)	Steuerbare Ressource (SR)
Definition*¹	Eine technische Ressource ist ein technisches Objekt, das Strom verbraucht und/oder erzeugt.	Eine steuerbare Ressource wirkt auf mindestens einen Netzanschlusspunkt und ist steuerbar.
Fachliche Einordnung	Für jede TR ist die Zuordnung zu • einer SR und • einer Marktllokation*² notwendig.	Eine SR setzt sich aus einzelnen TR zusammen. • Einer SR ist mindestens eine Marktllokation zugeordnet. • Jede TR ist genau einer SR zugeordnet. • Eine SR kann auch nur eine einzelne TR enthalten. • Eine SR wird entweder über den Duldungsfall oder den Aufforderungsfall abgerufen. • Jede SR ist genau einem Einsatzverantwortlichen (EIV) zugeordnet

*¹ gemäß Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energie-Markt

*² Ausnahme: Eine TR ist zwei Markt-Lokationen zugeordnet, wenn sie sowohl einspeisen als auch entnehmen kann

Anlagensteuerung unter RD 2.0

Duldungsfall

Netzbetreiber (NB) steuert

Einsatzverantwortliche wird über die Maßnahme informiert

→ Netzbetreiber steuert und trägt auch das Erfüllungsrisiko

VS.

Aufforderungsfall

EIV/AB steuert

EIV/AB wird zur Umsetzung der Steuerung aufgefordert

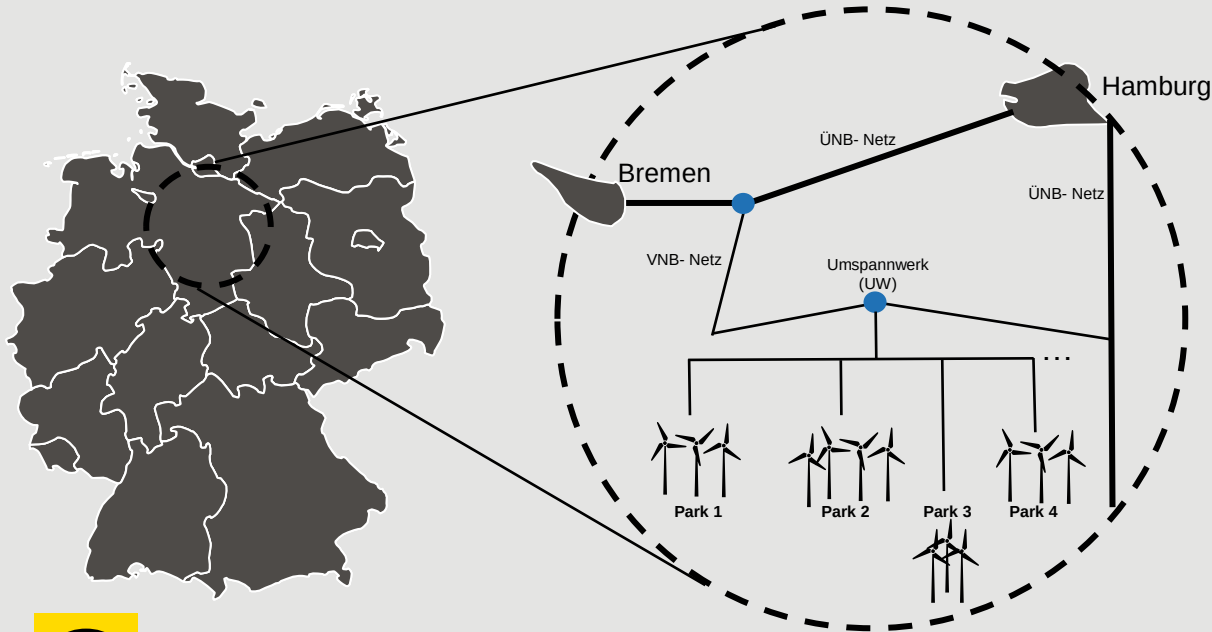
→ EIV/AB trägt das Erfüllungsrisiko



Für den Duldungsfall gilt: Sofern TR über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber (NB) steuerbar sind, müssen diese TR zu einer SR zusammengefasst werden.

Für den Aufforderungsfall gilt: Sofern TR am selben Netzanschlusspunkt einspeisen oder der NB die netzanschlusspunktübergreifende Aggregation freigegeben hat und diese TR die gleichen (kalkulatorischen) Kosten haben und diese TR denselben verantwortlichen EIV haben, können TR zu einer SR zusammengefasst werden.

Ressourcen Identifikatoren



Prüfung der SRs zwingend erforderlich!

Schematische Darstellung!

1. Variante: Umspannwerk SR:

EIV Rolle kann nur ohne erheblichen Mehraufwand übernommen werden, wenn alle Parks (1-4) durch einen Direktvermarkter vermarktet werden.

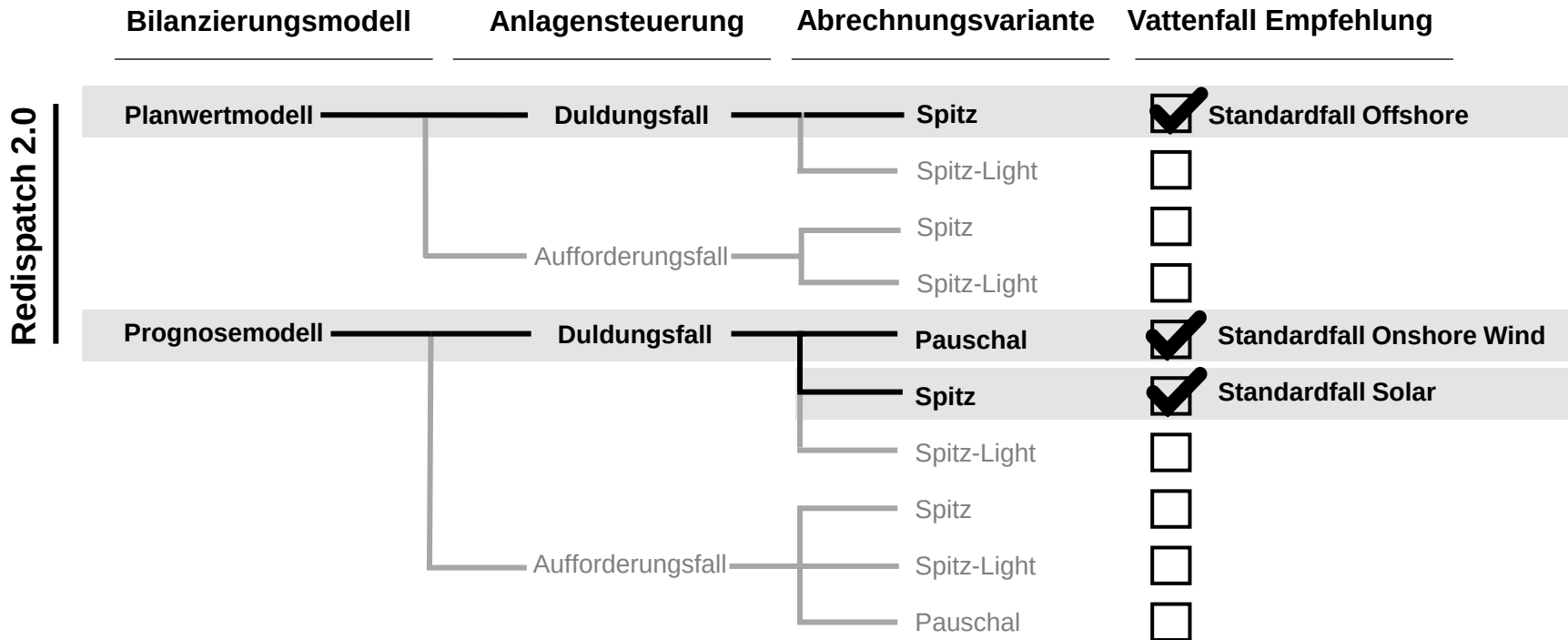
-> Duldungsfall möglich.

2. Variante: Pro Park 1 SR:

-> Parks müssen in den **Aufforderungsfall**, falls die Parks nur über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber (NB) steuerbar sind.

EIV Rolle kann dann pro Park separat gewählt werden!

Wahlmöglichkeiten Redispatch 2.0

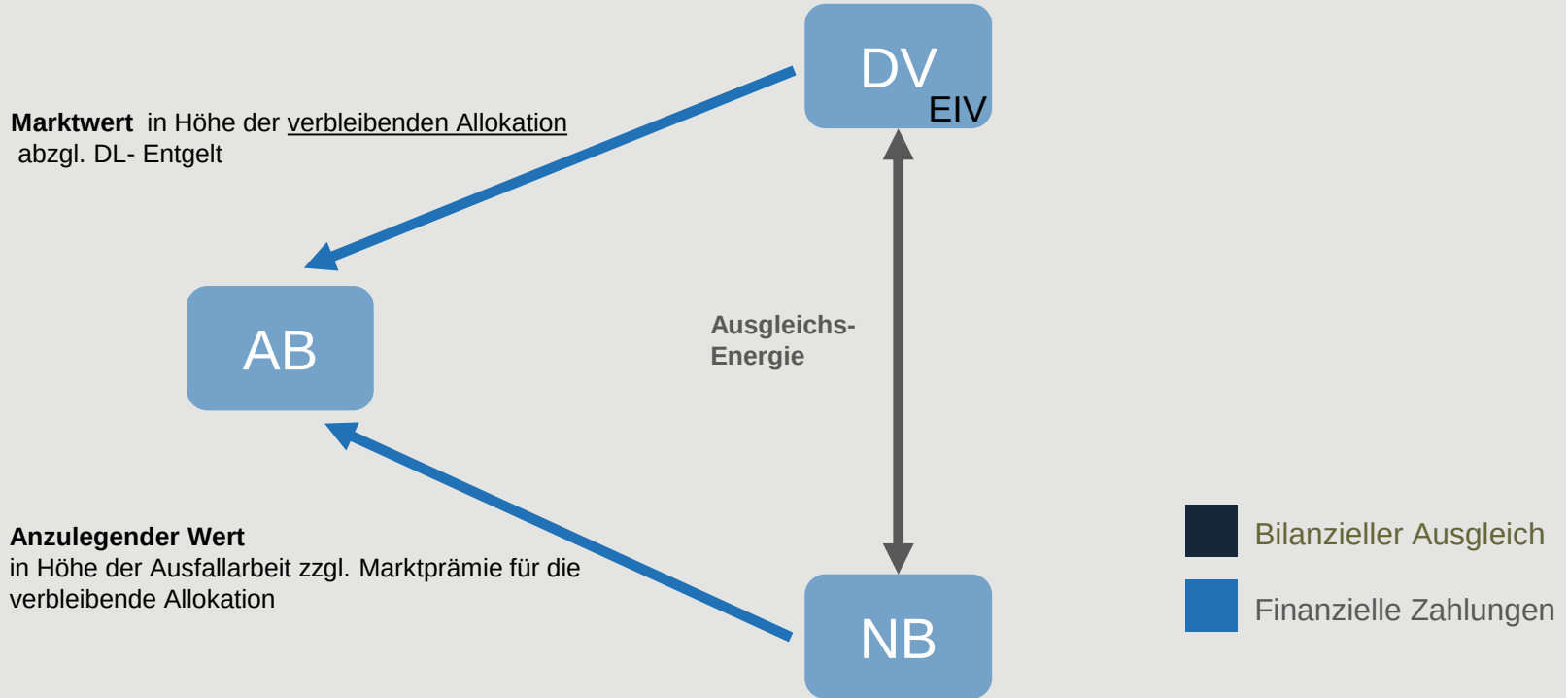


Was bedeutet RD 2.0 für die Direktvermarktung?

Zahlungen Ein(s)man vs. Redispatch 2.0

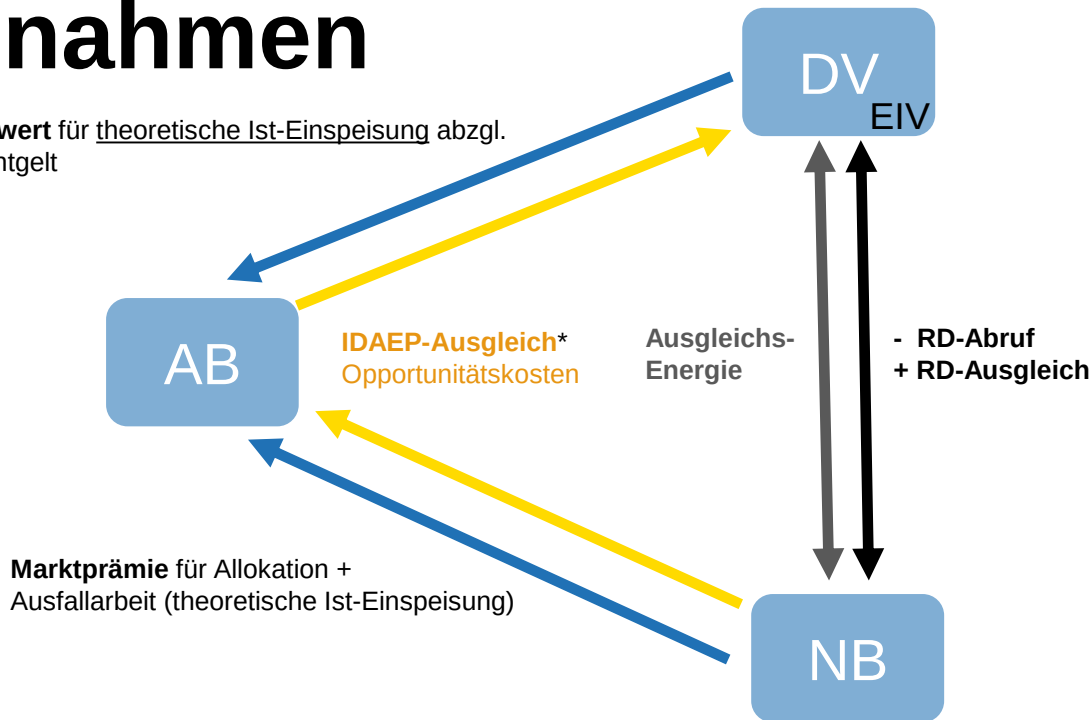


Zahlungsflüsse bei Ein(s)man



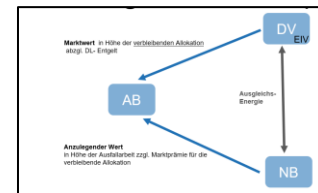
Zahlungsflüsse bei RD-Maßnahmen

Marktwert für theoretische Ist-Einspeisung abzgl.
DL- Entgelt



* im Planwertmodell - Vorzeichen definiert die Pfeilrichtung und damit Zahlungsrichtung

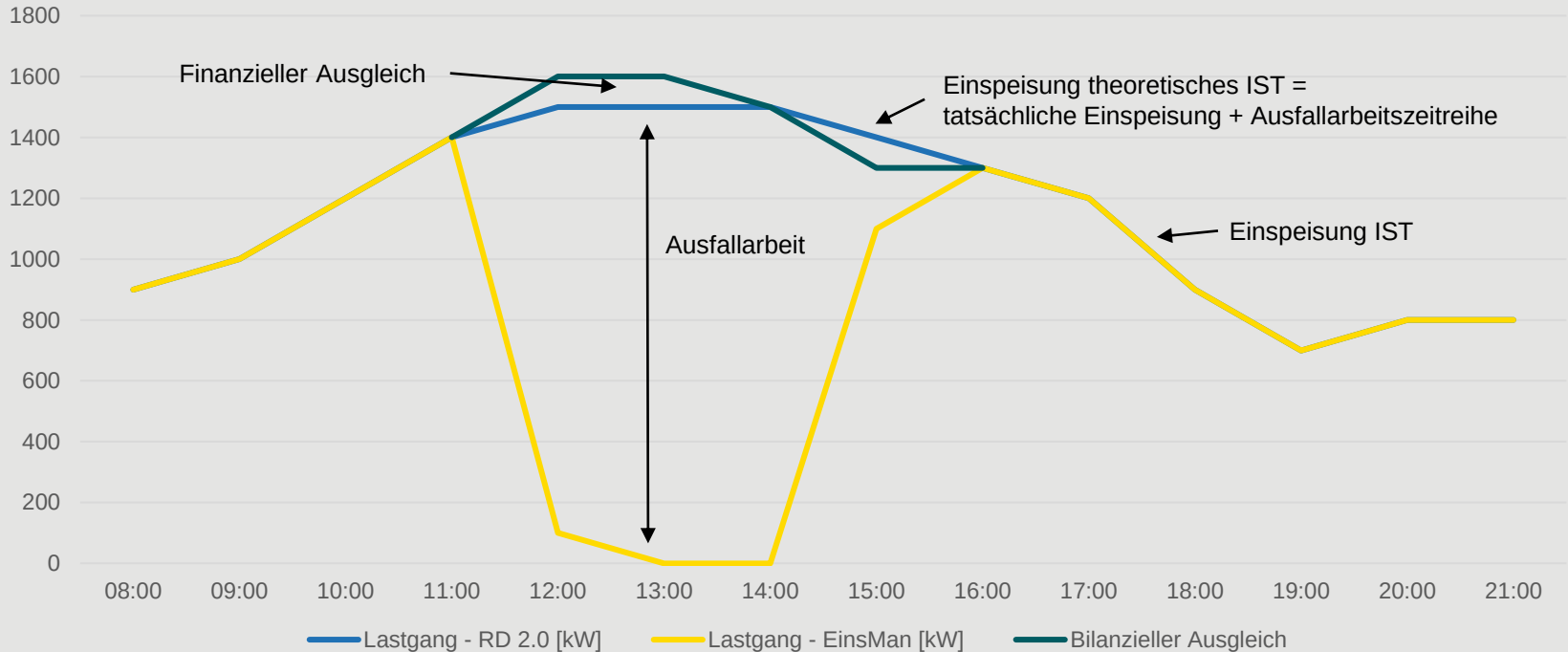
Ein(s)man Abrechnung:



-  Bilanzieller Ausgleich
-  Finanzieller Ausgleich
-  Finanzieller Ausgleich (über AB)*

DV: Direktvermarkter
NB: Netzbetreiber
AB: Anlagenbetreiber

Finanzieller Ausgleich



Einspeisemanagement vs. RD 2.0

- Ausfallvergütung

	Einspeisemanagement	Redispatch 2.0
Vergütung der Ausfallarbeit	- NB vergütet anzulegenden Wert (Marktpremie + mtl. Marktwert) - DV zahlt keine Vergütung	- NB zahlt nur die Marktpremie für Ausfallarbeit - Vergütung durch DV ist möglich (Marktwert für Ausfallarbeit abzgl. DL-Entgelt)
Berechnung/Bewertung des Parkspezifischen Marktwerts	- Exklusive Ausfallarbeit → Abregelung verursacht Marktwerteffekt durch i.d.R. niedrigen Spot-Preis	- Inkl. Ausfallarbeit = theoretische Ist-Einspeisung → RD-Maßnahme ist Ergebnis neutral gegenüber keiner Maßnahme

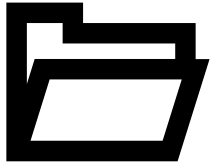
Einspeisemanagement vs. RD 2.0

Komponente	Einspeisemanagement	Redispatch 2.0
Marktpremie	NB zahlt in Höhe Theoretisches IST	NB zahlt in Höhe Theoretisches- IST
Marktwert	NB zahlt in Höhe der Ausfallarbeit DV zahlt in Höhe der Allokation	DV zahlt in Höhe Theoretisches- IST
DL-Entgelt	DL-Entgelt +/- Marktwerteffekt aufgrund Ein(s)man	DL-Entgelt
Summe	Anzulegender Wert in Höhe Theoretisches IST + DL-Entgelt +/- Marktwerteffekt aufgrund Ein(s)man	Anzulegender Wert in Höhe Theoretisches IST+ DL-Entgelt +/-
Fazit	EinsMan erzeugt Mitnahmeeffekte durch Anhebung der Marktwerte	RD-2.0-Maßnahmen haben keinen Einfluss auf den Marktwert

Welche Verpflichtungen hat der Anlagenbetreiber?



Folgende Daten benötigen die Netzbetreiber vom Betreiber

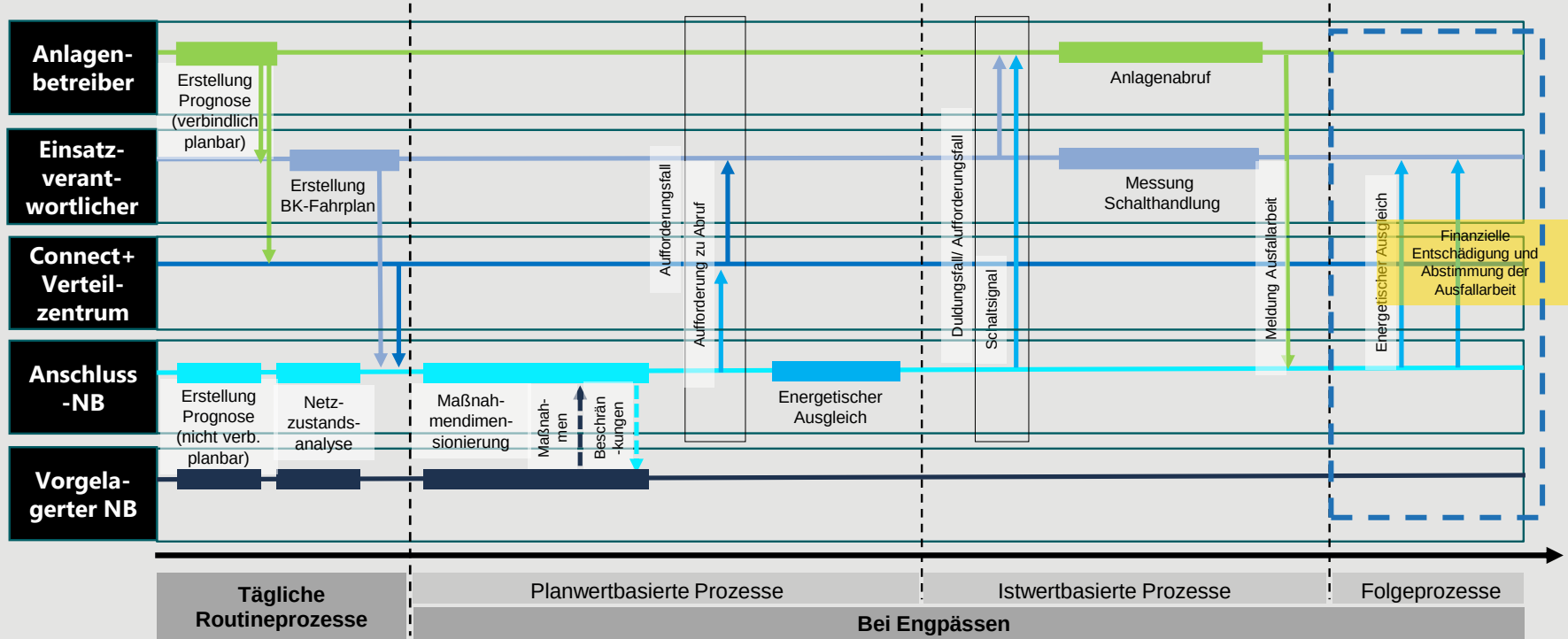


	Prognosemodell	Planwertmodell
Stammdaten	ja	ja
Planungsdaten	nein	ja
Nichtbeanspruchbarkeiten	ja	ja
Echtzeitdaten (60sec.)	ja	ja

Informationspflichten gemäß BK6-20-061 für SEE

Stammdaten	Planungsdaten im Planwertmodell	Nichtbeanspruchbarkeiten	Echtzeitdaten
● Fahrbare Mindest-Erzeugungswirkleistung ● Identifikator technische Ressource ● Identifikator steuerbare Ressource ● Abfahrzeit ausgehend von PROD_Min bis zur Netztrennung ● Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung) ● Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min ● Art der technischen Steuerbarkeit ● Bearbeitungszeit beim EIV	● Wert Produktion (PROD) ● Mindestleistung Produktion (Pmin) ● Beanspruchbare Leistung Produktion (Pmax) ● Dargebotsleistung (Pdar) ● Positives Redispatchvermögen (+RDV) ● Negatives Redispatchvermögen (-RDV) ● Positive Primärregelleistung (+PRL) ● Negative Primärregelleistung (-PRL) ● Positive Sekundärregelleistung (+SRL) ● Negative Sekundärregelleistung (-SRL) ● Positive Minutenreserveleistung (+MRL) ● Negative Minutenreserveleistung (-MRL) ● Positive Besicherungsleistung (+BES) ● Negative Besicherungsleistung (-BES)) ● Positiver Redispatchabruf (+RDA) ● Negativer Redispatchabruf (-RDA) ● Kosten nicht-EEG vergüteter Anlagen	● Nichtbeanspruchbarkeiten ● Im Prognosemodell: Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung durch Anlagenbetreiber/BKV bei PV/Wind (marktbasierende Abregelung)	● Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.) ● Wirkleistung

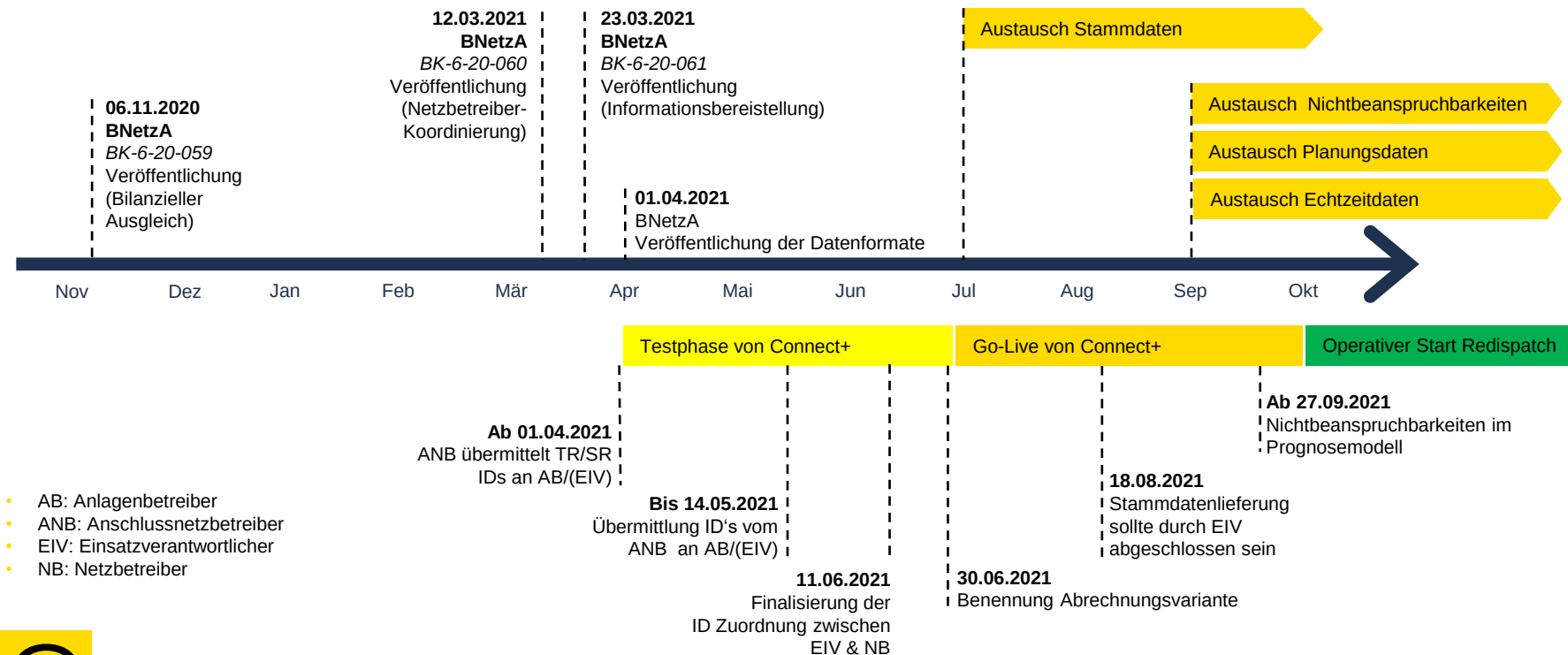
Prozessfluss unter RD 2.0



Abstimmung der Ausfallarbeit erfolgt gemäß MaBIS

Zeitstrahl

Fristen gemäß Anwendungshilfe Einführungsszenario Redispatch 2.0 des bdew



- AB: Anlagenbetreiber
- ANB: Anschlussnetzbetreiber
- EIV: Einsatzverantwortlicher
- NB: Netzbetreiber



Wer Einsatzverantwortlicher wird, sollte möglichst frühzeitig durch den Anlagenbetreiber festgelegt werden.

Verpflichtungen der Anlagenbetreiber gemäß BK6-20-059/(-061) und Einführungsszenario

Einsatzverantwortlicher (EIV)

Festlegungen und Prüfungen	Verbindliche Daten-Lieferungen an ANB	Ggf. Übernahme der Steuerung
✓ Prüfung der TR-IDs /SR-IDs ab spätestens 14.05.2021, ggf. Einspruch ✓ Festlegung des Bilanzierungsmodells (Prognosemodell vs. Planwertmodell) ✓ Festlegung der Abrufvariante (Duldungsfall vs. Aufforderungsfall)	✓ Stammdaten ab dem 01.07.2021 ✓ Planungsdaten im Planwertmodell ab dem 01.09.2021 ✓ Nichtbeanspruchbarkeiten ab dem 01.09.2021	✓ Im Aufforderungsfall übernimmt der Einsatzverantwortliche die Steuerung Ihrer Anlage

Betreiber der technischen Ressource (BTR)

Echtzeitdaten	Abrechnung
✓ Echtzeitdaten vor dem 01.10.2021 ✓ Marktbasierte Abregelungen im Prognosemodell ✓ Wirkleistung ✓ Festlegung der Abrechnungsvariante (Spitz, Spitz-Light, Pauschal) bis 30.06.2021	✓ Im Planwertmodell Bestimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit Festlegungen ✓ Bestimmung des EIV vor dem 01.07.2021 ✓ Klärung der Prozesse vor dem 01.07.2021 ✓ Bestimmung des BTR vor dem 01.10.2021



Zusätzliche Datenlieferungsverpflichtungen sind die wesentliche Änderung für Anlagenbetreiber im Rahmen von Redispatch 2.0.



Welche Leistungen übernimmt Vattenfall?

Leistungen von VET

VET übernimmt folgende Pflichten des Anlagenbetreibers

- Übernahme der **EIV-Rolle bis 30.06.21**
 - Stammdatenlieferung an DataProvider
 - Erstellung der Prognosen und Planungsdatenlieferung
 - Übermittlung der Nichtbeanspruchbarkeiten
 - Abstimmung Abrechnungsverfahren
- Ggf. Echtzeitdaten-Übermittlung
- Ggf. Berechnung und Prüfung der Ausfallarbeit gegenüber dem Netzbetreiber

Verbleibende Pflichten des Anlagenbetreibers

- Festlegung eines EIV
- Prüfung SR-IDs in Abstimmung mit Vattenfall
- Ggf. Echtzeitdaten-Übermittlung
- Ggf. Berechnung/Prüfung der Ausfallarbeit

Als EIV unterstützen wir Sie bei der Wahl zwischen

- Prognose- bzw. Planwertmodell
- Duldungs- bzw. Aufforderungsfall
- Pauschal-, Spitz- & Spitz-Light-Abrechnung

