

**27. Windenergietage von Spreewind
07.11.2018, Van der Valk, Ressort Linstow**

Vermarktungsoptionen von Windstrom: vom PPA bis zum regionalen Ökostromprodukt

Dipl.-Ing. Josef Werum
in.power GmbH, Mainz



Dipl.-Ing. Josef Werum

- Jahrgang 1967
- Studium der Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik und Aufbaustudium Energiewirtschaft
- Zehn Jahre bei Hessischer Elektrizitäts-AG, (heute entega AG) in Darmstadt tätig, sechs Jahre davon im Vorstand der Ökostromtochter NaturPur Energie AG
- Seit 2002 Dozent an der Hochschule Darmstadt im Bereich Regenerative Energien und Elektrizitätswirtschaft
- gemeinsame Gründung von in.power im Juli 2006 mit Matthias Roth

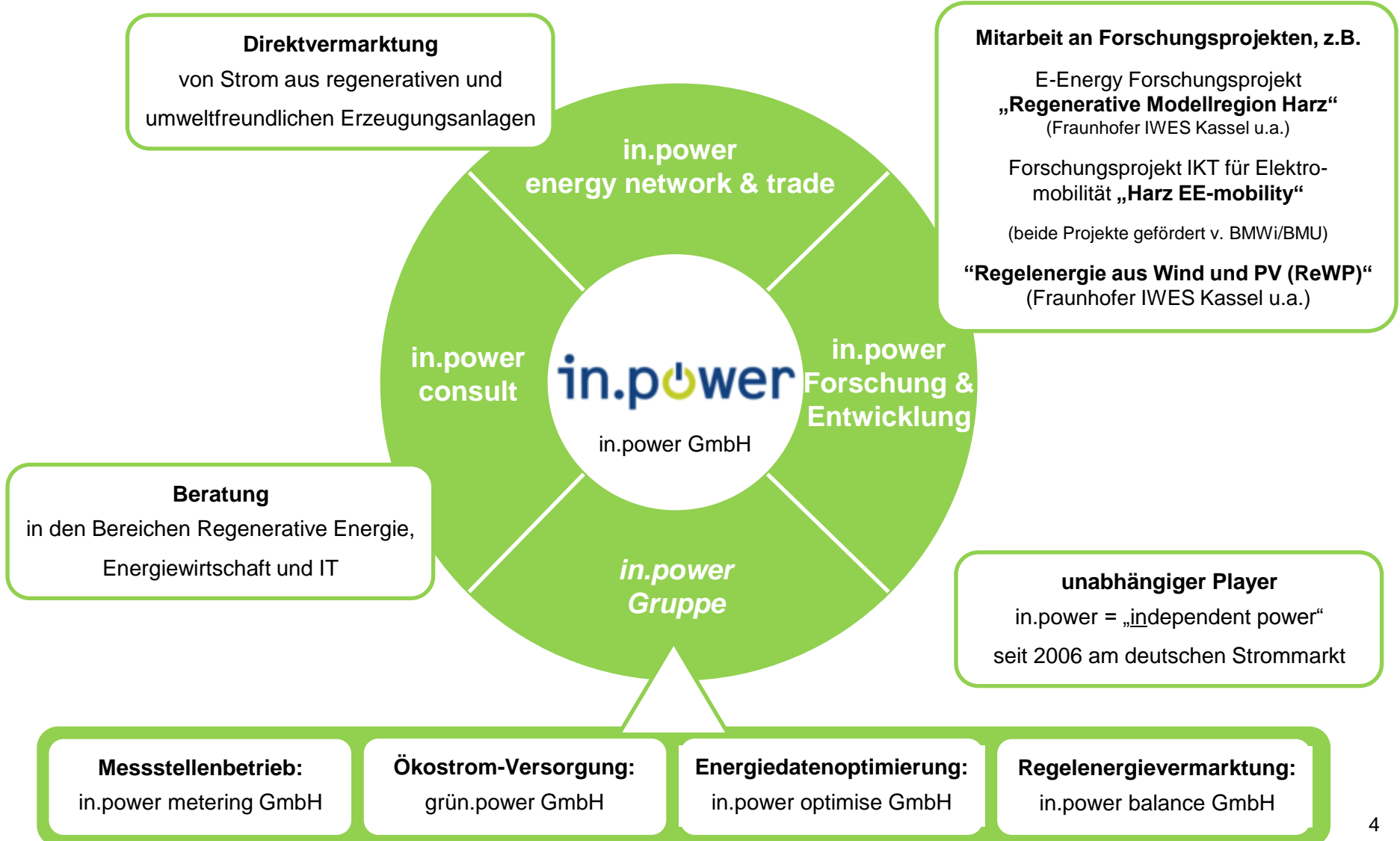


in.power

will neue Wege in der Energieversorgung aufzeigen und diese mit Partnern realisieren

Langfristiges Ziel von in.power ist es, ein
100% regeneratives und umweltfreundliches Energiesystem
in Deutschland zu schaffen

Bereits heute sind Strukturen notwendig, die die Kräfte der Natur besser in die vorhandene Infrastruktur integrieren.
in.power entwickelte bereits vor über 11 Jahren das Konzept des Virtuellen Kraftwerks weiter zum "realen" in.power energy network
und schafft somit erstmals eine bundesweite Plattform zur Koordination von Energieerzeugung und Verbrauch



Direktvermarktung
von Strom aus regenerativen und
umweltfreundlichen Erzeugungsanlagen

Mitarbeit an Forschungsprojekten, z.B.

E-Energy Forschungsprojekt
„**Regenerative Modellregion Harz**“
(Fraunhofer IWES Kassel u.a.)

Forschungsprojekt IKT für Elektro-
mobilität „**Harz EE-mobility**“
(beide Projekte gefördert v. BMWi/BMU)

„**Regelenergie aus Wind und PV**
(ReWP)“
(Fraunhofer IWES Kassel u.a.)

in.power
energy network & trade

in.power
consult

in.power
in.power GmbH

in.power
Forschung & Entwicklung

in.power
Gruppe

Beratung
in den Bereichen Regenerative Energie,
Energiewirtschaft und IT



...
?
...
?

unabhängiger Player
in.power = „independent power“
seit 2006 am deutschen Strommarkt

Messstellenbetrieb:
in.power metering GmbH

Ökostrom-Versorgung:
grün.power GmbH

Energiedatenoptimierung:
in.power optimise GmbH

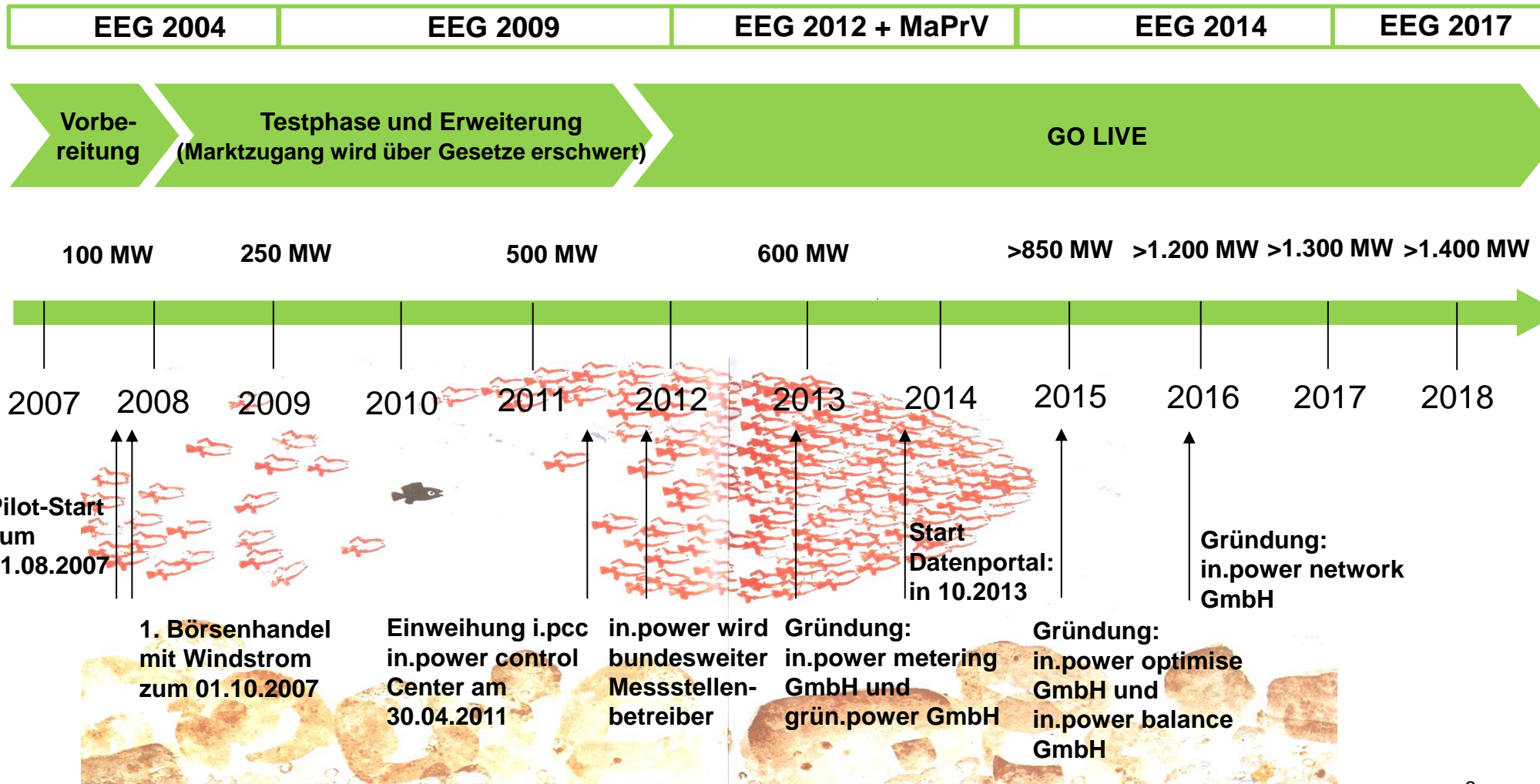
Regelenergievermarktung:
in.power balance GmbH

**Joint Venture
Plattform:**
in.power network GmbH

in.power energy network

Entstehungsgeschichte – Zeitstrahl

in.power



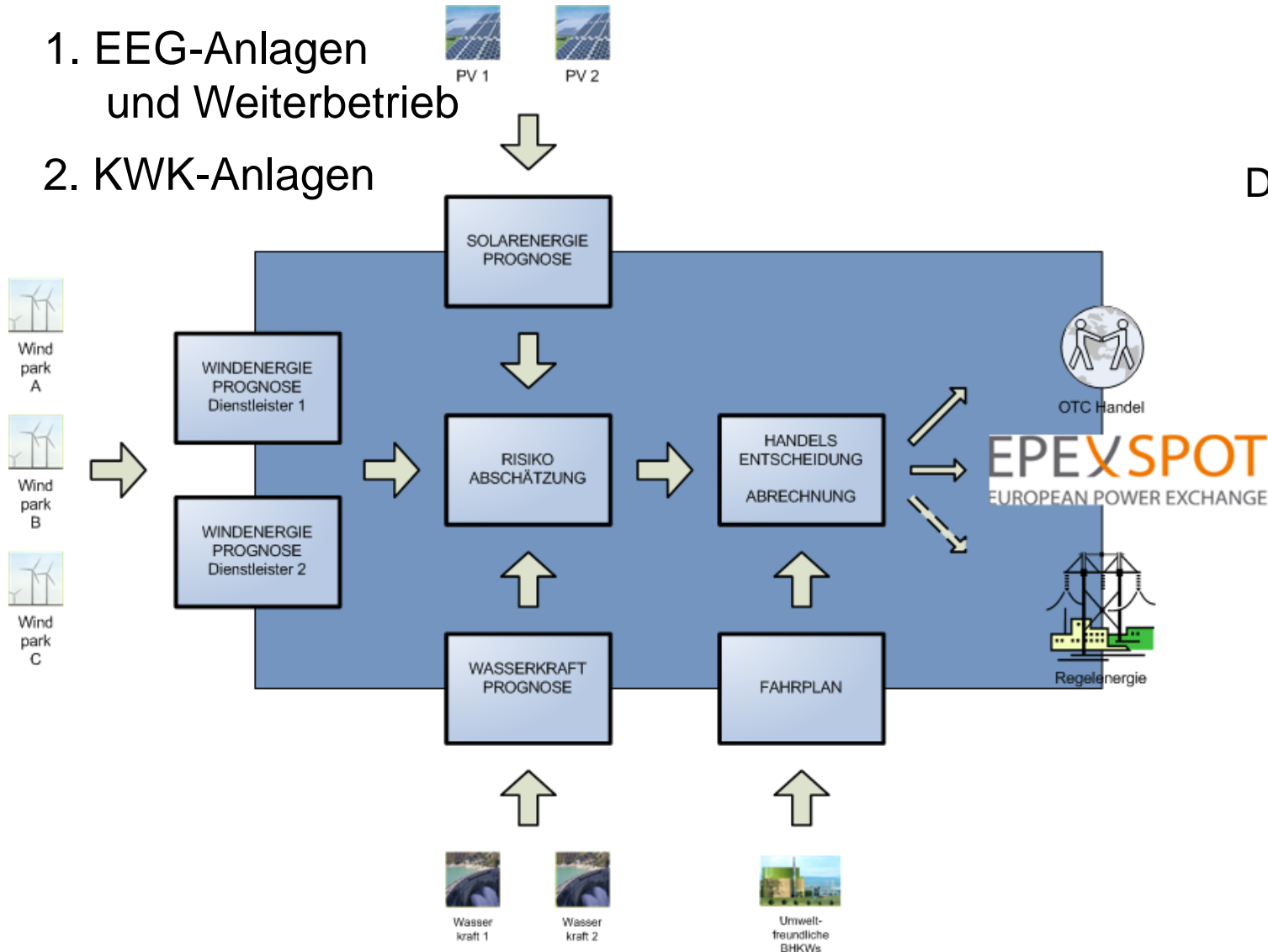
Akteure der Energiewende

in.power



Virtuelles Kraftwerk: Kernprozess

1. EEG-Anlagen und Weiterbetrieb
2. KWK-Anlagen



Dienstleistungen für:

grün.power

BÜRGERWERKE
ENERGIE IN GEMEINSCHAFT

max.power

Green City Energy

...
... ?

Direktvermarktungsformen



Aktuelle Zahlen*:

Marktprämie

(geförderte Direktvermarktung):

73.924,61 MW

(Stand: November 2018)

„sonstige Direktvermarktung“

(ungeförderte Direktvermarktung“)

286,41 MW

(Stand: November 2018)

aktuelles Verhältnis:

258 : 1 (ca. 4 Promille)

* https://www.netztransparenz.de/portals/1/Direktvermarktung-Uebersicht_November2018_inkl_AV.pdf

Alternative Vermarktungsmodelle am Bsp. Weiterbetrieb von WKA

in.power

1. Stromvermarktung
über Strombörse



Direktvermarkter



2. Stromvermarktung
an Endkunden
(über eigene Leitung)



Direktvermarkter/
Vertriebsgesellschaft



3. Stromvermarktung
an Endkunden
(über öffentliches
Netz)



Direktvermarkter/
Vertriebsgesellschaft



4. Gasvermarktung an
Endkunden
(Power to Gas)



Direktvermarkter/
Vertriebsgesellschaft



5. Speicherung/
Flexibilisierung



Direktvermarkter

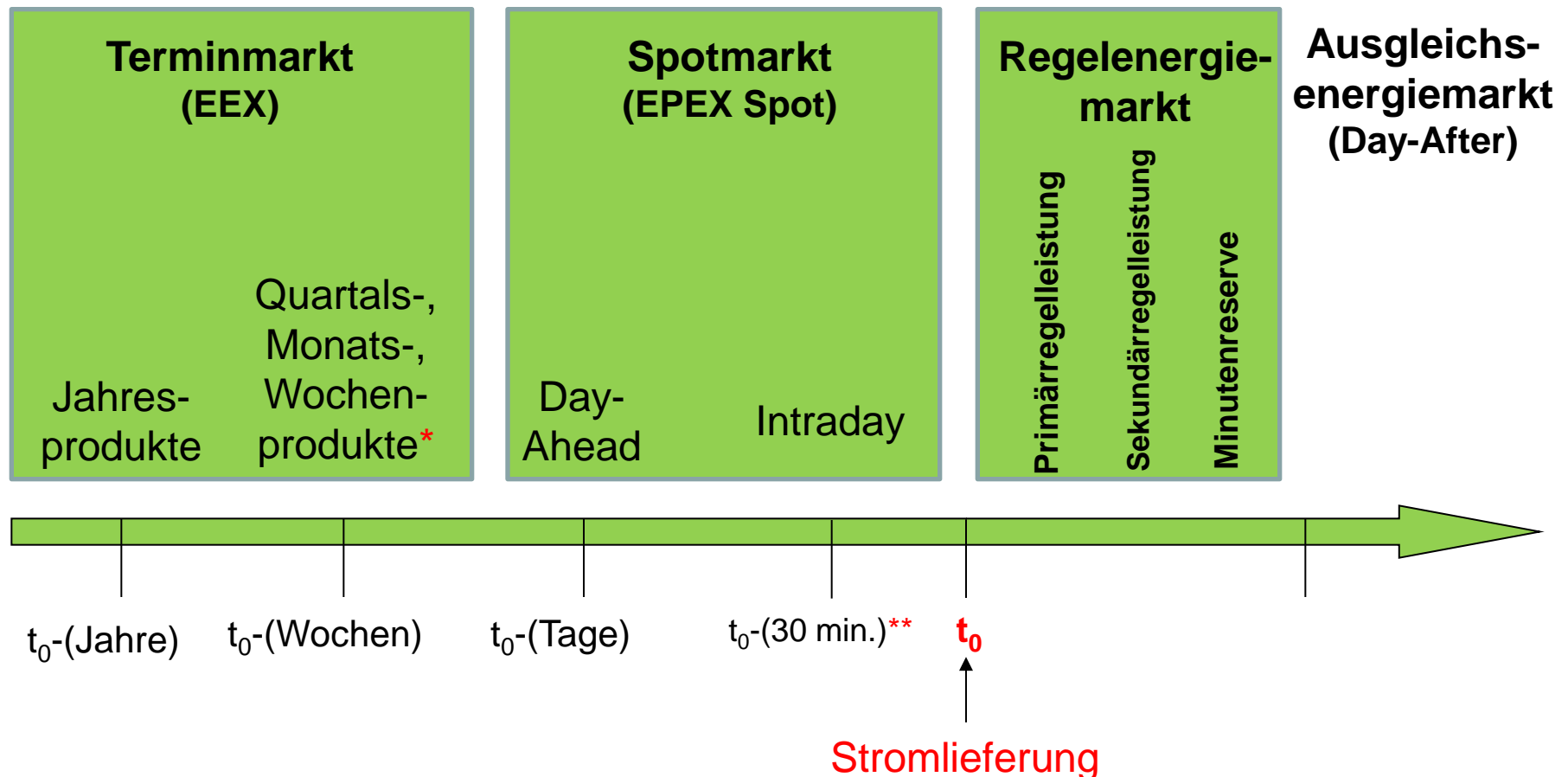


Power Purchase Agreements (PPA)



- Definition:
Langfristiger Stromliefervertrag der direkt zwischen Anlagenbetreiber (Verkäufer) und Stromabnehmer (Käufer) geschlossen wird.
- Im Vertrag wird die Stromlieferung geregelt und der Preis definiert. Die Stromlieferung muss von Menge und Profil nicht im voraus bekannt sein (Wind, PV etc. möglich).

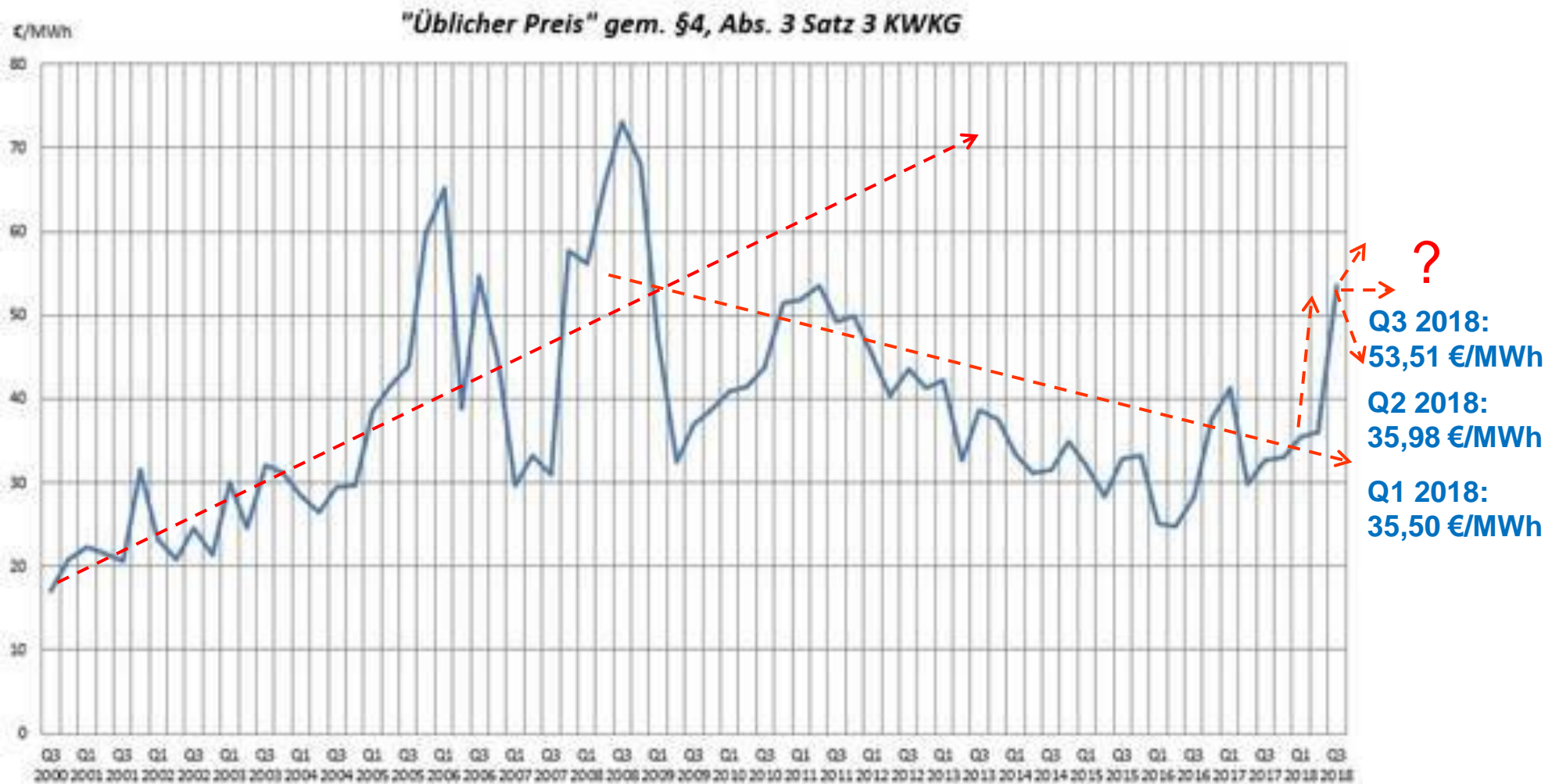
Stromhandelsplätze in Deutschland und deren zeitlicher Rahmen



- seit 19.09.2012 auch Tages- und Wochenend-Futureprodukte

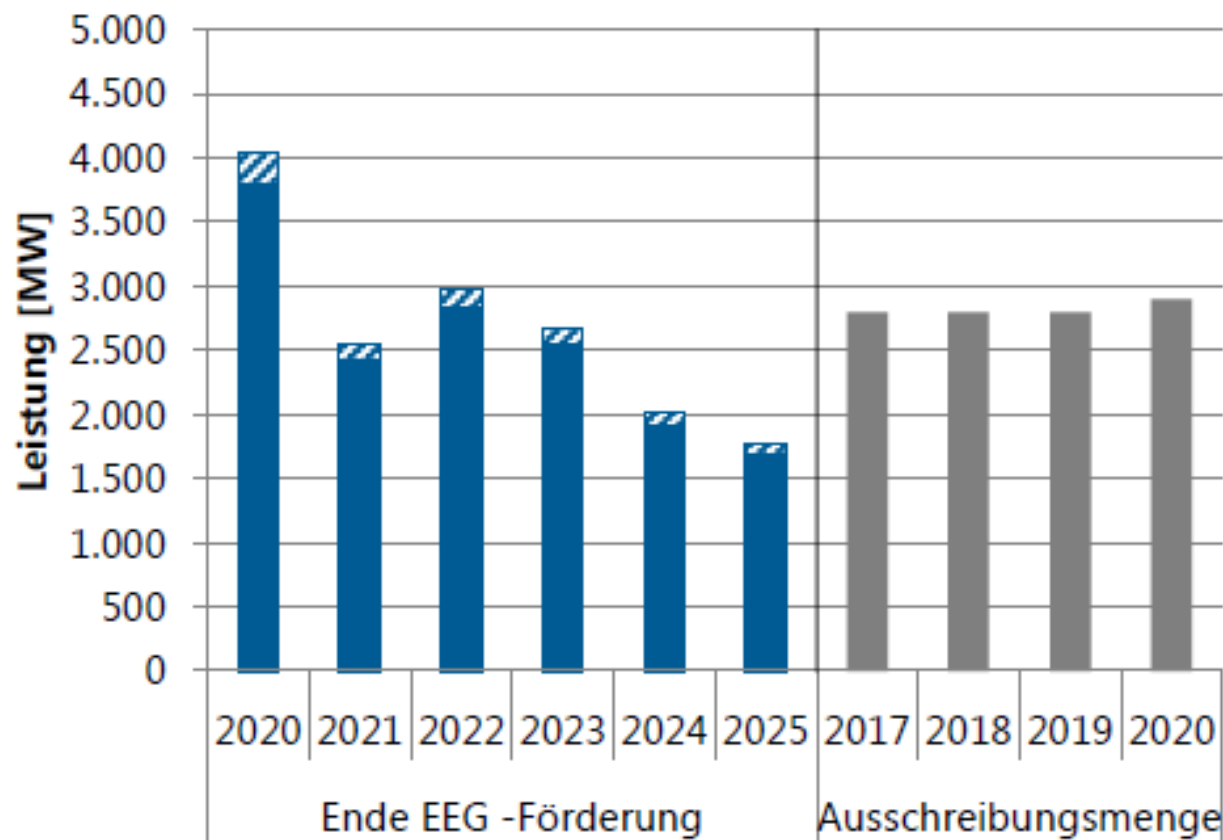
** seit Mitte Juli 2015 wurde die Vorlaufzeit im Intraday von 45 min. auf 30 min. abgesenkt

Börsenpreise schwanken deutlich



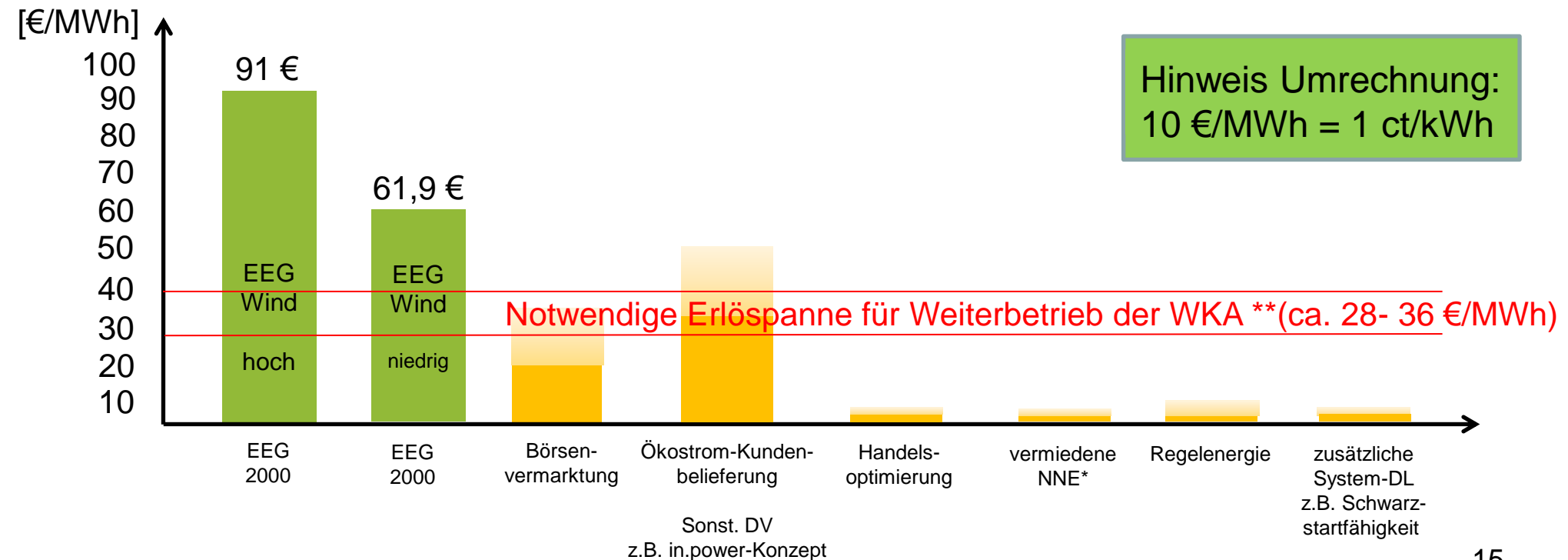
Altanlagenleistung mit Ende der EEG-Förderung + Ausschreibung

Altanlagenleistung mit Ende der EEG-Förderung und Ausschreibungsmengen



Beispiele für Vermarktungsmöglichkeiten nach Ende des EEG

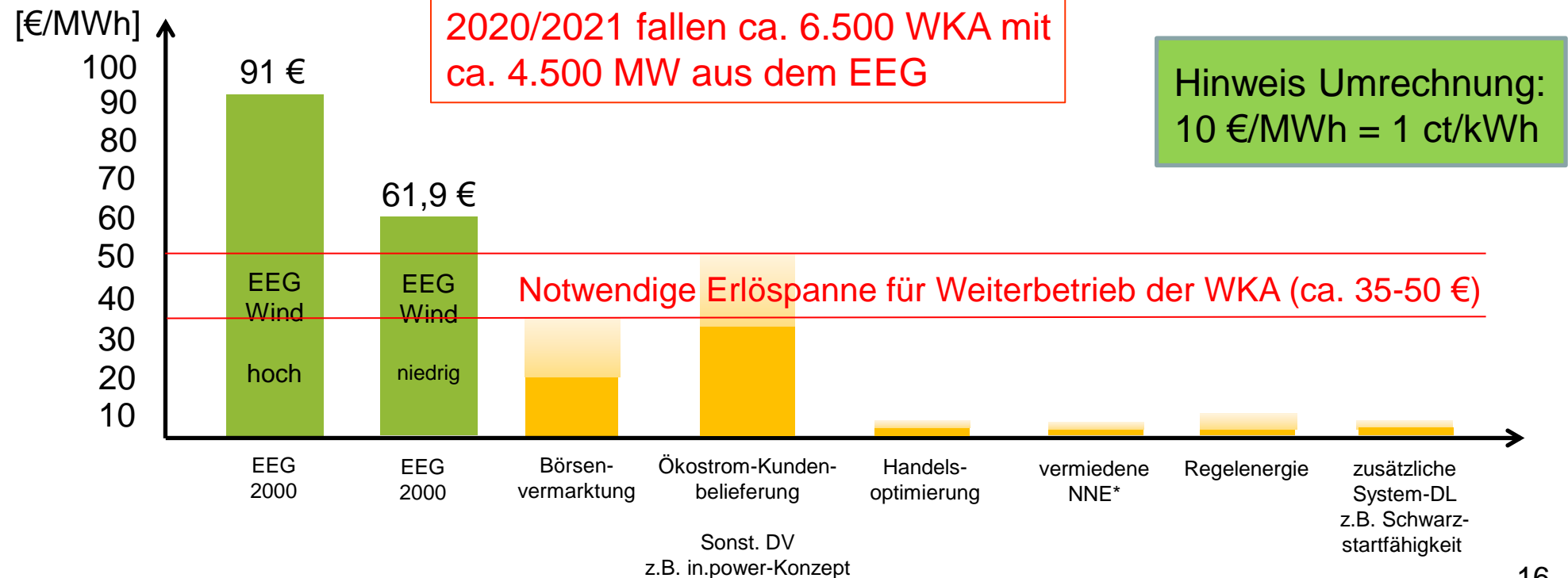
- In diesem Beispiel wurden nach EEG 2000 geförderte WKA betrachtet
- Die Direktvermarktung in Endkundenportfolien z.B. Kundenbelieferung als regionaler Ökostrom über „sonstige DV“ erzielt beim aktuell rel. niedrigen Marktpreis momentan die höchsten Erlöse (Problem: aktuell Nischenmarkt)



* vermiedene NNE: vermiedene Netznutzungsentgelte, ** BWE/Deutsche WindGuard, 5/2018

Beispiele für Vermarktungsmöglichkeiten nach Ende des EEG

- In diesem Beispiel wurden nach EEG 2000 geförderte WKA betrachtet
- Die Direktvermarktung in Endkundenportfolien z.B. Kundenbelieferung als regionaler Ökostrom über „sonstige DV“ erzielt beim aktuell rel. niedrigen Marktpreis momentan die höchsten Erlöse (Problem: aktuell Nischenmarkt)

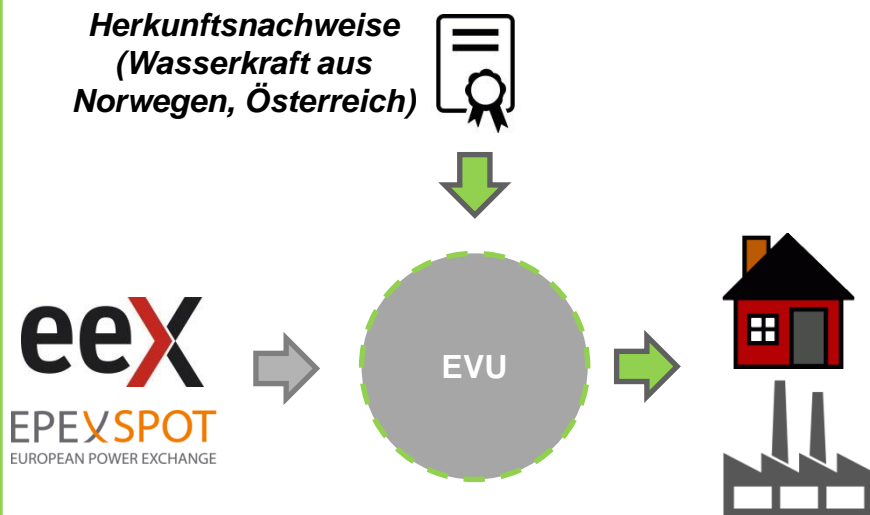


* vermiedene NNE: vermiedene Netznutzungsentgelte

„Konventioneller“ Ökostromanbieter vs. regionales in.power-Konzept

in.power

„konventioneller“ Ökostrom-Anbieter



- i.d.R. Kauf von Graustrom an der Börse
- i.d.R. „Green-Washing“ durch Einkauf günstiger Zertifikate aus Wasserkraft
- i.d.R. keine Einbindung von fluktuierenden EEG-Erzeugern
- i.d.R. keine Entlastung der EEG-Umlage

in.power-Konzept

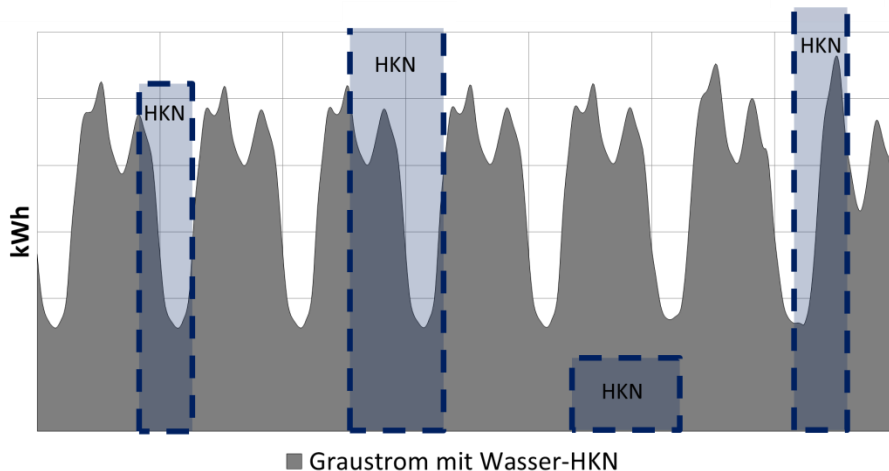


- direkte Lieferverträge mit den Anlagenbetreibern
- Einbindung von fluktuierenden EEG-Erzeugern
- Entlastung der EEG-Umlage
- Kunde steuert in welche Erzeugungsanlagen sein Geld fließt

Zeitgleichheit: „Konventioneller“ Ökostromanbieter vs. in.power-Konzept

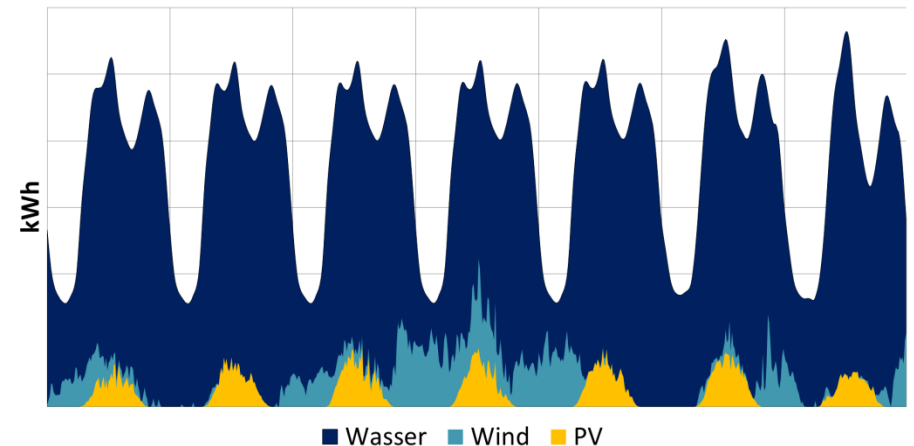
in.power

„konventioneller“ Ökostrom-Anbieter



- Ökostrom-Kennzeichnung auch ohne Zeitgleichheit
- Herkunftsnachweise können zu beliebigen Zeitpunkten erzeugt worden sein
- konventionelle Kraftwerke notwendig

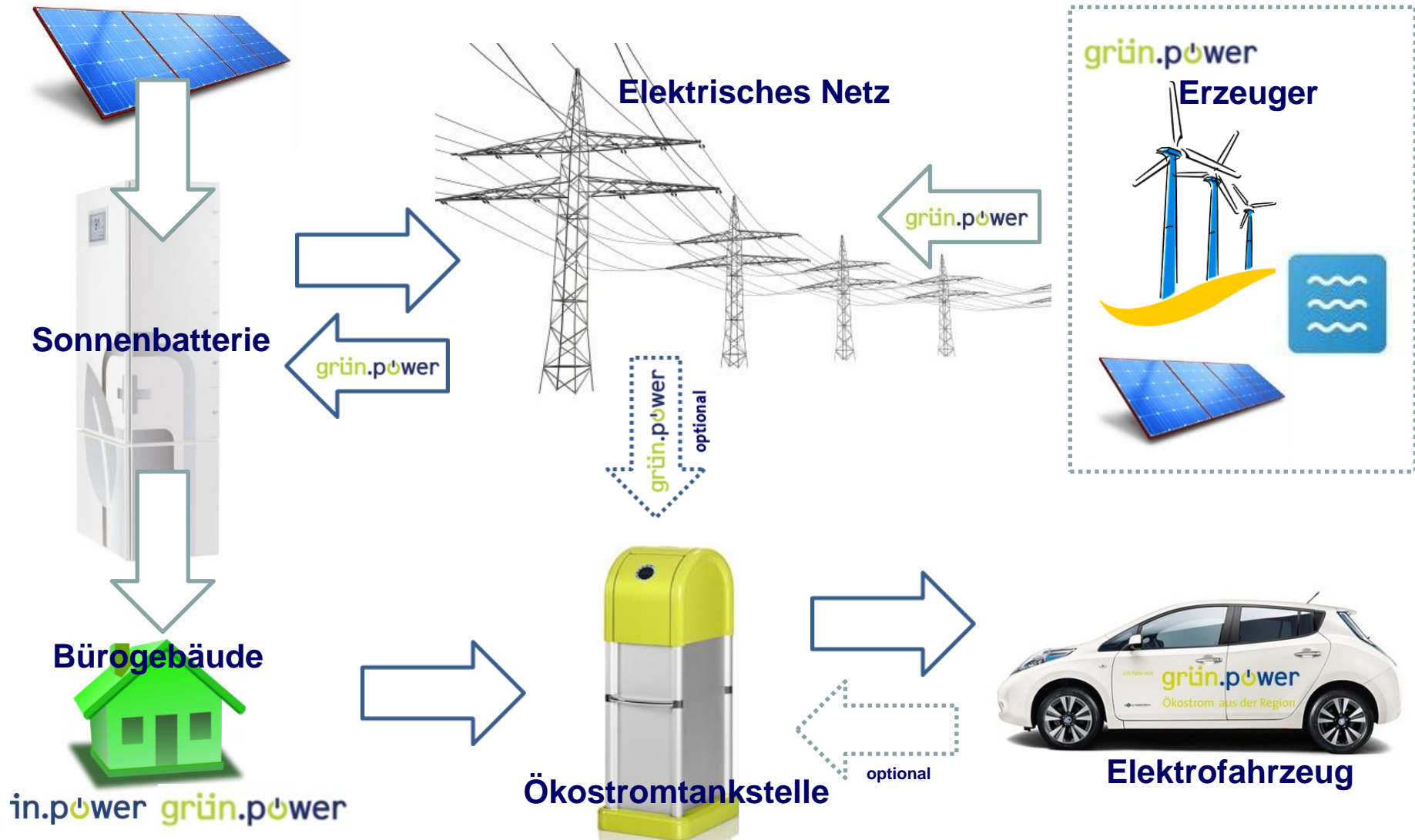
in.power-Konzept



- zu jeder ¼-Stunde zeitgleiche Vollversorgung mit Strom aus regionalen bzw. deutschen EE-Erzeugungsanlagen
- keine konventionellen Kraftwerke mehr notwendig

Nachhaltiges Ökostromkonzept von in.power/grün.power

in.power



Neue Innovationen Speicherung und Flexibilität

in.power



Hemmnisse der Energiewende...



- Erneuerbare Energien sind mittlerweile günstiger als der Bau neuer konventioneller Kraftwerke und benötigen keine Brennstoff-Importe.
- Deutschland ist keine „Kupferplatte“. Wir haben ein Stromüberangebot im Norden und einen Strommangel in der Mitte und im Süden Deutschlands. Der Stromnetzausbau stockt seit längerer Zeit. Für sog. „Redispatch-Kosten“ mussten im vergangenen Jahr ca. 1,4 Mrd. € ausgegeben werden.
- Erneuerbare Energien sollten, in der Mitte und im Süden Deutschlands verstärkt eingesetzt werden, um in den Verbrauchsregionen zu produzieren und gleichzeitig Kosten für Redispatch einzusparen.

Notwendige Änderungen und Ausblick I



- Strom aus EE Anlagen tatsächlich den Vorrang geben
- Ausbau EE und Reduzierung von konventionellen Kraftwerken
- Aktuell gibt es seitens des EEG bzw. der Politik keinen monetären Anreiz „regionale Ökostromprodukte“ anzubieten.
- Das **in.power-Modell** der „sonstigen Direktvermarktung“ könnte z.B. mit einer **Stromsteuer-Reduzierung** für Anbieter und Kunden attraktiver gestaltet werden. So könnte die Stromsteuer von 2,05 ct/kWh (netto) um z.B. 1,55 ct/kWh auf 0,5 ct/kWh (netto) gesenkt werden. Dies würde die EEG-Umlage entlasten und gleichzeitig den Weiterbetrieb unterstützen.

Die EU ließe diesen Spielraum zu.

Weiterbetrieb nach 2020

in.power

Erlöse für die Zeit nach dem EEG – kümmern Sie sich schon heute!

in.power

2020/2021



- Starten Sie bereits jetzt bei uns mit der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell
- Nutzen Sie die kostengünstige Umsetzung der Fernsteuerbarkeit durch in.power metering
- Sammeln Sie mit uns bereits heute notwendige Erfahrungen für die Zeit nach dem EEG

Wir vermarkten Ihren Windstrom im Anschluss an die EEG-Förderung z.B. als **regionalen Ökostrom** an Endkunden. So erzielen Sie zusätzlich zum Marktpreis attraktive Mehrerlöse.
Informieren Sie sich jetzt!

www.inpower.de
kontakt@inpower.de

in.power GmbH | An der Fahrt 5 | 55124 Mainz | telefon +49 6131 696 57-0 | telefax +49 6131 696 57-29

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Stand: 2018-11-07

in.power GmbH
Geschäftsführung
Dipl.-Ing. Josef Werum und Dipl.-Inf. Matthias Roth
An der Fahrt 5 | 55124 Mainz

Telefon: +49 6131 – 696 57-0
josef.werum@inpower.de
matthias.roth@inpower.de
www.inpower.de

Backup



Stand: 2018-11-07

in.power GmbH
Geschäftsführung
Dipl.-Ing. Josef Werum und Dipl.-Inf. Matthias Roth
An der Fahrt 5 | 55124 Mainz

Telefon: +49 6131 – 696 57-0
josef.werum@inpower.de
matthias.roth@inpower.de
www.inpower.de

Wartungs- und Instandhaltungskonzepte

Wartungs- und Instandhaltungskonzepte			
	„Fortsetzung Konzept aus 2. Dekade“	„Optimiertes Konzept“	„Low Budget-Konzept“
Weiterbetriebsstrategie	Längerfristig ausgelegter Weiterbetrieb mit Fortsetzung der Betriebsstrategie der zweiten Betriebsdekade; Bildung von Reparaturrücklagen	Auf mehrere Jahre ausgelegter Weiterbetrieb, mit zustandsorientierten Maßnahmen zur möglichst langen Erhaltung der Anlage; Durchführung von kleineren bis mittleren Reparaturen	Betrieb bis zum ersten relevanten Schadensfall unter Aufwendung der Minimalkosten ohne Rücklagenbildung, Schwerpunkt auf Standsicherheit
Außerbetriebnahme	Bei Großkomponentenschaden; ansonsten nach Ende der Restlebensdauer	Bei größerem Schaden, insbesondere Großkomponentenschaden	Bei relevantem Schadenseintritt
Kostenannahme	1,4 – 1,8 ct/kWh	1 - 1,4 ct/kWh	0,6 - 1 ct/kWh

Weitere relevante Kostenbestandteile

Weitere relevante Kostenbestandteile	Kostenannahme
Pachten (Nutzungsentgelte)	0,40 ct/kWh
Kaufmännische und Technische Betriebsführung	0,36 ct/kWh
Versicherungen	0,07 ct/kWh
Sonstige Kosten	0,13 ct/kWh
Summe weitere Bestandteile	0,96 ct/kWh

Mittelwerte zum Einnahmenbedarf Weiterbetrieb (ct/kWh)



Kostenposition (Mittelwerte)	Einnahmenbedarf Weiterbetrieb (ct/kWh)		
	„Fortsetzung Kon- zept aus 2. Dekade“	„Optimiertes Konzept“	„Low Budget- Konzept“
Wartung und Instandhaltung	1,6	1,2	0,8
Weitere Betriebskosten	0,96		
Kosten im Zuge Weiterbetriebserlaubnis	0,33		
Mindestrendite-Erwartung	0,75		
Summe nach Strategie	3,6	3,2	2,8