

**BWE-Seminar: „Weiterbetrieb von Windkraftanlagen“
11.01. und 12.01.2017, Crowne Plaza Hamburg**

Erlöse für die Zeit nach dem EEG – Was passiert nach 2020?

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



- Über in.power
- Direktvermarktung - vom Pilotprojekt zum Marktmodell
- Marktprämie und „sonstige Direktvermarktung“
- Exkurs: Stromhandel an der Strombörse und Regelenergie
- Vermarktungsmöglichkeiten für die Zeit nach dem EEG:
 - Wie errechnen sich die Erlöse bei der Vermarktung?
- Das grün.power Konzept
- Projektbeispiel: regionales Grünstromprodukt für das Rhein-Main-Gebiet bzw. Rheinland-Pfalz
- Ausblick

Dipl.-Ing. Josef Werum

- Jahrgang 1967
- Studium der Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik und Aufbaustudium Energiewirtschaft
- Zehn Jahre bei Hessischer Elektrizitäts-AG tätig, sechs Jahre davon im Vorstand der Ökostromtochter NaturPur Energie AG (bis 31.12.2005)
- Seit 2002 Dozent an der Hochschule Darmstadt im Bereich Regenerative Energien und Elektrizitätswirtschaft
- Eigene Unternehmensberatung seit Januar 2006
- gemeinsame Gründung von in.power im Juli 2006 mit Matthias Roth



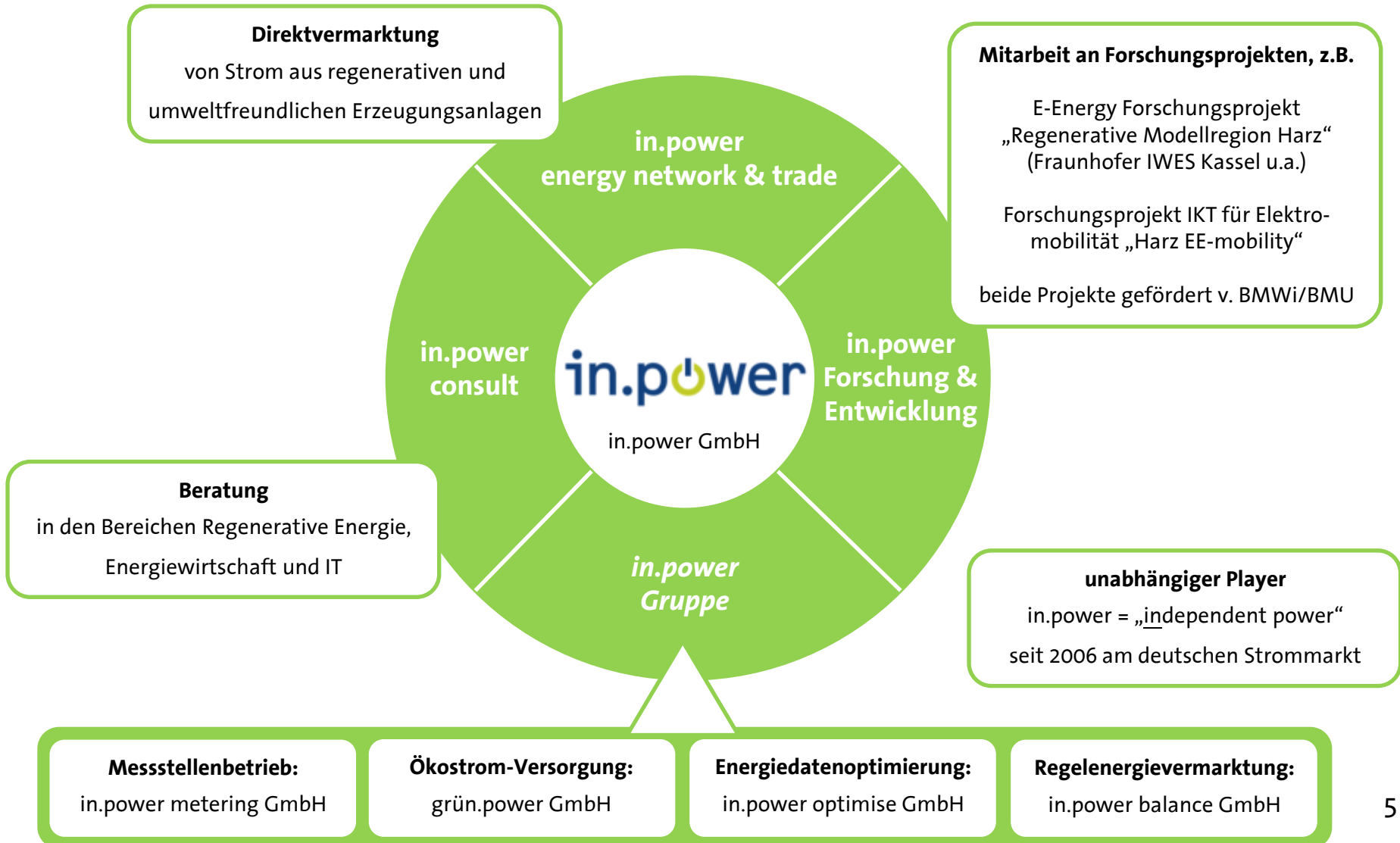
in.power – Die Vision

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 10 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

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

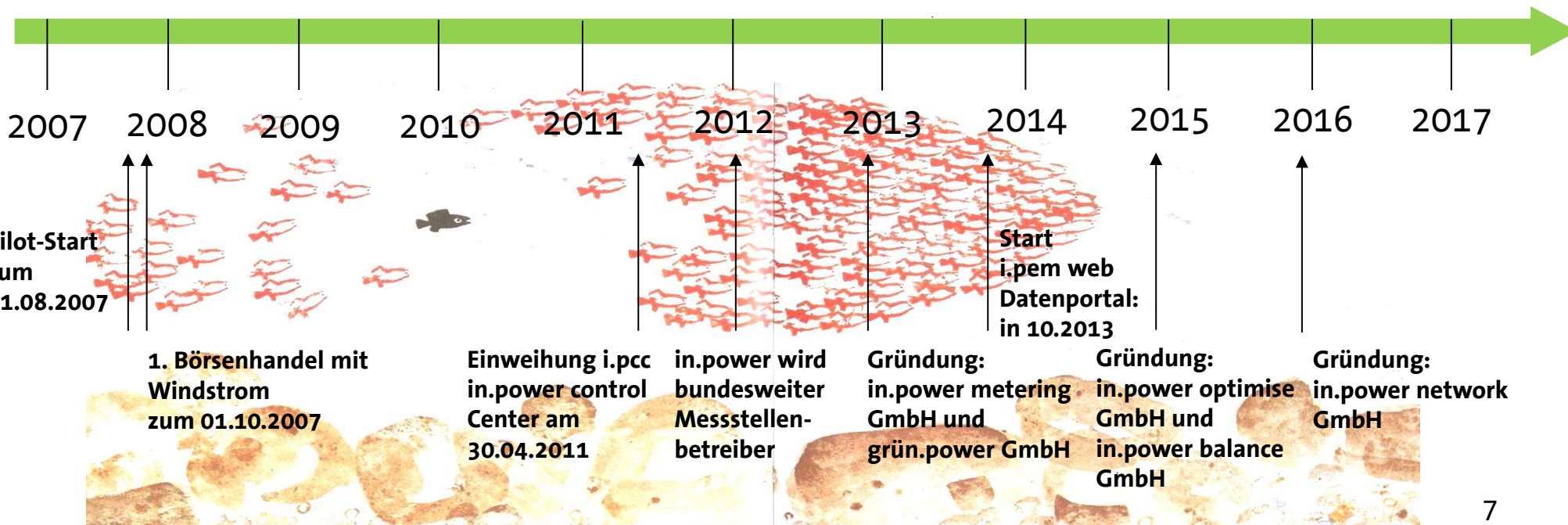
in.power energy network

Entstehungsgeschichte – Zeitstrahl

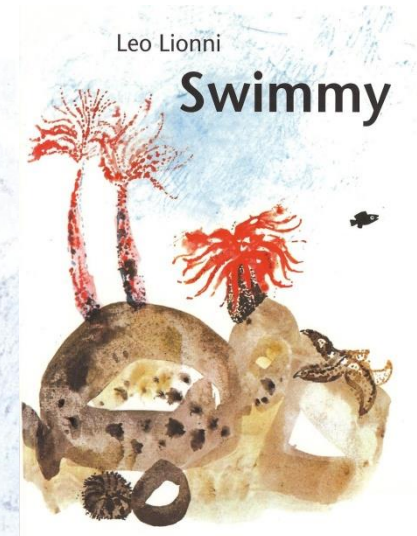
EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012 + MaPrV	EEG 2014	EEG 2017
----------	----------	------------------	----------	----------



100 MW 250 MW 500 MW 600 MW >850 MW >1.200 MW >1.300 MW



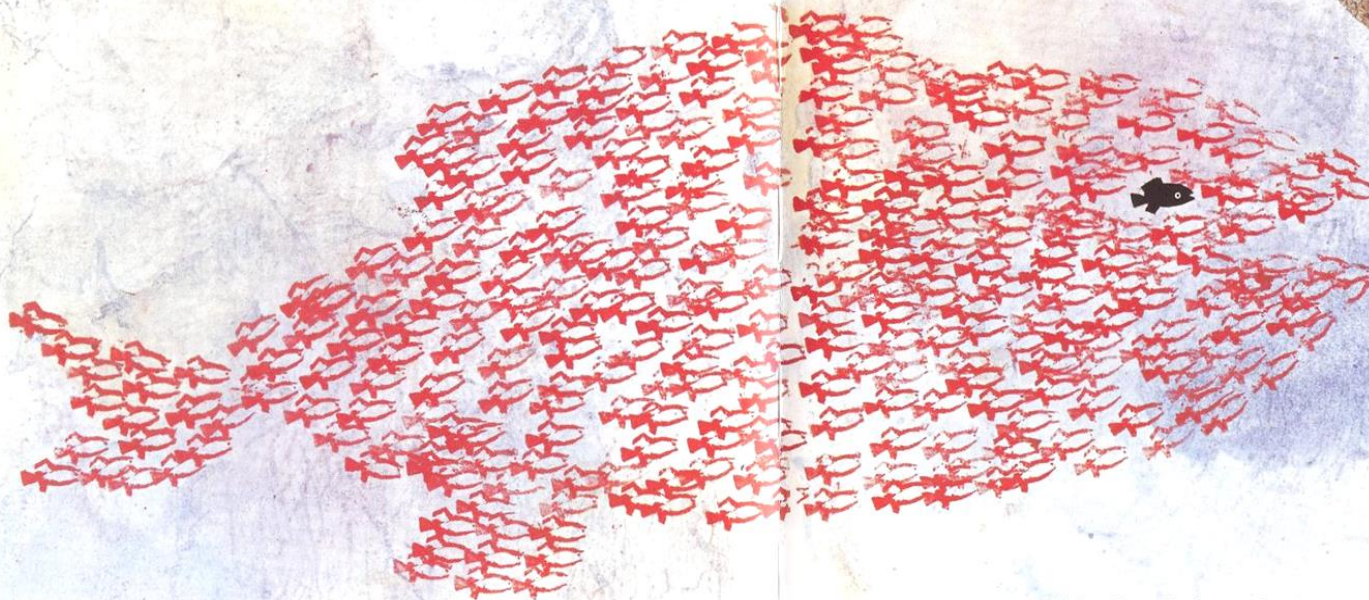
...es ist eigentlich kinderleicht...



Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die
deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg
in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel

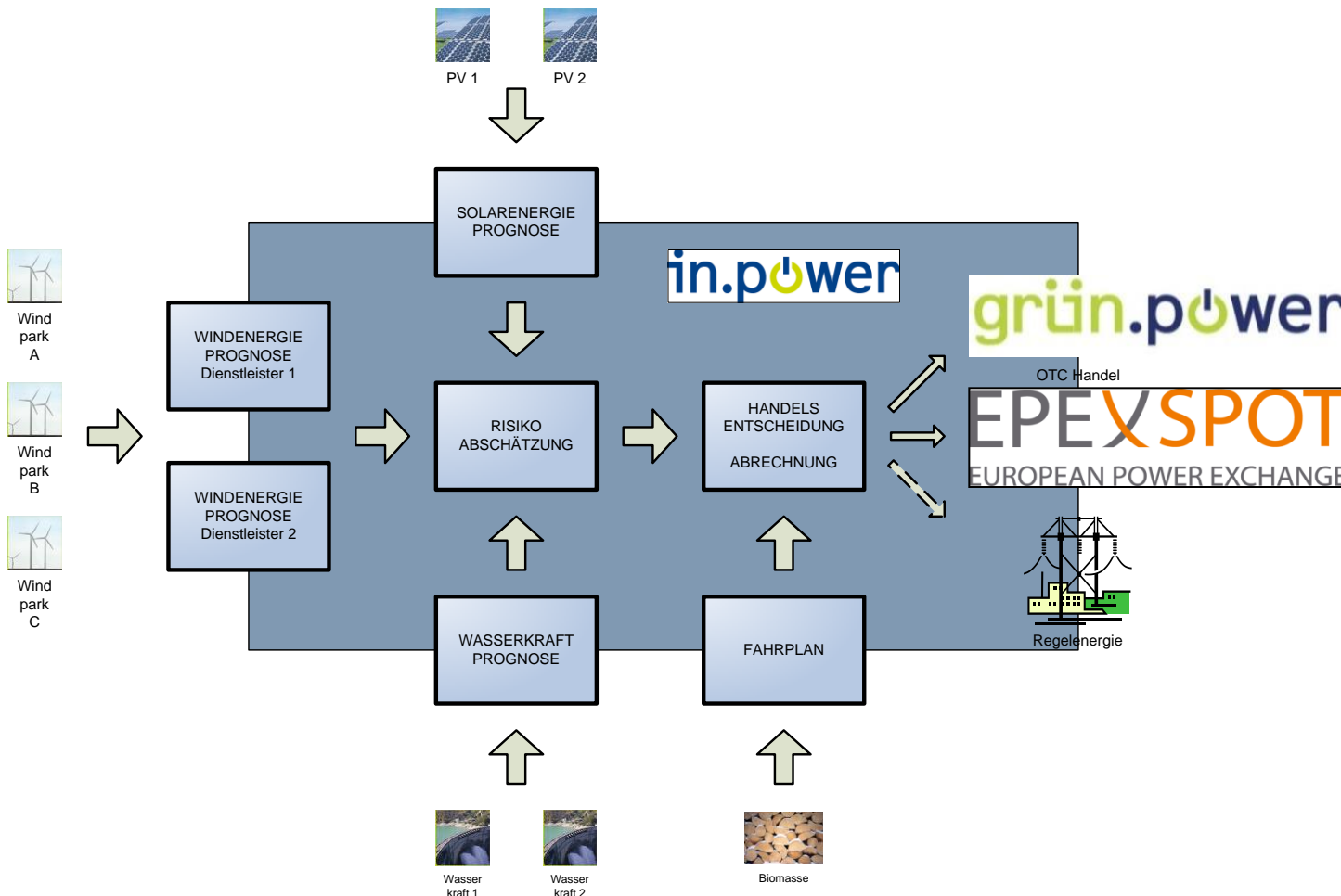
...nur gemeinsam sind wir stark!

Als der Schwarm diese bestimmte Form angenommen hatte,
da war aus vielen kleinen roten Fischen
ein großer Fisch geworden,
ein Fisch aus Fischen,
ein Riesenfisch.



Es fehlte dem Fisch nur das Auge.
Also sagte Swimmy: »Ich spiele das Auge!«
Dann schwamm er als kleines schwarzes Auge
im Schwarm mit.

Operative Herausforderungen: DV Kernprozess (incl. „sonst. DV“)

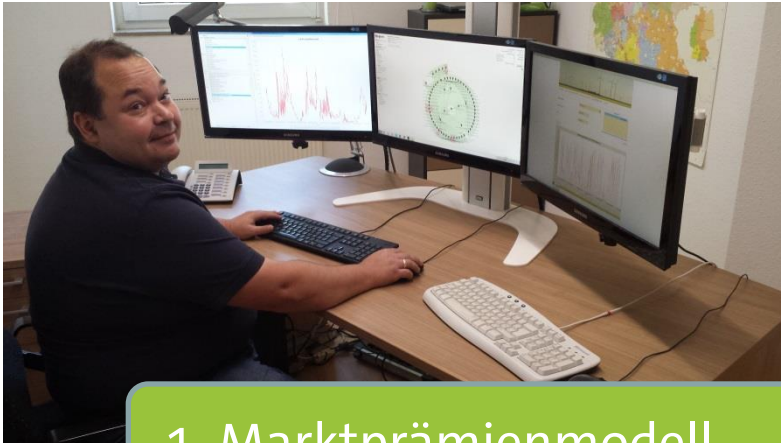


%-Aufteilung,
passgenau zur
Kundennachfrage

z.B. 10 %
(„sonst. DV“)

z.B. 90 %
(Marktprämie)

in.power control center (i.pcc)



1. Marktprämienmodell

2. sonstige Direktvermarktung

3. Regelenergiebereitstellung

4. BHKW / KWK-Optimierung

A

B

C

D

E

F

Fahrplan- und
Prognosemanagement

Steuerung

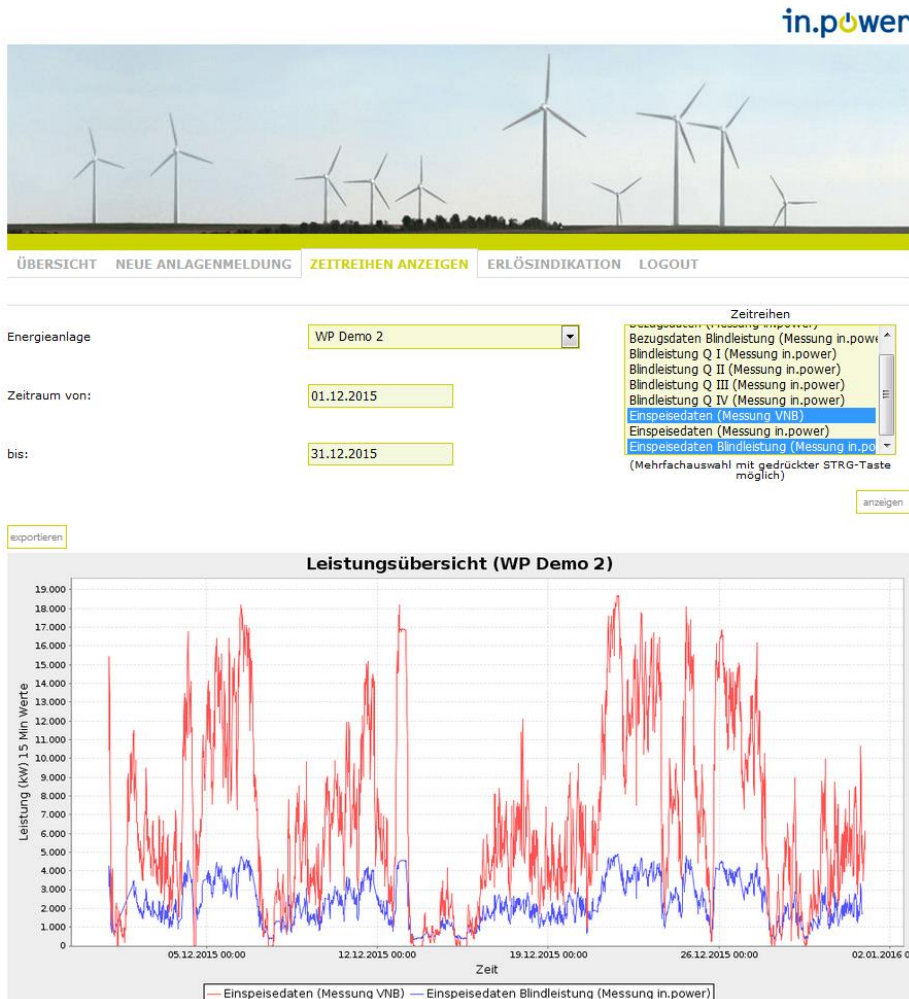
Eskalationsmanagement

Bilanzkreismanagement

Abrechnung

Visualisierung

in.power Kundenportal (1/2)



Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter

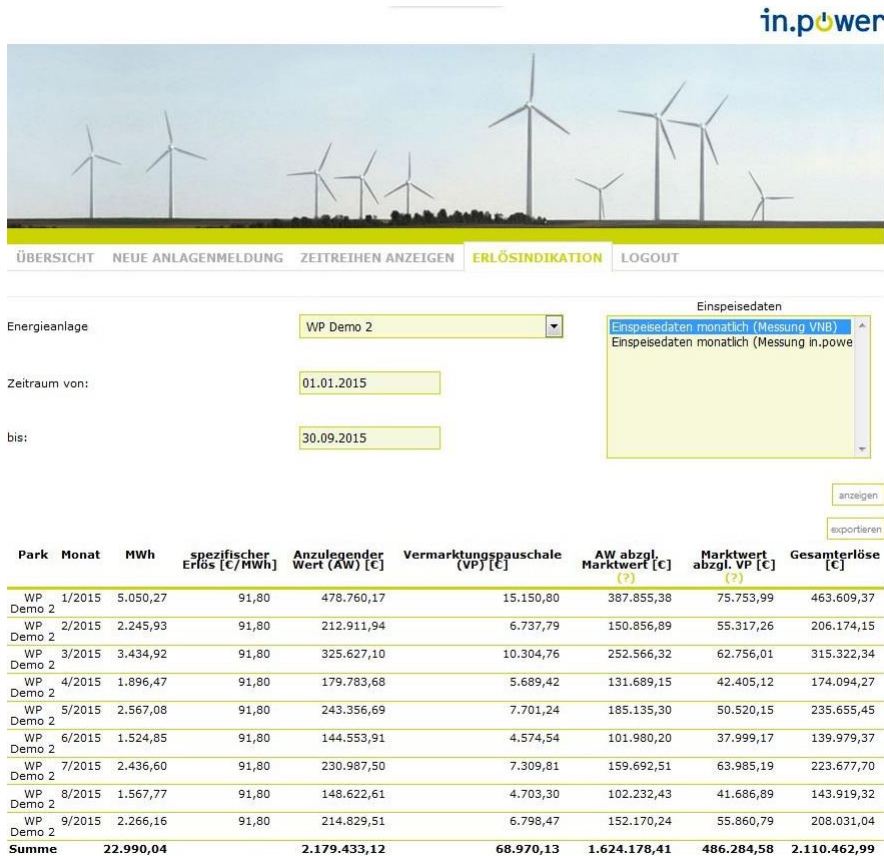
1. Messdaten:

- Bis zu 96 mal am Tag Übermittlung der 15-min.-Werte am Einspeisepunkt
- Visualisierung der Anlagenverfügbarkeit
- Grafische Anzeige sowie Exportfunktion

2. Anlagenmeldungen:

- Übermittlung der planbaren Betriebsunterbrechungen (Wartungsarbeiten, Revisionen)
- Übermittlung von Störungen und voraussichtlichen Ausfallzeiten
- Automatische Prognoseaktualisierung

in.power Kundenportal (2/2)



Verbessertes Monitoring

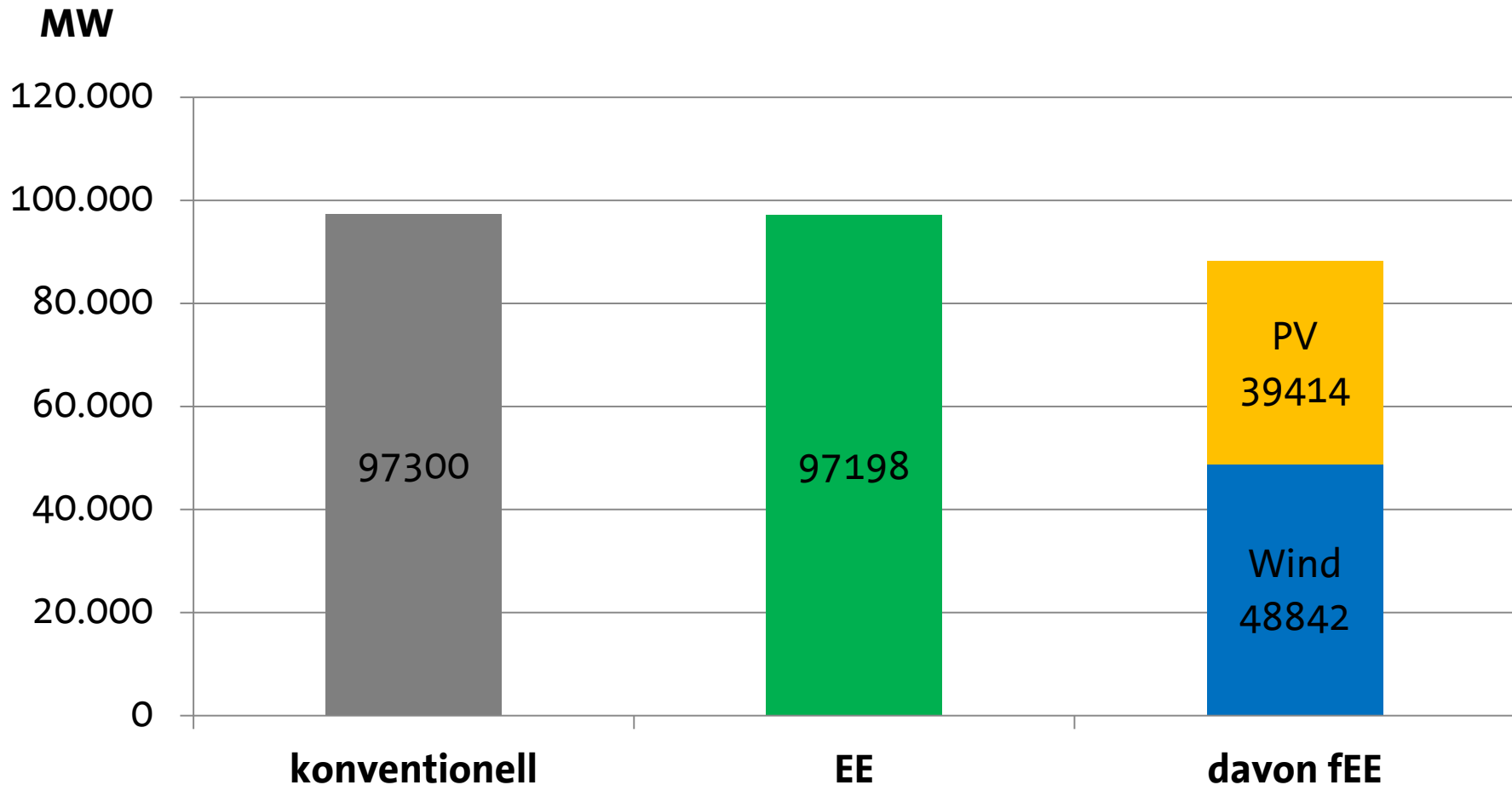
3. Erlösindikation:

- Übersicht über die errechneten Erlösströme
- Unterstützung beim Kaufmännischen Monitoring

4. Technische Auswertungen:

- Zeitreihen der einzelnen Quadranten
- Unterscheidbarkeit von kapazitiver und induktiver Blindleistung
- Störungen und schleichende Schäden an Anlagen und Kabeln so teils frühzeitig erkennbar
- Daten vom Netzbetreiber meist nicht bereitgestellt

Kraftwerkspark in Deutschland (Ende 2016)



Bruttostromerzeugungskapazität Ende 2016:

(Quelle: Eigene Berechnungen und Endbericht Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken 2017-2021, Leipziger Institut für Energie GmbH, 05.10.2016)

Direktvermarktungsformen



Aktuelle Zahlen*:

Marktprämie

(geförderte Direktvermarktung):

59.950,68 MW

(Stand: Januar 2017)

„sonstige Direktvermarktung“

(ungeförderte Direktvermarktung“)

165,52 MW

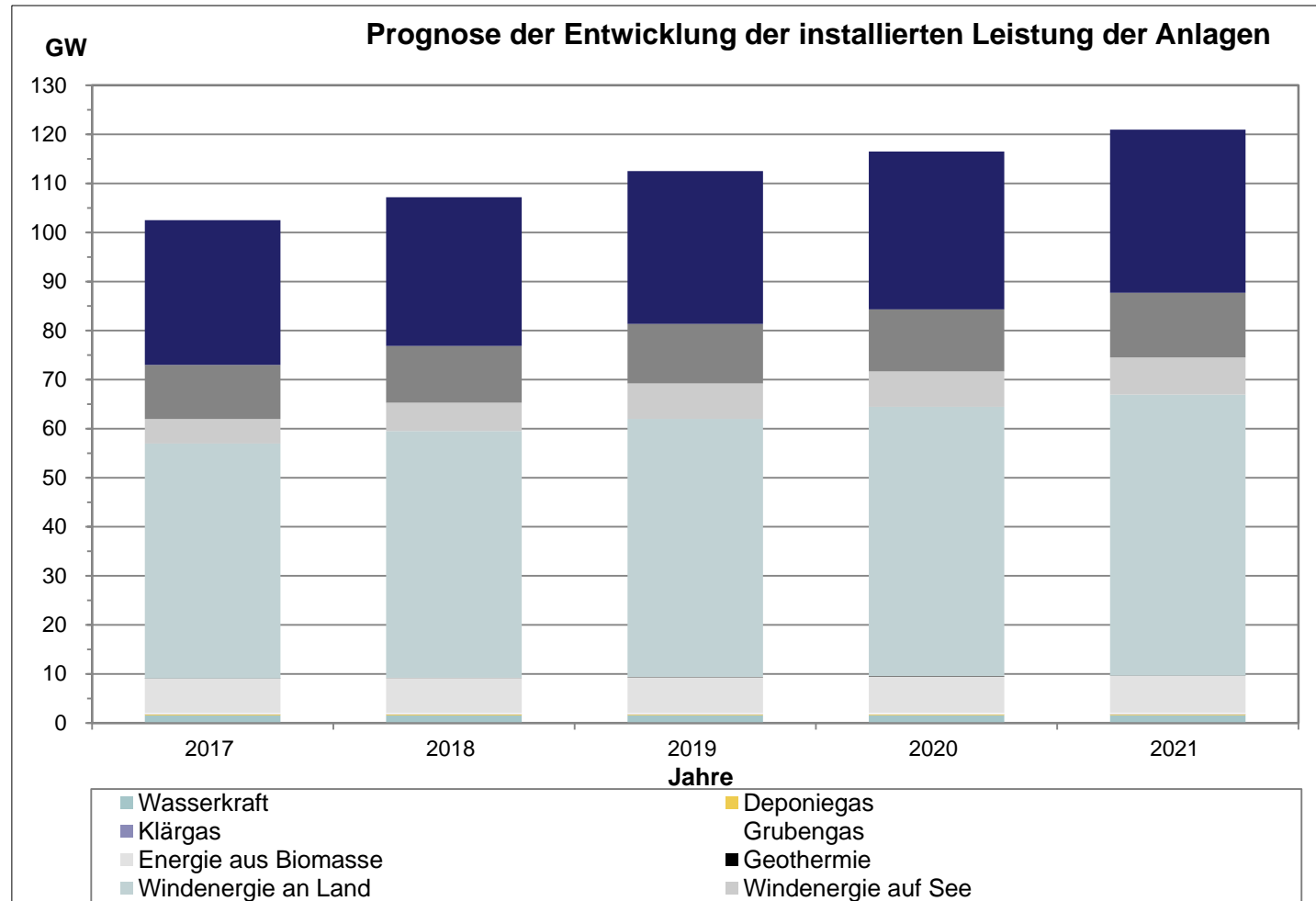
(Stand: Januar 2017)

aktuelles Verhältnis:

362 : 1 (ca. 3 Promille)

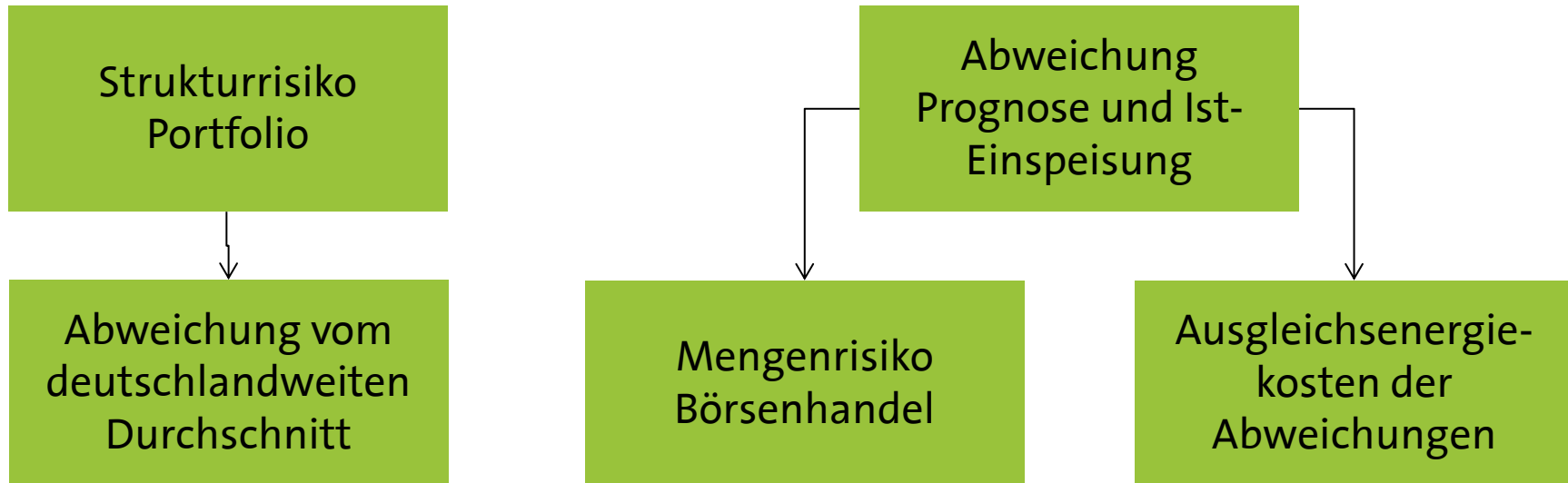
*www.netztransparenz.de/de/file/Direktvermarktung-Uebersicht_Januar_20170110.pdf

Prognose der installierten Anlagenleistung (2017-2021)



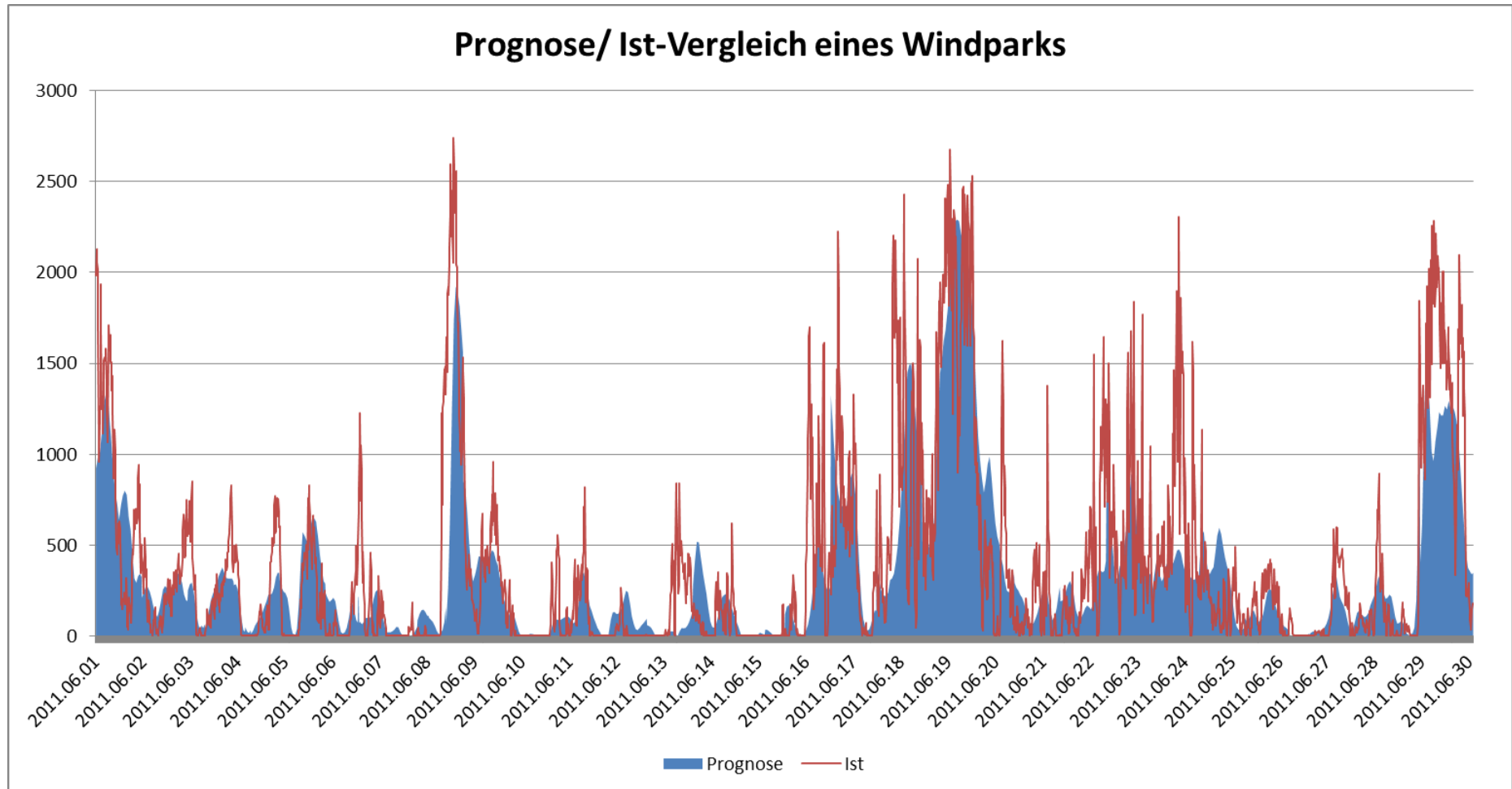
In der Studie nicht berücksichtigt:
Im Jahr 2021 können ca. 5.000 MW Windkraftwerksleistung entfallen, wenn keine Vermarktungsalternativen gefunden werden.

Entstehende Risiken Marktprämie

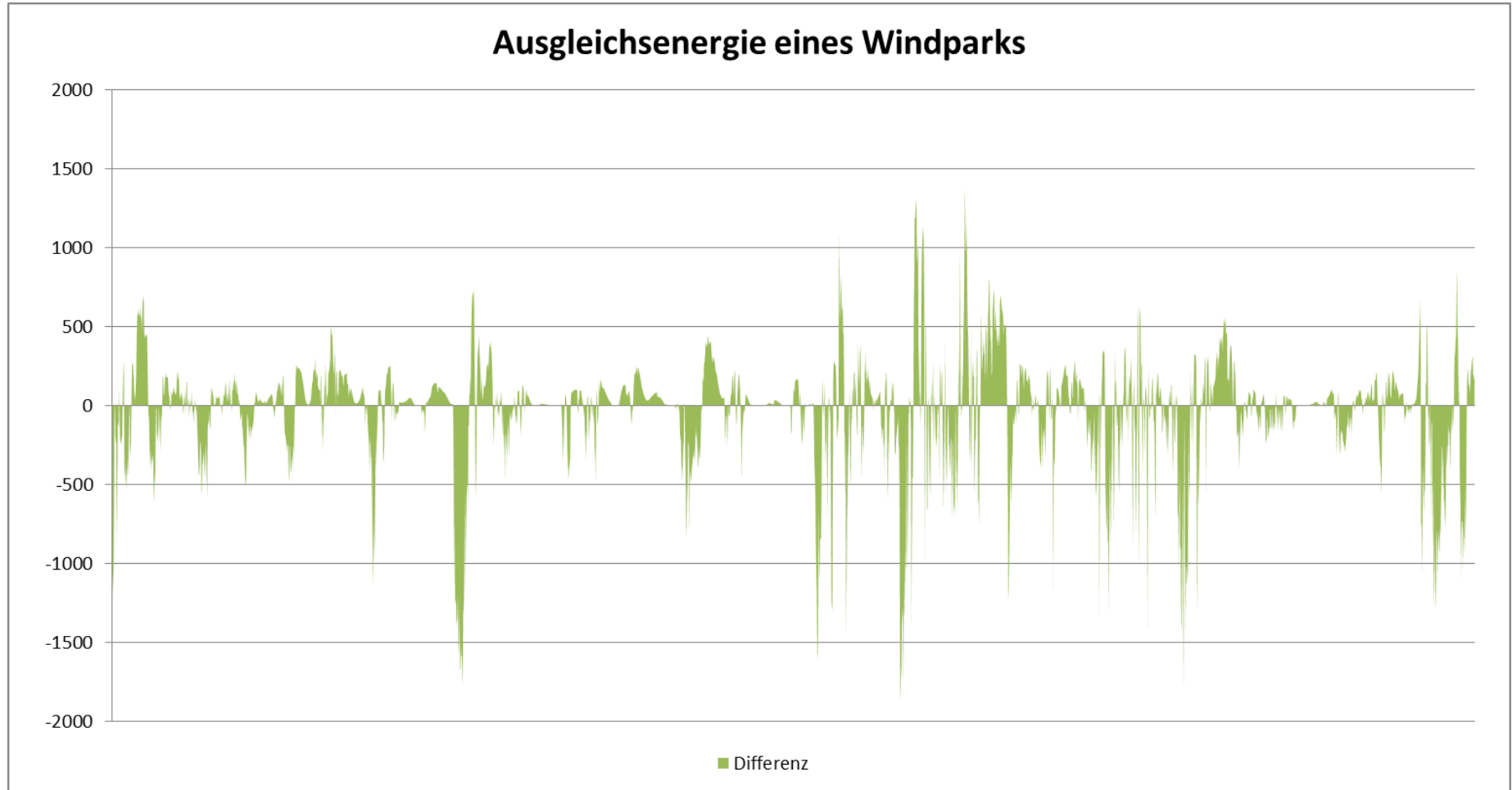


- Strukturrisiko des vermarkteten Portfolios/Anlage
 - Marktprämie wird nach deutschlandweitem Durchschnitt je Erzeugungsart bestimmt
- Abweichung zwischen Prognose und Ist-Einspeisung
 - Prognose bestimmt zu handelnde Mengen an der Börse; IST-Einspeisung muss EEG Anlagenbetreiber vergütet werden
 - Ausgleichsenergiekosten der Abweichungen

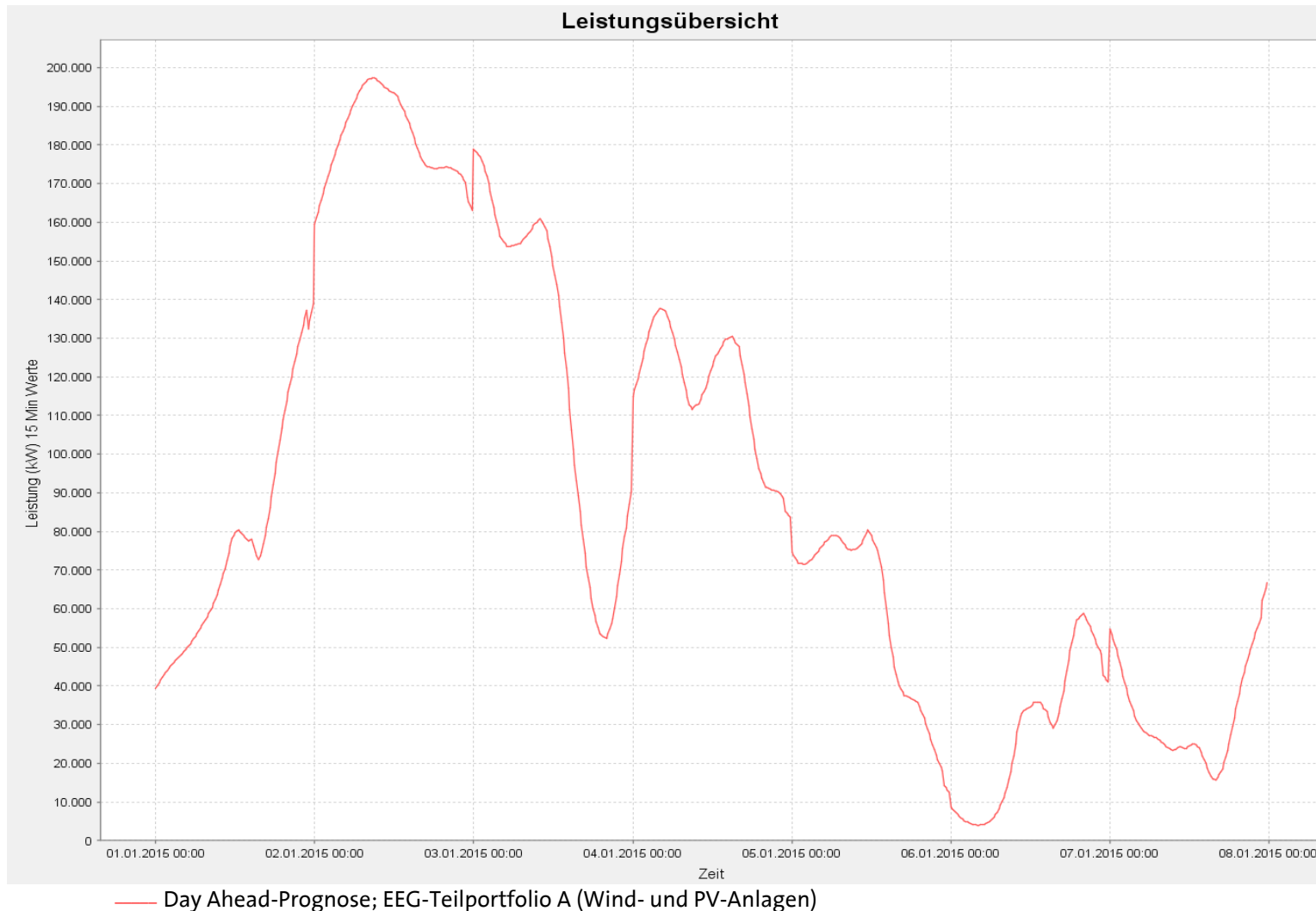
Prognoseabweichungen



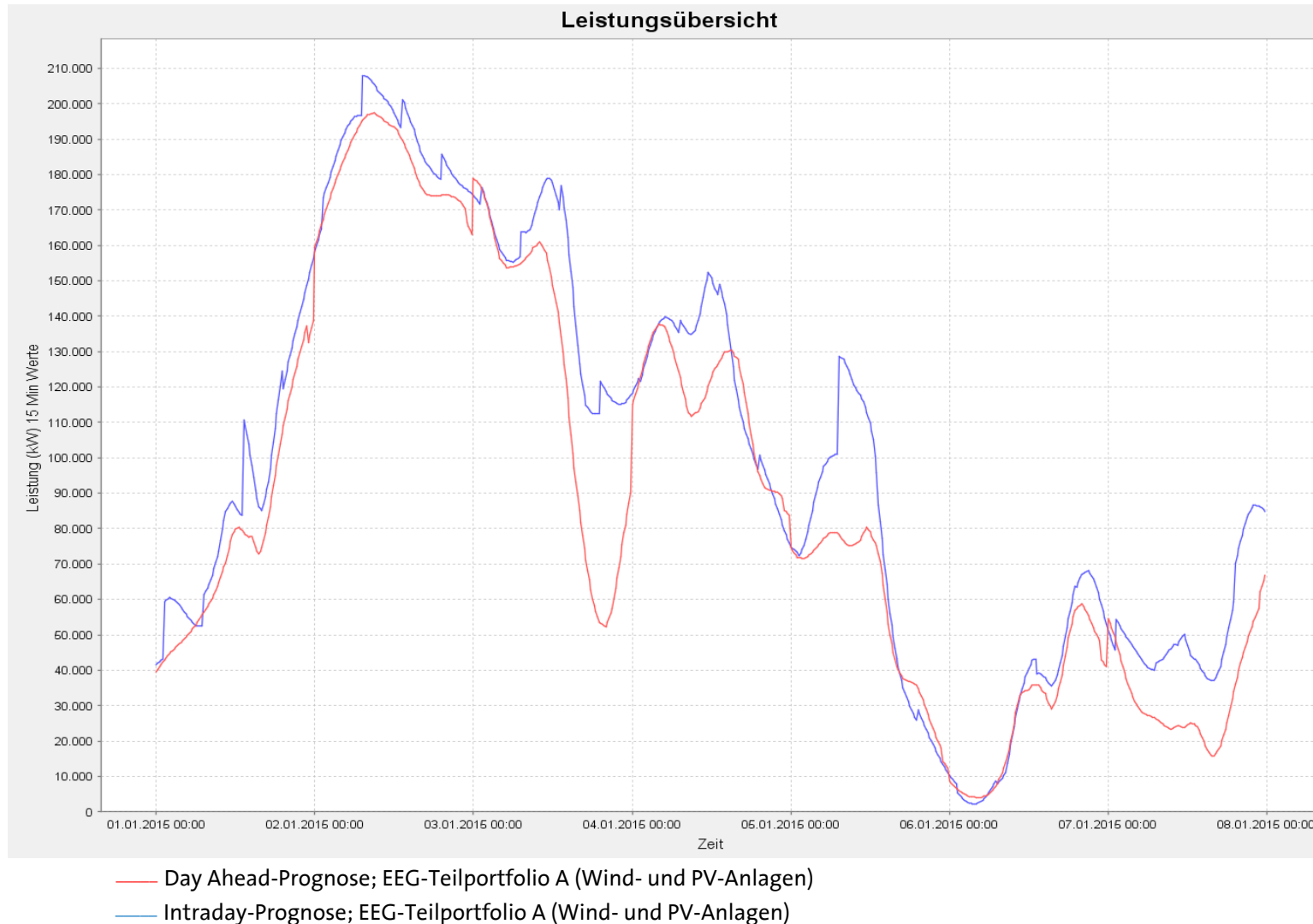
Risiko der Ausgleichsenergie



Prognose (1) Day Ahead



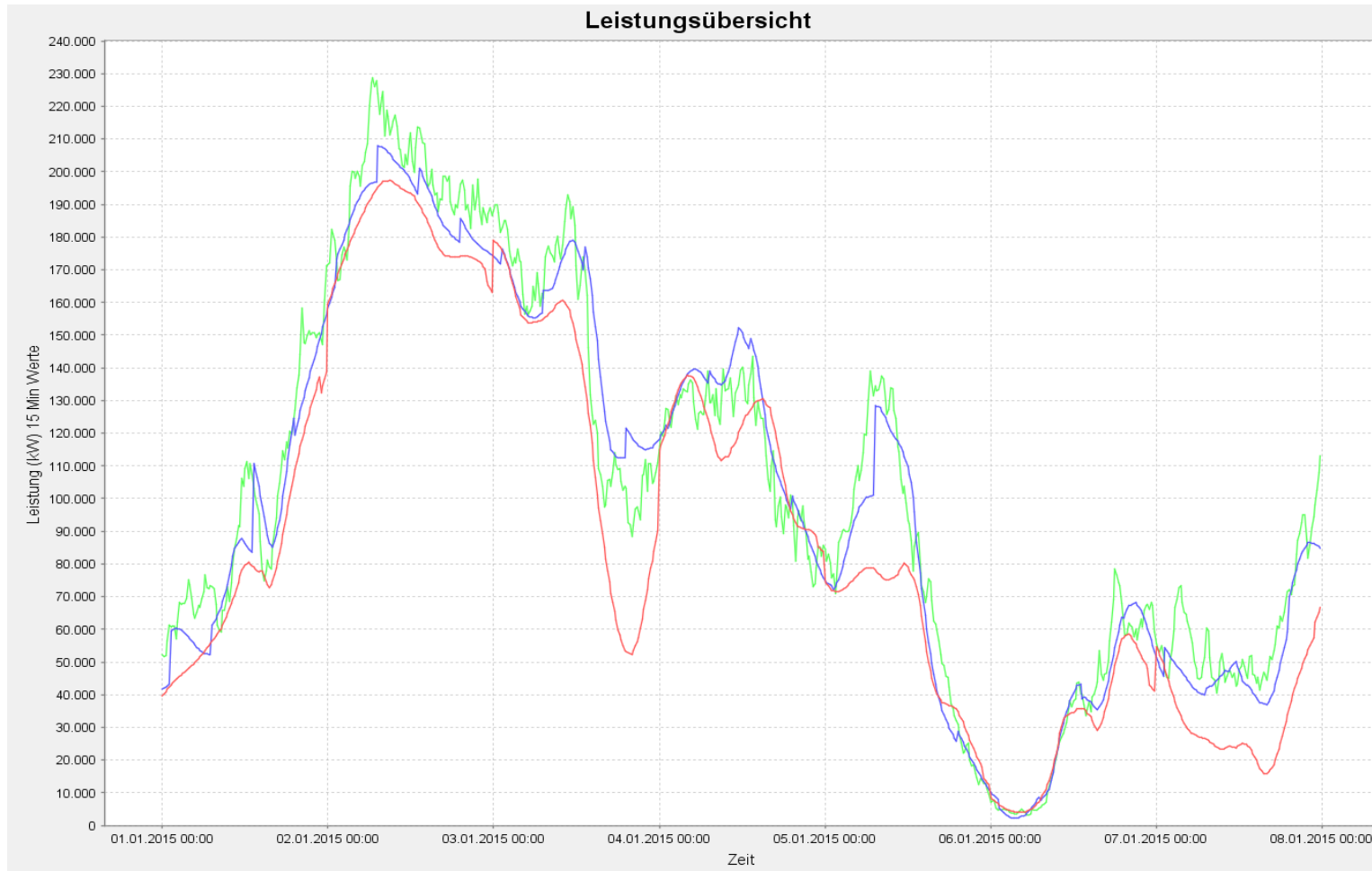
Prognose (2) Intraday



Prognose (3) Vergl. mit Ist-Messung

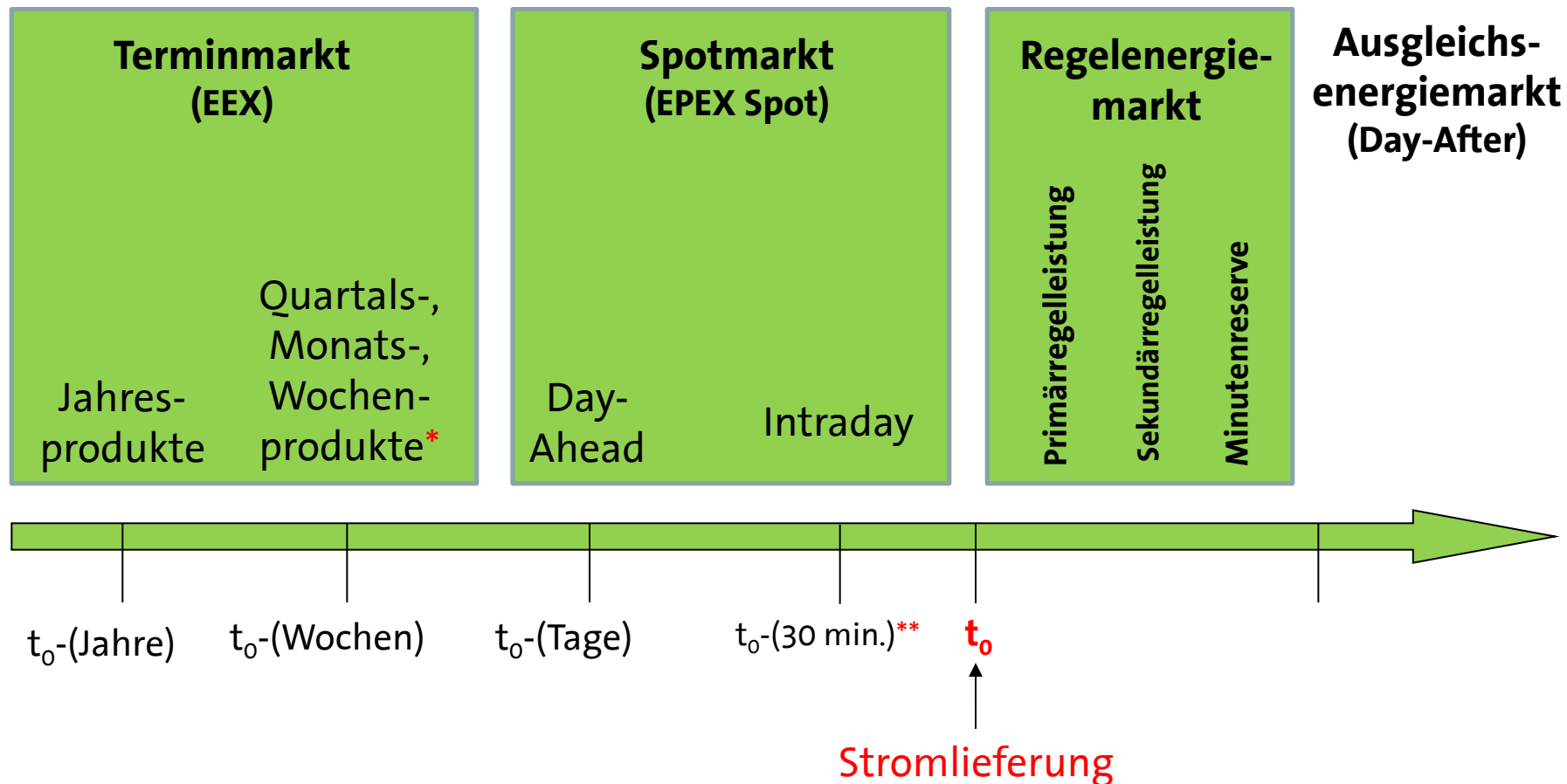
10 Jahre

in.power



- Day-Ahead-Prognose; EEG-Teilportfolio A (Wind- und PV-Anlagen)
- Intraday-Prognose; EEG-Teilportfolio A (Wind- und PV-Anlagen)
- VNB-Messung; EEG-Teilportfolio A (Wind- und PV-Anlagen)

Stromhandelsplätze in Deutschland und deren zeitlicher Rahmen

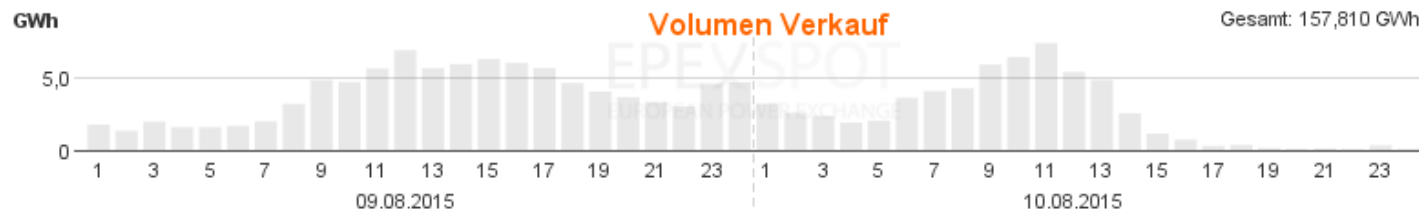
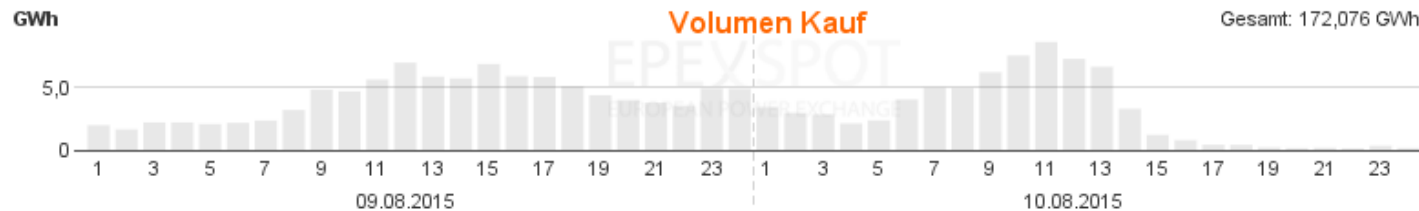
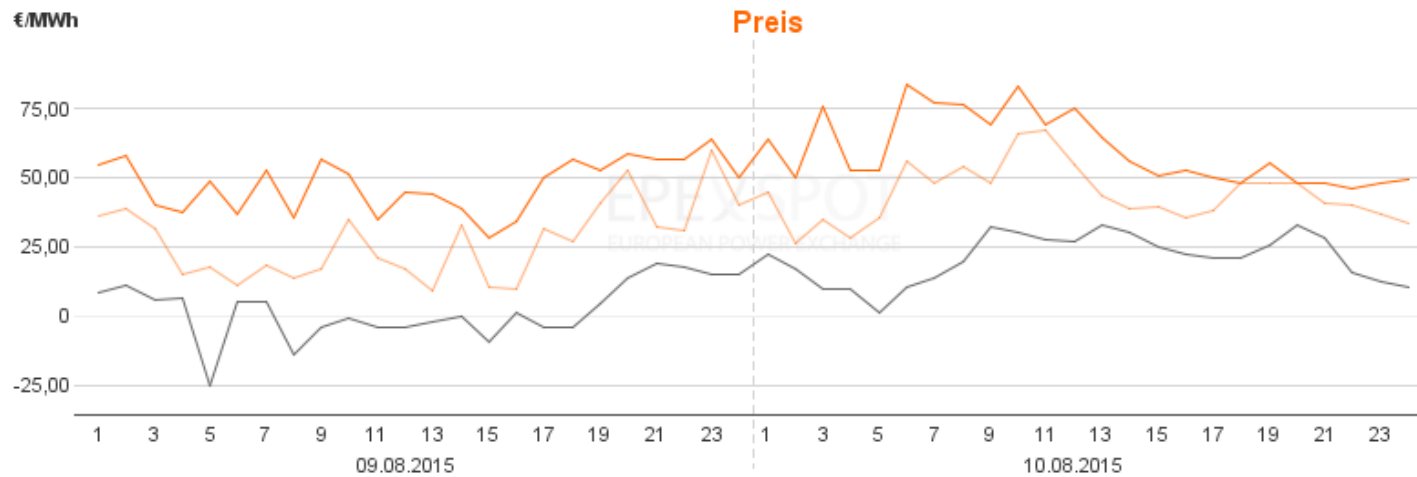


- seit 19.09.2012 auch Tages- und Wochenend-Futureprodukte

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

EPEX Spot Intraday

(09.08.2015 bis 10.08.2015)

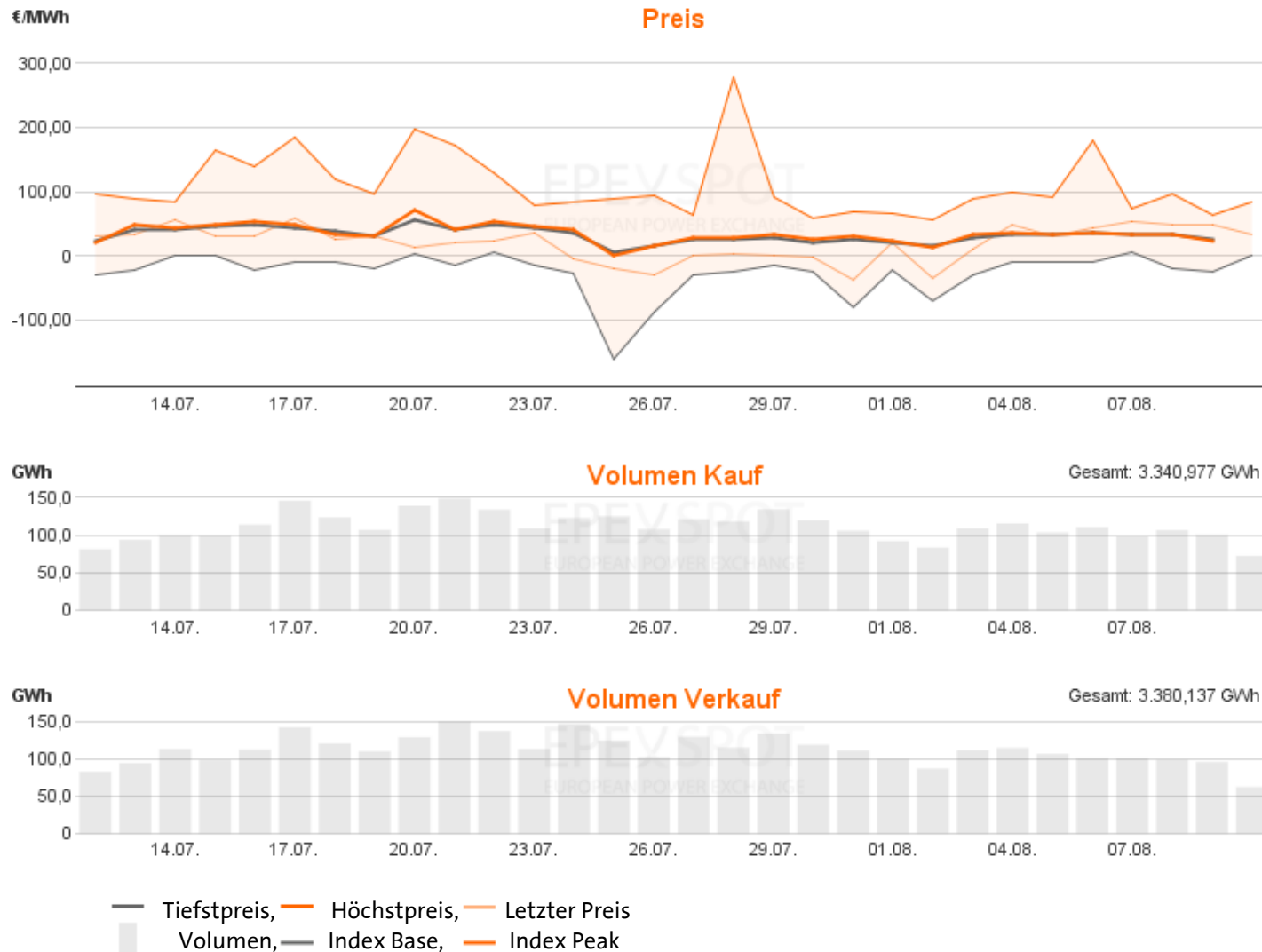


— Tiefstpreis, — Höchstpreis, — Letzter Preis
■ Volumen, — Index Base, — Index Peak

Quelle: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous/chart/intraday-chart/2015-08-10/DE>

EPEX Spot Intraday

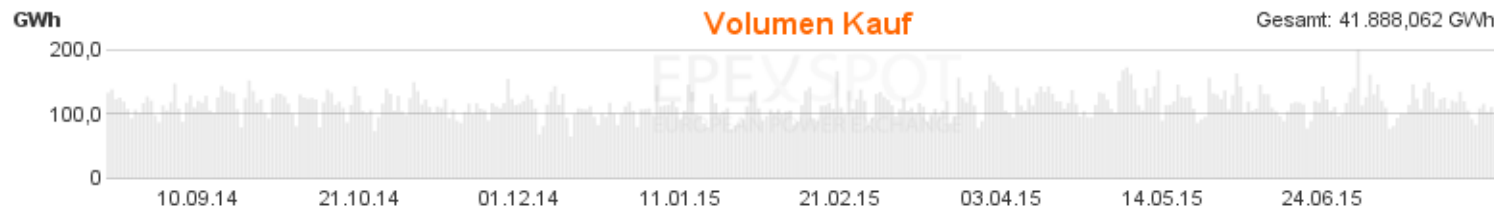
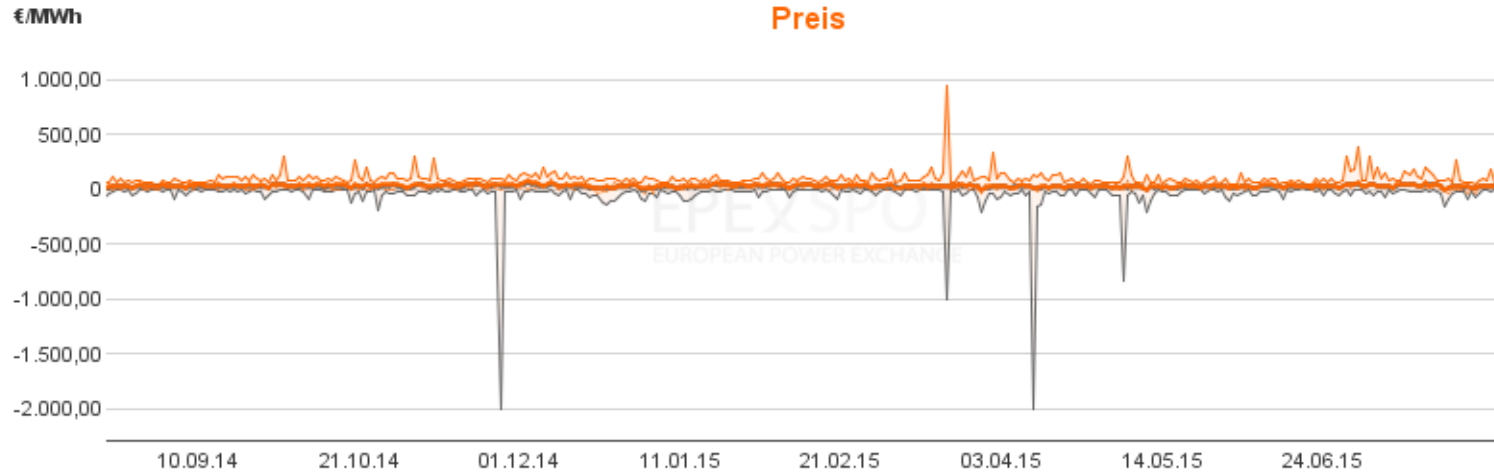
(10.07.2015 bis 10.08.2015)



Quelle: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous/chart/intraday-chart/2015-08-10/DE>

EPEX Spot Intraday

(10.08.2014 bis 10.08.2015)

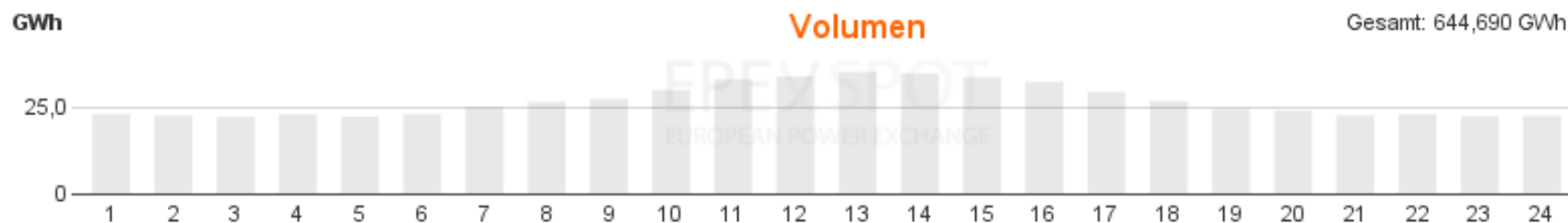
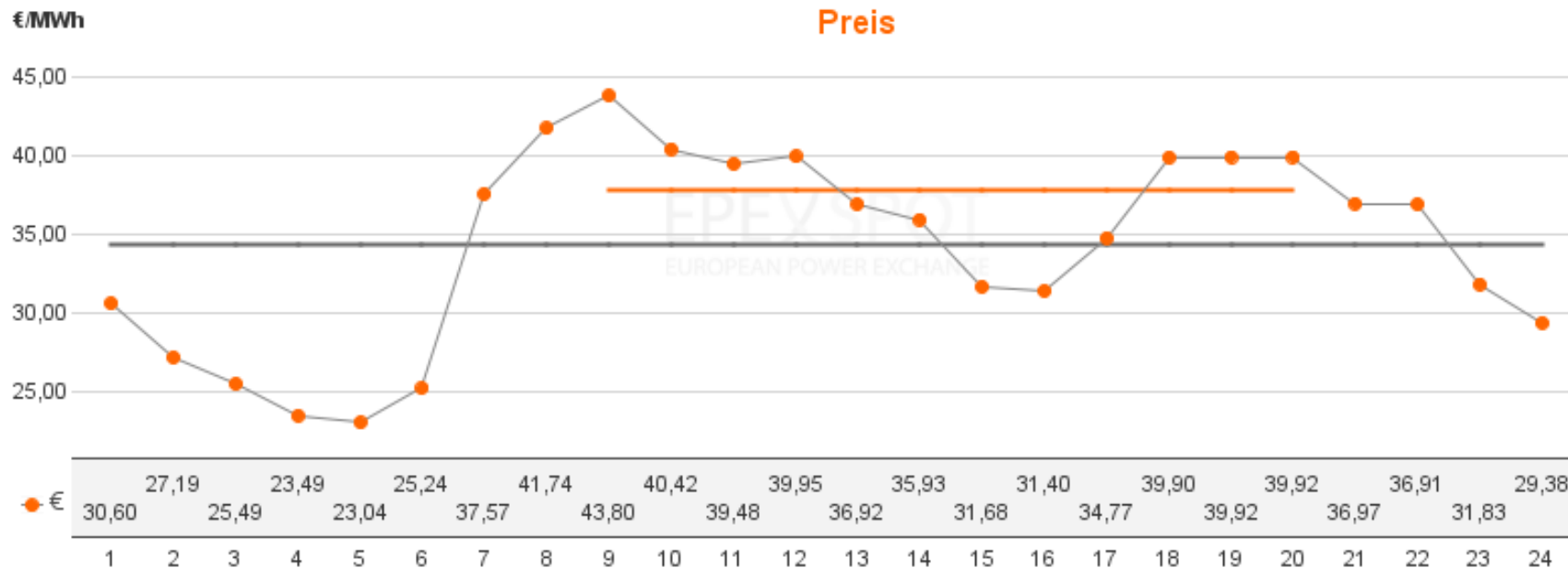


— Tiefstpreis, — Höchstpreis, — Letzter Preis
■ Volumen, — Index Base, — Index Peak

Quelle: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous/chart/intraday-chart/2015-08-10/DE>

EPEX Spot Day-Ahead

(10.08.2015)



● Preis,
 — Preis Baseload,
 — Preis Peakload
 Volumen

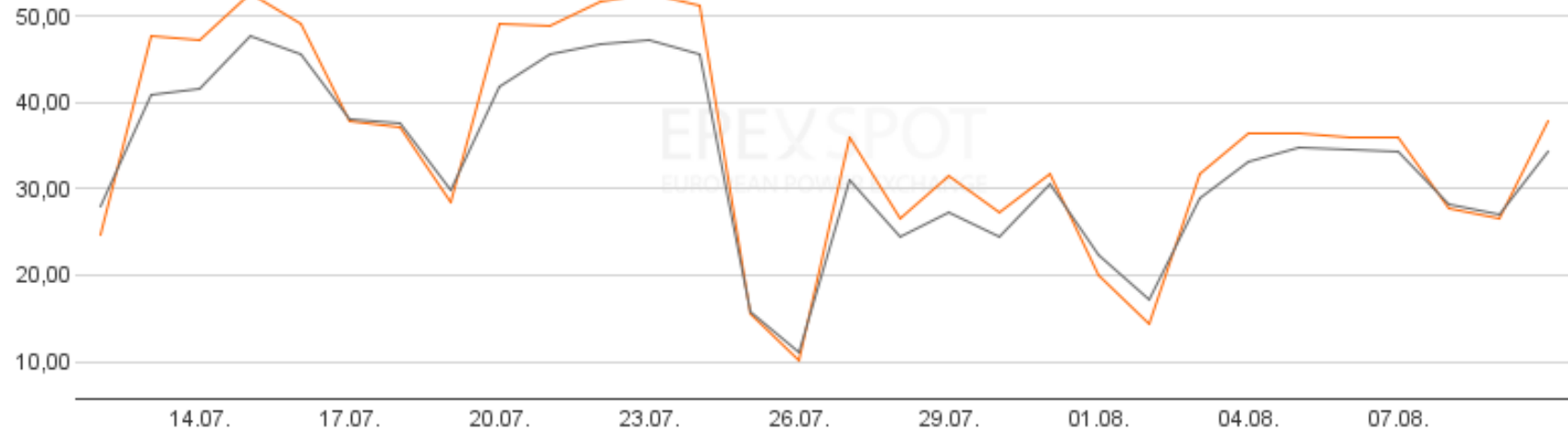
Quelle: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/chart/auction-chart/2015-08-10/DE>

EPEX Spot Day-Ahead

(10.07.2015 bis 10.08.2015)

€/MWh

Preis



GWh

Volumen

Gesamt: 20.371,108 GWh

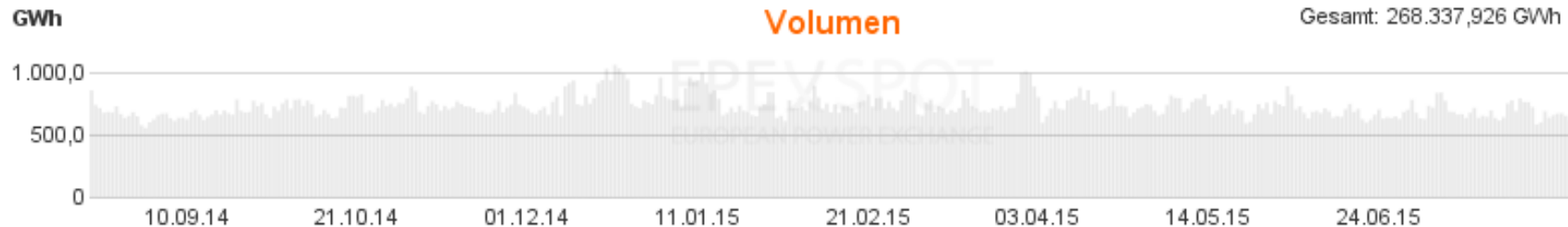
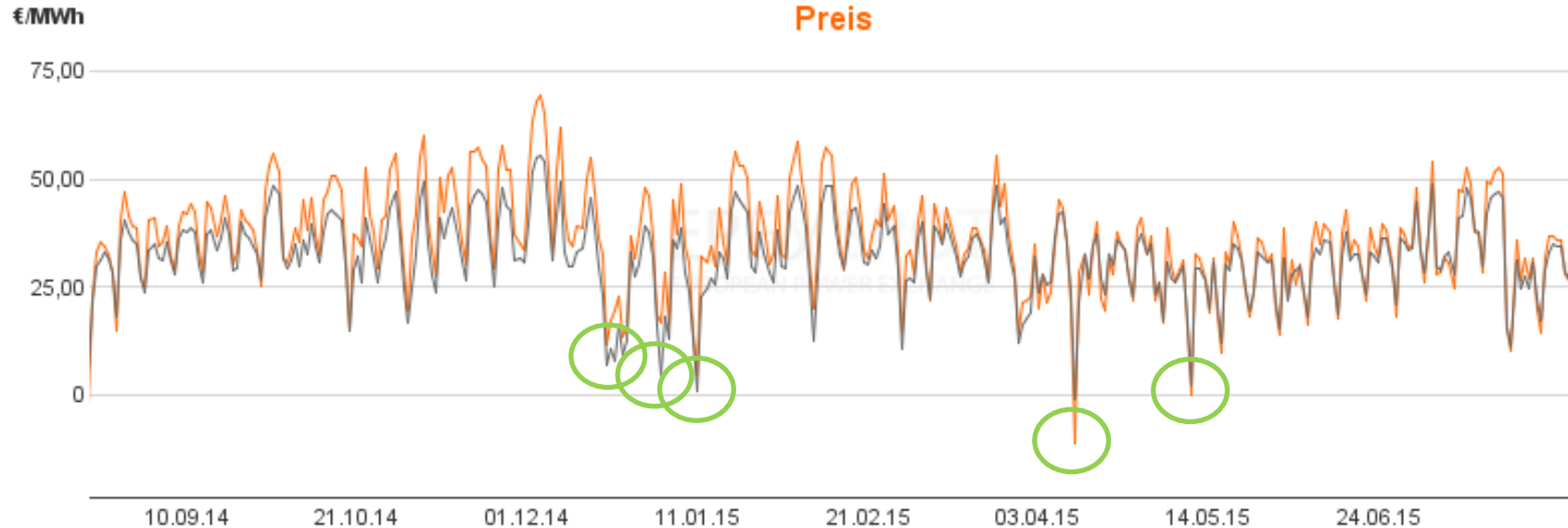


● Preis, — Preis Baseload, — Preis Peakload
■ Volumen

Quelle: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/chart/auction-chart/2015-08-10/DE>

EPEX Spot Day-Ahead

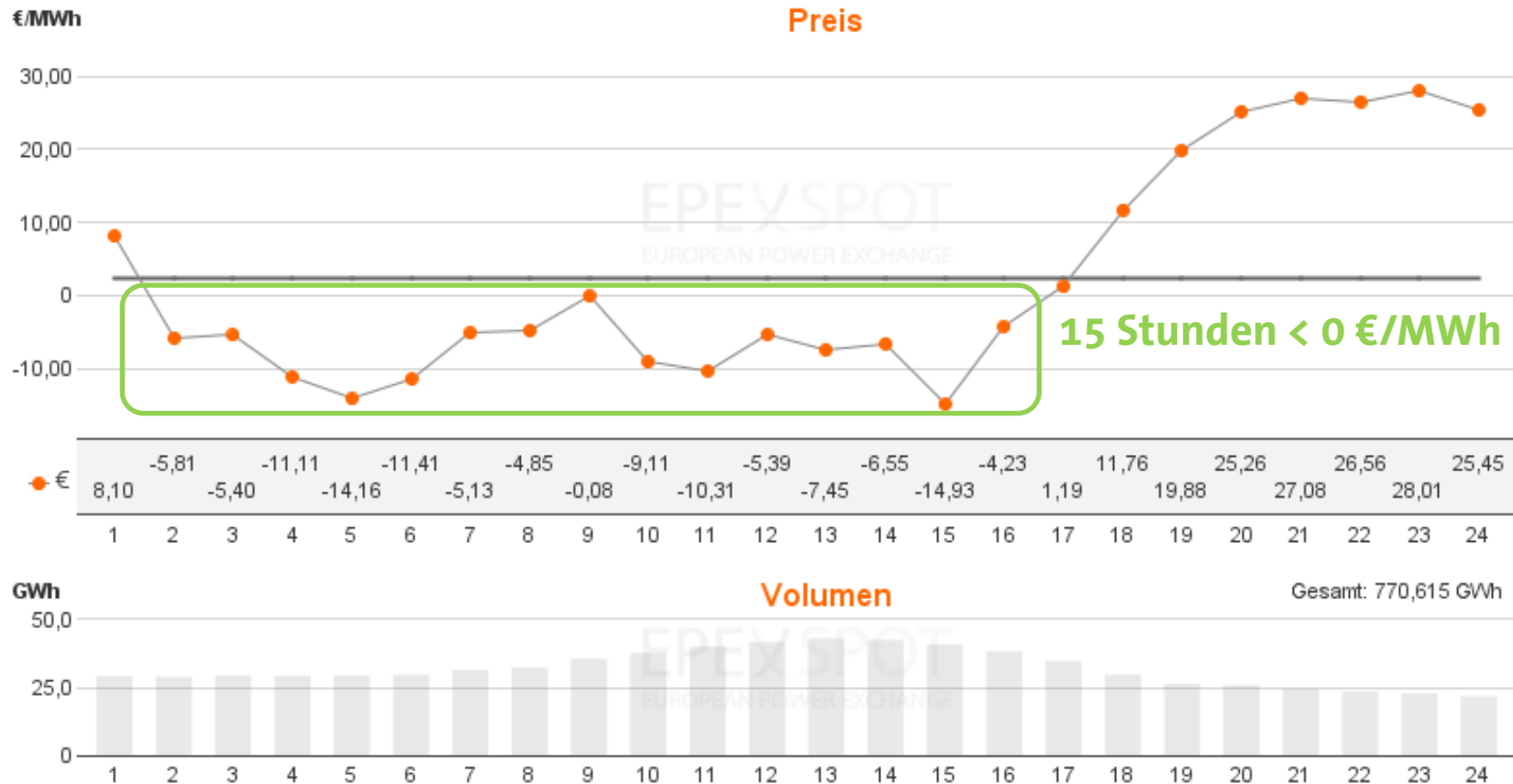
(10.08.2014 bis 10.08.2015)



● Preis, — Preis Baseload, — Preis Peakload
■ Volumen

Quelle: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/chart/auction-chart/2015-08-10/DE>

EPEX Spot Day-Ahead (10.05.2015, Sonntag)



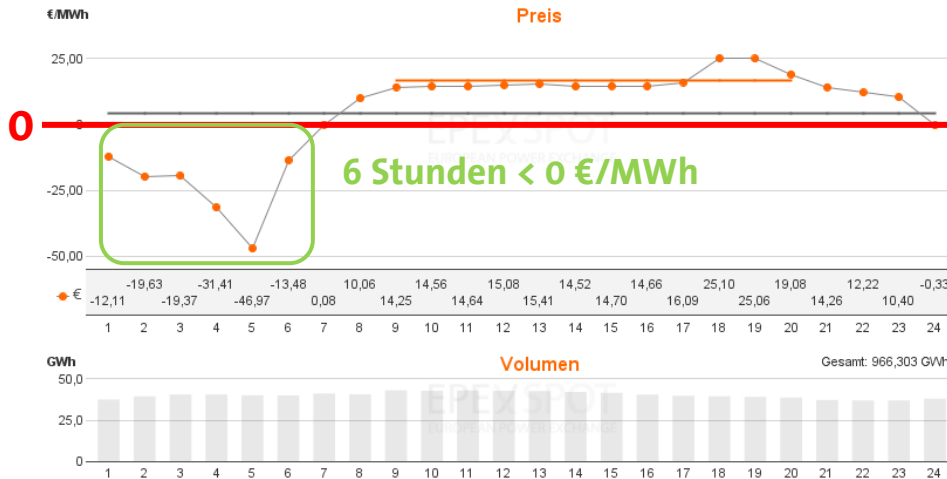
● Preis,
 — Preis Baseload,
 — Preis Peakload
 Volumen

Quelle: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/chart/auction-chart/2015-05-10/DE>

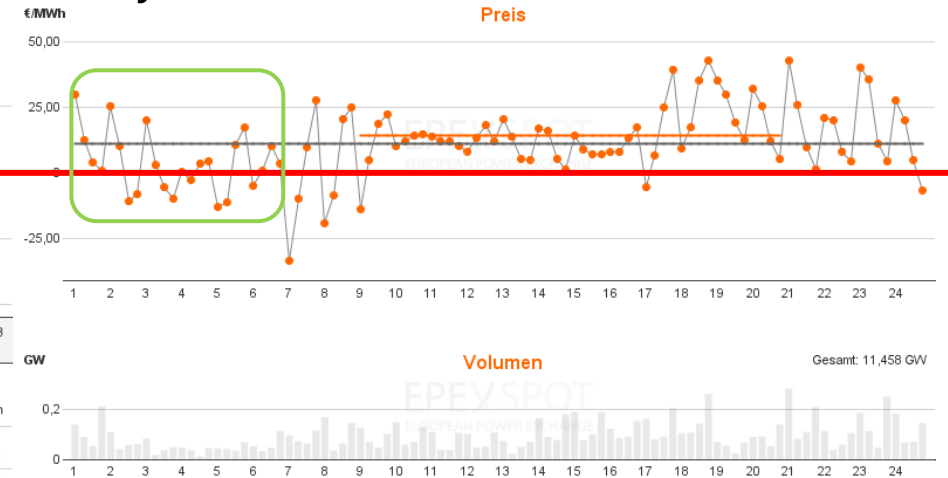
EPEX Spot Day-Ahead vs. Intraday

(24.12.2014, Mittwoch – Heilig Abend)

Day Ahead



Intraday

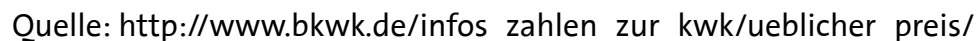


- Linkes Schaubild zeigt Day-Ahead, rechtes zeigt Intraday
- Beide Charts wurden auf 0-Linie normiert
- Stundenpreise im Day-Ahead und Viertelstundenpreise im Intraday unterscheiden sich deutlich (Differenz im Tagesmittel ca. 10 €/MWh)
- Gehandelte Mengen Day-Ahead vs. Intraday (z.B. hier ca. 100:1)

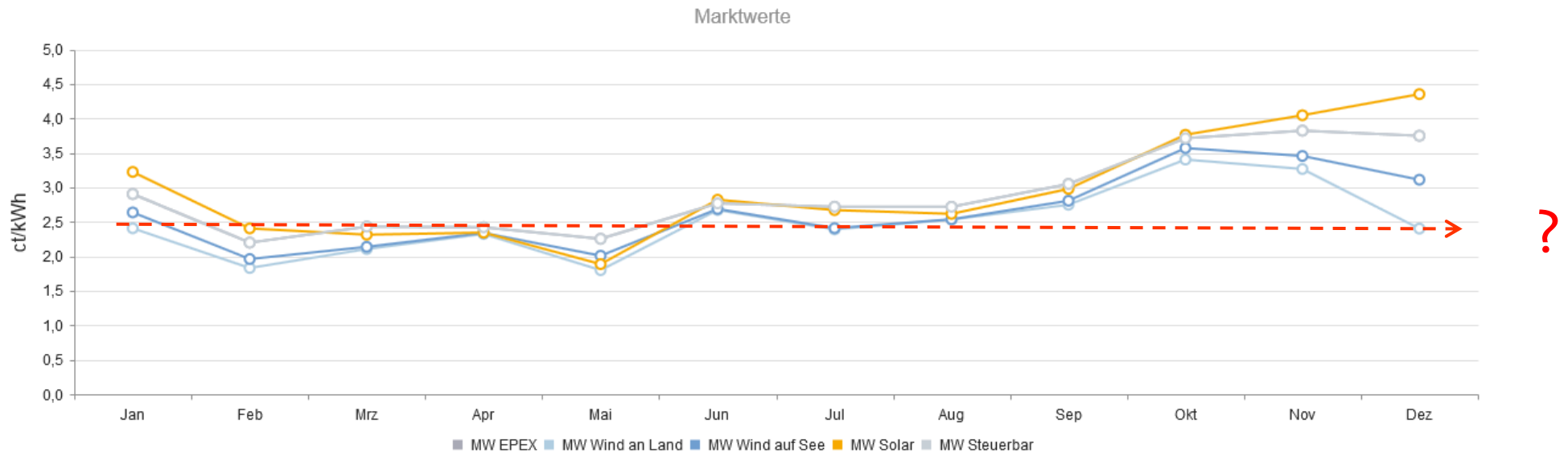
● Preis, — Preis Baseload, — Preis Peakload
■ Volumen

— Tiefstpreis, — Höchstpreis, — Letzter Preis
■ Volumen, — Index Base, — Index Peak

10 Jahre
in.power



EE-Marktwerte vs. Börsenpreis 2016 ^{10 Jahre} in.power



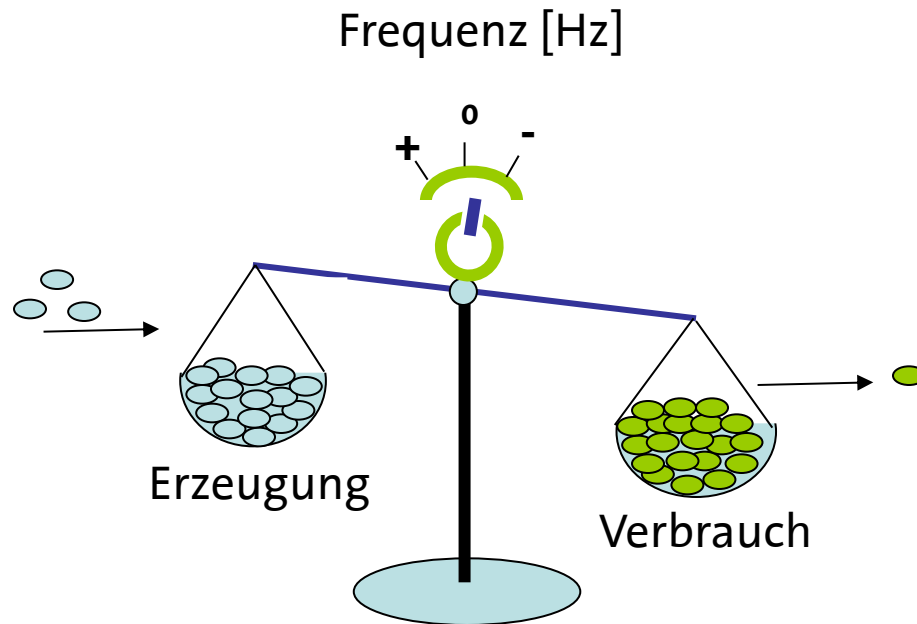
Börsenpreis
Q3 2016: 28,26 €/MWh

Marktwert Wind onshore
Q3 2016: 25,57 €/MWh

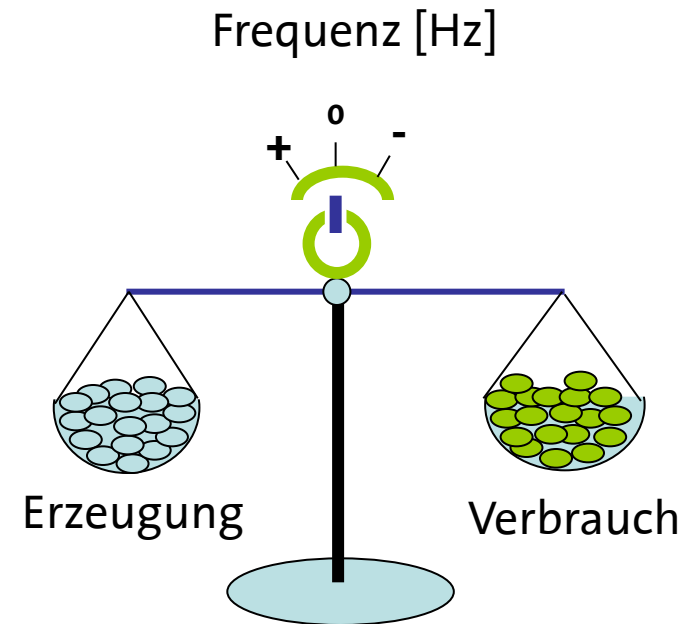
Börsenpreis:
Q4 2016: 37,60 €/MWh

Marktwert Wind onshore
Q4 2016: 30,24 €/MWh

Regelenergie



Abruf positiver Regelenergie durch:
- Erhöhung der Erzeugung und/oder
Verminderung des Verbrauchs



Erzeugung und Verbrauch
im Einklang

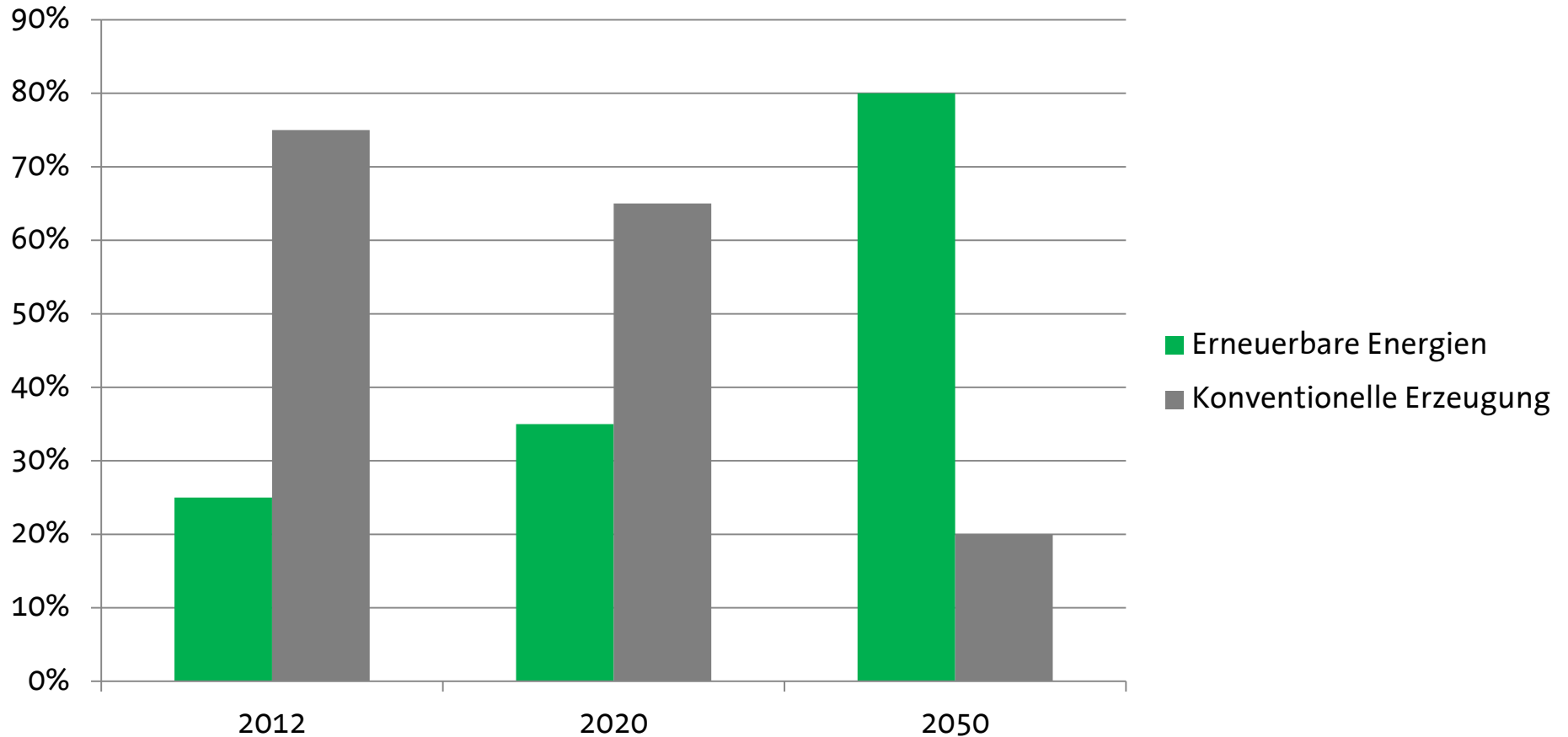
- Primärregelung
 - Aktivierungsgeschwindigkeit: < 30 Sekunden
 - Typische Anlagen: Überwiegend thermische Großkraftwerke / PSW
- Sekundärregelung
 - Aktivierungsgeschwindigkeit: < 5 Minuten
 - Typische Anlagen: Pool aus thermischen und hydraulischen Kraftwerken / PSW
- Tertiärregelung (Minutenreserve)
 - Aktivierungsgeschwindigkeit: < 15 Minuten
 - Beliebiger Pool aus Erzeugern und Lasten

RegelleLeistungsprodukte

	Primär- regelleistung (PRL)	Sekundär- regelleistung (SRL)	Minuten- reserveleistung (MRL)
Aktivierung	Automatisch	Automatisch	Automatisch
Vollständige Aktivierung innerhalb	30 Sekunden	5 Minuten	15 Minuten
Erbringungsdauer	max. 15 Minuten	max. 60 Minuten	max. 4 Stunden
Mindestangebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Ausschreibung	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich

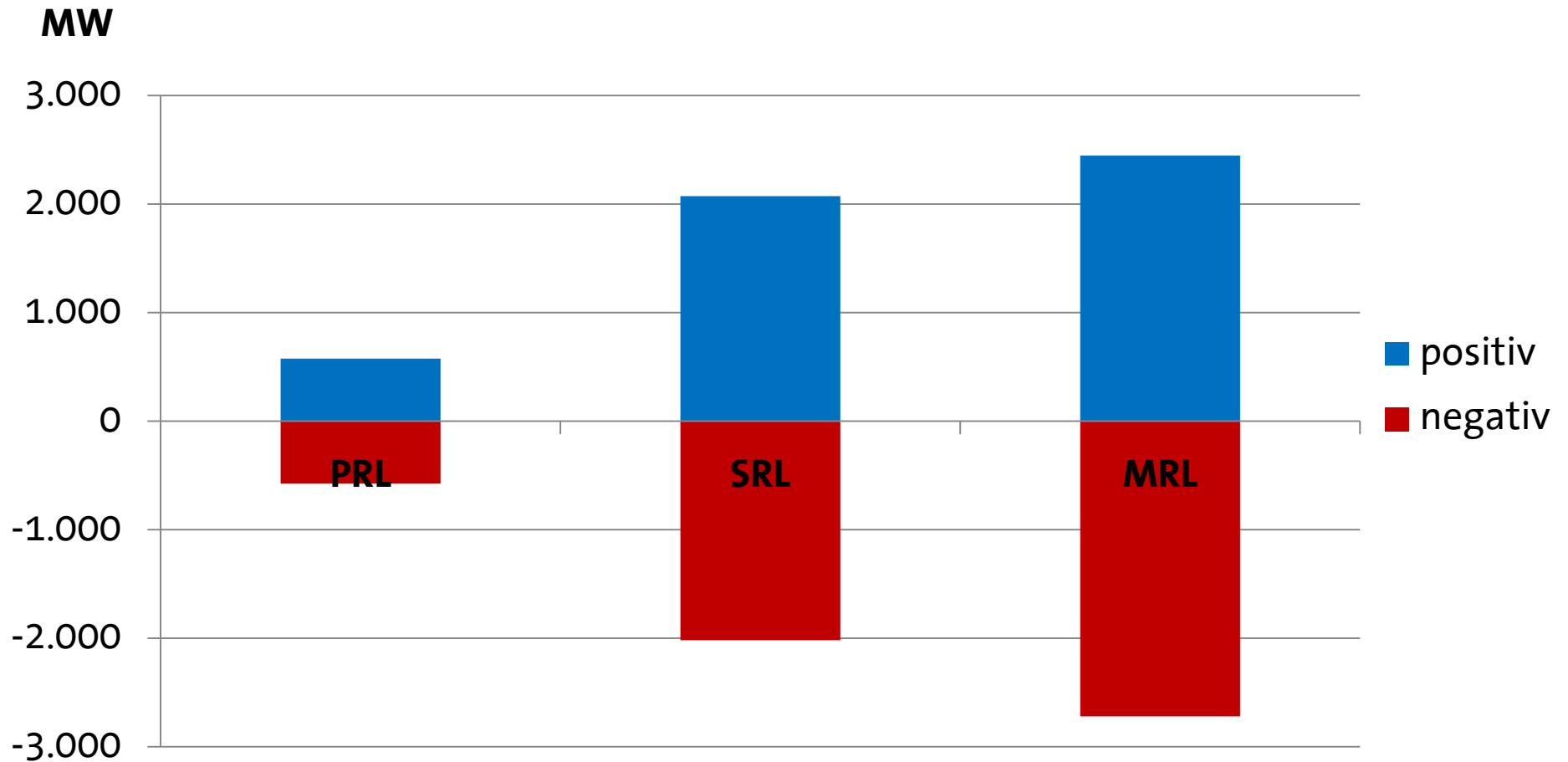
Motivation

Entwicklung des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung

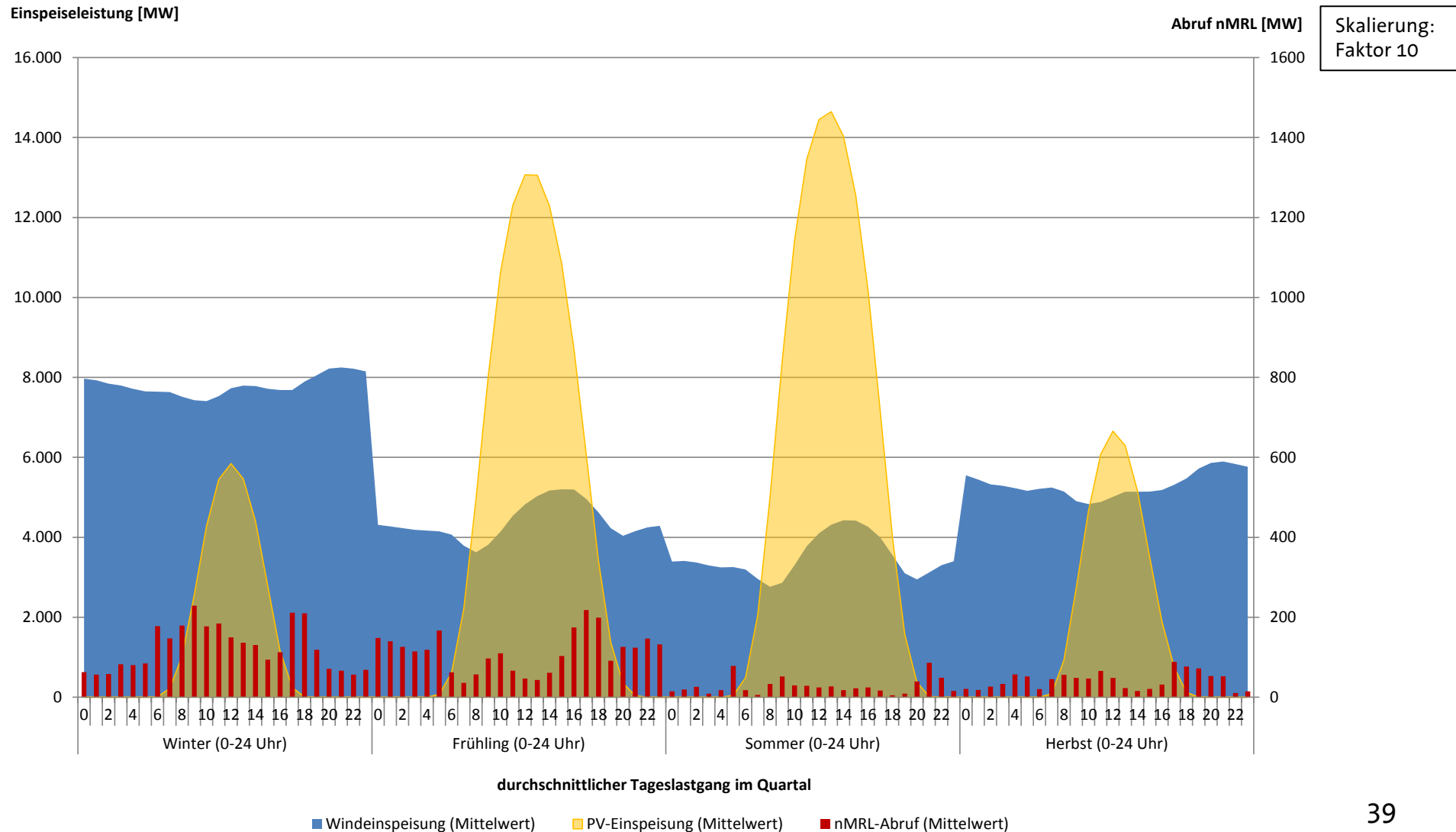


Quelle: Dena, Netzstudie 2; Bundesregierung, Energiekonzept

Regelenergie Ausschreibung

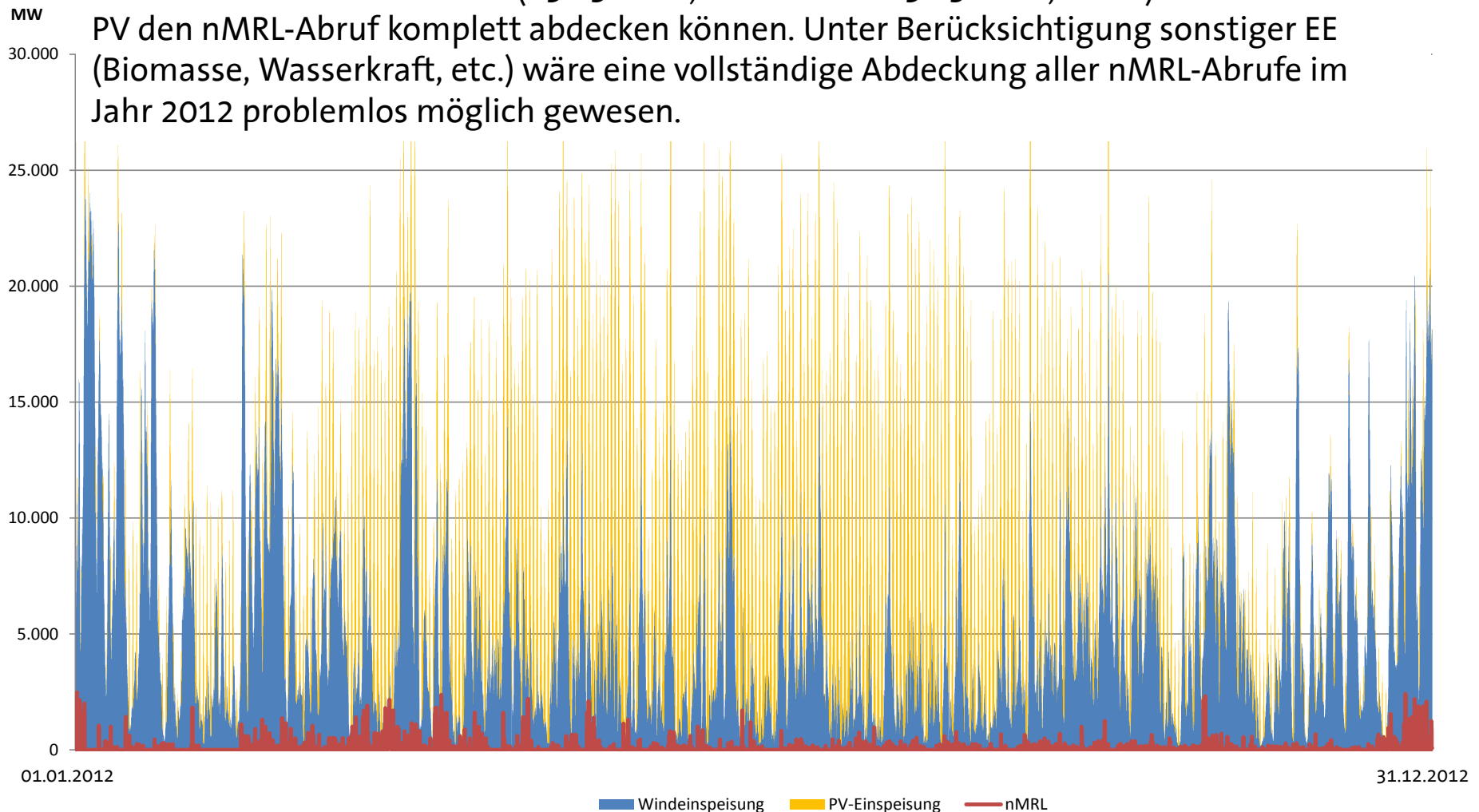


Eignung Wind/PV zur Abdeckung nMRL (Daten 2012)



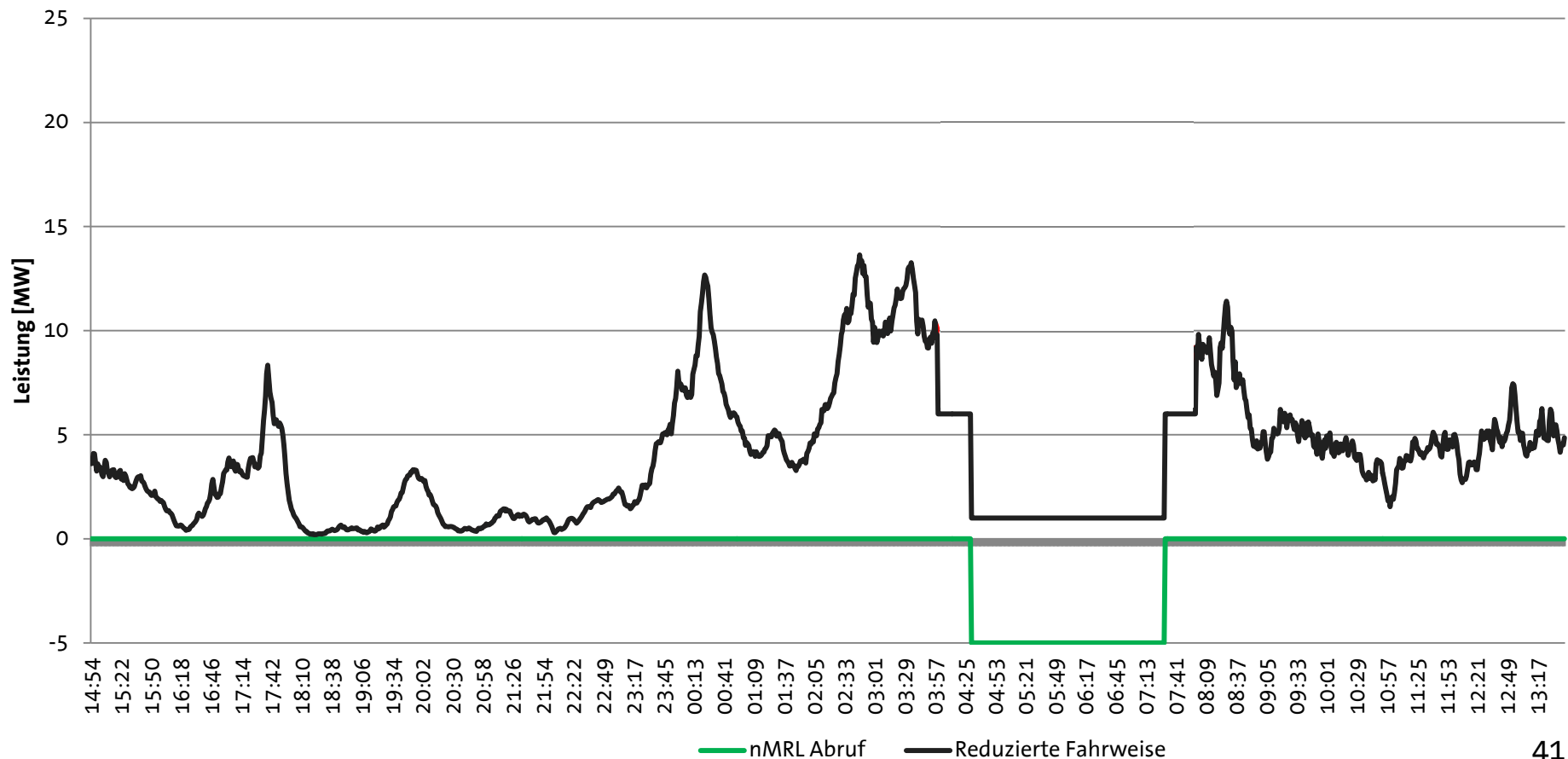
Eignung Wind/PV zur Abdeckung nMRL (Daten 2012)

Bis auf 2 Stunden des Jahres (15.03.2012, 18 Uhr und 25.03.2012, 2 Uhr) hätten Wind + PV den nMRL-Abruf komplett abdecken können. Unter Berücksichtigung sonstiger EE (Biomasse, Wasserkraft, etc.) wäre eine vollständige Abdeckung aller nMRL-Abrufe im Jahr 2012 problemlos möglich gewesen.



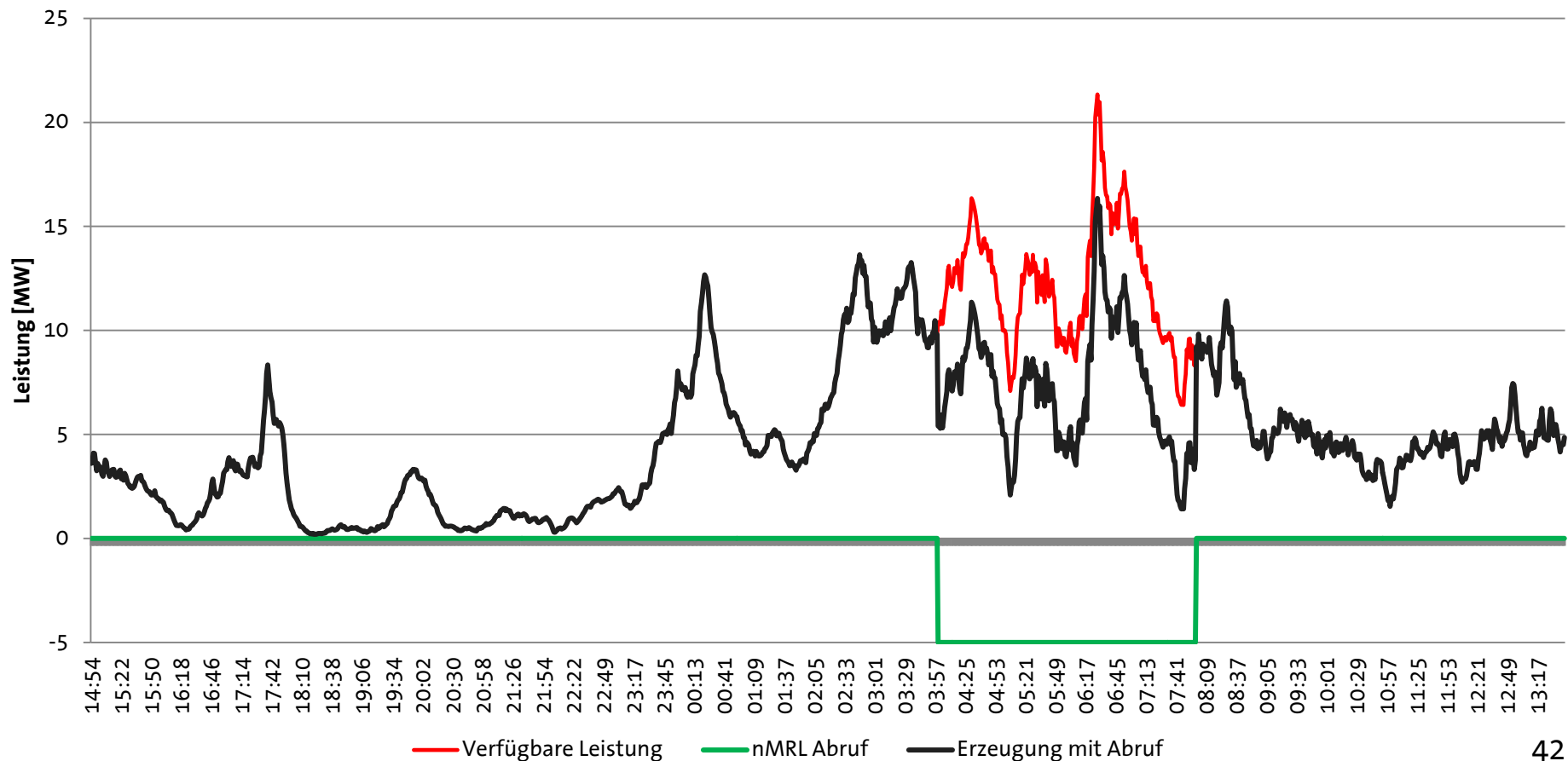
Bereitstellung von Regelleistung durch Windkraftanlagen

Theoretische Bereitstellung von 5 MW negative MRL,
Variante I: Bereitstellung aus abgeregeltem Zustand



Bereitstellung von Regelleistung durch Windkraftanlagen

Theoretische Bereitstellung von 5 MW negative MRL,
Variante II: Paralleles Abfahren der verfügbaren Leistung



in.power-Rückblick: Regelenergie mit Windkraftanlagen



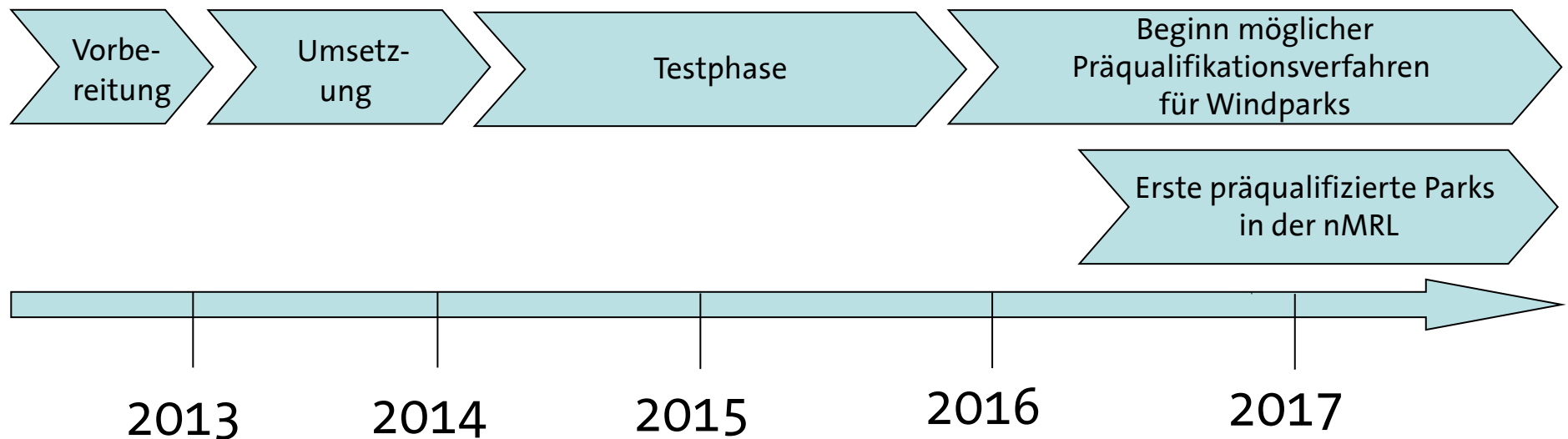
- Erste Diplomarbeit bei in.power bereits vor 9 Jahren:
„Regelenergie aus Windkraftanlagen“ Diplomarbeit, TU Berlin, 2007
- weitere Forschungsprojekte bei in.power:
RegModHarz, BMU, 2008 bis Januar 2013
Harz-EE-Mobility, BMU, 2010 bis 2011
ReWP (Koordination Fraunhofer IWES), 2015 bis 31.12.2016
- Zusammenarbeit mit Anlagenherstellern
- Regelenergie-tests mit Windkraftanlagen:
bereits unzählige Tests 2012 bis 2013
und 2016 (im Rahmen des o.g. Forschungsprojektes ReWP)

Voraussetzungen für eine erfolgreiche Umsetzung

1. Day-Ahead-Prognose
2. Reserven vorhalten (Redundanz)
3. Angebot abgeben für Folgetag
4. Intraday-Prognosen bzw. Nowcasting
5. Bei Regelenergieabruf:
 - Einsatzoptimierung des Pools
 - Leistungsreduzierung
 - Nachregelung

Regelenergie aus Windkraft

Zeitstrahl und Ausblick



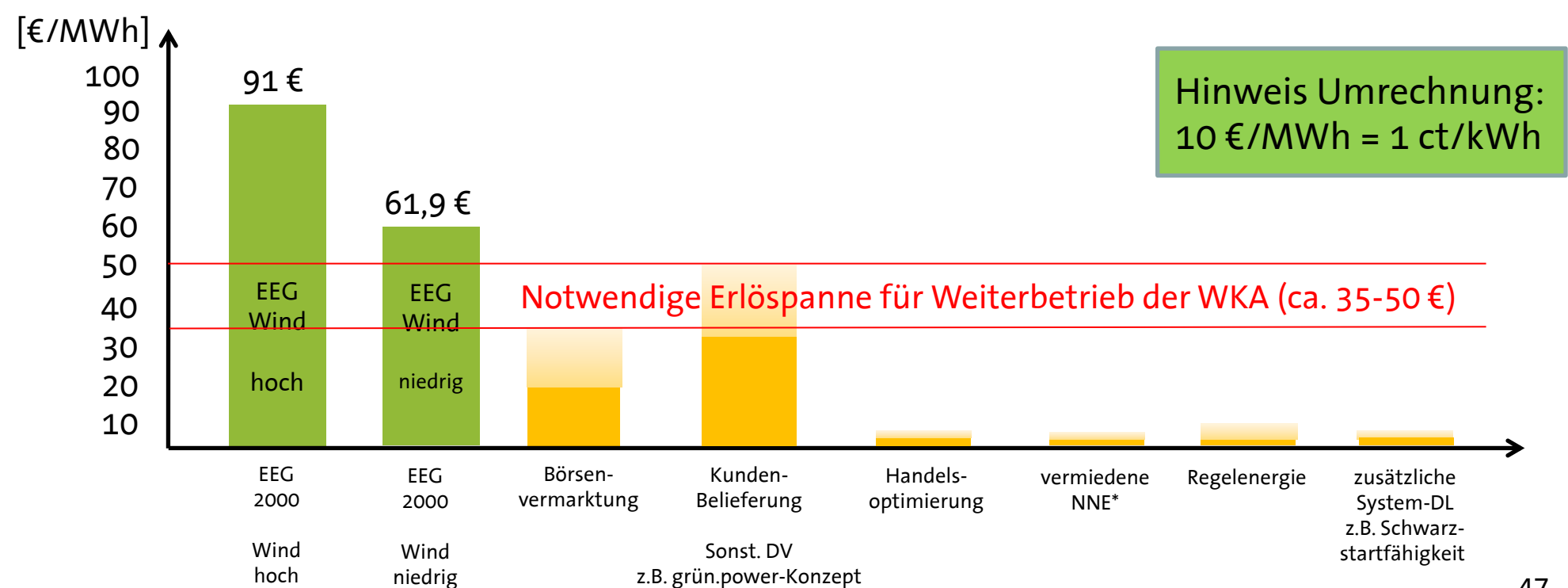
Wohin mit den EEG-Mengen?

Aktueller Stand

- Verschiedene Ansätze sind gescheitert, EEG-Mengen sinnvoll in Endkundenportfolien zu vermarkten:
 - **Grünstromprivileg** (abgeschafft zur EEG-Novelle 2014)
 - **Grünstrommarktmodell GMM** (2015 abgelehnt vom BMWi)
 - **BMWi-Modell zur „regionalen Grünstromkennzeichnung“** (abgelehnt am 20.06.2016 vom BEE, bne, bdew, DIHK, Verbraucherzentrale Bundesverband ...)
 - **Regionale Grünstromkennzeichnung** wird dennoch im neuen EEG 2017 verabschiedet und führt zu Mehrkosten (1 €/MWh)
- **Gesucht werden „neue“ funktionierende Geschäftsmodelle**

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 niedrigen Marktpreis momentan die höchsten Erlöse (Problem: aktuell Nischenmarkt)



* vermiedene NNE: vermiedene Netznutzungsentgelte

grün.power GmbH

- Gründung im Oktober 2012
- Tochtergesellschaft des Direktvermarktungsspezialisten in.power GmbH

Spezialisiert auf die **Ökostrom-Versorgung** von Endverbrauchern:

- Haushaltskunden sowie
- Gewerbe- und Industriekunden

Leistungsspektrum:

- Physikalische , zeitgleiche Belieferung mit 100% Ökostrom
- Einbindung regionaler EEG-Anlagen
- Keine „Um“-Zertifizierung des Stroms
- Produkte aus regionaler bzw. deutscher Windkraft, Sonnenenergie und Wasserkraft
- Übernahme des gesamten Kundenwechsel- und Lieferprozesses:
 - Kündigung beim Altversorger
 - Anmeldung beim Netzbetreiber
 - Stromlieferung
 - Abrechnung und Kundenbetreuung

Das grün.power-Konzept

- Die grün.power GmbH nutzt den Vertriebsweg der sogenannten „sonstigen Direktvermarktung“ (DV)
- d.h. Verkauf von Grünstrom aus EEG-Anlagen an Endkunden zum Marktpreis
- Grünstrom , der über DV vermarktet wird, kann direkt Endkunden zugeordnet
- Es besteht eine Verbindung zwischen EEG-Anlage und Endkunde (=sogenannte Herkunftsnachweis) - im Gegensatz zu Graustrom, bei dem kein Herkunftsnachweis möglich ist
- Der Grünstrombezug wird somit „sichtbar“ gemacht

Vorteil:

EEG-Strom der über die sonstige DV vermarktet wird, entlastet die EEG-Umlage!

Echter Ökostrom von grün.power

Hintergrund:

- „Konventionelle“ Ökostromanbieter betreiben i.d.R. sog. „Green-Washing“ durch Einkauf günstiger Zertifikate aus Wasserkraft und Graustrom an der Börse
- Ökostrom-Kennzeichnung ohne zeitgleiche Vollversorgung
- Herkunftsnachweise können zu beliebigen Zeitpunkten erzeugt worden sein, ohne dem zeitgleichen Stromverbrauch zu entsprechen
- Damit sind konventionelle Kraftwerke notwendig

grün.power Lösung:

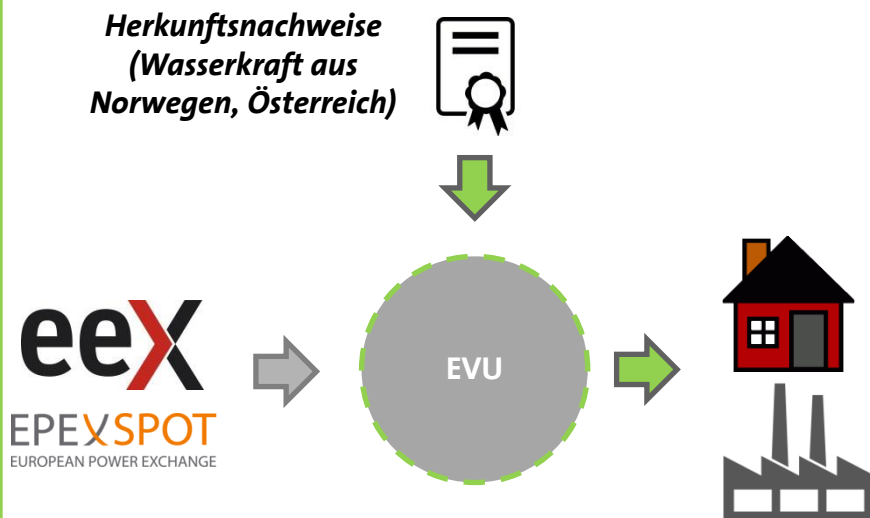
- grün.power hat direkte Lieferverträge mit den Anlagenbetreibern
- Zu jeder ¼-Stunde zeitgleiche Vollversorgung mit Strom aus **regionalen** bzw. **deutschen EE-Erzeugungsanlagen**
- Einbindung von fluktuierenden EEG-Erzeugern wie Wind- und Photovoltaikparks
- Somit sind keine konventionellen Kraftwerke mehr notwendig

Vorteile für RLP:

- Entlastung der EEG-Umlage
- Förderung der regionalen Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik
- Einnehmen einer Vorreiterrolle beim Umsetzen der Energiewende
- Beitrag zur Realisierung der Zielvorgabe einer 100% Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien

Beschaffung: „Konventioneller“ Ökostromanbieter vs. grün.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

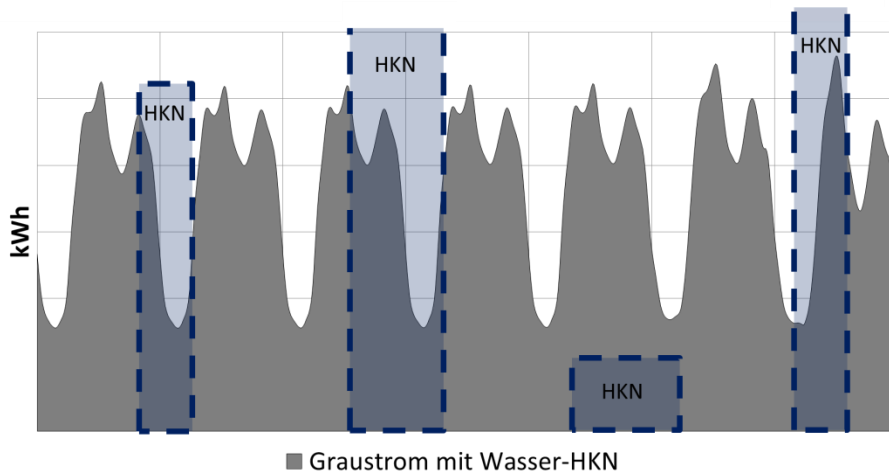
grün.power



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

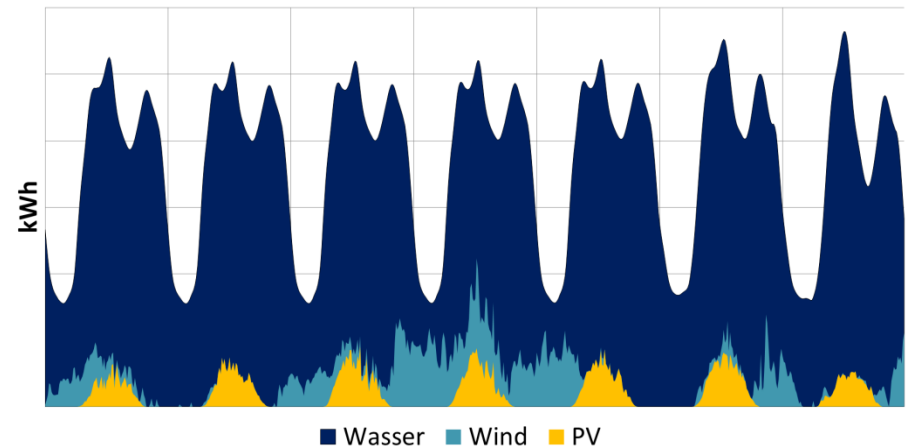
Zeitgleichheit: „Konventioneller“ Ökostromanbieter vs. grün.power

„konventioneller“ Ökostrom-Anbieter



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

grün.power

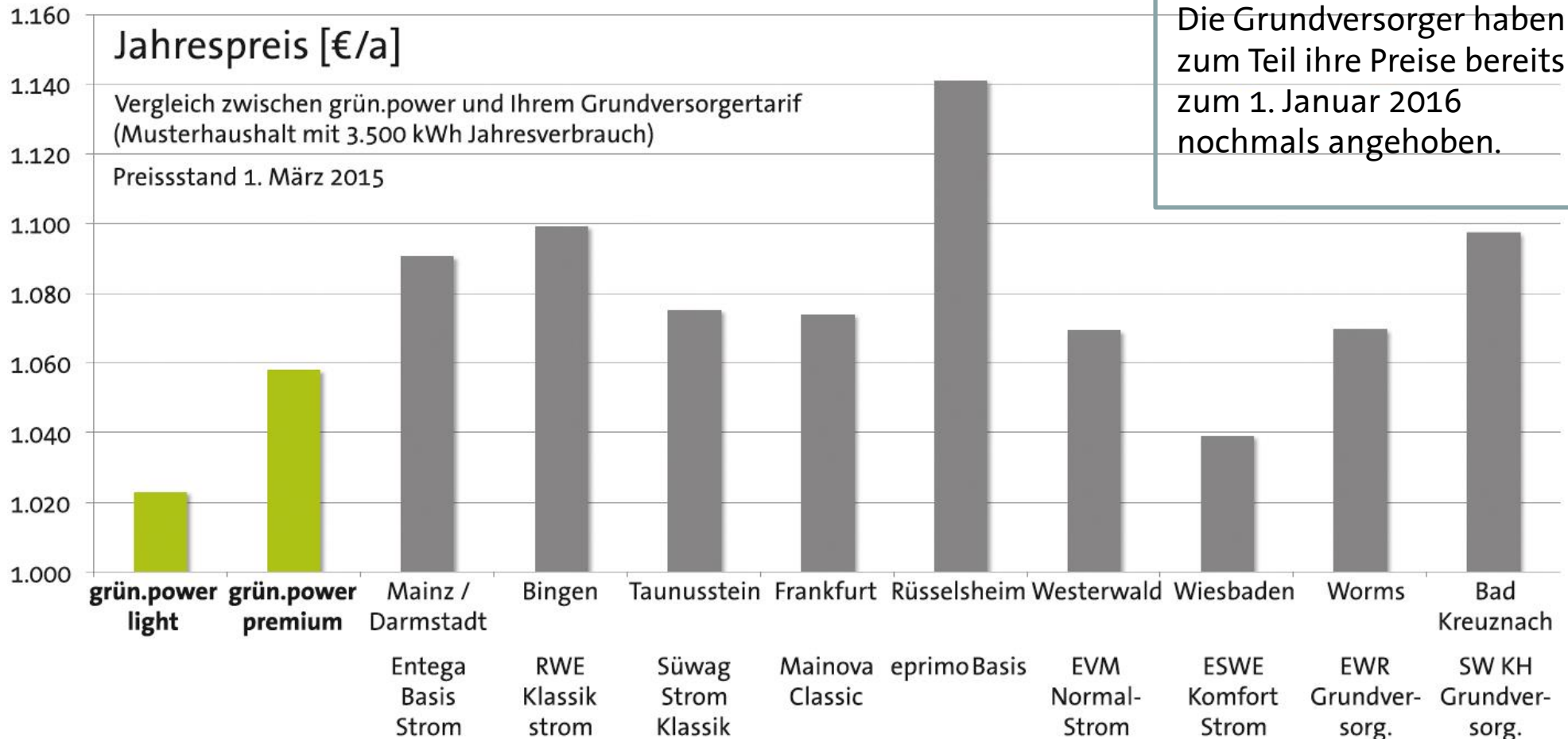


- zu jeder ¼-Stunde zeitgleiche Vollversorgung mit Strom aus regionalen bzw. deutschen EE-Erzeugungsanlagen
- keine konventionellen Kraftwerke mehr notwendig

Beispiel: Regionales Grünstromprodukt für das Rhein-Main-Gebiet

- grün.power beliefert Haushalte im Rhein-Main-Gebiet u.a. mit Grünstrom aus fünf WEA in Mainz-Ebersheim.
- Das Stromprodukt wird unter der Marke „**grün.power premium**“ vertrieben und besteht zu 15 % aus regionalem Windstrom, zu 5 % aus PV-Strom und zu 80 % aus Strom deutscher Wasserkraftanlagen.
- Ein zweites Produkt („**grün.power light**“) besteht zu 2 % aus regionalem Windstrom und zu 98 % aus Strom deutscher Wasserkraftanlagen.
- grün.power bietet den Haushaltskunden einen günstigeren Tarif als den des örtlichen Grundversorgers.
- Die Haushaltskunden können damit ein hochwertiges Grünstromprodukt zu günstigen Konditionen beziehen.

Oftmals günstiger als der örtliche Grundversorgertarif (Bsp. Rhein-Main-Gebiet)



Beispiel: Regionale Erzeugung in Windkraftanlagen in Mainz-Ebersheim



Aktuell sind für grün.power
(über in.power)
über 500 Windkraftanlagen in
ganz Deutschland zugänglich.

In Mainz-Ebersheim sind
bereits 5 Windkraftanlagen
(Typ: Enercon E-40 je 600 kW)
integriert.

Aktuelle Summe: > 1.000 MW
(Deutschland)

Deutsche Erzeugung in Photovoltaikanlagen



Aktuell sind für grün.power (über in.power) über 100 Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in ganz Deutschland zugänglich.

Darüber hinaus werden sukzessive weitere regionale PV-Anlagen integriert.

Aktuelle Summe: > 250 MW (Deutschland)

Deutsche Erzeugung in Wasserkraftanlagen in Töging am Inn



Gewässer	Inn
Leistung	85 MW
Jahreserzeugung	564.600 MWh
Baujahr	1924

Deutsche Erzeugung in Wasserkraftanlagen in Töging am Inn / Erweiterung



Ökologische Begleitmaßnahmen:

Stillgewässer als Laichhabitate und Fischlebensraum, flußabwärtsgerichtete Fischdurchgängigkeit (Fischtrappe) am Jettenbach, Wiesenentwicklung an den Dammböschungen zur Förderung der Artenvielfalt, Herstellung von Reptilienhabitaten, usw.

Gewässer	Inn
Leistung	85 MW
Jahreserzeugung	564.600 MWh
Baujahr	1924

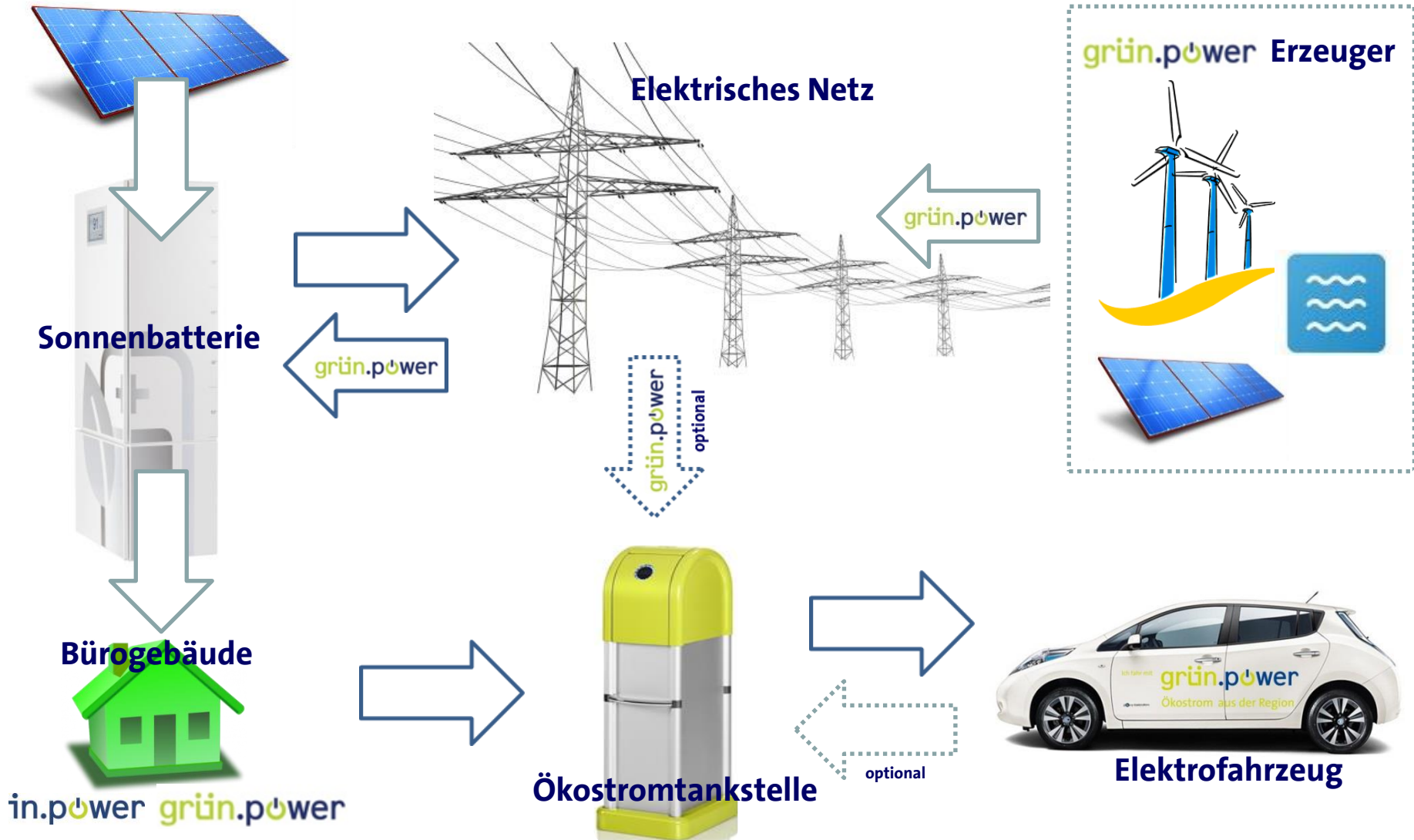
Umbau / Erweiterung	2017 IBN: 2021
Leistung	110 MW (+25 MW)
Jahreserzeugung	ca. 685 Mio. kWh (+ 120 GWh)
Turbinen	3 Kaplan-Turbinen
Gesamtinvestition	mehr als 200 Mio. Euro

grün.power übernimmt als Stromversorger alle relevanten Aufgaben



- ✓ **100 % Strom aus erneuerbaren und umweltfreundlichen Energien**
- ✓ **Keine Mindestvertragslaufzeit, keine Vorkasse, günstiger als Grundversorgertarif**
- ✓ grün.power übernimmt alle Formalitäten (Kündigung beim Altversorger und Anmeldung beim Netzbetreiber sowie Abrechnung und Kundenbetreuung)

Nachhaltiges Ökostromkonzept von in.power/grün.power



- Aktuell gibt es seitens des EEG bzw. der Politik keinen monetären Anreiz „regionale Ökostromprodukte“ anzubieten.
- Das Modell der „sonstigen Direktvermarktung“ könnte z.B. mit einer Stromsteuerreduzierung (um bspw. 1,5 ct/kWh, von 2,05 ct/kWh auf 0,55 ct/kWh) für Anbieter und Kunden attraktiver gestaltet werden.
- Diese Stromsteuerreduzierung könnte bereits ab 2017/2018 greifen und somit sukzessive Mengen bereits vor dem Ausscheiden aus dem EEG in geeignete Endkundenprodukte überführen.

Die EU ließe diesen Spielraum zu.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Stand: 2017-01-10

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