

**FFE**

# Hat Flexibilität einen Wert im System?

Christoph Pellingner

22.05.2019

Berliner Energietage

2019



# Wert

Bemisst sich  
anhand von...

- €
- Nutzung der EE-Einspeisung
- CO<sub>2</sub>-Emissionen
- ...

Kann ...

- Negativ und positiv sein
- Kurzfristig oder langfristig in Hinblick auf den Transformationspfad gesehen werden

# Was spricht dafür und was dagegen, dass Flexibilität im System einen Wert hat?

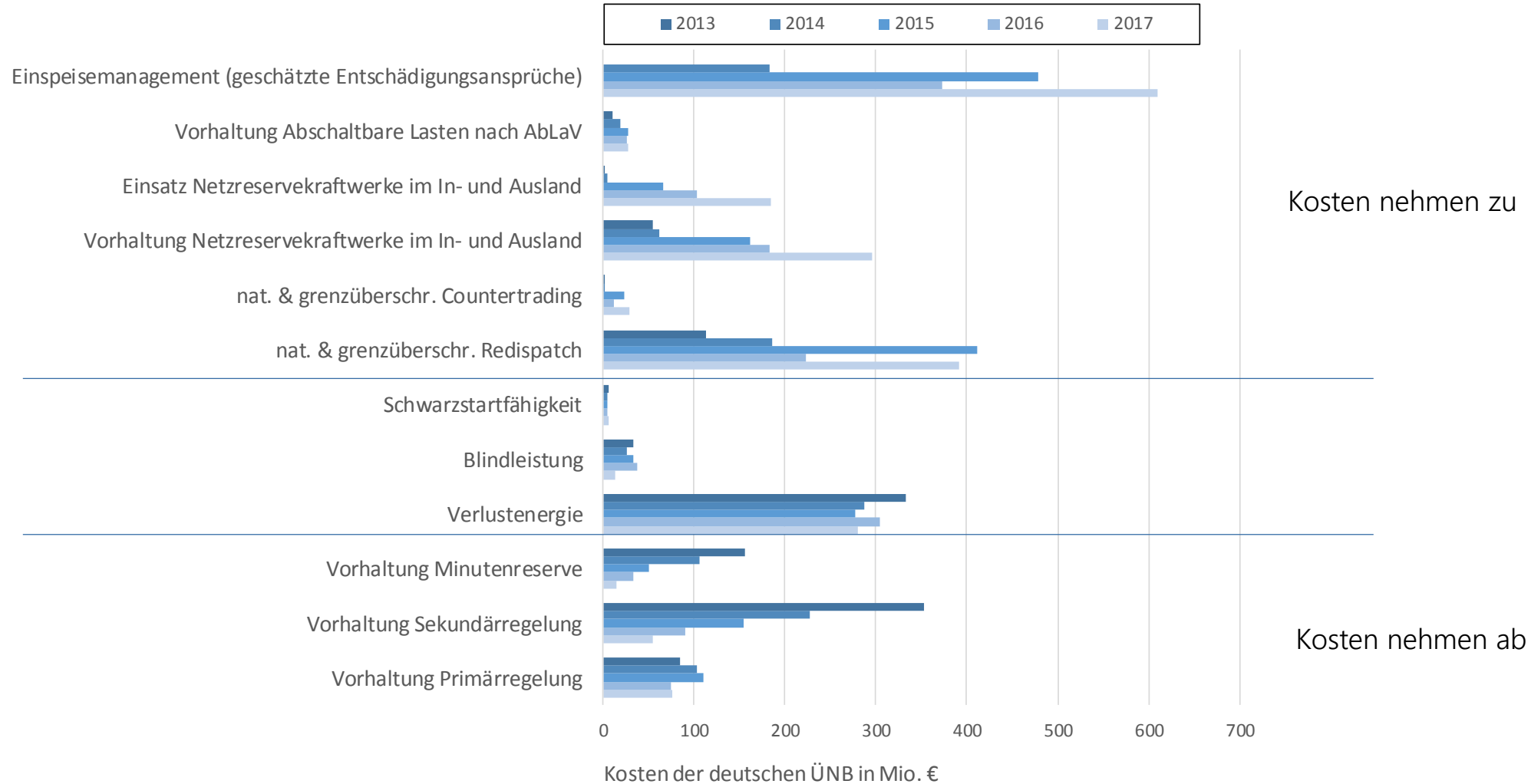
## Pro

- Entschädigungszahlungen für Engpassmanagement steigen an!  
> 1 Mrd. €
- Ausbau der fluktuierenden Erzeuger steigt an.
- In allen Studien, die sich mit der Zielerreichung der Energiewende beschäftigen spielt Flexibilität eine große Rolle

## Contra

- Ende 2017: Investitionspläne für das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf (1.4 GW, 13 GWh) gestrichen
- Erlöse am Regelleistungsmarkt sinken durch Senkung der Markteintrittsbarrieren

# Überblick zu den Kosten für Systemdienstleistungen

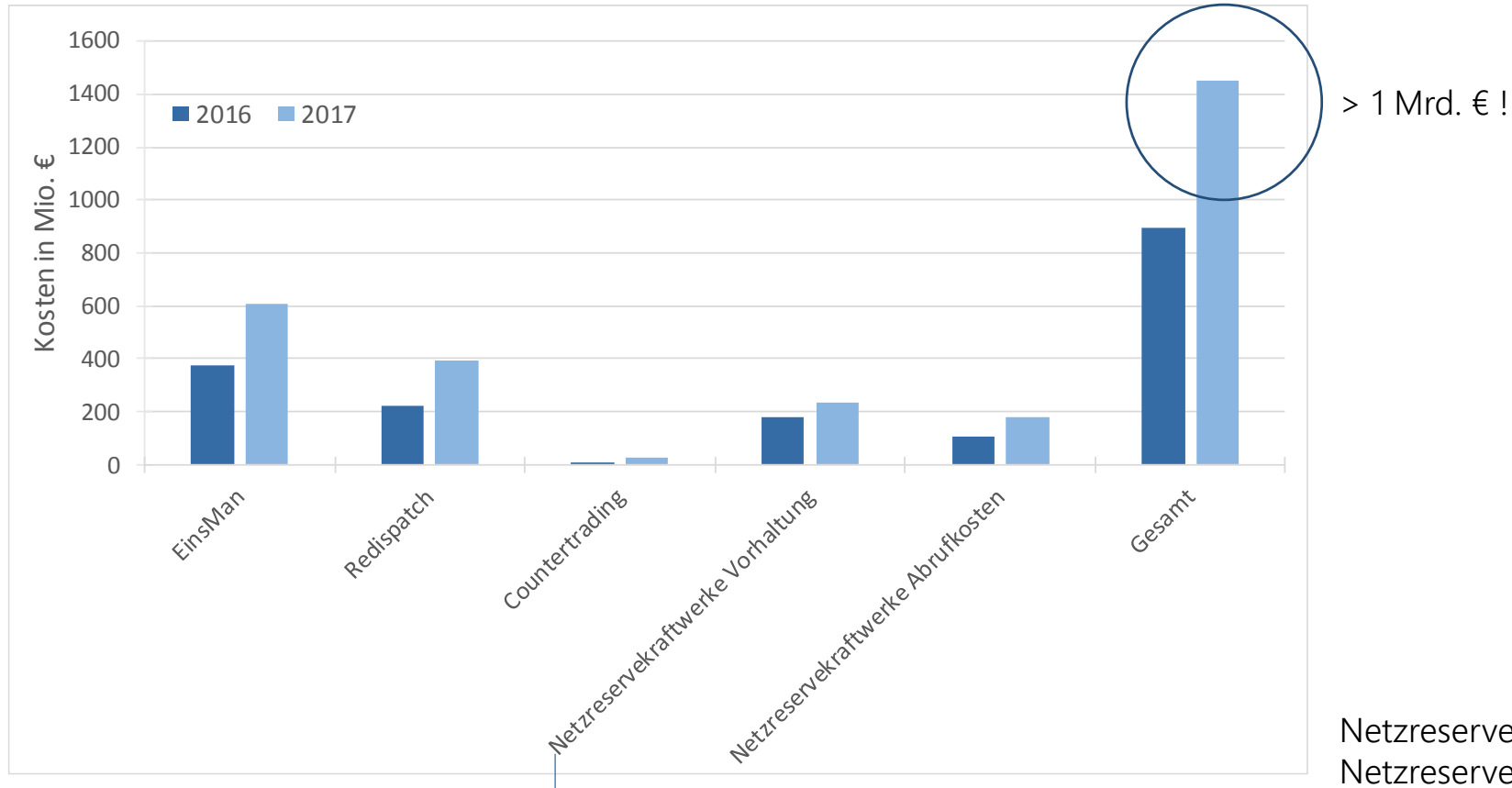


Quelle:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2018\\_Kapitel/E\\_Systemdienstleistung2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2018_Kapitel/E_Systemdienstleistung2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2) Seite 7

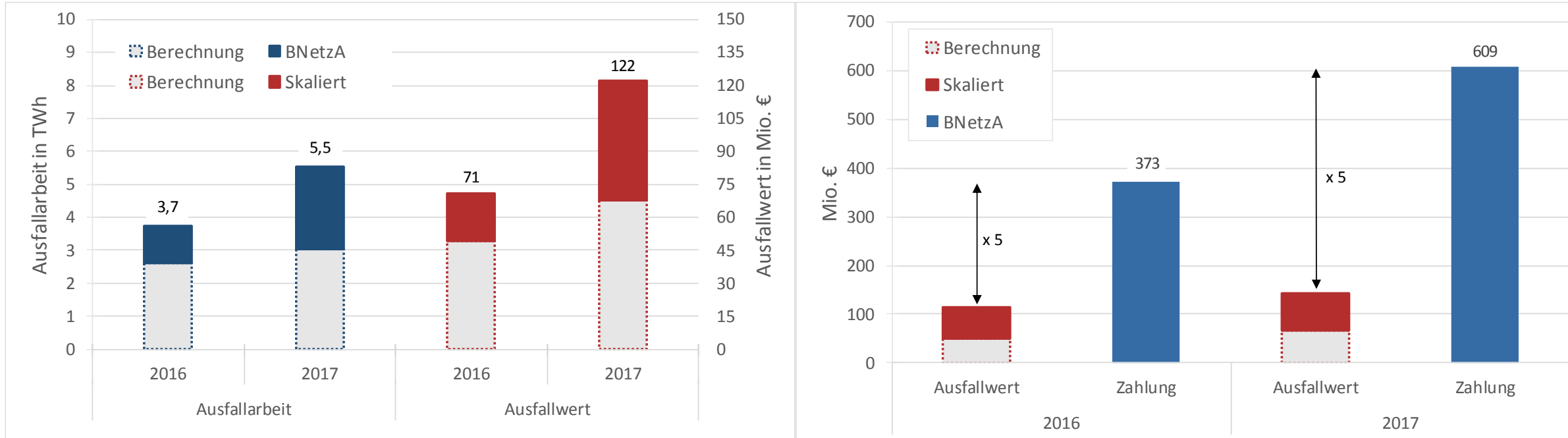
# Ein paar Worte zum Engpassmanagement - Übersicht

## Engpassmanagementkosten 2016/2017



Netzreservebedarf: 2017/2018: 10.400 MW  
Netzreservebedarf: 2018/2019: 6.600 MW  
Netzreservebedarf: 2019/2020: 5.126 MW  
Netzreservebedarf: 2022/2023: 10.647 MW

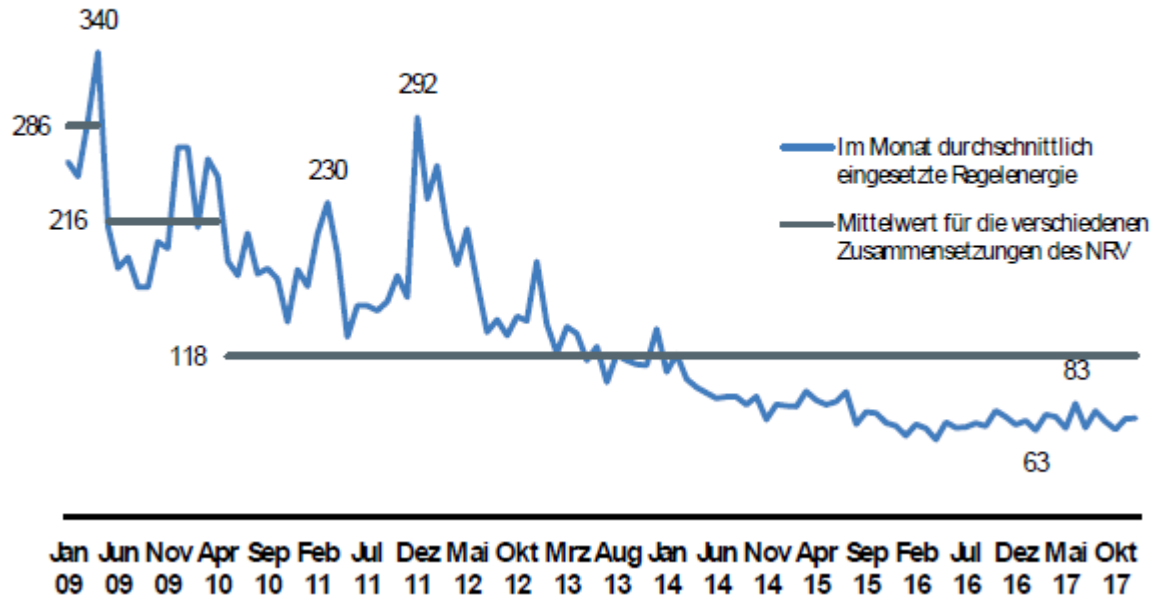
# Einspeisemanagement



- Berechnung der Abregelungszeitreihen anhand der veröffentlichten EinsMan-Maßnahmen von insgesamt 8 VNB (Avacon, Bayernwerk, E.DIS, Mitnetz, Netze BW, WW-Netz, Wemag, Schleswig-Holstein Netz)
- Abweichung zum Referenzwert der BNetzA: 2016 - ca. 30 %, 2017 – ca. 45 %
- Skalierung auf den Referenzwert der BNetzA
- Verschneidung der Abregelungszeitreihen mit den Zeitreihen des Day-Ahead-Handels -> Ausfallwert

# Einsatz der Regelenergie ist in den letzten Jahren signifikant zurückgegangen

Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in MW



## Gründe

- Einführung des optimierten Netzregelverbundes
- Einführung der International Grid Control Cooperation
- Einführung des 15-Minuten Intraday-Handels

Quelle:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2018\\_Kapitel/E\\_Sys\\_temdienstleistung2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2018_Kapitel/E_Sys_temdienstleistung2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2) Seite 20

# Fazit

1

Aktuell fließen Beträge im Wert von mehreren hundert Millionen € jährlich, zum Teil sinken die Erlöse drastisch!

2

Perspektivisch wird mehr Flexibilität benötigt, um die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele zu erreichen.

3

Flexibilität ist deutlich komplexer als es die Darstellung in einem Vortrag über 10 Minuten erlaubt





Dr.-Ing. Christoph Pellingner

Leitung strategische Projektplanung

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Tel.: +49(0)89 15 81 21 – 70

Email: cpellingner@ffe.de



Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Am Blütenanger 71

80995 München

Tel.: +49(0)89 15 81 21 – 0

Email: [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)

Internet: [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

Twitter: @FfE\_Muenchen