



Flexibilitätsnutzung in Verteilnetzen: „Netzengpass im 20kV-Netz aufgrund von Windeinspeisung“

Hochschule Darmstadt (h_da)

Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik (EIT)

Hann Ruppert, Christoph Heil, Klaus-Martin Graf

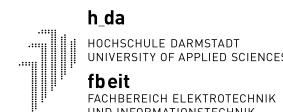
15. Symposium Energieinnovation, 14.-16.02.2018, Graz/Austria



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Problem

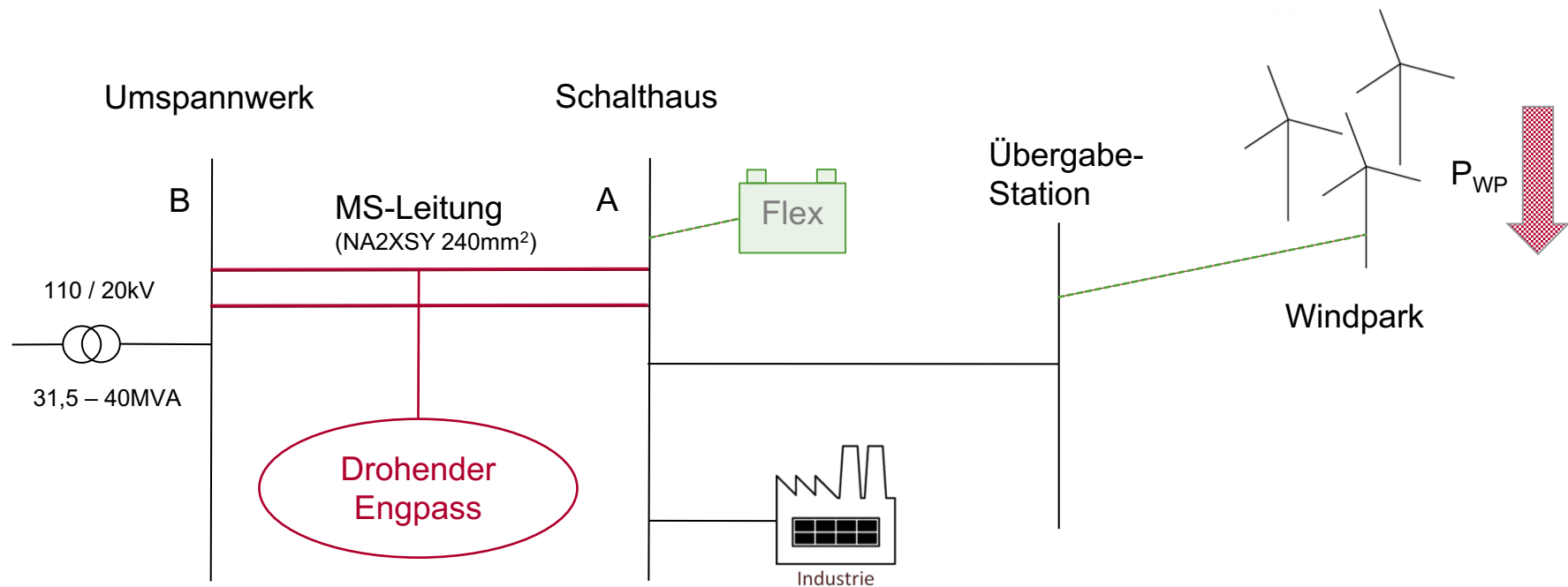
- Flexibilitätsnutzung „in aller Munde“
 - ➔ Maßnahme zur Integration höherer Anteile an Erneuerbaren Energien
- Hoffnung, dadurch den Bedarf an Netzausbau zu reduzieren
- Wenig Studien zu Thema „Flexibilität vs. Netzausbau“



Ziel: Erste
Einschätzung

Zentrale Forschungsfrage dieser **Kurzstudie**

- Kann Flexibilitätsnutzung in einem gewählten „typischen Anwendungsfall“ eine Alternative zum Netzausbau darstellen?



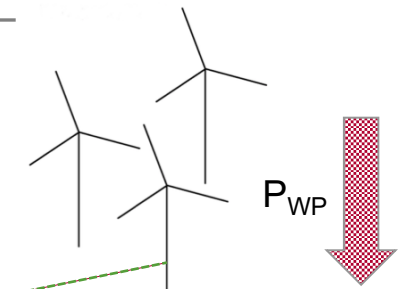
Maßnahmen

- 1: Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG ($P_{WP} = 100/60/30/0\%$)
- 2: Netzausbau: Erhöhung der Kapazität AB
- 3: Nutzung von Flexibilität (Anwendungsfall: Li-Ion-Speicher als „Base Case“)

Umspannwerk

Schalthaus

Übergabe-
Station



Windpark

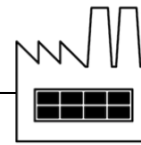
$P_{\max, WP} = 35-55 \text{ MVA}$

MS-Leitung
(NA2XSY 240mm²)

Flex

Drohender
Engpass

Engpass $\approx 0-20 \text{ MW}$



Industrie

$P = X - 20 \text{ MW}$

110 / 20kV

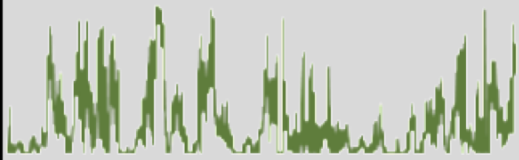
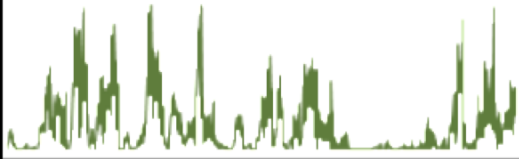
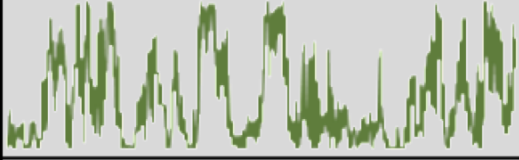
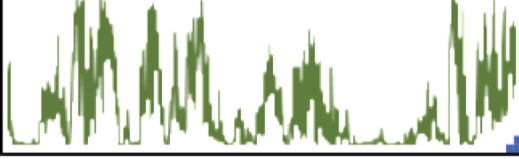
31,5 – 40MVA

$P_{N, TR} = 31,5-40 \text{ MVA}$

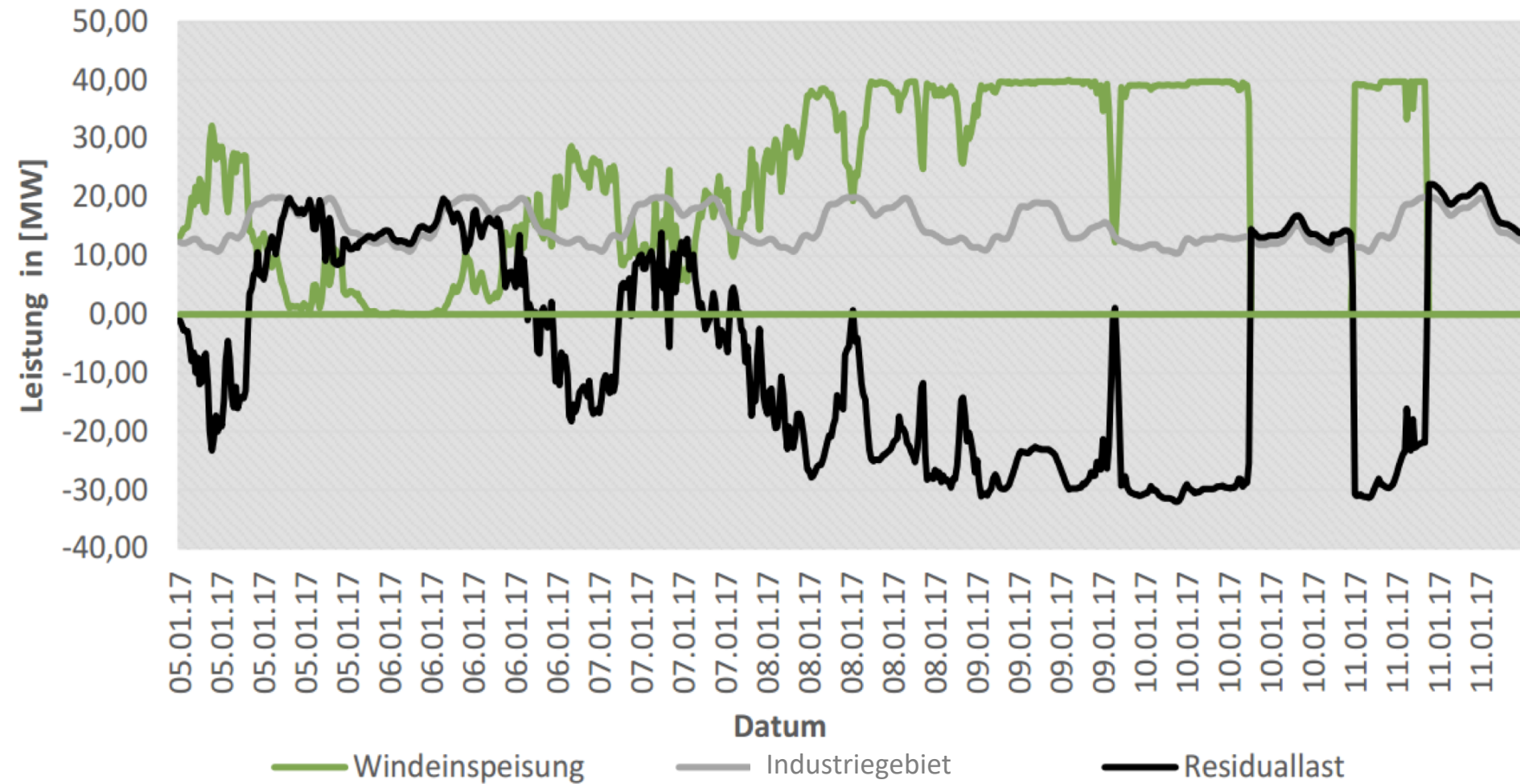
Parameter

- Länge der MS-Leitung (km) [1-15km]
 - Anschlussleistung Windpark [$\approx 0-60 \text{ MW}_{el}$]
 - Einspeisestruktur Windpark [Vollaststundenzahl]
 - Verbrauchsstruktur des Industrie/-Gewerbeverbrauchers [$P_{\max} = 20 \text{ MW}$]
 - Größe der Li-Ion-Batterie [Optimiert; Kombination mit Abregelung]
 - Netzausbaukosten [Berücksichtigung verschiedener Untergründe für Kabelarbeiten]
 - Kosten Abregelung Windpark [Einspeisevergütung gem. IBN]
- Beeinflusst
Höhe des
Engpass!

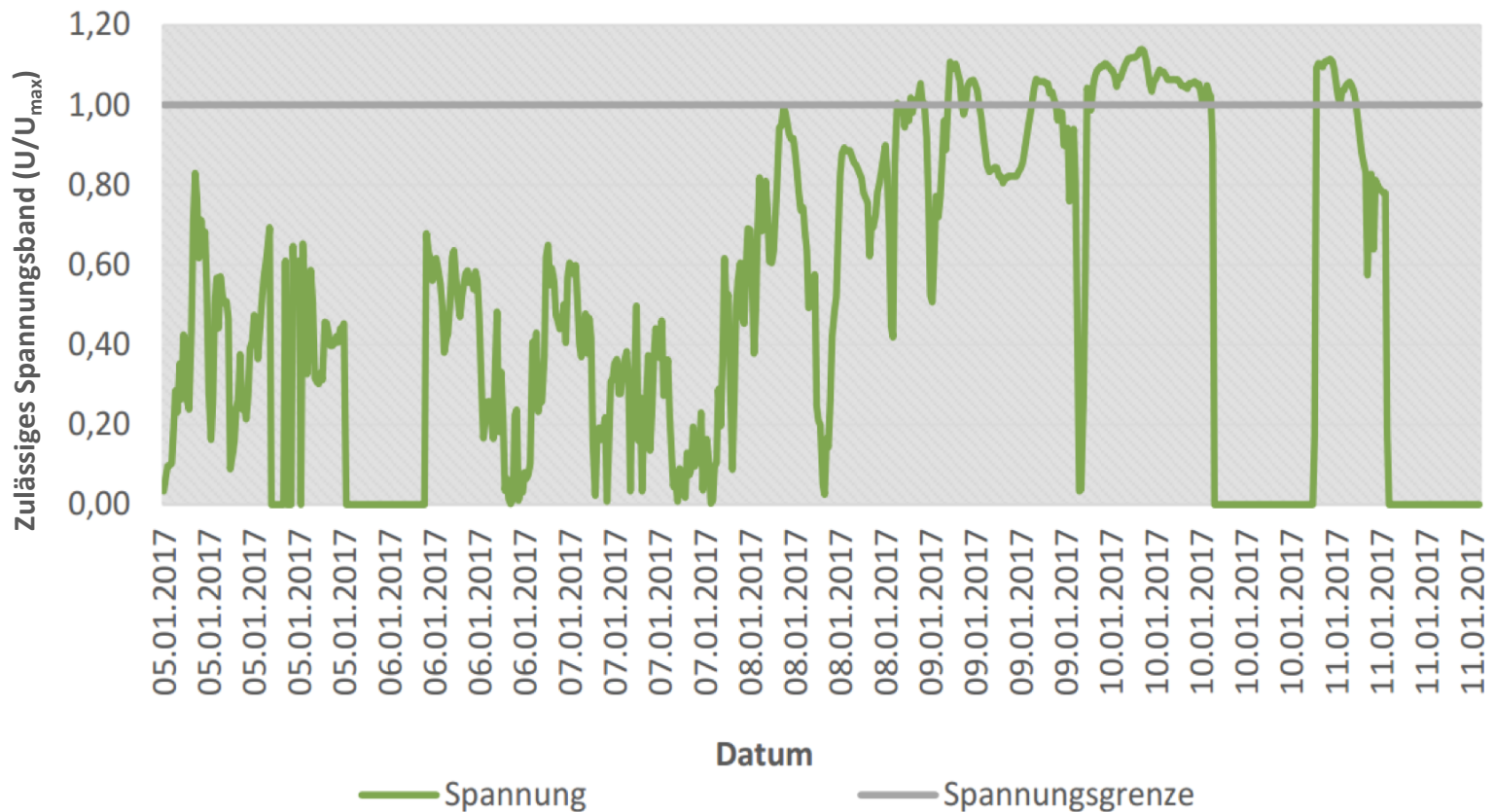


Anlagentyp	Nabenhöhe [m]	Windpark	Betreiber	Vollastunden [h]	Beispiel Einspeiselastgänge
Repower MD70	65,00	WP St. Michel	Jan Heckens	1.333,42	
Enercon E-66	67,00	WP Neuenbeken	Westfalen Wind Gruppe	1.662,41	
Senvion 3.4M104	98,00	WP Barlt	Jan Heckens	1.934,49	
Enercon E-82 E2	138,40	WP Büren Weiberg	Westfalen Wind Gruppe	2.482,83	

Verbrauchertyp	Charakteristik	Beispiel Jahreslastgang 2016
Gewerbe 8-18 Uhr	Last-peak in den Zeiten zwischen 8 bis 18 Uhr	
Gewerbe Abends	Erhöhter Bezug in den Abendsstunden	
Gewerbe Wochenende	Höherer Bezug am Wochenende	
Gewerbe durchlaufend	Konstanter peroidischer Verbrauch	



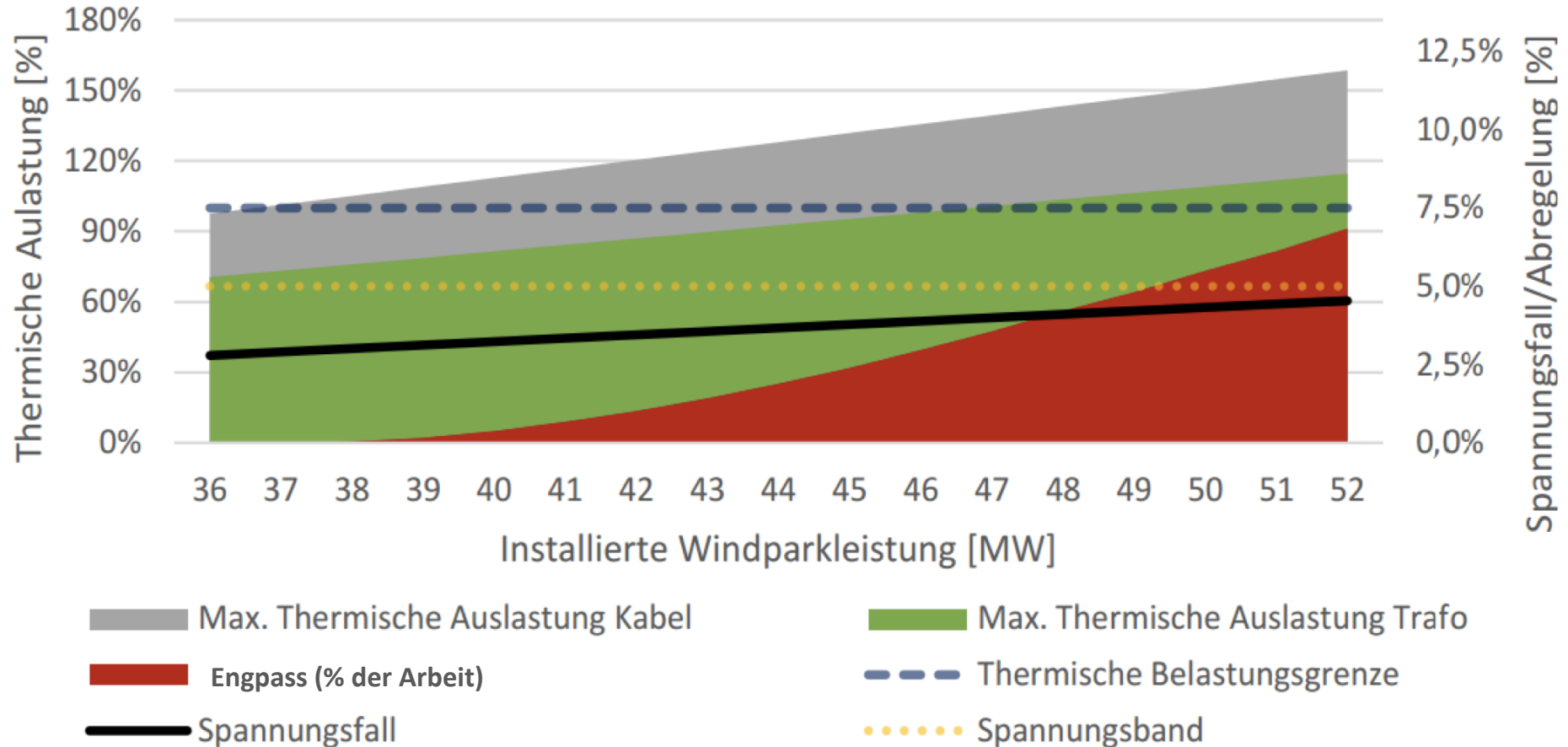
- Lastflussrechnung → Engpass bei:
 - Überschreiten der thermischen Belastungsgrenze ($I_{\max}$)
 - Verletzung des zulässigen Spannungsbandes $U = U_N \pm 10\%$



Szenario: Leistung Windpark variiert

10

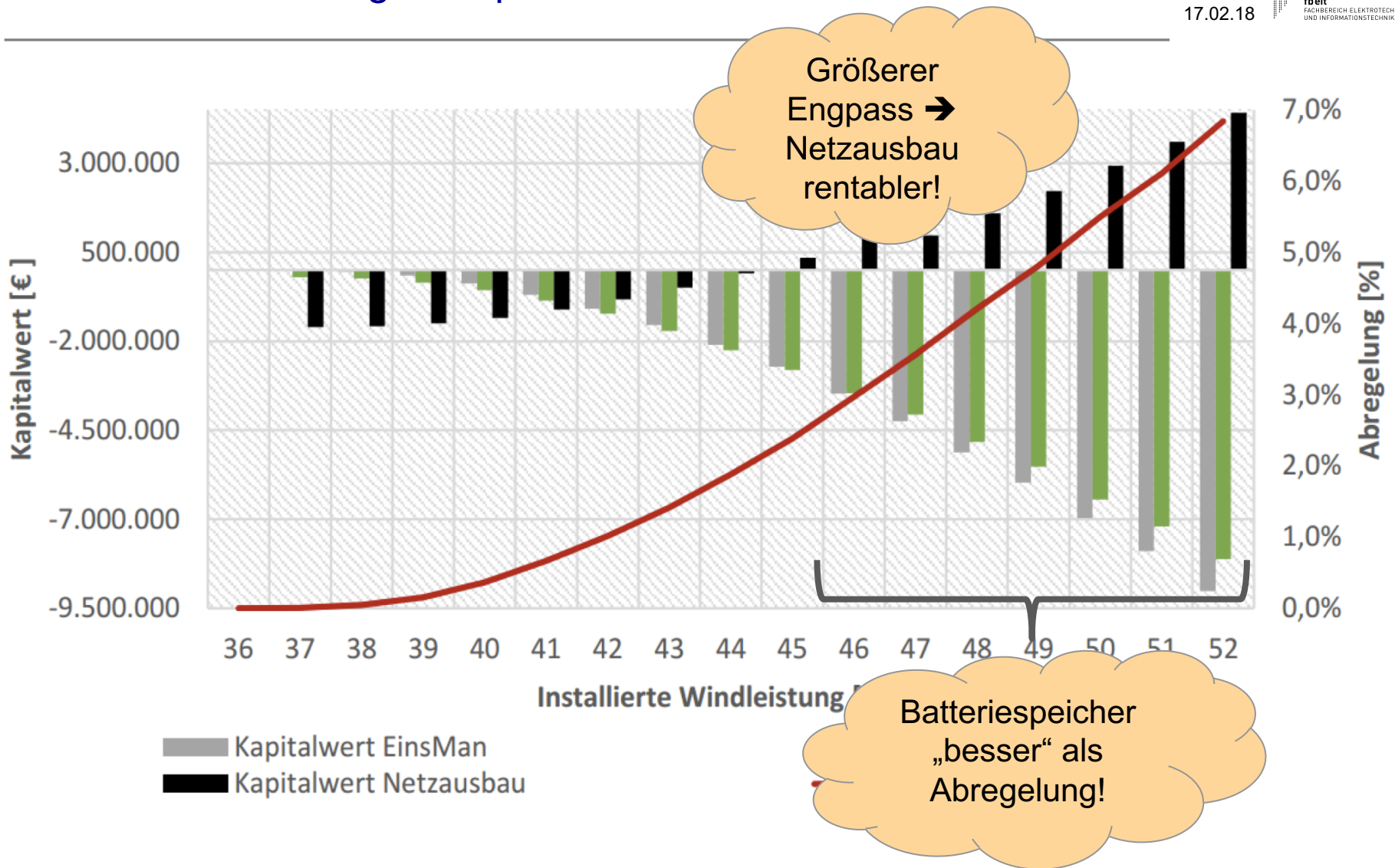
17.02.18



Szenario: Leistung Windpark variiert

11

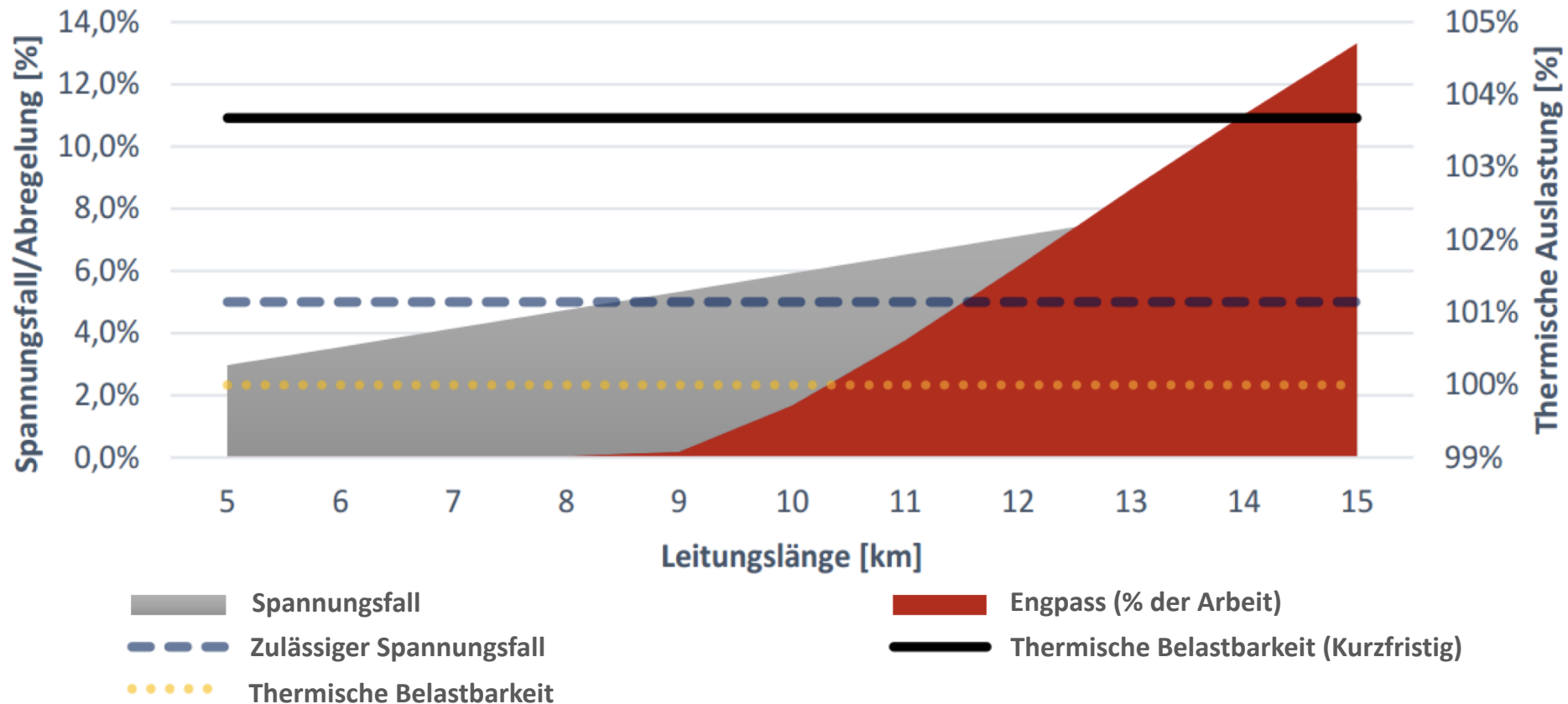
17.02.18



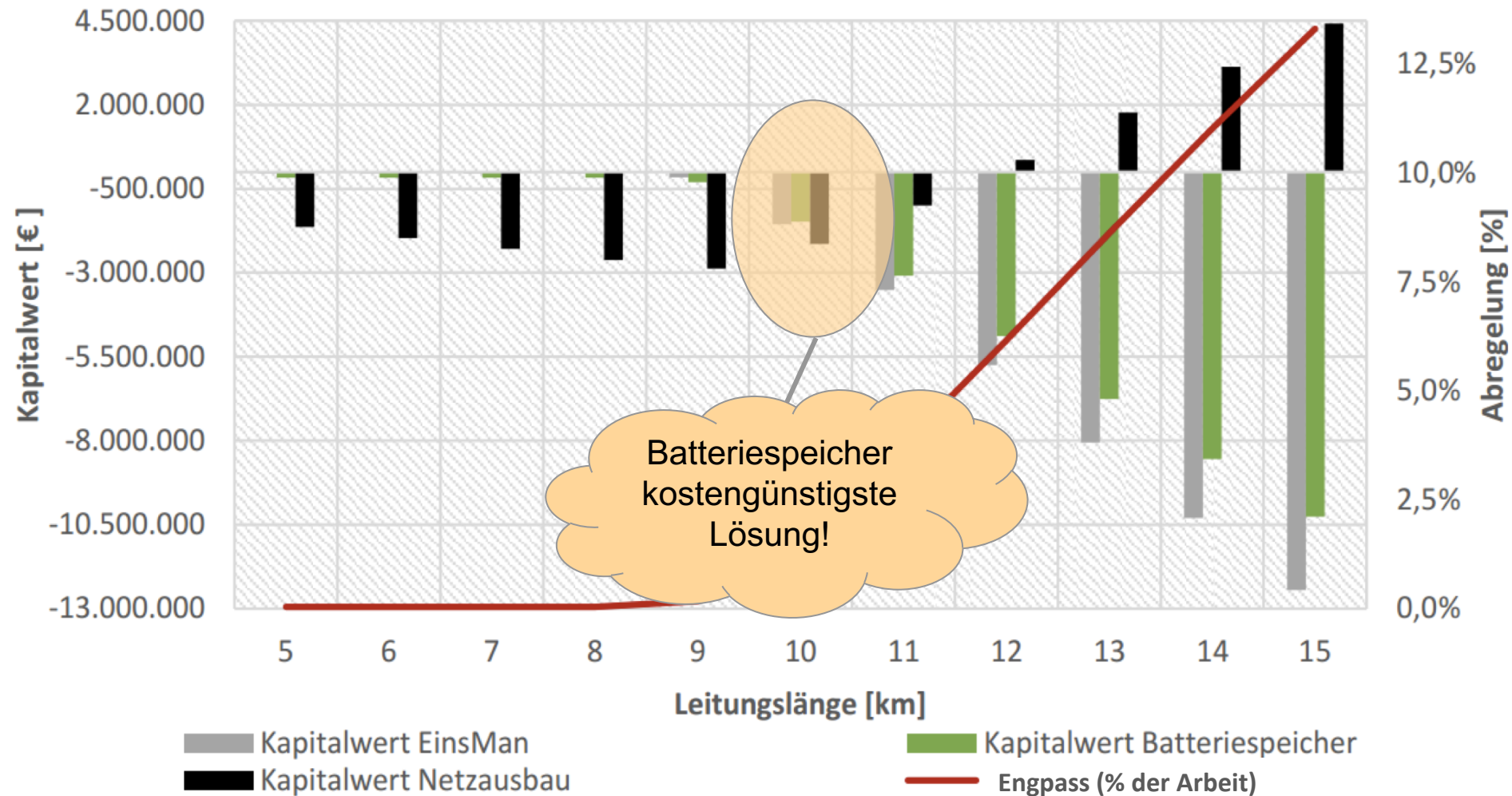
Szenario: Leitungslänge variiert

12

17.02.18



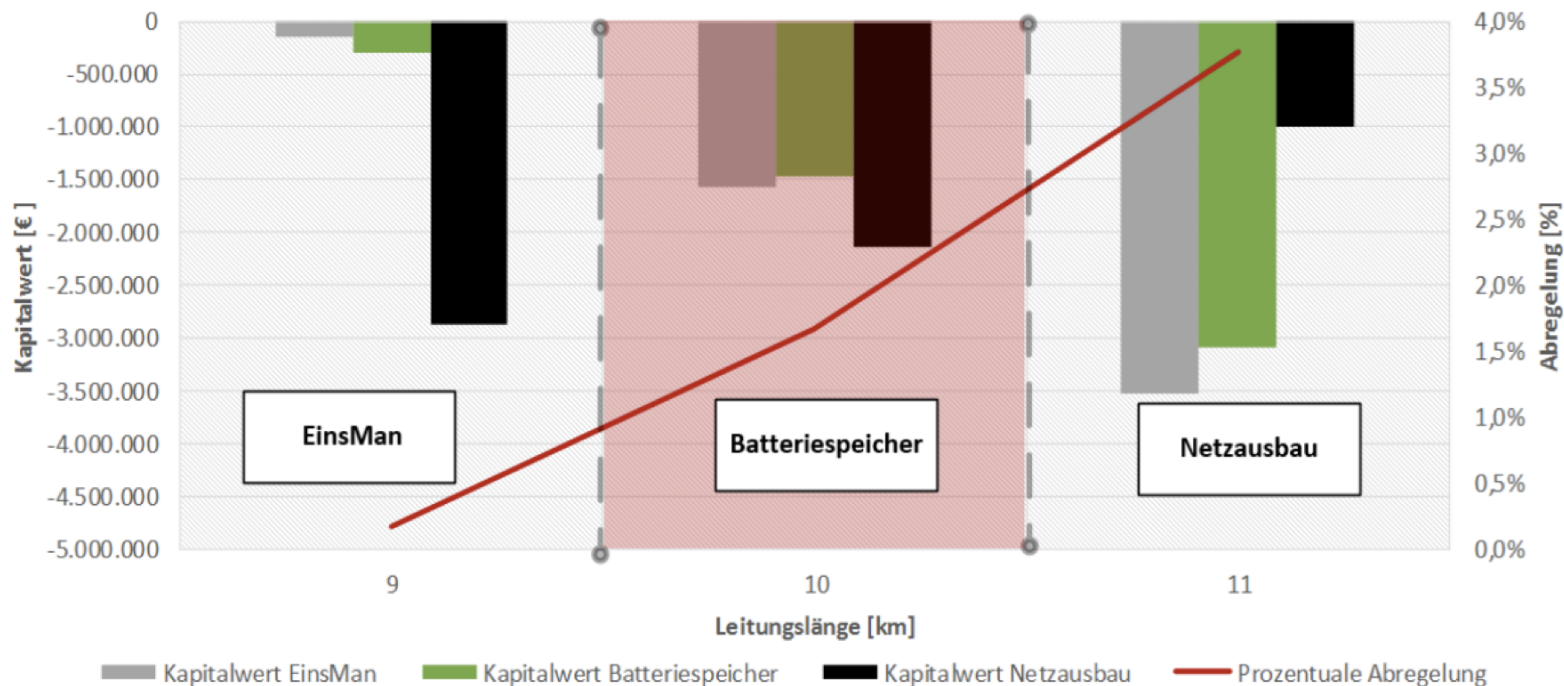
Szenario: Leitungslänge variiert



➤ Einflussfaktoren:

- Leitungslänge → Beeinflusst vor allem Spannungsbedingte Engpässe
 - Bei kleinen Längen vor allem Thermische Belastungsgrenze relevant
 - Bei großen Längen vor allem Spannungsproblematik relevant
- Leistung des Windparks
 - Starke Auswirkung auf Höhe und Häufigkeit von Engpässen (➔ Problematik „Repowering“)
- Struktur des Verbrauchs / der Einspeisung
 - Prämisse: MS-Leitung und HS/MS-Trafo dimensioniert auf $P_{WP} - P_{AVG, Industrie}$
 - Dann Engpässe immer dort wo „viel Windeinspeisung“ und „wenig lokale Last“
 - Eine ungleichmäßige Verbrauchsstruktur führt demnach häufiger zu Engpässen
- „Günstigste Lösung“
 - Wenig Engpässe ➔ Einspeisemanagement
 - Hohe Engpässe ➔ Netzausbau
 - Einzelfälle ➔ Möglicherweise Flexibilität/Speicher? (Noch näher zu untersuchen...)

- Im Anwendungsfall gibt es einen (sehr kleinen) Bereich, in dem Flexibilitätsnutzung (mit Batteriespeichern) aus wirtschaftlicher Sicht die günstigste Alternative darstellt.



- Einzelfallprüfung notwendig ➔ Evtl. ist Flexibilitätsnutzung in Einzelfällen eine Alternative!
- Ggfs. „günstigere“ Flexibilitäten suchen (anstelle von Batteriespeichern)
- Flexibilitätsnutzung kann eine **Möglichkeit** sein, um Investitionen in Netzausbau zeitlich zu verlagern!

Vielen Dank für ihre Aufmerksamkeit!

Hochschule Darmstadt

www.h-da.de

Projektgruppe Smart Grids

<https://eit.h-da.de/en/forschung/forschungsfelder/energietechnik/projektgruppe-smart-grids/>

Hann Ruppert
Hochschule Darmstadt
+49 (0) 6151/16-37792
hann.ruppert@h-da.de

Backup Folien



- Diese Studie erfolgte im Rahmen eines Forschungsprojekts mit StoRegio GmbH (Projektleitung), Entega AG, Fraunhofer IESE, Fraunhofer ISE, ads-tec GmbH und der Hochschule Darmstadt (h_da)
- Projekt „Flexibilitätsmanagement für die Energieversorgung der Zukunft (Flex4Energy)“¹
- Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie / Projektträger Jülich
- Entega AG und ads-tec GmbH betreiben einen Quartierspeicher (Li-Ion) im Netzgebiet der Entega zur Zwischenspeicherung lokaler Überschüsse aus PV-Erzeugung
- Die Fraunhofer-Institute entwickeln ein Alterungsmodell für Lithium-Ionen-Zellen (ISE) und erstellen Studien zum Thema Safety & Security (IESE)
- Die Hochschule Darmstadt entwickelt im Projekt eine Flexibilitätshandelsplattform (FHP) als Pilotsystem
- Im Rahmen dieser Studie wurde eine Masterarbeit von Christoph Heil, sowie weitere Berechnungen an der Forschungsgruppe Smart Grids am Fachbereich EIT vorgenommen

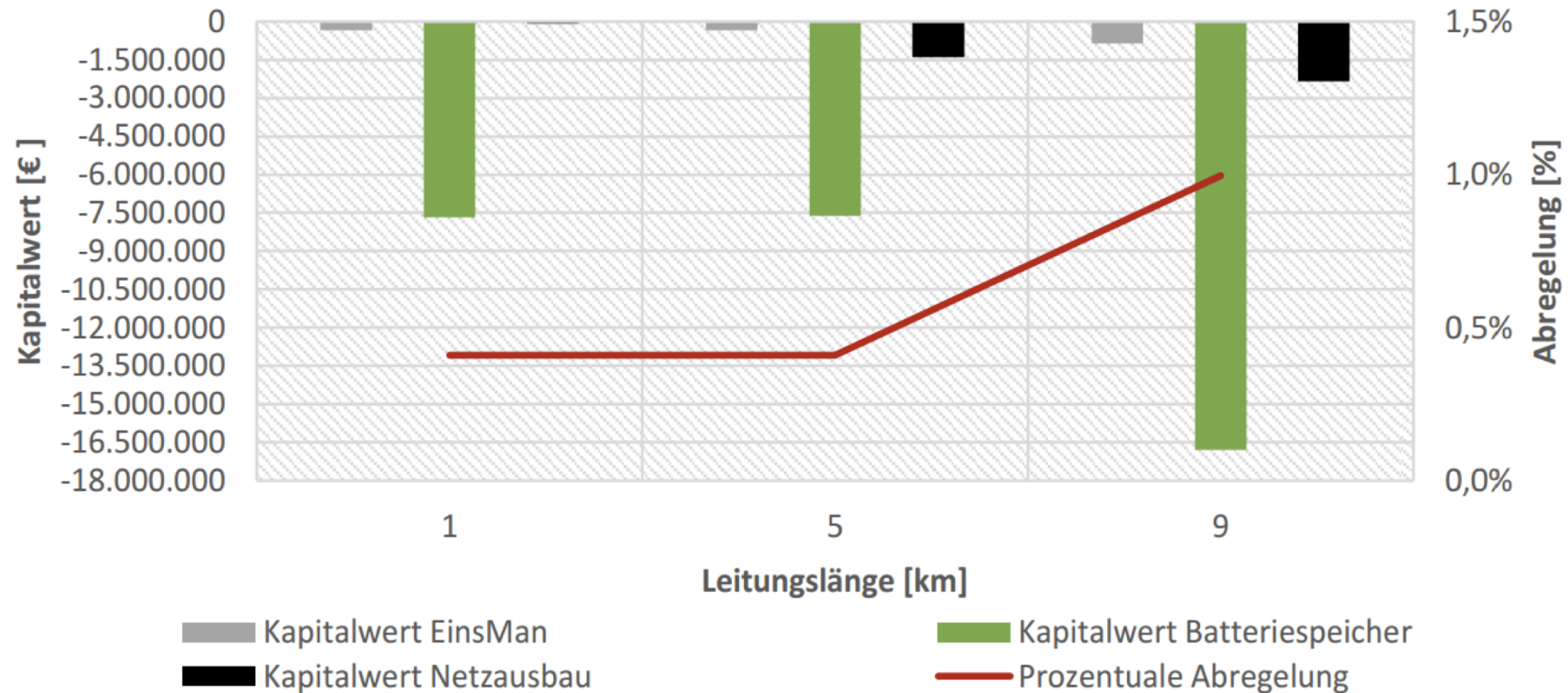
¹ <https://www.flex4energy.de/>

- Abregelung:
 - Abgeregelt werden einzelne Turbinen/Anlagen eines Windparks (60/30/0)
 - Vergütet wird gem. §§14, 15 EEG → die entgangene Stromerzeugung
 - Netzausbau:
 - Base Case ist der „günstigste“ Fall (Trassenbau in unbefestigtem Grund)
 - Speicher:
 - Wirkungsgrade und technische Rahmenbedingungen heutiger Speicher
 - Für die Kosten: Zielwerte zukünftiger Speicher (320€/MWh)
- Damit wird eine „günstige“, zukünftig erreichbare Speicherlösung betrachtet!

Szenario 1: Nur Speicher – Leitungslänge variiert

20

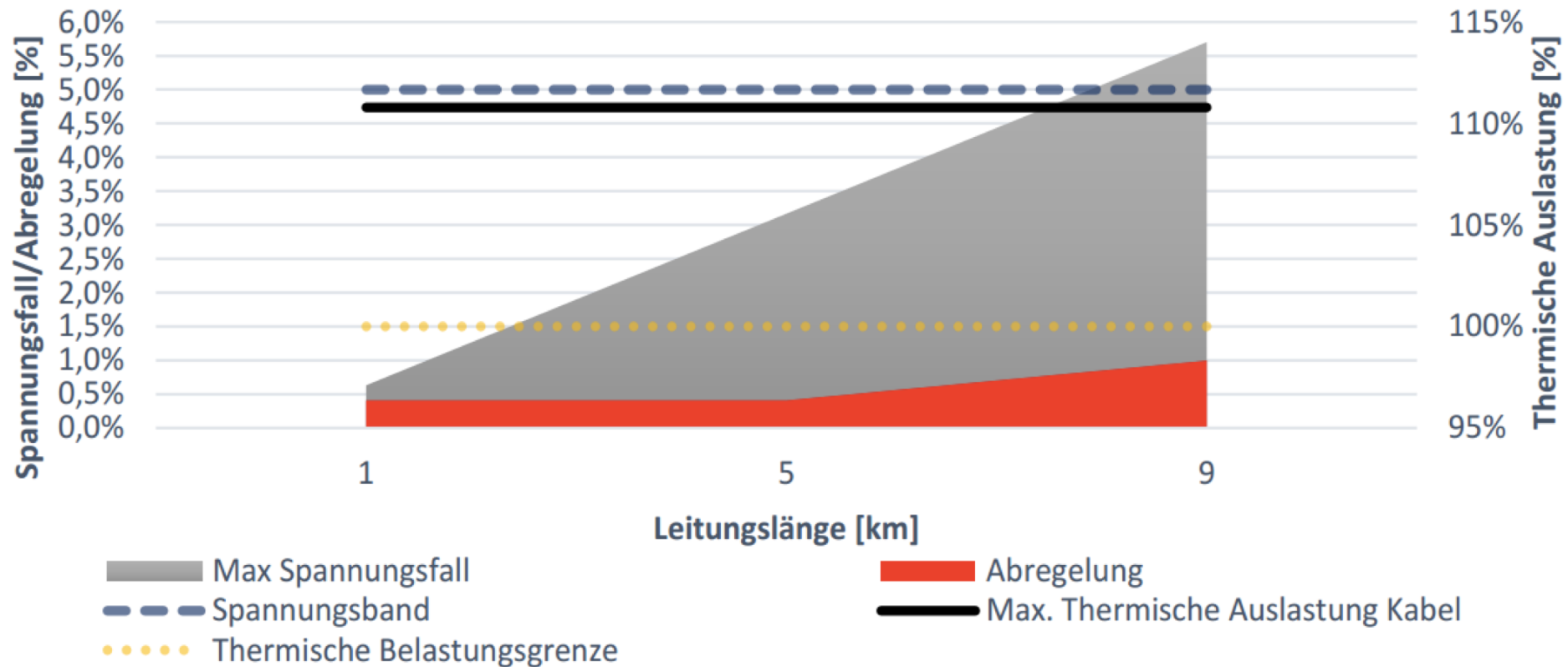
17.02.18



Szenario 1: Nur Speicher – Leitungslänge variiert

21

17.02.18



- Netzausbau (Quelle: Entega AG)
 - MS-Leitung
 - NA2XSY 1x240mm² ($I_{\max}=417\text{A}$ [14,45MVA], $R=0,125\Omega/\text{km}$, $X=0,105\Omega/\text{km}$, $\cos\varphi=0,9$)
 - Trassenbau inkl. Kabel:
 - Unbefestigter Untergrund: 150€/km
 - Befestigter Untergrund: 300€/km
 - Lasttrennschalterfeld: 3.200 € pro Kabel
 - HS/MS-Trafo
 - 31,5 - 40 MVA
 - 450.000 €/Stk.
 - Lebensdauer Netzbetriebsmittel: 35 Jahre
 - Betriebskosten: 1% vom Invest pro Jahr
 - Zinssatz: 4,4%
- Einspeisemanagement nach §§14, 15 EEG
 - Abregelungsstufen: Reduktion auf 60% - Reduktion auf 30% - Reduktion auf 0%
 - Einspeisevergütung EEG 2014: 4,95ct/kWh
 - Einspeisevergütung EEG 2017: 4,66ct/kWh

- Batteriespeicher (Quelle: Entega AG, N. Krzikalla et.al.)
 - Anschlusskosten: 80.000€ für einen Speicher (inkl. Gebäude, 3-feldrige Schaltanlage, Leistungsschalter, Messung, Hochführung Kabel) mit Anschluss direkt am Schalthaus
 - Kosten Batteriespeicher: 320€/MWh (Zielwert)
 - Betriebskosten: 2% vom Invest pro Jahr
 - Lebensdauer: 10 Jahre
 - Eigenverbrauch Batterie: 0,4% (Zielwert)
 - Zinssatz: 2,75%, Kostendegression 10% p.a.
- Depth of Discharge (DOD): 80%
- Wirkungsgrad Ein- und Ausspeicherung (One-Way): 90%
- Gesamtwirkungsgrad: 81%
- Verhältnis Leistung zu Kapazität: 1kW : 1kWh

Szenario 1: Speicher dimensioniert auf maximalen Engpass

24

17.02.18

