KRaFT
Erschließung und Steuerung von Flexibilisierungspotenzialen

KRaFT Abschlussveranstaltung

26.11.2019

BET

FH AACHEN UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

Smart4Energy

soptim Digital Transformer

EFRE.NRW
Investitionen in Wachstum und Beschäftigung

EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung

„Dieses Vorhaben wurde aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) gefördert.“

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr **Begrüßung und Motivation**
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr **Vorstellung der Ergebnisse**
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

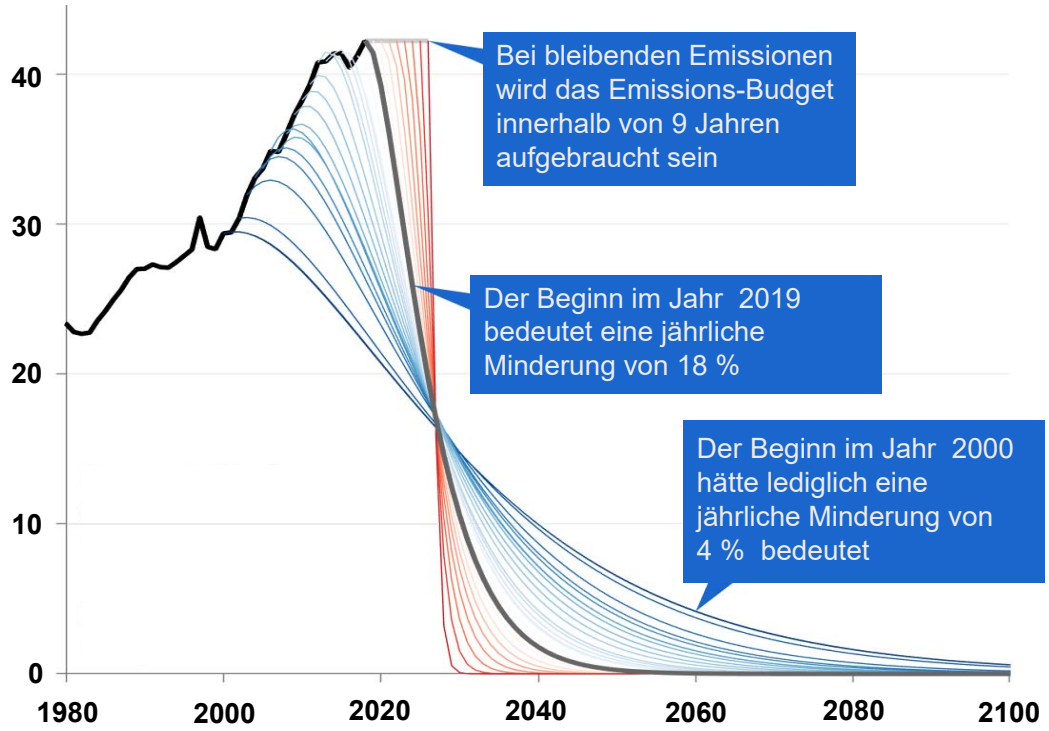
Vorstellung der Ergebnisse

- Energiesystemwandel – Warum benötigen wir Flexibilität?
- Flexibilität aktivieren – Wo bestehen aktuell Probleme bei der Aktivierung?
- Innovationen im EVU – Wie gelingt der Wandel und wie kann die Usability sichergestellt werden?
- Virtuelle Kraftwerke – Welchen Mehrwert liefern Plattformanbieter?
- Marktdesign der Zukunft – Ansätze zur Bewältigung des Systemwandels

Begrüßung und Motivation

Je später die Emissionen von Treibhausgasen verringert werden, desto schneller müssen diese reduziert werden, um das globale Ziel zur Einhaltung der 1,5 °C-Klimagrenze einzuhalten.

CO_2- Emissionskurven zur 1,5 °C-Klimagrenze



Quelle: Global Carbon Project, CICERO 2018 (Daten: GCP, IPCC SR 1.5)

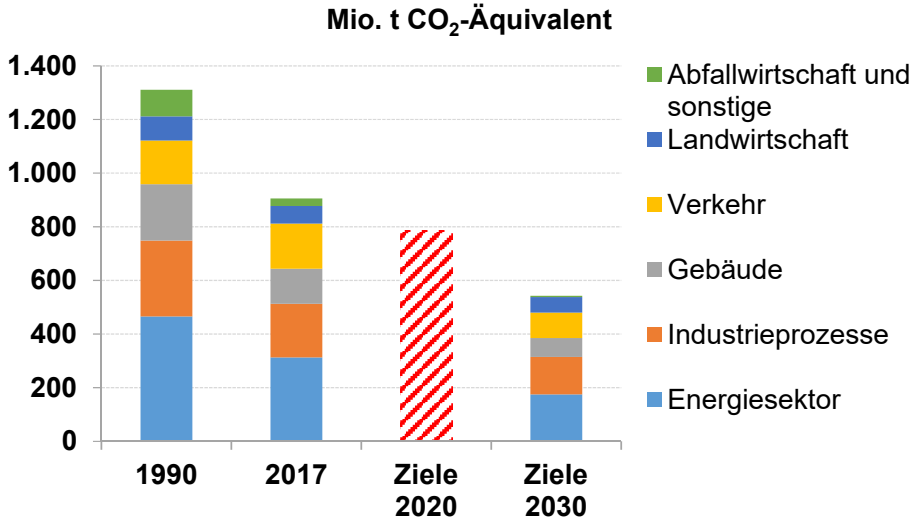
ENTWICKLUNG

- Da 18 % Minderung pro Jahr unmöglich sind, besteht der einzige Weg das Budget einzuhalten darin sehr hohe „negative“ Emissionen zu erreichen
- Um das Ziel von 1,5 °C mit einer Wahrscheinlichkeit > 66 % erreichen zu können, muss ein Budget von 420 $GtCO_2$ eingehalten werden

Begrüßung und Motivation

Nachdem die Klimaziele für 2020 nicht erreicht werden, sollen die entwickelten Maßnahmen nun die Einhaltung der Ziele für 2030 sichern

Sektorale Entwicklung der THG-Emissionen wird im Maßnahmenpaket der Bundesregierung für 2030 weiter konkretisiert und im Gesetzesentwurf des Bundes-Klimaschutzgesetzes aufgenommen



- Gegenüber 1990 wurden die THG-Emissionen um 31 % reduziert.
- Bis 2030 soll die Reduzierung mind. 55 % betragen.
- Im **Gebäude- und Energiesektor** sind mit jeweils über 60 % Reduktion ggü. 1990 die höchsten Einsparungen geplant.

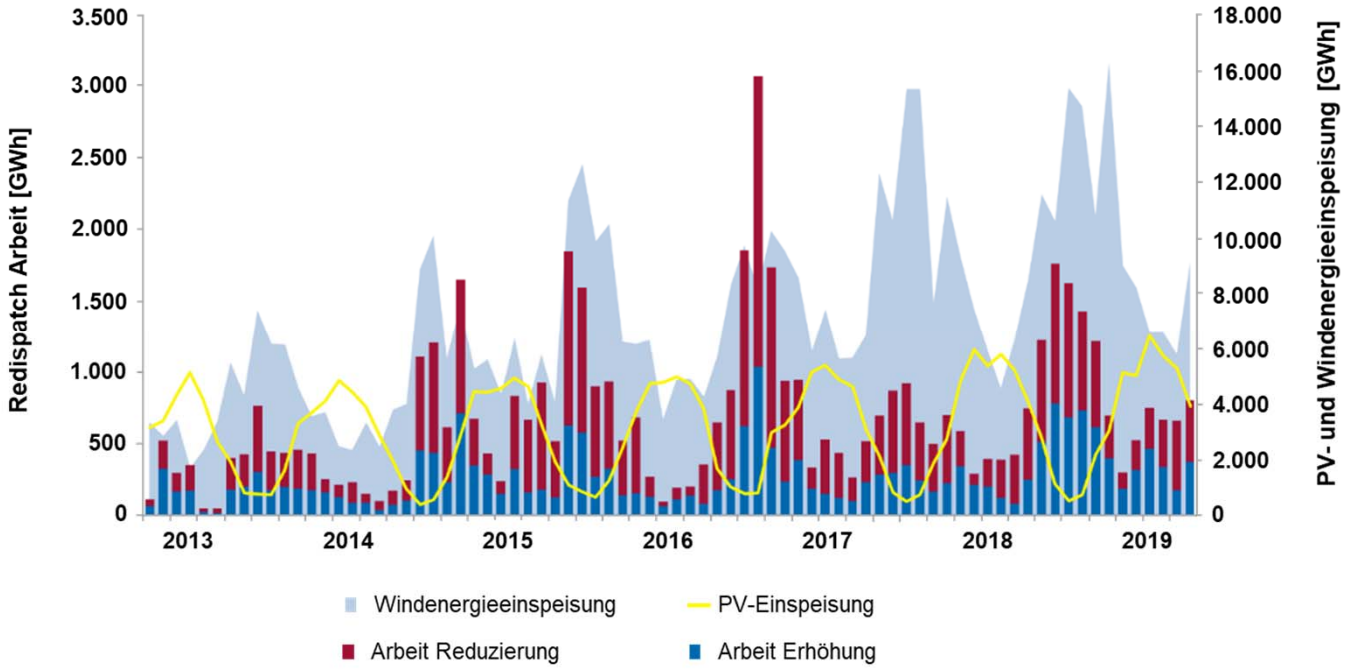
Monitoring der geplanten Maßnahmen

- Festschreibung jährlicher „Sektorziele“ innerhalb des Klimaschutzgesetzes
- Bei Überschreitung der jährlichen Emissionen muss das zuständige Bundesministerium der Bundesregierung innerhalb von drei Monaten ein Sofortprogramm für den jeweiligen Sektor vorlegen.
- Bei Über- oder Unterschreitung der jährlichen Emissionen Verlagerung der Differenzmenge auf die verbleibenden Jahresemissionsmengen
- Bundesregierung ist berechtigt Jahresemissionsmengen zu ändern.
- Jährliche Veröffentlichung der Fortschritte sowie der Sofortmaßnahmen in den einzelnen Sektoren im Klimaschutzbericht

Begrüßung und Motivation

Die zunehmende Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien fordert vor allem in Zukunft eine höhere Flexibilität im Energiemarkt.

Redispatch, PV- und Windenergie-Einspeisung



Quelle: BDEW mit Daten von netztransparenz.de, Nov. 2019

KRaFT, ein interdisziplinäres Projekt
Die FH Aachen Standorte

Aachen

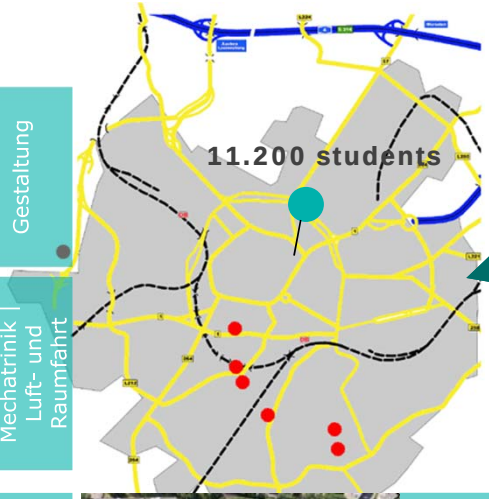
Gestaltung

Maschinenbau, Mechatrinik | Luft- und Raumfahrt

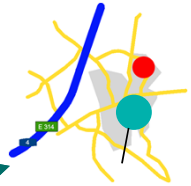
Verwaltung

Elektrotech.| IT | Wirtschaft-wissensch.

Bauing. / Architektur



25 km



3.600 Studierende

Jülich

Chemie und Biotechnologie

Medizintechnik | Techno-mathematik

Energie-technik

KRaFT, ein interdisziplinäres Projekt
Die FH Aachen in Zahlen

1971 gegründet, größtenteils aus traditionsreichen Ingenieurschulen

10 Fachbereiche
- Architektur
- Bauingenieurwesen
- Chemie und Biotechnologie
- **Elektrotechnik und Informatik**
- Luft und Raumfahrttechnik
- BWL
- Maschinenbau und Mechatronik
- **Biomedizintechnik und Technomathematik**
- **Energietechnik**

68 Bachelor und 26 Masterprogramme (davon 14 duale Bachelorprogramme)

14,862 Studenten (WS 2018/2019)

Erwirtschaftete Drittmittel: 15 Mio. € (2019*[2])

* [2] vorläufige Zahl | Stand 26.08.2019

- Mitglied der European University Association
- Mitglied der HAWtech
- Unterzeichner de rMagna Charta Universitatum

2,128 Menschen arbeiten an der FH Aachen*[1]
- 241 Professoren
- 588 Lehrbeauftragte
- 697 Mitarbeiter
- 1387 Stud. Hilfskräfte

*[1] Stand 05.12.2018

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr **Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?**
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr Vorstellung der Ergebnisse
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?

Foto: EnergieAgentur.NRW

Dipl.-Ing. Frank Schäfer

Leiter Themengebiet Netze, Speicher

EnergieAgentur.NRW

Roßstraße 92

40476 Düsseldorf

Die Energiepolitischen Rahmenbedingungen ändern sich: Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem - Die Lösung?

Dipl.-Ing. Frank Schäfer, EnergieAgentur.NRW

Leiter des Netzwerks Netze und Speicher

EnergieAgentur.NRW

1

Die EnergieAgentur.NRW

Dienstleister für die Energie- und Klimaschutzpolitik des Landes NRW
ca. 175 MitarbeiterInnen

- Operative Plattform des Landes NRW :
- Energieforschung
- Technische Entwicklungen
- Demonstration bis Markteinführung
- Energieberatung
- Know-how-Transfer
- Kommunikation

EnergieAgentur.NRW

2

Das Netzwerk Netze und Speicher
Expertenpapier der AG 4: Sektorenkopplung in NRW

Erstellung von Expertenpapieren und Handlungsempfehlungen der Arbeits-gruppen I bis III im Netzwerk Netze und Speicher sowie AG IV:

- AG I – Übertragungsnetze
  Energieinfrastrukturen und neue Netztechnologien
- AG II – Verteilnetze
  Netzbetrieb und Systementwicklung
- AG III – Energiespeicher
  Speicher und Systemflexibilisierung
  - Strom-(Baetterie-)Speicher
  - Wärmespeicher
- AG IV (2018) – ehemals Sektorenkopplung
  Synchronisierung der Energieinfrastrukturen und Gasinfrastrukturen

→ Broschüren der EnergieAgentur.NRW
http://www.energieagentur.nrw/ea/broschueren_der_energieagentur.nrw

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

3

Zielgruppen der EnergieAgentur.NRW

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

4

16 Themengebiete

T1	Windenergie
T2	Biomasse
T3	Geothermie und Wärmepumpen
T4	Photovoltaik
T5	KWK, Nah- und Fernwärme, Kraftwerkstechnik
T6	Wasserkraft
T7	Netze, Speicher, Pumpspeicher, Systemtechnik und Systemdienstleistungen
T8	Wärme/Gebäude
T9	Mobilität (Kraftstoffe und Antriebe der Zukunft)
T10	Brennstoffzellen, Wasserstoff, E-Mobilität
T11	Energieanwendungen, Klimaschutz in Industrie und Gewerbe
T12	Energieanwendungen, Klimaschutz in Kommunen und Regionen
T13	Geschäfts-, Finanzierungs- und Vermarktungsmodelle
T14	Querschnittsthemen Klimaschutz & Energie
T15	Energieforschung (CEF)
T16	Energie-, Bergbauwirtschaft und -technik

EnergieAgentur.NRW

Agenda

Klimapolitische Rahmenbedingungen

Übertragungsnetze

Verteilnetze

EnergieAgentur.NRW

1. Die Klimaschutzziele für Deutschland und NRW leiten sich aus den globalen Klimaschutzherausforderungen ab

- Laut den internationalen Klimaschutzvereinbarungen (Paris Agreement 2015), soll die Erderwärmung auf deutlich unter 2°C begrenzt werden.
- Um dieses Ziel zu erreichen, sollten sich Deutschland und NRW an der oberen Bandbreite des vorgegebenen klimapolitischen Korridors (80-95 % Minderung gg. 1990) orientieren.

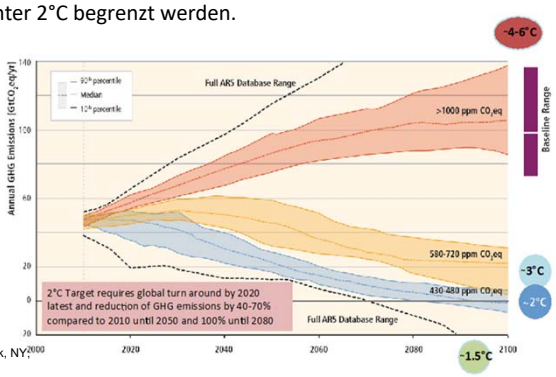


Abbildung:
Edenhofer O., et al., (2014) Technical Summary. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

EnergieAgentur.NRW

7

Pariser Beschlüsse COP 21 / 2015

- Einhaltung 2°C – Ziel, möglichst sogar < 1,5°C
- Konsequenz für die Einhaltung des Ziels:
  Weltweit verfügbar: ca.15.000 Gto CO_2
  Max. Emission weltweit: ca. 1.000 Gto CO_2 ⇦

  fossile Energieträger mit Emissionen von: ca.14.000 Gto CO_2
  müssten in der Erde bleiben
- für Deutschland bleiben Emissionen von: ca. 10 Gto CO_2
  (Umrechnung anhand der Bevölkerungszahlen)

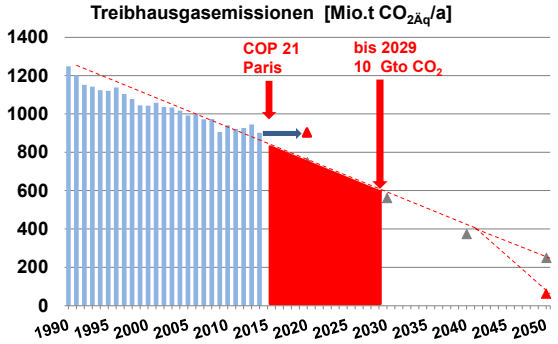
EnergieAgentur.NRW

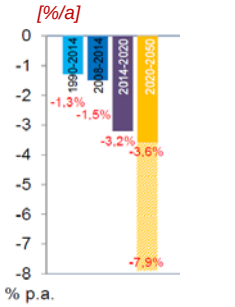
8

Minderungsziele der Bundesregierung

Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990

2020	2030	2040	2050
Mind. -40%	Mind. -55%	Mind. -70%	Mind. -80 bis -95%

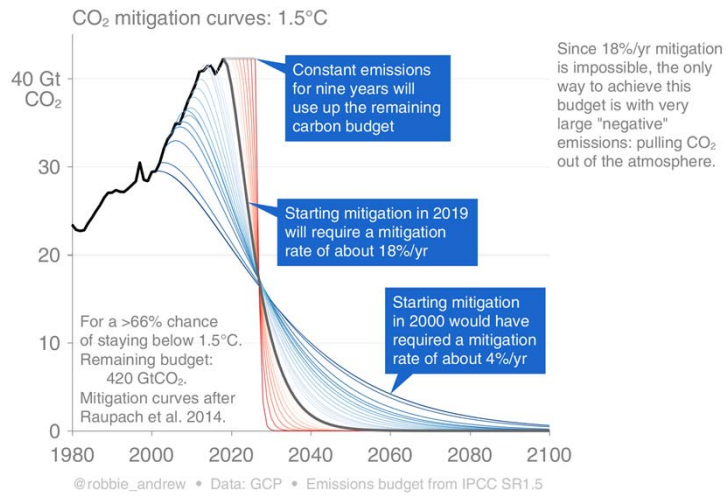




Quelle: ZSW, Monitoringbericht 2016, IRES 2017 / eigene Bearbeitung

EnergieAgentur.NRW

Aktuelles CO_2-Budget zur Einhaltung des 1,5°-Ziels

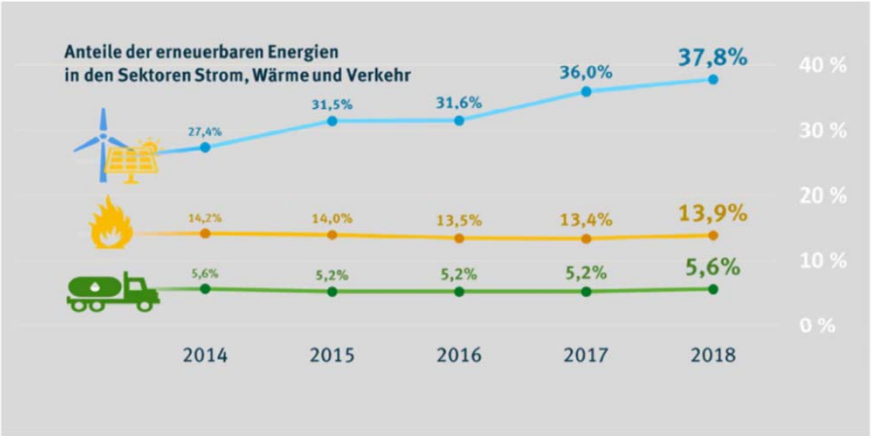


Since 18%/yr mitigation is impossible, the only way to achieve this budget is with very large "negative" emissions: pulling CO_2 out of the atmosphere.

Quelle: Prof. Droege; IRES 2019

EnergieAgentur.NRW

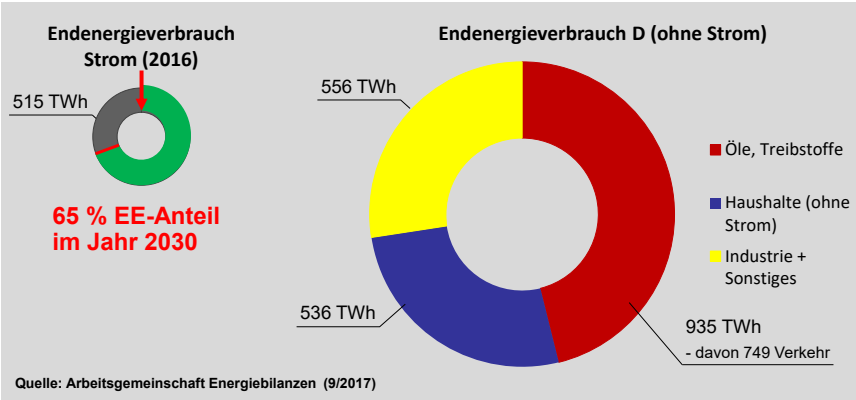
Anteile Erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch



Entwicklung der Anteile der Erneuerbaren Energien 2014-2018
Quelle: AGEE-Stat (Icons von Freepik/flaticon.com und Sabathius/openclipart.org)

EnergieAgentur.NRW

Die Energiewende ist nicht nur die Stromwende



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (9/2017)

EnergieAgentur.NRW

2. Die Umsetzung der Klimaschutzziele erfordert einen Umbau der Energiesysteme - die Sektorenkopplung ist dabei eine Schlüsseltechnologie und damit ein zentraler Wegbereiter

Um das gesamte Energiesystems auf eine effiziente und damit kostengünstige Weise zu transformieren, sollte eine **Synchronisierung** aller Klimaschutzmaßnahmen erfolgen. Dazu zählen:

- Energieeffizienzmaßnahmen
- Ausbau Erneuerbarer Energien
- Ausbau und Anpassungen der Energieinfrastrukturen sowie
- Ausbau der Sektorenkopplungstechnologien

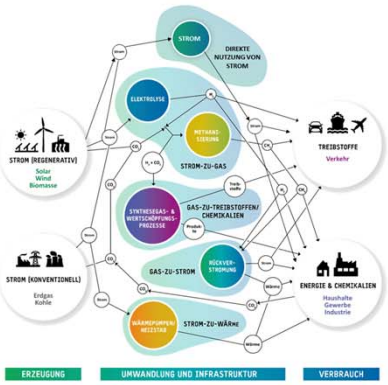


Abbildung: Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme

EnergieAgentur.NRW

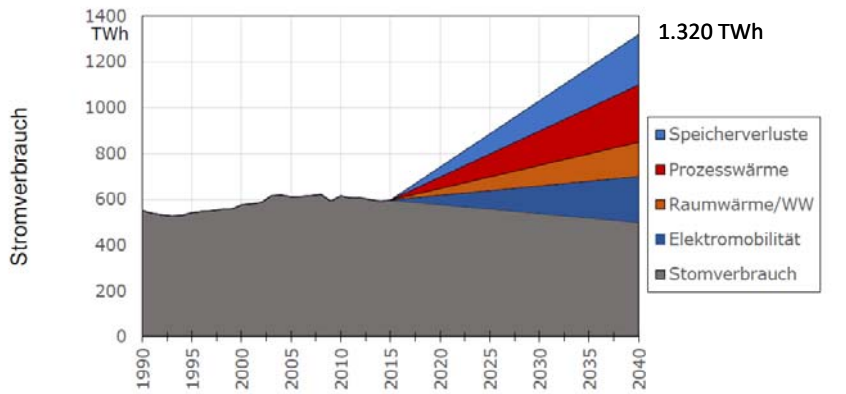
Klimaschutzplan Bund – Ziele der Sektoren für 2030

Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder :

Handlungsfeld	1990 *(in Mio. t CO_2-Äq.)*	2014 *(in Mio. t CO_2-Äq.)*	2030 *(in Mio. t CO_2-Äq.)*	2030 (Minderung in % ggü. 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175 – 183	62 – 61 %
Gebäude	209	119	70 – 72	67 – 66 %
Verkehr	163	160	95 – 98	42 – 40 %
Industrie	283	181	140 – 143	51 – 49 %
Landwirtschaft	88	72	58 – 61	34 – 31 %
Teilsumme	1209	890	538 – 557	56 – 54 %
Sonstige	39	12	5	87%
Gesamtsumme	**1248**	**902**	**543 – 562**	**56 – 55 %**

EnergieAgentur.NRW

Zukunftsszenario auf Basis der Pariser Beschlüsse aus bundesweiter Sicht



Quelle: HTW, Prof. Quaschning

Szenario mit massiver Ausschöpfung von Einspar- und Effizienzmaßnahmen

EnergieAgentur.NRW

15

Agenda

Klimapolitische Rahmenbedingungen

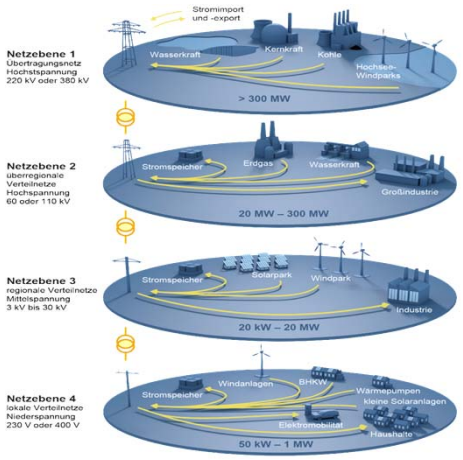
Übertragungsnetze

Verteilnetze

EnergieAgentur.NRW

16

Systemtransformation



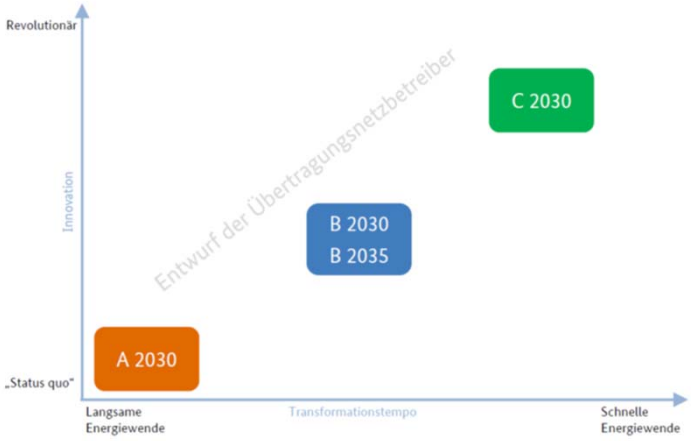
- Erneuerbare Energien sind der Kern des neuen Energieversorgungssystems
- Stromtransport wird zunehmend von einer top-down hin zu einer bottom-up-Versorgung erfolgen mit bidirektionalem Lastfluss -> intelligente Systeme für den Netzbetrieb
- Netze sind heute noch nicht in der Lage den gesamten EE-Strom zu transportieren und zu verteilen -> Netzausbau
- Zukünftig wird Strom viel stärker in anderen Sektoren eingesetzt werden müssen unter Ausnutzung der Infrastruktur anderer Energieträger wie Gas und zukünftig auch Wasserstoff

➡ **Sektorenkopplung**

EnergieAgentur.NRW

17

Entwurf Szenariorahmen 2019 – 2030 Strom

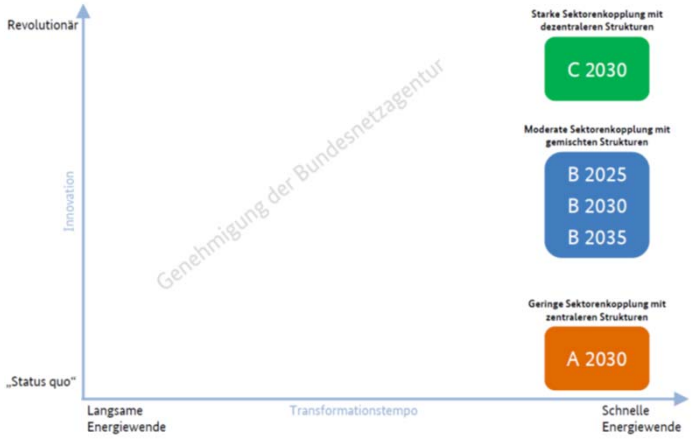


Quelle: Entwurf Szenariorahmen BNetzA, Jan. 2018

EnergieAgentur.NRW

18

Genehmigter Szenariorahmen 2019 – 2030 Strom



2019:
Annahme in allen Szenarien ist das Transformations-tempo gleich

Quelle: Szenariorahmen BNetzA, 15.6.2018

EnergieAgentur.NRW

Genehmigter Szenariorahmen 2019 – 2030 Strom

Installierte Leistung [GW]						
Energieträger	Referenz 2017	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0	9,4	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1	13,5	8,1
Erdgas	29,6	32,8	35,2	33,4	32,5	36,9
Summe konv. Erzeugung	**103,5**	**74,7**	**73,2**	**69,1**	**74,4**	**72,8**
Wind Onshore	50,5	74,3	81,5	85,5	70,5	90,8
Wind Offshore	5,4	20,0	17,0	17,0	10,8	23,2
Photovoltaik	42,4	72,9	91,3	104,5	73,3	97,4
Summe reg. Erzeugung	**112,8**	**180,1**	**202,7**	**219,9**	**168,8**	**222,9**
Summe Erzeugung	**216,3**	**254,8**	**275,9**	**289,0**	**243,2**	**295,7**

Auszug aus Tabelle: Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung

Quelle: BNetzA, Szenariorahmen (Auszug) vom 15.6.2018

Jahreshöchstlast: ca. 82 GW

EnergieAgentur.NRW

Vorgaben für Flexibilitätstechnologien aus dem genehmigten Szenariorahmen der BNetzA für den Netzentwicklungsplan Strom 2019

	Referenz 2017	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Treiber der Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]						
Haushaltswärmepumpen	0,7	1,1	2,6	4,1	1,7	2,9
Elektroautos	0,1	1,0	6,0	10,0	2,0	8,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]						
Power-to-Gas	---	1,0	2,0	3,0	0,5	3,0
PV-Batteriespeicher	0,3	6,5	8,0	10,1	3,2	12,3
Großbatteriespeicher	0,1	1,5	2,0	2,4	1,2	3,4
DSM (Industrie und GHD)	1,5	2,0	4,0	6,0	3,0	5,0

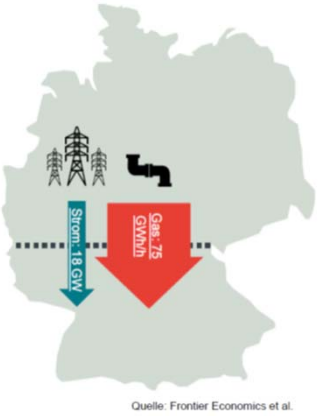
Quelle: BNetzA, Szenariorahmen (Auszug) vom 15.6.2018

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

21

Transportkapazitäten Strom und Gas



Transportkapazität Nord ⇨ Süd heute

- Stromübertragungsnetz 18 GW
- Ferngasnetz 75 GW

Prof. A. Moser, Vortrag Jahrestagung Netzwerk Netze und Speicher, 8.7.2018, Düsseldorf

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

22

Im Szenario B2030 sind aufgrund des hohen Nord-Süd-Transportbedarfs weitere HGÜs notwendig

Kernergebnisse Szenario B2030

- Zusätzliche HGÜ-Korridore im Umfang von 4 GW werden benötigt
- Darüber hinaus ist umfangreiches AC-Projektportfolio erforderlich
- Ein Teil der Offshore-Netzverknüpfungspunkte wird in Richtung Lastzentrum NRW verlagert

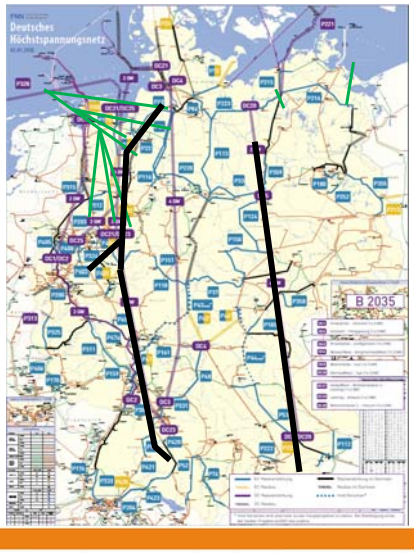
Quelle: P. Barth - Amprion; Fachkongress der Energieagentur.NRW im Rahmen der E-World, 5.2.2019 Essen

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

23

Für B2035 wurde ein Innovationspotenzial in den Analysen berücksichtigt



Kernergebnisse Szenario B2035

- Zusätzliche HGÜ-Korridore im Umfang von 6 GW sind erforderlich
- Darüber hinaus wird das umfangreiche erforderliche AC-Projektportfolio weiter vergrößert
- Innovationen zur Reduktion des Transportbedarfs im Umfang von 5 GW sind berücksichtigt (z.B. **Netz-Booster, Power-to-Gas, intelligente Betriebsführung**,…)

Quelle: P. Barth - Amprion; Fachkongress der Energieagentur.NRW im Rahmen der E-World, 5.2.2019 Essen

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

24

Zwischenfazit

- Stromverbrauch nahezu konstant angenommen, Annahme, dass die Zunahme durch Sektorenkopplung durch Effizienz kompensiert wird
- Rückbau der gesicherten Leistung (KW-Laufzeit 40 a) führt zu erheblichen Herausforderungen für die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit
- Zubau und Ersatzneubau von Gaskraftwerken ist ohne massive, flankierende politische Maßnahmen nicht kurzfristig realisierbar. Ausnahmen bilden hier einzelne KWK-Anlagen (GuD/ motorische BHKW).
- Stärkerer und schnellerer Ausbau der Sektorenkopplung und der Speichertechnologien sowie deren netzdienlicher Betrieb (vgl. Diskussion auf EU-Ebene/ finc: fully integrated network components) könnte einen zusätzlich erforderlichen Stromnetzausbau reduzieren. Herausforderungen liegen in der Entwicklung Unbundling-konformer Geschäftsmodelle.
- Eine Synchronisierung insbesondere des Ausbaus der Strom- und Gasnetze ist erforderlich, sowohl auf der Übertragungsnetzebene als auch auf der Verteilnetzebene.

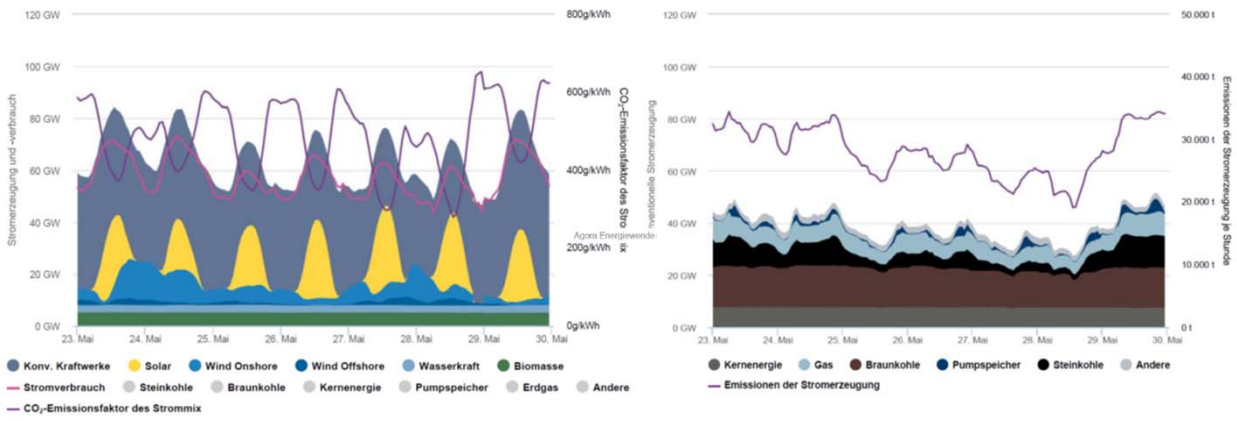
EnergieAgentur.NRW

Zwischenfazit

- Einfluss des Energiesammelgesetzes (65% EE im Stromsektor lt. Koalitionsvertrag) soll in den Szenarien für die Erstellung des NEP´s berücksichtigt werden. Aktuell konsultierte Änderungen im EEG (z.B. PV-Vergütung) würden hier kontraproduktiv wirken.
- Zubau der EE führt bei Fokussierung von Wind im Norden und PV im Süden zu starkem Netzausbaubedarf, die Realisierung des Ausbaus von EE-Anlagen nahe der Lastzentren vor allem im Westen und Süden könnten den zusätzlich erforderlichen Netzausbau reduzieren.
- Durch die Vorgaben der EU wird einerseits eine Interkonnektor-kapazität von 30% der gesamten installierten EE-Leistung gefordert und andererseits eine jederzeit mögliche Kapazitätsauslastung von 70%. Dies führt zu einem erheblich höheren Stromtransportbedarf.

EnergieAgentur.NRW

Erzeugung am Beispiel der letzten Mai-Woche 2018



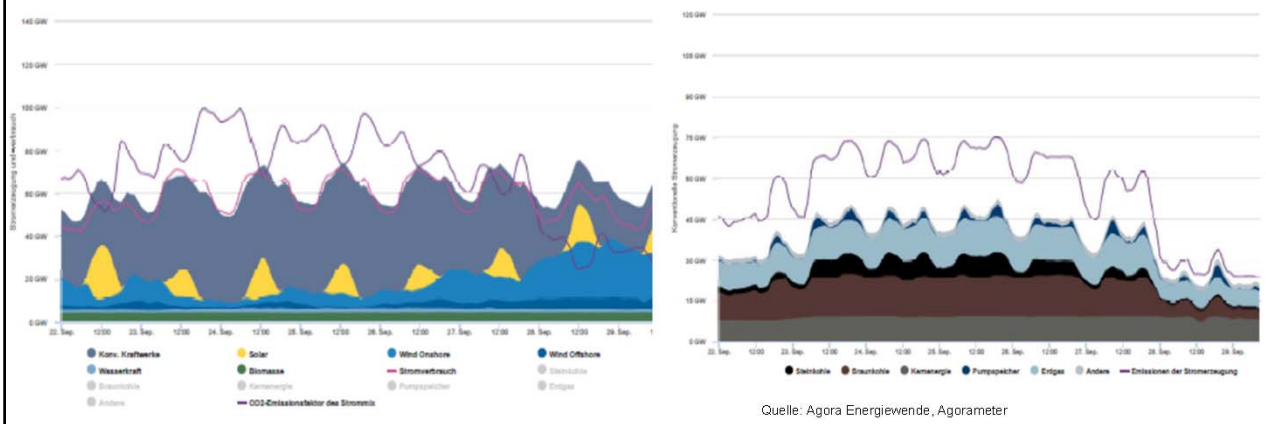
Quelle: Agora Energiewende, Agorameter

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

27

Erzeugung am Beispiel der letzten Sept.-Woche 2019



Quelle: Agora Energiewende, Agorameter

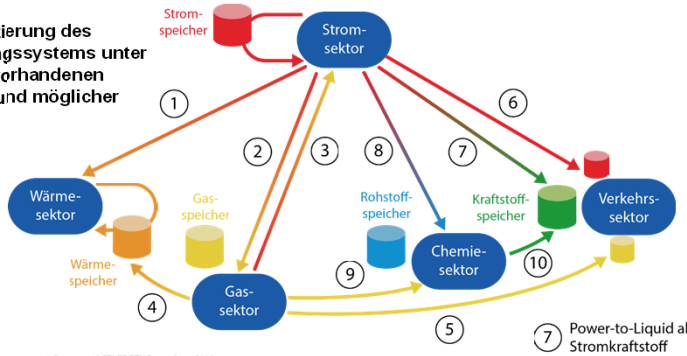
EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

28

Flexibilitätsoptionen und Speicher in den Sektoren

Stärkere Elektrifizierung des Energieversorgungssystems unter Ausnutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur und möglicher Speicheroptionen



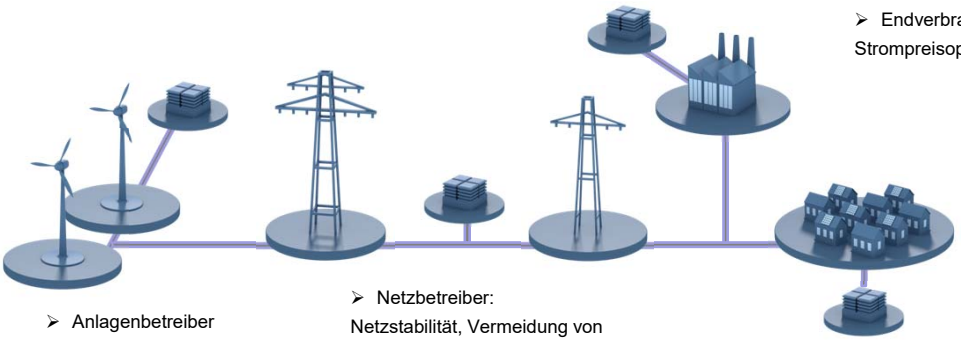
© Sterner et al, FENES OTH Regensburg 2016

1. Power-to-Heat, Wärmepumpe Flexible KWK
2. Einspeichertechnologie Power-to-Gas
3. Power-to-Gas als Stromspeicher
4. Power-to-Gas als Wärmespeicher
5. Power-to-Gas als Stromkraftstoff
6. Elektromobilität
7. Power-to-Liquid als Stromkraftstoff
8. Einspeichertechnologie Power-to-Chemicals
9. Power-to-Gas als Rohstoffspeicher
10. Power-to-Chemicals als Kraftstoffspeicher

Quelle: Sterner et al, FENES OTH Regensburg, 2016

EnergieAgentur.NRW

Funktionen von Energiespeichern



- Endverbraucher: Strompreisoptimierung

- Anlagenbetreiber

In NRW sind derzeit etwas mehr als 300 MW Speicherleistung installiert, das entspricht etwa 5% der in Deutschland installierten Leistung

- Netzbetreiber: Netzstabilität, Vermeidung von Netzengpässen und Redispatch, Systemdienstleitungen (o. Regelenergie)

- Endverbraucher: Erhöhung des Eigenverbrauchs

EnergieAgentur.NRW

Agenda

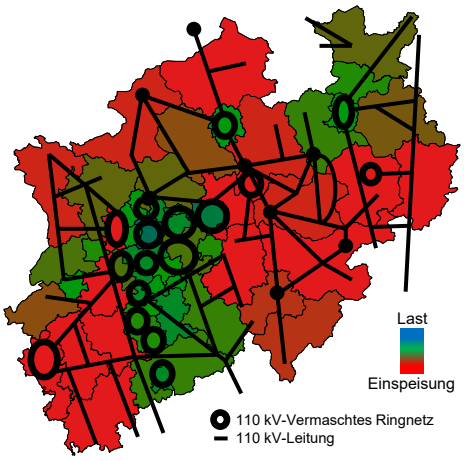
Klimapolitische Rahmenbedingungen

Übertragungsnetze

Verteilnetze

31

Infrastruktur am Beispiel Nordrhein-Westfalen



Kraftwerks-Kapazitätsdarstellung
inkl. Struktur des 110 kV Netzes

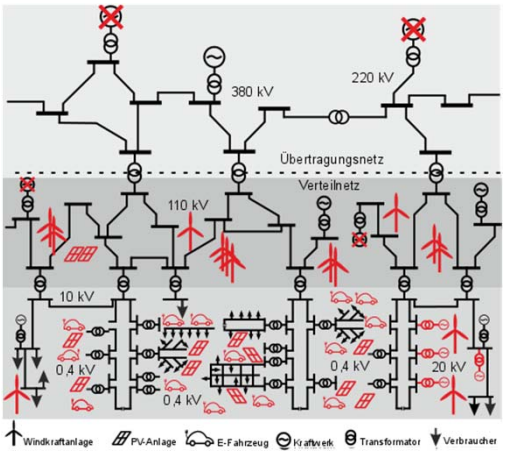
- Heterogene Besiedlungsstruktur
  - Metropole Rhein-Ruhr
  - Ländliche Regionen
- Heutige Einspeisung kohlegeprägt
  - Braunkohlereviere am Rhein
  - Steinkohle im Ruhrgebiet
- Sehr energieintensive Industrien
- Anteil erneuerbare Energie 2015 an Bruttostromerzeugung: 12 %

Perspektive 2025

- Erzeugung verlagert sich aus den Randzonen der Städte aufs Land (Sauer-, Münsterland und Eifel)

32

2. Ausgangspunkt der Energiewende ist das Verteilnetz



Schematische Darstellung des Netzaufbaus und der installierten Einspeiseleistungen / Lasten

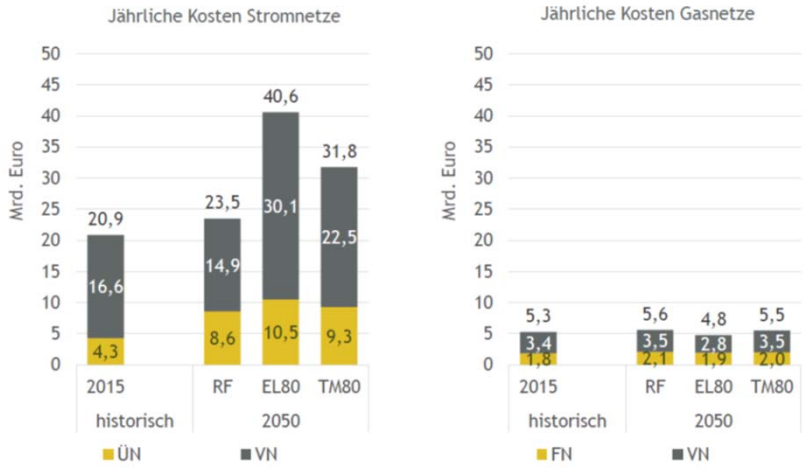
- Energieversorgung ändert sich grundlegend
- Neue Einspeiser
  - Photovoltaik, Windkraft, Biomasse, …
- Neue Lasten
  - Elektromobilität, Wärmepumpen, …
- Netzertüchtigungen auf allen Spannungsebenen erforderlich
- Betriebsaufwand steigt (mehr Akteure)

➢ *Die Energiewende findet im Verteilnetz statt*

EnergieAgentur.NRW

33

Jährliche Kosten der Energieinfrastrukturen



Quelle: Hecking, EWI, Vortrag JT Netze-Speicher EA.NRW, 2018

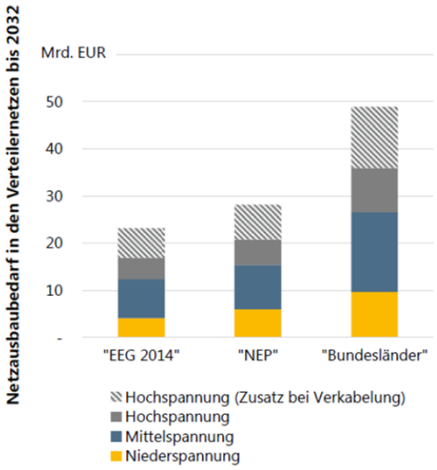
EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

34

Jährliche Kosten der Energieinfrastrukturen

- Deutlicher Ausbau („EEG 2014“ – „Bundesländer“) in allen Spannungsebenen bis 2032 erforderlich:
  - 50.400 km – 118.500 km in der Niederspannung (4,5 % - 10,6 % der Netzlänge von 2012)
  - 70.100 km – 138.400 km in der Mittelspannung (13,8 % - 27,2 % der Netzlänge von 2012)
  - 10.800 km – 22.400 km in der Hochspannung (11,3 % - 23,4 % der Netzlänge von 2012)
- Der kumulierte Investitionsbedarf bis 2032 liegt zwischen 23,2 Mrd. EUR („EEG 2014“) und 48,9 Mrd. EUR („Bundesländer“).
- Die Verkabelung der Hochspannungsebene (§ 43 h, EnWG) verursacht rund zwei Drittel der Ausbaukosten in der Hochspannungsebene und ca. 30 % des gesamten Ausbauinvestitionsvolumens.



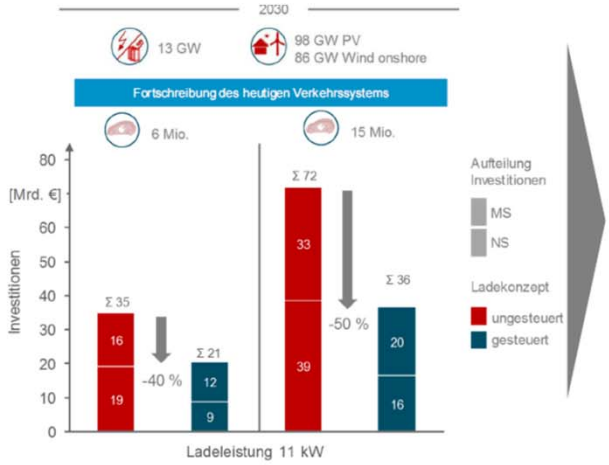
Quelle: BMWi, Verteilnetzstudie,, 2014

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

35

Jährliche Kosten der Energieinfrastrukturen



- Ein ungesteuertes Laden führt bei 15 Mio. Elektro-Pkw bereits zu Investitionen von ca. 70 Mrd. €
- Eine Steuerung von Ladevorgängen ohne Eingriff in den Komfort des Netznutzer spart bis zu 50 % der erforderlichen Investitionen ein
- Auswirklungen in der Niederspannung sind deutlicher, da hier mehr flexible Ladeinfrastrukturen vorhanden sind

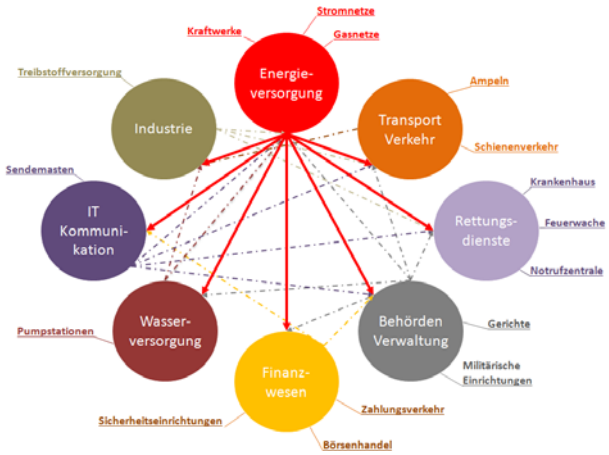
Quelle: AGORA/ NAVIGANT, ef-Ruhr, 2019

EnergieAgentur.NRW

Abschlussveranstaltung KRaFT | Aachen | 26.11.2019

36

5. Netzbetrieb braucht künftig noch verlässlichere Kommunikation – auch im Krisenfall und beim Netzwiederaufbau



- Stromversorgung ist zentrale Infrastruktur und garantiert
  - Telekommunikation
  - Wasser / Abwasser
  - Gasversorgung
  - …
- Blackout stellt höchste Anforderungen an den Netzwiederaufbau
- Kein Netzwiederaufbau ohne sichere IKT

➢ *Netzbetreiber brauchen im Krisenfall Zugang zu verlässlicher IKT*

EnergieAgentur.NRW

37

Kommunikationstechnik

- Die Vorteile der Digitalisierung können nur genutzt werden, wenn ein größerer Teil der Netze mit Mess- und Aktortechnik ausgestattet wird.

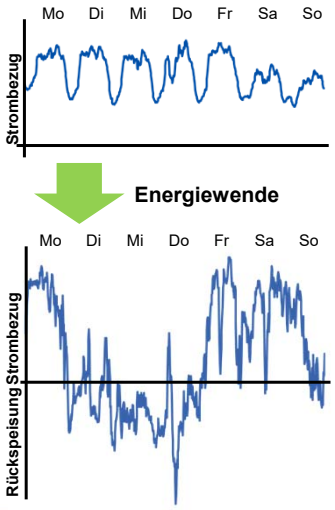
<u>Haupthemmnisse</u>

- Die Datenhoheit liegt trotz steigenden Anteils an dezentralen Erzeugungseinheiten nicht bei den Verteilnetzbetreibern
- Das aktuelle Vergütungssystem bietet keinen Anreiz zum Ausbau intelligenter Netztechnik
- Es existiert kein ausreichender Austausch der Informationen zwischen den Sektoren.
- Durch die zunehmende Digitalisierung der Netze werden diese angreifbarer (Cyber-Sicherheit)

EnergieAgentur.NRW

38

8. Sektorenkopplung im Verteilnetz schafft neue Möglichkeiten



- Erneuerbare Energien fluktuieren stark (Betriebsmittelbelastung in Nieder- und Mittelspannung)
- Energie möglichst vor Ort nutzen
- Flexibilitätsoptionen in VN nutzen, z.B. Speicher
- Potenziale der Sektorenkopplung nutzen
  - Gas
  - Wärme
  - Mobilität
  - Industrielle Prozesse

➢ *Elektrische Energie nicht isoliert betrachten sondern Energie insgesamt ausbalancieren*

➢ *VN sind prädestiniert für die Anwendung von Sektorkopplungstechnologien*

➢ *Unbundling muss hinterfragt werden*

EnergieAgentur.NRW

39

Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Verteilnetz

- Die Umstellung des Mobilitätssektors auf strombasierte Antriebe ist die Grundvoraussetzung für das erfolgreiche Gelingen der Mobilitätswendewende

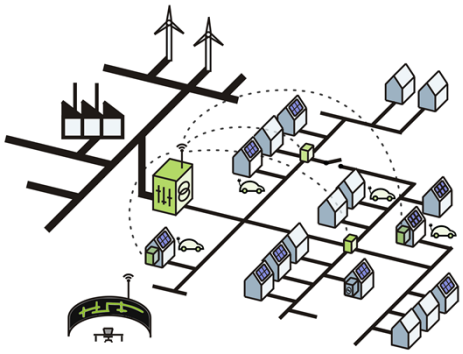
<u>Haupthemmnisse</u>

- VNB haben aktuell weder technisch, noch regulatorisch die Möglichkeit Ladesäulen bei kritischen Netzzuständen zu steuern
- Das aktuelle Markmodell fördert kein netzdienliches Verhalten beim Laden von elektrischen Fahrzeugen
- Es existiert kein regionales Marktmodell, welches lokale Engpässe aufheben könnte
- Hohe Ladeleistungen, insbesondere Schnellladesysteme, induzieren hohen Netzausbaubedarf i, VN

EnergieAgentur.NRW

40

7. Schaffung eines Anreizsystems für intelligente Technologien



- Intelligente Netze / Smart Grids / Netzautomatisierung:
  - Überwachung und Regelung
  - Vorhandene Netzkapazität wird besser ausgenutzt
- Oft volkswirtschaftlich günstiger als konventioneller Netzausbau
- Intelligente Technologien können Kosten der Energiewende senken
- Investition in Netzautomatisierung wird heute regulatorisch bestraft

➢ *Nutzung intelligenter Technologie regulatorisch fördern*

EnergieAgentur.NRW

41

Gleichstromnetze

- Gleichstromtechnologie ermöglicht die Steuerbarkeit des Energieflusses im Verteilnetz. Diese Steuerbarkeit ermöglicht eine höhere Flexibilität der Netze.
- Integration diverser Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher

<u>Haupthemmnisse</u>

- Keine etablierte Planungs-, Entwurfs- und Installationsprozesse für die Errichtung von Gleichstromnetzen
- Unvollständige Standards und Regeln der Technik für Anwendung im öffentlichen Raum (TAR/TAB etc.)
- Divergierende Interessen der Beteiligten

EnergieAgentur.NRW

42

Fazit und Ausblick

- Rückbau von AKW und KKW erfordert Ersatz-KW (gasbasiert)
- Marktwirtschaftliche Anreize (EOM) schaffen derzeit keine Anreize für Investitionen im Kraftwerksbereich oder auch im Speicherbereich
- Bedarf für Ausbau und Optimierung der VN übersteigt den der ÜN
- Flexibilität kommt aktuell auch insbesondere aus fossilen Kraftwerken (Fahren auf Verschleiß)
- Die Diskussion über Versorgungssicherheit sollte nicht mit marktwirtschaftlichen Diskussionen über z.B. Flexibilitätsmechanismen verknüpft werden
- Kapazitätsmarkt für Bereitstellung gesicherter Leistung, Marktmechanismen für die Umsetzung von Flexibilitätsoptionen, z.B. virtuelle Kraftwerke

EnergieAgentur.NRW

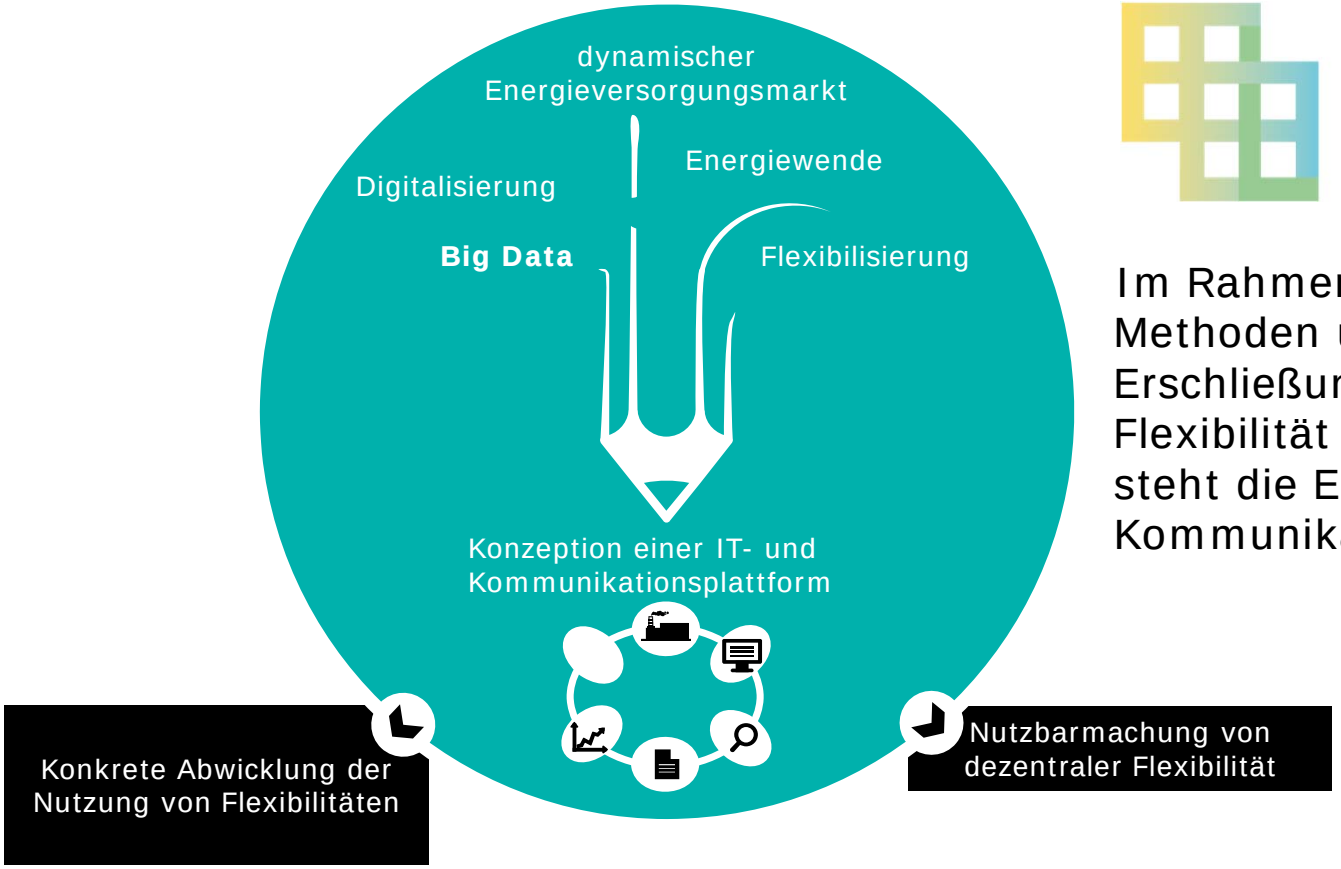
- Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW https://www.energieagentur.nrw/netzwerk/netze-und-speicher
- AG 1- Übertragungsnetze: Düsseldorf, 3. Juli 2019 (9:30 – 16:00),
- AG 3 – Speicher: Düsseldorf, 28. August 2019 (9:30 – 16:00),
- 4. Jahrestagung des Netzwerks Netze und Speicher Düsseldorf, 11. September 2019 (9:30 – 17:00),

Dipl. Ing. Frank Schäfer
EnergieAgentur.NRW
Leiter des Netzwerks Netze und Speicher
T: +49 211 86642-1 47
M: +49 171 1246808
E: schaefer@energieagentur.nrw
P: Roßstr.92, 40476 Düsseldorf
I: www.energieagentur.nrw/netze

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr **Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten**
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr Vorstellung der Ergebnisse
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

Kurzvorstellung – Gesamtprojekt



Im Rahmen von KRaFT werden Methoden und Werkzeuge zur Erschließung und Steuerung von Flexibilität entwickelt. Im Zentrum steht die Entwicklung einer Kommunikationsplattform.

Die Projektpartner B E T, FH Aachen, SOPTIM und Smart4Energy (LOKISA) bearbeiten gemeinsam das dreijährige Projekt.

- Projektkoordinator
- Kompetenzen im Berei
  wicklung, Lastmanageme

- Fachhochschule stellt int
- Kompetenzen auf den Ge
  Softwareentwicklung und

- „Digital Transformer“
- innovative IT-Lösungen u
  Energiewirtschaft

- Energiemanagementlösungen
- Informationen generieren und

Smart4Energy

Control your Energy – Smart

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr **Kaffeepause und Austausch in „Messe“**
- 11:15 Uhr Vorstellung der Ergebnisse
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr **Vorstellung der Ergebnisse**
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

Vorstellung der Ergebnisse

- **Energiesystemwandel – Warum benötigen wir Flexibilität?**
- Flexibilität aktivieren – Wo bestehen aktuell Probleme bei der Aktivierung?
- Innovationen im EVU – Wie gelingt der Wandel und wie kann die Usability sichergestellt werden?
- Virtuelle Kraftwerke – Welchen Mehrwert liefern Plattformanbieter?
- Marktdesign der Zukunft – Ansätze zur Bewältigung des Systemwandels

B E T
ENERGIEMARKTSZENARIO

KRAFT – KUNDENORIENTIERT FLEXIBILISIERUNGSPOTENZIALE ERSCHLIEßEN

Dokumentation der Auswirkung auf Dispatch und Strompreise bei Berücksichtigung von Lastverschiebepotenzial im Fundamentalmodell der B E T

Aachen I 26.11.2019

B E T nutzt das Strommarktmodell EuroMod als Basis für die langfristige Analyse der Entwicklung des Strommarktes sowie der Bestimmung von Strompreisen

B E T Strommarktmodell – EuroMod

B E T Energiemarktszenarien

- Commodity-Preise
- Regulatorische Rahmenbedingungen
- Stromnachfrage
- Kraftwerkspark
- Ausbau der Erneuerbaren Energien
- Marktdesign
- Klimaschutz
- Erneuerbare Energien
- KWK
- Netzausbau

B E T Fundamentalmodell

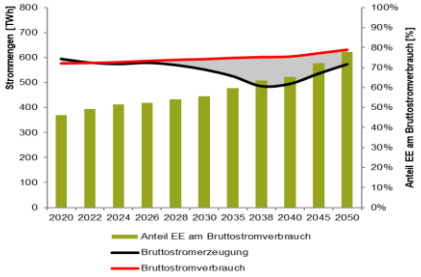
- Die **Eingangsparameter** des Modells umfassen Annahmen zu den Rahmenbedingungen, dem Ausbau der EE, der In- sowie Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerke und Commodity-Preisen (Steinkohle, Gas, Öl und CO_2).
- Im Zuge der Modellierung werden neben der **langfristigen Entwicklung** des Kraftwerksparks, auch der **Dispatch**, der innereuropäische Stromaustausch sowie die Day-Ahead Strompreise ermittelt.
- Durch die Nutzung von unterschiedlichen **Szenarien** können die Bandbreite und die spezifischen Auswirkungen von möglichen Entwicklungen untersucht werden.

Basierend auf den B E T Energiemarktszenarien wurde die Wirkung von Lastverschiebung auf Dispatch und Strompreise analysiert

1

Basisszenario:

Konsistente Fortschreibung aktueller Rahmenbedingungen

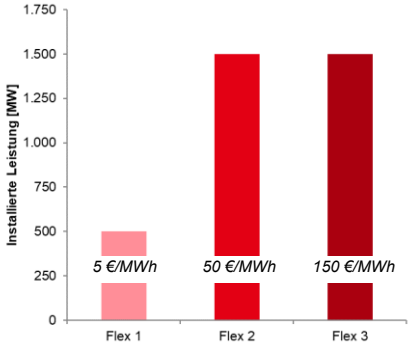


- **CO_2- Reduktion von 60% in 2050 gegenüber 1990**
- **80% EE- Anteil am Bruttostromverbrauch in 2050**
- **Regulatorischer Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038**

2

Sensitivität I:

Dem Energiesystem wird ab 2022 Kapazität zur Lastverschiebung bereitgestellt

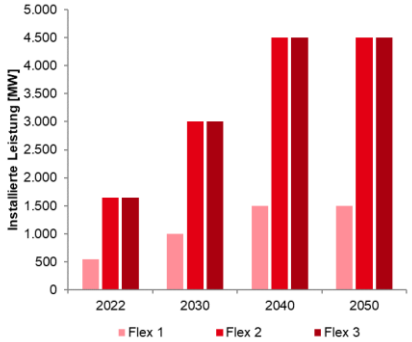


- **Das System verfügt über drei zusätzliche Klassen zur Lastverschiebung**
  - Die drei Klassen unterscheiden sich sowohl in der Höhe der nutzbaren Leistung, wie auch in ihren Grenzkosten:
    - Flex 1: 5 €/MWh
    - Flex 2: 50 €/MWh
    - Flex 3: 150 €/MWh

3

Sensitivität II:

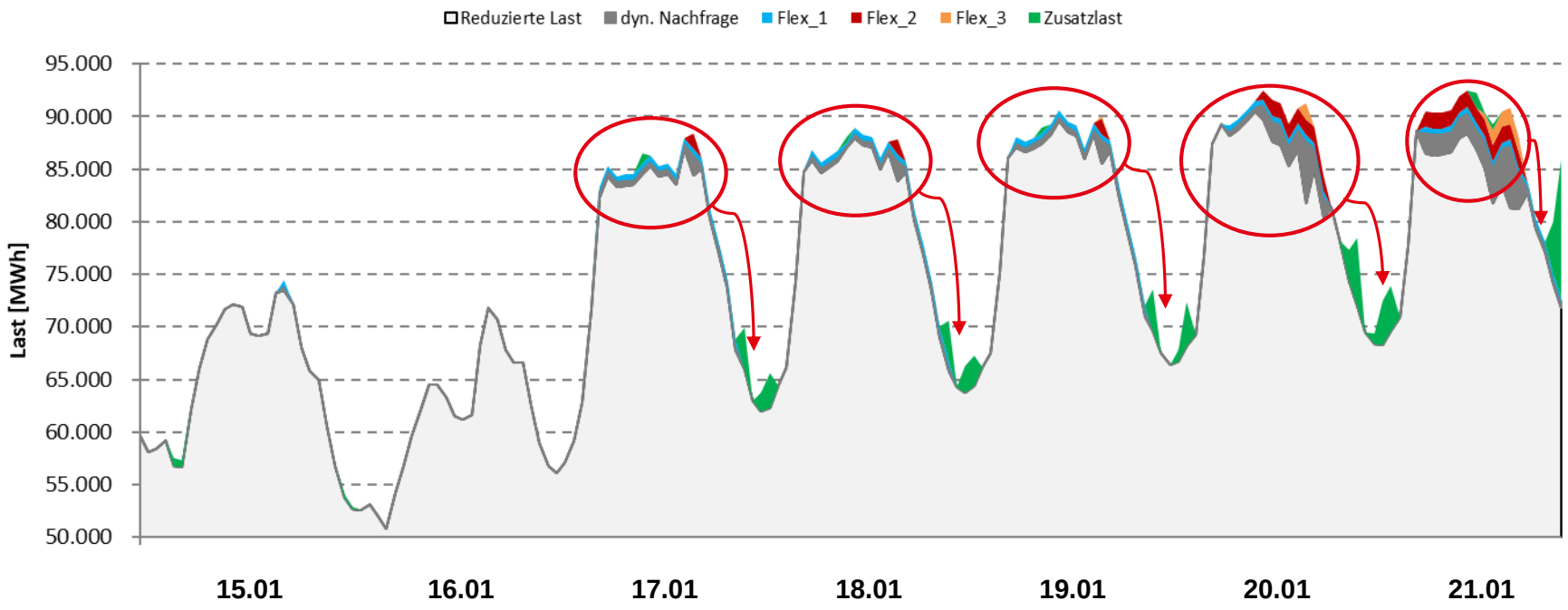
Mit der installierten Leistung der EE im Zeitverlauf ansteigende Leistung zur Lastverschiebung



- **Die Einsatzmöglichkeiten der Lastverschiebung sind an Restriktionen geknüpft**
  - Innerhalb von 8 Stunden Intervallen kann Last durch den Einsatz der Flexklassen verschoben werden
  - Diese Last muss innerhalb des Folgezeitraums wieder nachgeholt werden

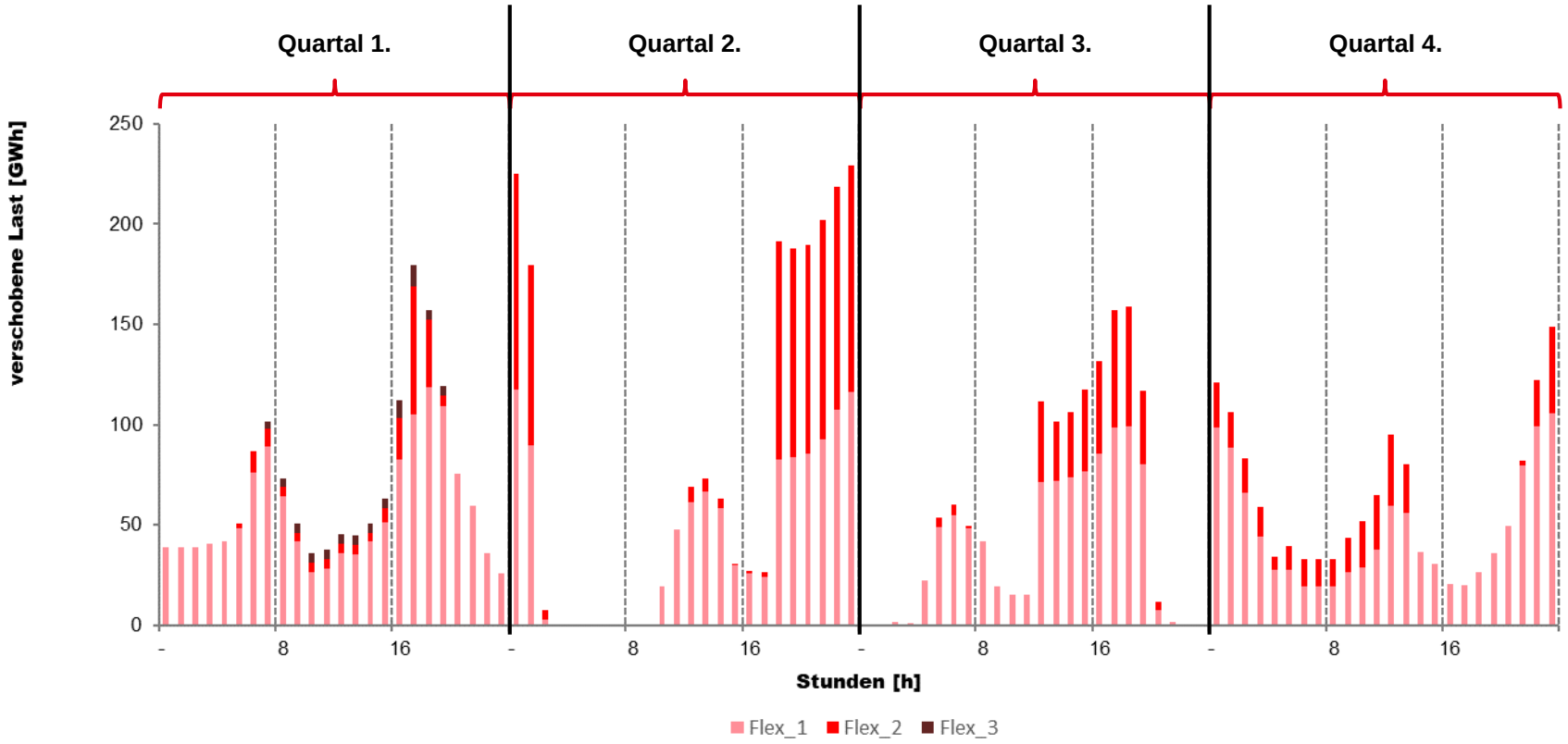
Der Einsatz zusätzlicher Flexibilität ermöglicht die Verlagerung von Last aus den Abendstunden in die Nacht

Exemplarische Darstellung der Fahrweise der Lastverschiebung für das Jahr 2038



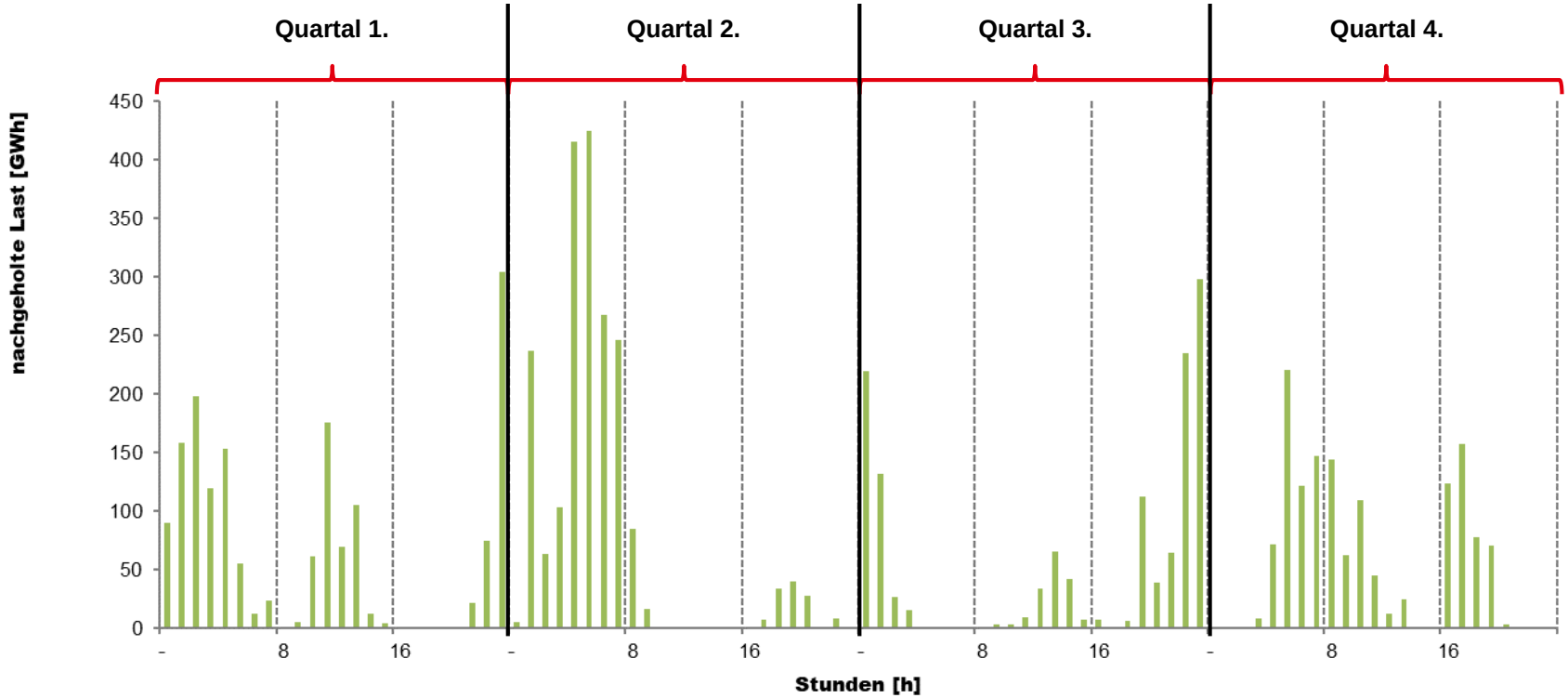
Der Abruf der Flexibilitätsklassen folgt der Einspeisecharakteristik erneuerbarer Erzeuger

Verschobene Last je Quartal und Stunde in 2050 (kumuliert)



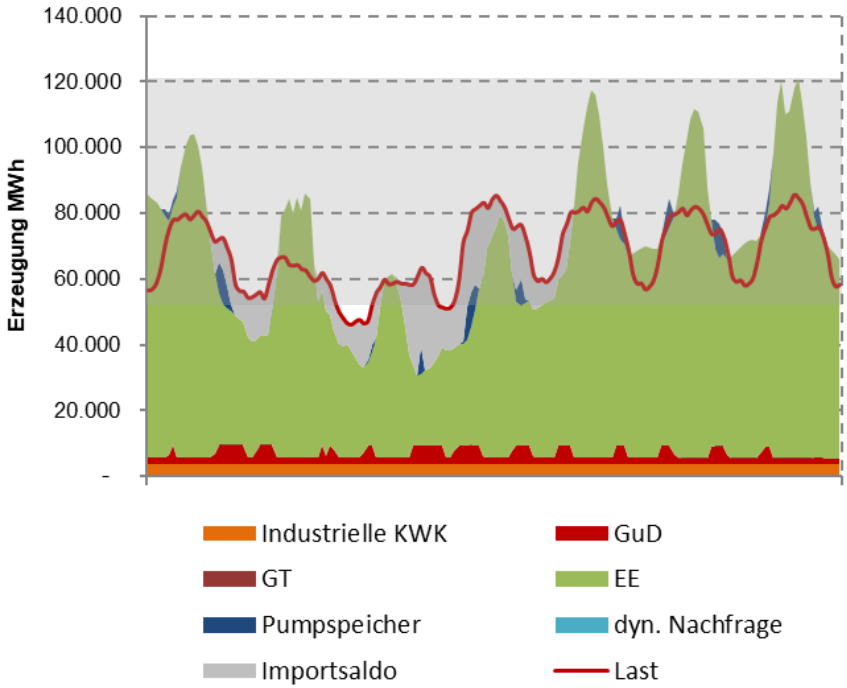
Nachholeffekte durch Lastverschiebung bilden neben Einsatzpreis und verfügbarer Leistung die zentrale Restriktion des Flexibilitätseinsatzes

Nachgeholte Last je Quartal und Stunde in 2050 (kumuliert)

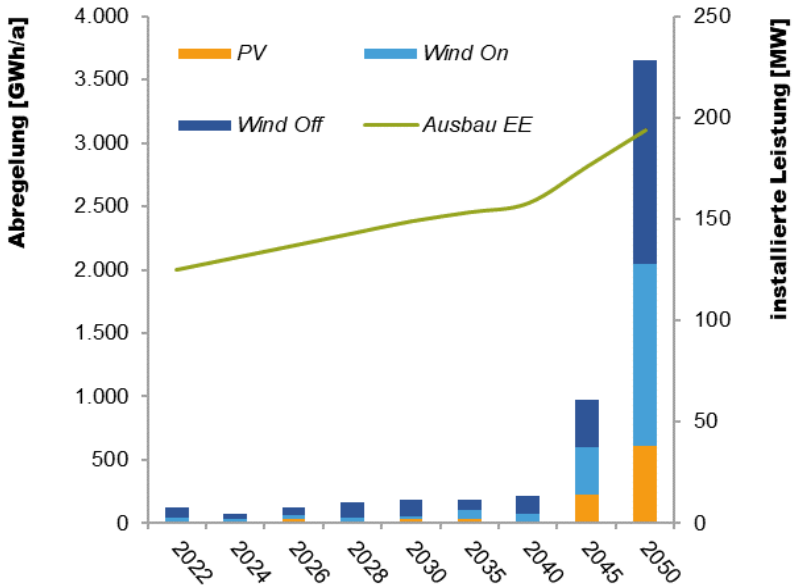


Durch die Verschiebung konnten größere Energiemengen aus Erneuerbaren integriert werden

Schwachlastsituation April 2050



Abregelung Erneuerbarer Einspeisung Basislauf

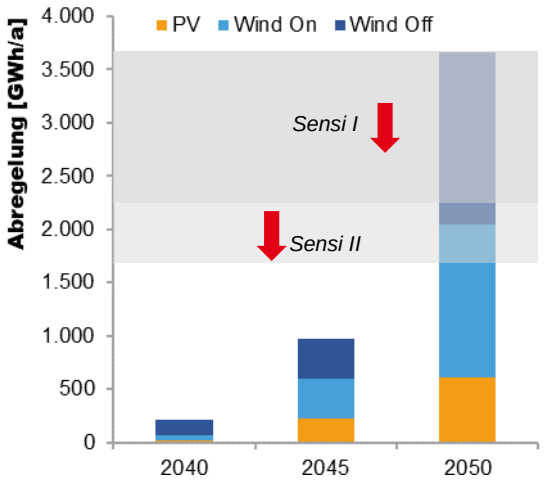


- Bei den abgeregelten Energiemengen handelt es sich **nicht** um **netzinduzierte Engpässe** („Kupferplatte“)
- Aufgrund von ausgelasteten **Kuppelkapazitäten** zu den Ländern mit großen Speicherkapazitäten und **fehlender Last** kann die Erzeugung nicht genutzt werden.

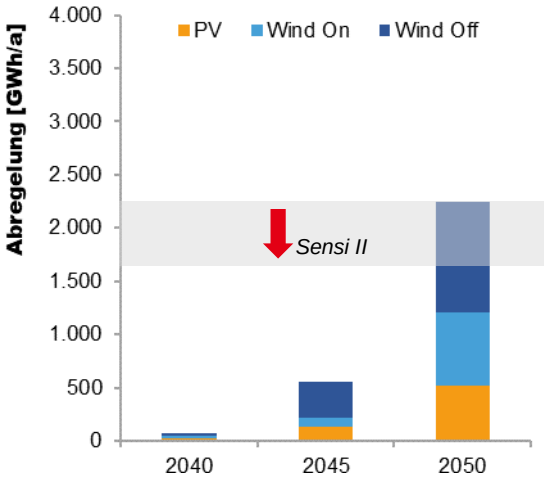
- Die **Windenergie** macht einen Großteil der abgeregelten Energiemengen aus
- Der forcierte Ausbau **ab 2040** führt zu einem Anstieg der abgeregelten Energiemengen

Durch die Verschiebung konnten größere Energiemengen aus Erneuerbaren integriert werden

Abregelung Basislauf

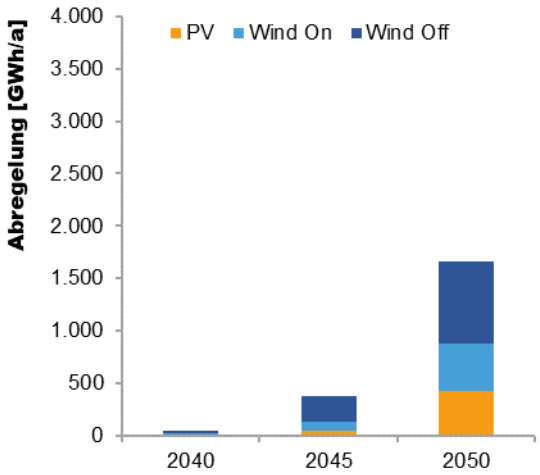


Abregelung Sensitivität I



- Abregelung PV um 15% reduziert
- Abregelung Wind On um **52%** reduziert
- Abregelung Wind Off um 35% reduziert

Abregelung Sensitivität II

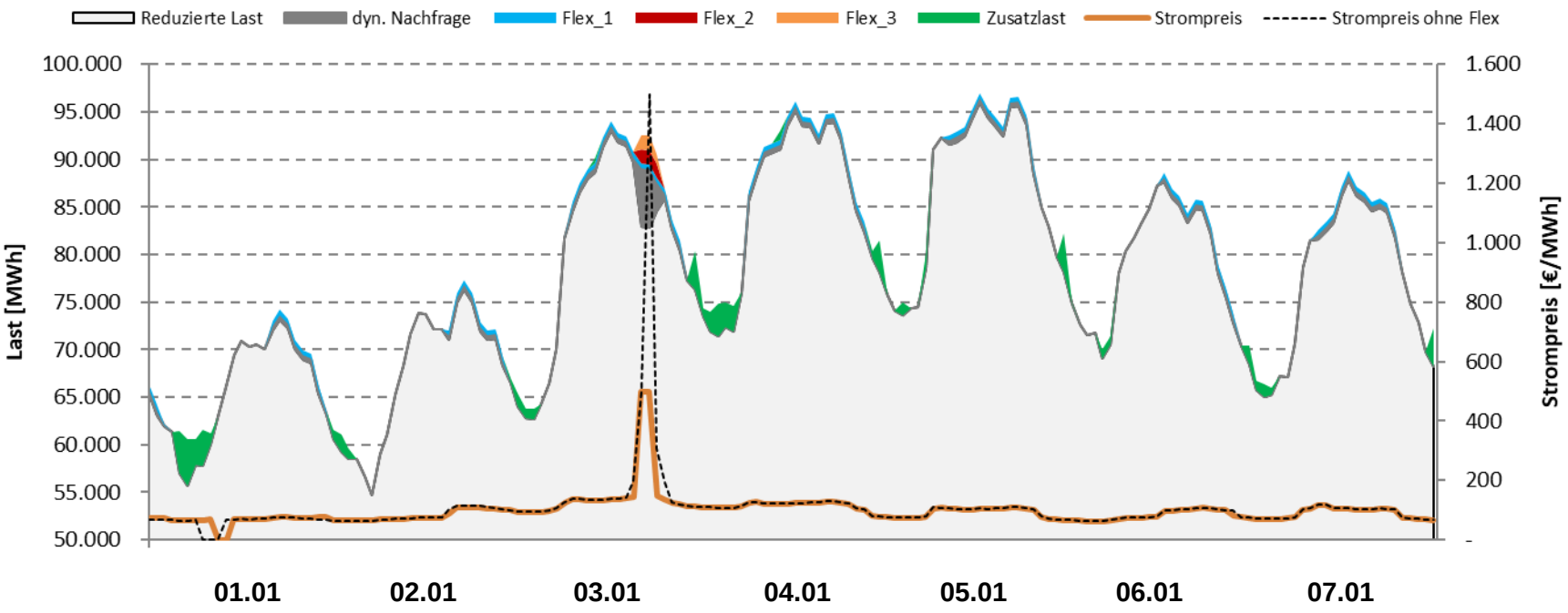


- Abregelung PV um 29% reduziert
- Abregelung Wind On um **69%** reduziert
- Abregelung Wind Off um 51% reduziert

Ein wesentlicher Nutzen der zusätzlichen Flexibilität stellte die Integration von weiterer EE-Erzeugung dar. Besonders die Windenergie profitierte von einer Lastverschiebung in die Verbrauchstäler.

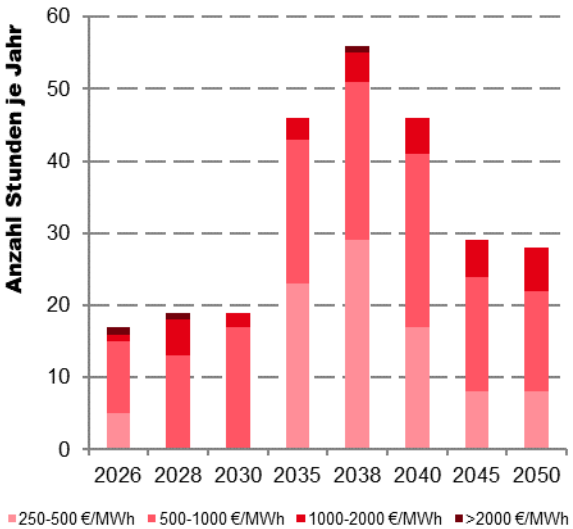
Der Einsatz der Flexibilitätsoptionen übte einen dämpfenden Einfluss auf die Entwicklung der Preisvolatilität aus

Exemplarische Darstellung der Fahrweise der Flexibilität bei einer Preisspitze im Jahr 2050

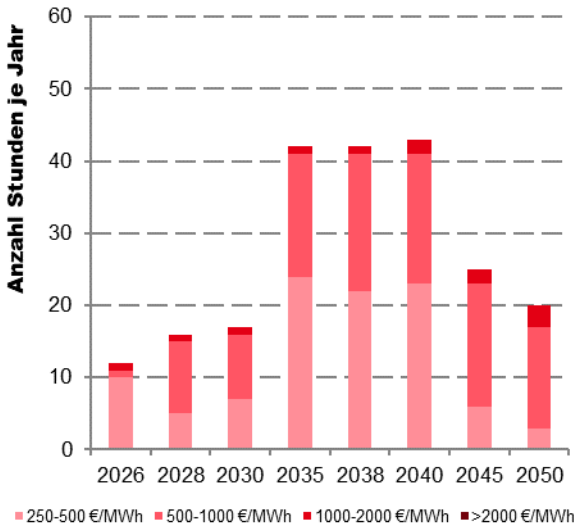


Der Einsatz der zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sorgte für eine Reduktion der extremen Preisspitzen

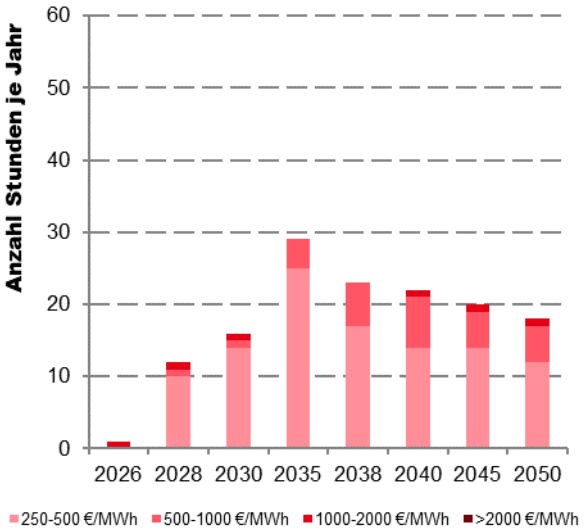
Preisspitzen Basislauf



Preisspitzen Sensitivität I



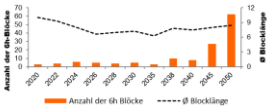
Preisspitzen Sensitivität II



Grundsätzlich zeigte sich eine Reduktion der extremen knappheitsbedingten Preisspitzen. Da diese auf eine Situation mit europaweiter Knappheit zurückzuführen sind, konnten hohe Preisspitzen auch bei zusätzlicher Flexibilität nicht vollständig vermieden werden.

Die Bestimmung von negativen- und Nullpreisen erfolgte auf Basis einer stundenscharfen Merit Order

Erneuerbare Energien

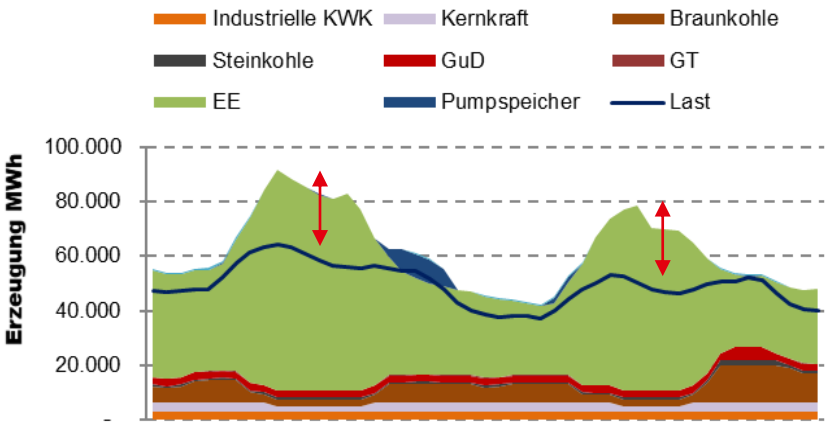
EEG- Anlagen	*§ 51 EEG 2017 (6h Regelung)*	*Altanlagen außerhalb der EEG Förderung*
› Negative Preise ergeben sich aus der Differenz der Einspeisevergütung und dem monatlichen Marktwert › Degression der Vergütungssätze und Anlagenvollkosten im Zeitverlauf	› Stundenblöcke negative Preise > 6h › Förderanspruch erlischt 	› Förderdauer 20 Jahre vs. Lebensdauer › 1/3 der PV- Anlagen in 2050 außerhalb der Förderung

Marktwert < Vergütungssatz

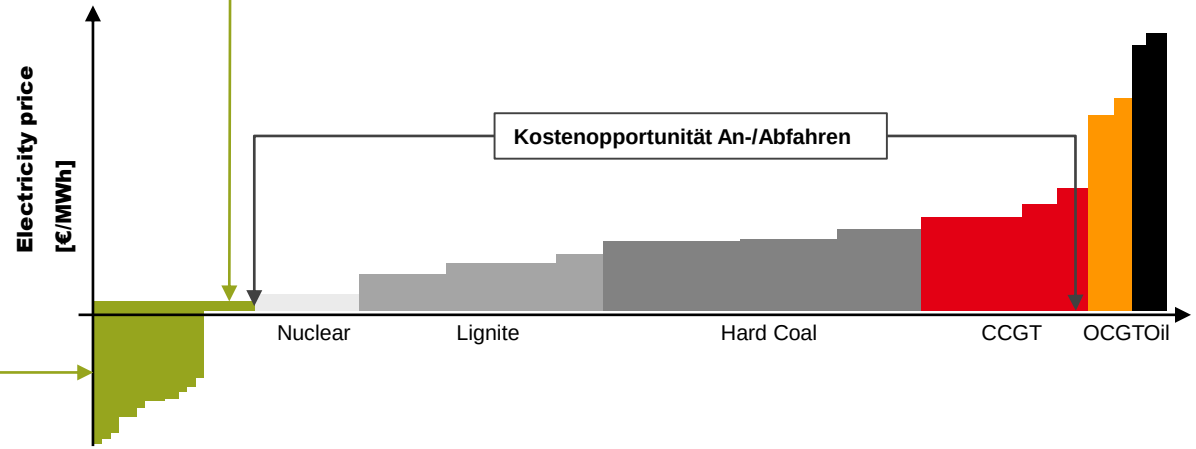
Marktwert > Vergütungssatz

Gebot nahe Nullpreis

Konventionelle Erzeuger

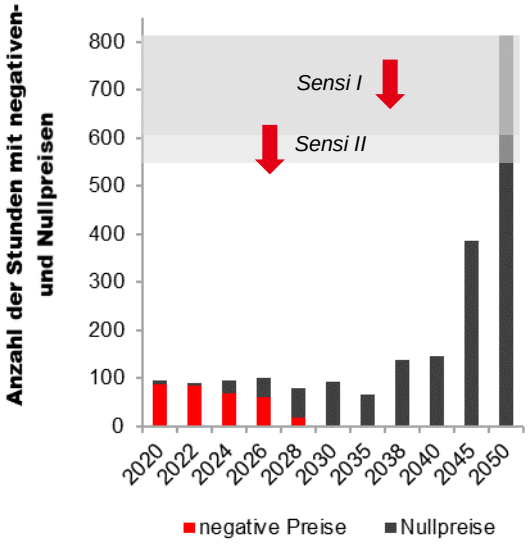


- Erzeugungsüberschuss → konventionelle Erzeuger bereits in Teillast
- Kostopportunität gegenüber zusätzlichem Anlagenstart
- Must-run Einspeisung (Wärmeversorgung)

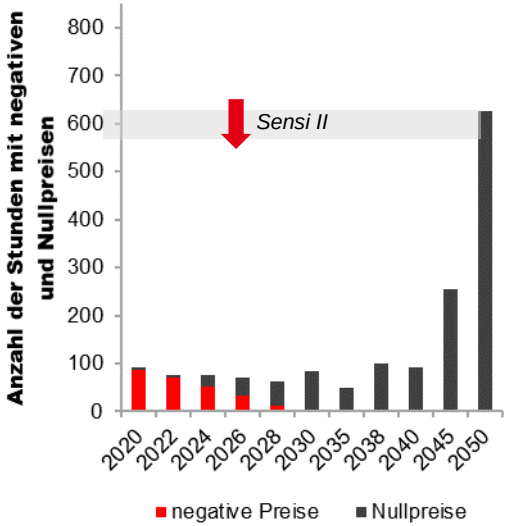


Der Einsatz der zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sorgte auch für eine Reduktion der Stunden mit negativen oder Nullpreisen

Neg.- und Nullpreise Basislauf

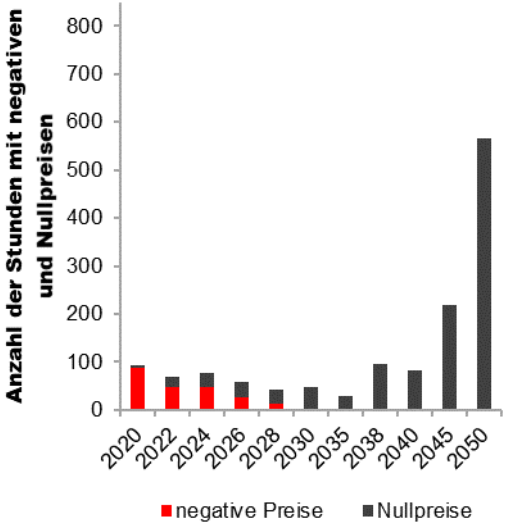


Neg.- und Nullpreise Sensitivität I



- 2022: Reduktion der Stunden mit negativen Preisen von 83 auf **70**
- 2050: Reduktion der Stunden mit Nullpreisen von 811 auf **626**

Neg.- und Nullpreise Sensitivität II

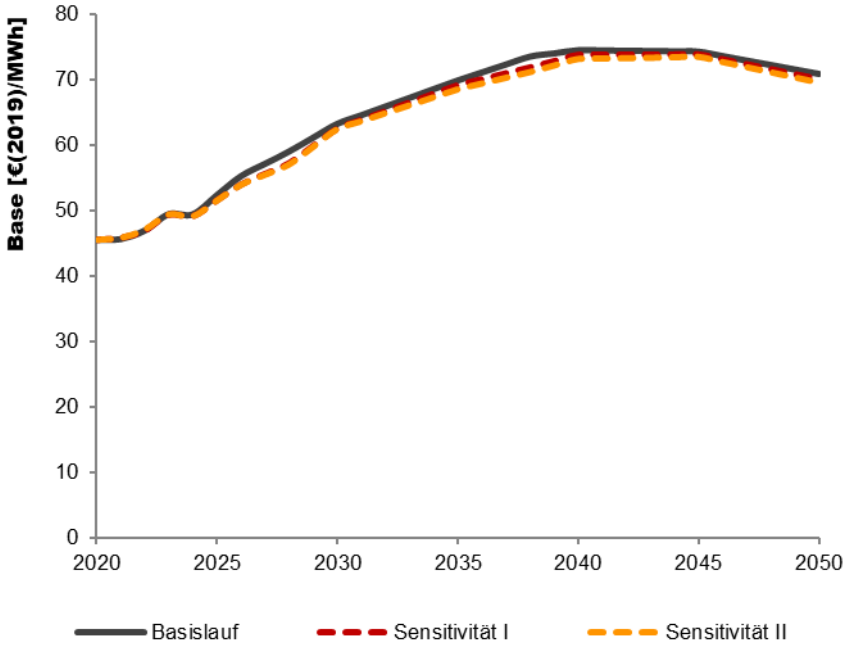


- 2022: Reduktion der Stunden mit negativen Preisen von 83 auf **48**
- 2050: Reduktion der Stunden mit Nullpreisen von 811 auf **565**

Durch Verschiebung der Spitzenlast in Schwachlastperioden konnte die Anzahl der Stunden mit negativen- und Nullpreisen zurückgeführt werden. Die Potenziale der Lastverschiebung konnten die Effekte des gezielten Ausbaus der EE nicht vollständig auffangen.

Grundsätzlich zeigte sich das Basepreisniveau robust gegenüber dem Einsatz der Flexibilitätsoptionen

Entwicklung des Jahresbasepreis



- **Durch den Einsatz der Flexibilitätsoptionen sind drei (teilweise gegenläufige) Entwicklungen möglich:**
  - Reduktion von knappheitsbedingten Preisspitzen (preissenkend)
  - Verdrängung von preissetzenden Technologien (preissenkend)
  - Zusätzliche Integration von Erneuerbaren Energien in Stunden mit notwendigen Abregelungen und somit negativen Strompreisen (preissteigernd)

- **Trotz teilweise hohem Einsatz der Flexibilitäten zeigte sich der Preis im wesentlichen robust**
  - Deutlichere Änderungen im Niveau des Basepreises zeichnen sich Mitte der 20er und 30er Jahre ab
  - Die Reduktion von Preisspitzen sowie die teilweise Verdrängung von Gasturbinen in der Merit-Order sorgen für einen preissenkenden Effekt.

Die Integration der zusätzlichen Flexibilität zeigte keine disruptive Wirkung, es stellt sich ab 2022 ein leicht geringeres Strompreisniveau ein

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr **Vorstellung der Ergebnisse**
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

Vorstellung der Ergebnisse

- Energiesystemwandel – Warum benötigen wir Flexibilität?
- **Flexibilität aktivieren – Wo bestehen aktuell Probleme bei der Aktivierung?**
- Innovationen im EVU – Wie gelingt der Wandel und wie kann die Usability sichergestellt werden?
- Virtuelle Kraftwerke – Welchen Mehrwert liefern Plattformanbieter?
- Marktdesign der Zukunft – Ansätze zur Bewältigung des Systemwandels

Flexibilität aktivieren
Befragung des Resonanzkreises

Zur Aktivierung von Flexibilität bestehen Gesellschaftliche und Wirtschaftliche Hemmnisse

- **Gesellschaftliche Hemmnisse**
  - keine direkte Steuerung über Fernwirktechnik der Anlagen
  - Gefährdung der Produktion
  - Gefährdung der Qualität
  - anonymisiertes Datenübertragung

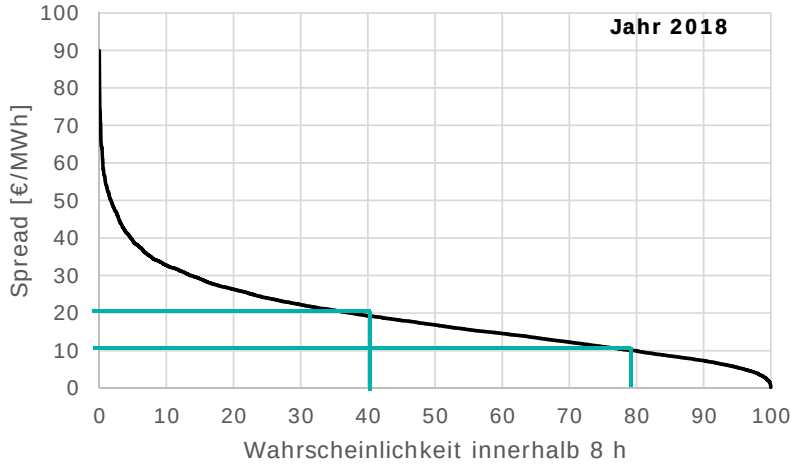
- **Wirtschaftliche Hemmnisse**
  - geringe Energiekosten im Vergleich zu Gesamtkosten
  - Verlust der Sonder-rechte Netznutzung
  - hohe Amortisationszeiten
  - keine flexiblen Stromtarife

Die Produktion darf nicht gefährdet werden und das Anbieten von Flexibilität muss sich wirtschaftlich auszahlen

Flexibilität aktivieren
Hemmnisse aus der Gestaltung des Strommarkts

Die Refinanzierungsmöglichkeiten für Flexibilität sind am Spotmarkt nur teilweise gegeben.

- Hemmnis aus Bilanzierungsdauer bzw. Lieferperioden
  - durchschnittliche Bereitstellungsdauer von Lastverschiebepotenzialen liegt zwischen **5 Minuten** und **60 Minuten**.
  - kosteneffiziente Potenziale können für **10-20 €/MWh** erschlossen werden.
- Hemmnis aus Dauer einer Lastverschiebung
  - Aus der Befragung im KRaFT geht eine **Dauer** der Verschiebung von ca. **8 Stunden** hervor.
  - Ein Spread von 10 €/MWh wird in 80% aller möglichen Intervalle erzielt.
  - Ein Spread von 20 €/MWh wird in 40% aller möglichen Intervalle erzielt.



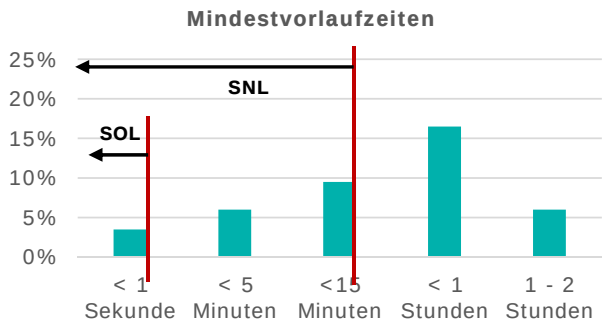
Bei derzeitiger Preisstruktur ist Aktivierung über die Spotmarktpreise schwierig

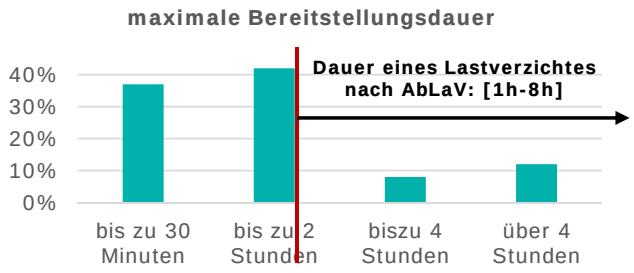
Quelle: Krzikalla et al. 2013

Flexibilität aktivieren
Hemmnisse aus der Gestaltung des Regelleistungsmarkts

Auch die Refinanzierung von Flexibilität am Regelleistungsmarkt ist schwierig

- Hemmnisse aus der Produktgestaltung am RL-Markt
  - Es werden schnell abschaltbare (SNL) und sofort abschaltbare Lasten (SOL) unterschieden.
  - Die Leistung muss mindestens für eine Stunde und maximal für acht Stunden abgesenkt werden.
  - Möglichkeit der Abschaltung muss für eine Woche bzw. 138 h zur Verfügung stehen.





Flexibilität ist häufig nur kurzfristig und kurzzeitig verfügbar, daher für Regelleistung nur im großen Pool geeignet

Quelle: (Klobasa 2014)

Flexibilität aktivieren
Hemmnisse aus der Gestaltung des Regelleistungsmarkts

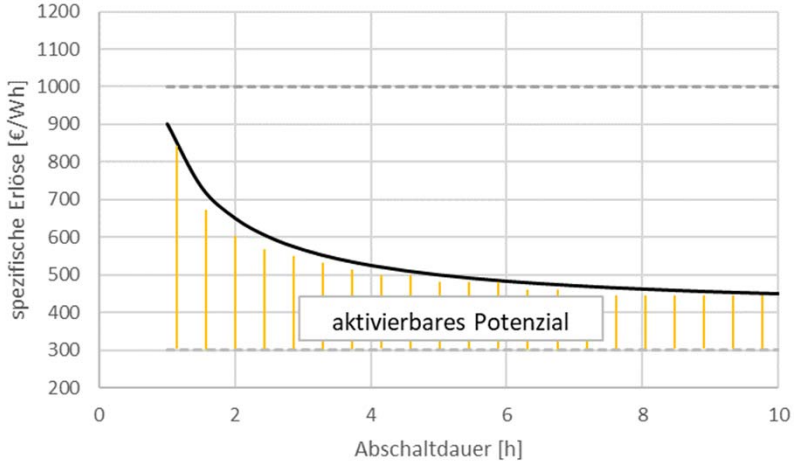
Die entgangene Wertschöpfung lässt sich nicht über die Abschaltbare Lasten Verordnung ausgleichen

Die **maximal mögliche** Vergütung für einen Lastverzicht beträgt laut Verordnung **400 €/MWh** plus einem zusätzlichen Leistungspreis von **500 €/MW**. Ausgeschrieben werden maximal 750MW und die Mindestgröße sind 5 MW.

Die **Kosten** für einen Lastverzicht richten sich nach der **entgangenen Wertschöpfung** der Produkte.

Kostenangaben nach (r2b energy consulting GmbH 2014):

- 6,7 GW <-> 300 bis 1.000 €/MWh
- 4,3 GW <-> 1.000 bis 3.000 €/MWh
- 6,0 GW <-> über 20.000 €/MWh



Viele Potentiale lassen sich nur zu extrem hohen Preisen heben

Flexibilität aktivieren
Hemmnisse aus der Gestaltung der Netzentgelte

Zur Aktivierung von Flexibilität bestehen außerdem Hemmnisse, die aus Umlagengestaltung resultieren

- **Hemmnis aus der Netzentgeltstrukturen**
  - Grundpreise steigen und Arbeitspreise sinken
- **Hemmnisse aus ungleichen Umlagen**
  - Die Umlagen der Energiesubstitute sind ungleich verteilt. Substitution durch Brennstoffe daher eher uninteressant
- **Hemmnisse aus der Jahreshöchstlast**
  - Eine gezielte Lasterhöhung zu Zeiten niedriger Residuallast kann aufgrund der Ausgestaltung der Leistungspreise nicht genutzt werden.

Die Umlagen- bzw. Energiekostenstruktur fördert derzeit flexibles Verhalten nicht!

Flexibilität aktivieren
Wo stehen wir aktuell bei den technologischen Hemmnissen?

Unterscheidung zwischen „Low“ und „High Hanging Fruits“

- „Low Hanging Fruits“
  - BHKW‘s
  - Biogas
  - Notstromaggregate
- „High Hanging Fruits“
  - PV-Anlagen
  - Speicher
  - Ladesäulen
  - Lastverzicht/-verschiebung

Quelle: https://de.ryte.com/wiki/Low_hanging_fruits

Für „High Hanging Fruits“ wir weitaus mehr dezentrale Intelligenz benötigt

Flexibilität aktivieren
Wie kommen wir an die „High Hanging Fruits“

Die Steuerung der Flexibilität muss auf lokaler Ebene erfolgen

Lokaler Regelkreis basiert auf:

- Eigenverbrauchsoptimierung
- Spitzenlastoptimierung

Globaler Regelkreis basiert auf:

- Kauf/Verkauf von Flexibilität
- Signal kommt über Plattform (KRaFT)

Zentrales Steuerungssignal und dezentrale Optimierung vor Ort zur Aktivierung nötig

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr **Vorstellung der Ergebnisse**
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

Vorstellung der Ergebnisse

- Energiesystemwandel – Warum benötigen wir Flexibilität?
- Flexibilität aktivieren – Wo bestehen aktuell Probleme bei der Aktivierung?
- **Innovationen im EVU – Wie gelingt der Wandel und wie kann die Usability sichergestellt werden?**
- Virtuelle Kraftwerke – Welchen Mehrwert liefern Plattformanbieter?
- Marktdesign der Zukunft – Ansätze zur Bewältigung des Systemwandels

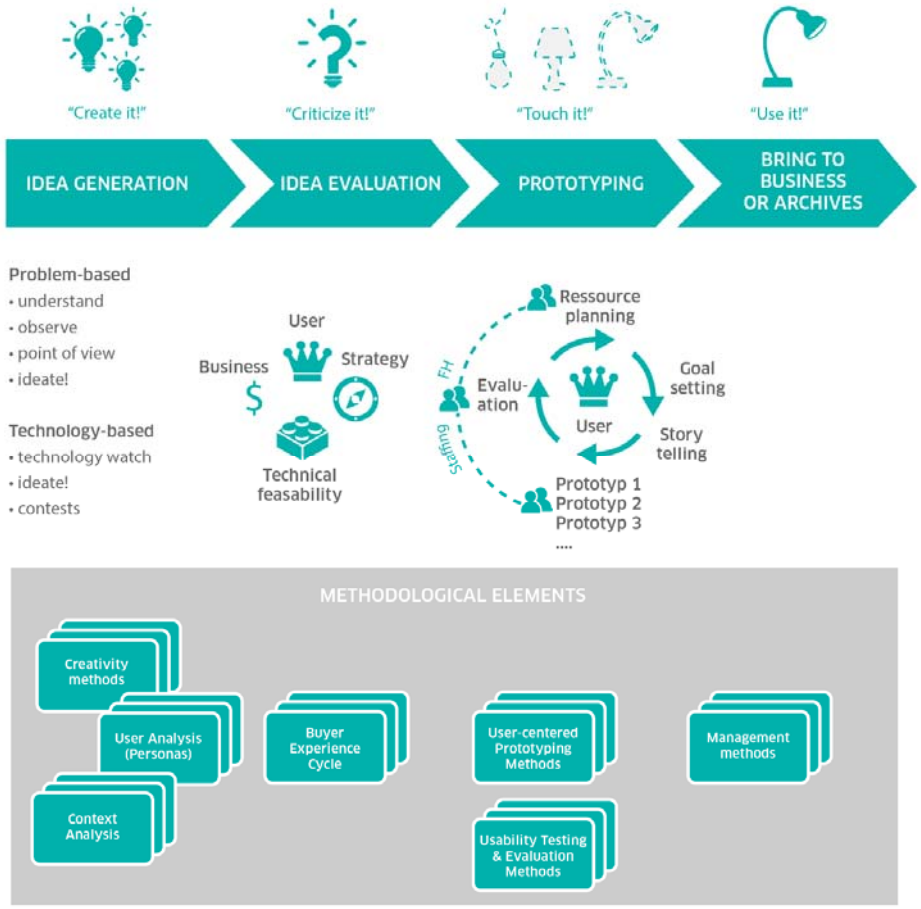
1 **Methodenentwicklung**

2 Usability Engineering

3 Logoentwicklung

Innovationen im EVU
Methodenentwicklung– UCIP

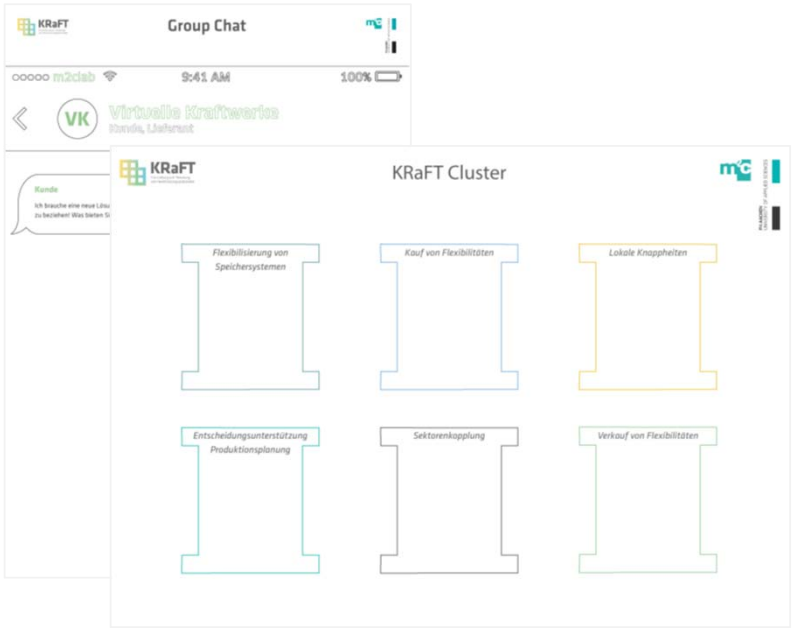
- **U**ser-**C**entered **I**nnovation **P**rocess
  - Innovations-und Kreativitätsmanagement
  - Benutzerzentrierte Entwicklung
  - Methodenkatalog



Innovationen im EVU
Methodenentwicklung– UCIP4Energy

- Energiemanagement Sektor stellt spezielle Anforderungen, deshalb
  - Analyse, Bewertung und Ergänzung des UCIP Methodenkatalogs hinsichtlich Nutzbarkeit für den Bereich Energie

- Resultat -> UCIP4Energy



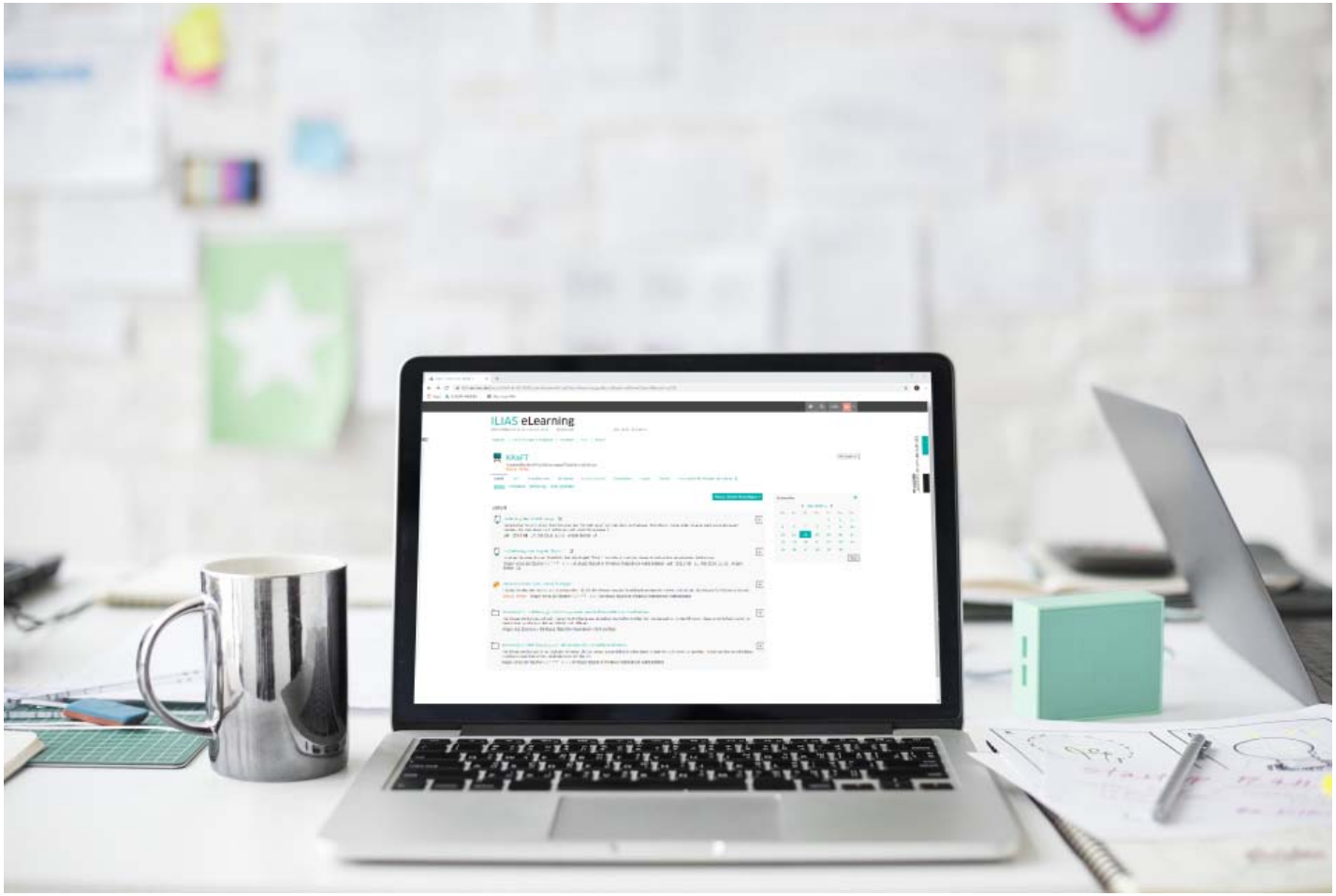
Innovationen im EVU
Methodenentwicklung– UCIP4Energy

- Workshop 1
  - Etablierung/Entwicklung neuer Geschäftsmodelle von Stadtwerken
  - Ziel: Probleme aus Geschäftsmodellen identifizieren und daraus neue Geschäftsmodelle erschließen

- Workshop 2
  - Mobilisierung von Teilnehmern für virtuelle Kraftwerke
  - Ziel: Besseres Verständnis über potentielle Kunden eines VK

- Workshop 3
  - Hemmnisse bei der Teilnahme an virtuellen Kraftwerken
  - Ziel: Minderung der Hemmnisse

Innovationen im EVU
Methodenentwicklung– eLearning



1 Methodenentwicklung

2 Usability Engineering

3 Logoentwicklung

Innovationen im EVU
Usability – Vorbereitung

Teilfunktion / -bereich	Story	Ease-of-use / -learning	Goal	Measure	Threshold	Unit	1	2	3	4	5	Aggreg
Landingpage	Der Nutzer loggt sich auf der Plattform ein	eou	Schneller Login-Prozess	Anzahl der Klicks / Tab-Stopps	Max. 3 Klicks / Tab-Stopps	1	3	4	3	3	5	3,6

Funktion oder Bereich der KRaFT-Plattform, die/ der getestet werden soll

Aufgabe beziehungsweise Handlungshinweis, was der Nutzer auf dem Webseitenbereich/ mit der Funktion machen soll, um diese(n) zu testen

Der Hinweis ob die Lernbarkeit oder die Nutzerfreundlichkeit getestet werden soll

Ziel, welches mit Test der Funktion/ dem Webseiten-bereich erreicht werden soll

Messmethode, anhand der die Erreichung des Ziels erfasst werden soll

Optimaler Zielwert, der erreicht werden sollte

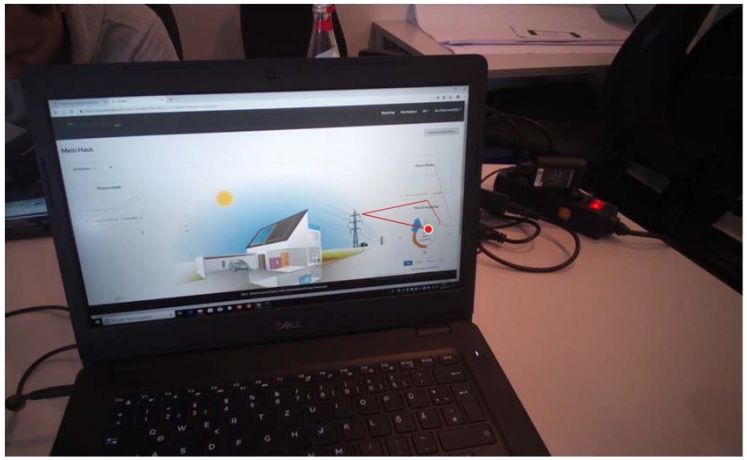
Durchführungs-Intervall

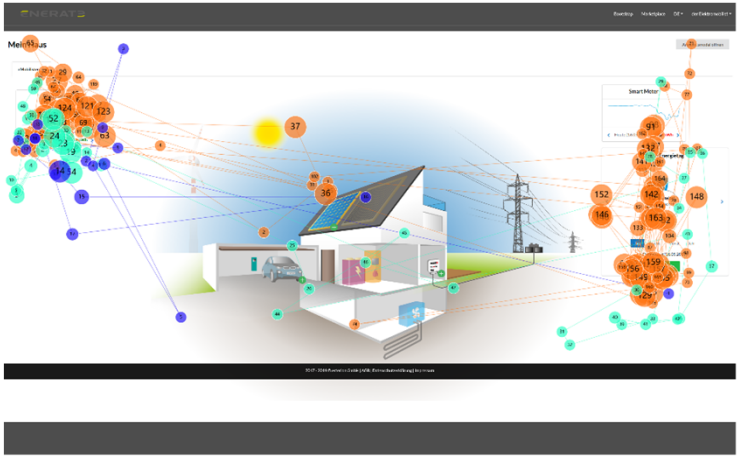
Test-Ergebnisse der einzelnen Test-Personen

Aggregierter Mittelwert der Test-Ergebnisse

Innovationen im EVU
Usability – Durchführung und Auswertung

Teilfunktionen	Story	Ease-of-use/-learning	Goal	Measure	Threshold	Unit	1	2	3	4	5	Aggreg
Erzeugung und Bezug verwalten	Nutzer zeigt die Erzeugungswerte der Solaranlage für den Zeitraum 1. April bis heute an	eol	Schnelles Finden der Funktion	Zeit	3 Sek zur richtigen Stelle		120	10	21			
				Blickführung								
				Klicks	1		8	5	4			
		eou	Schnelle Eingabe	Klicks	4		fal	6	6			
				Zeit	5 Sek		se	12	13			





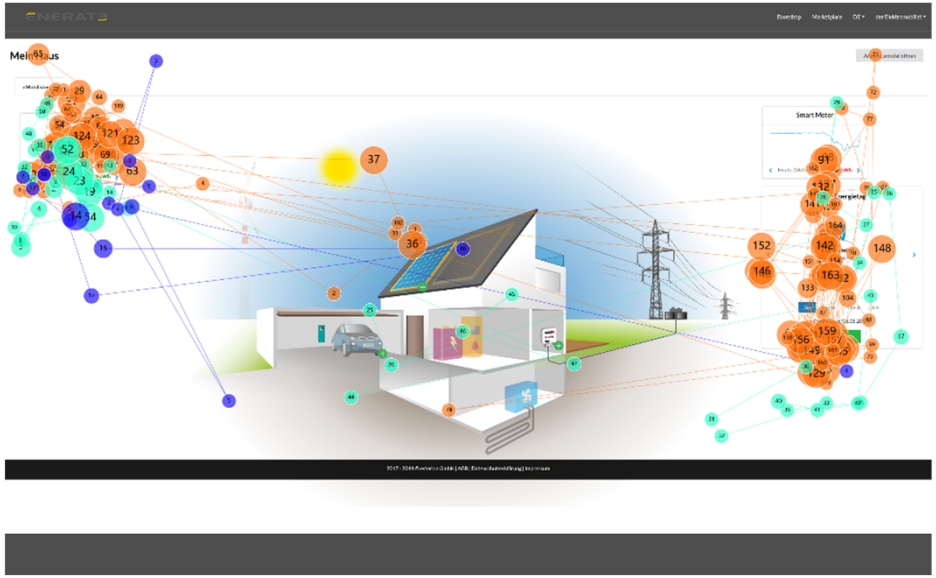
Innovationen im EVU
Usability – Resultat

Empfehlung nach Usability Test

- Thematisch zusammengehörige Elemente/Funktionen an gleicher Stelle anordnen

Ziel

- Ruhiger und zielgerichteter Blickverlauf
- Weniger „springende“ Blicke
- Schnelles und einfaches Finden der Funktion



Innovationen im EVU – Wie gelingt der Wandel?

1 Methodenentwicklung

2 Usability Engineering

3 Logoentwicklung

Innovationen im EVU
Logoentwicklung

- Mini-Workshop (Dot Voting)
  - Konkurrenzanalyse
  - Keyword-Sammlung

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

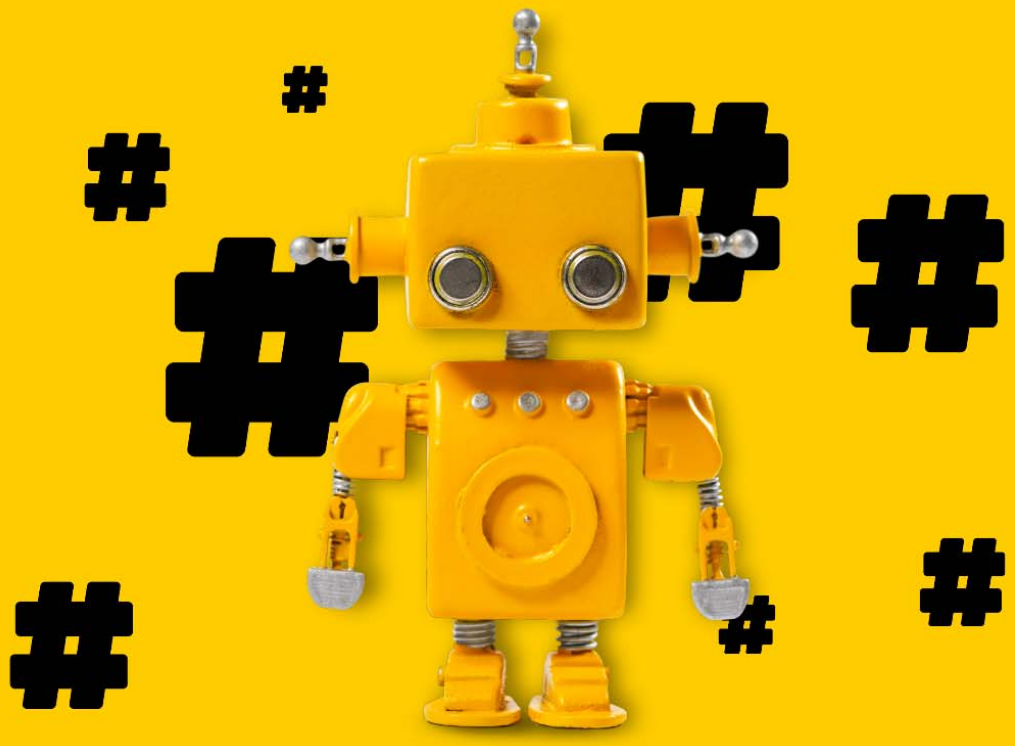
- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr **Vorstellung der Ergebnisse**
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

Vorstellung der Ergebnisse

- Energiesystemwandel – Warum benötigen wir Flexibilität?
- Flexibilität aktivieren – Wo bestehen aktuell Probleme bei der Aktivierung?
- Innovationen im EVU – Wie gelingt der Wandel und wie kann die Usability sichergestellt werden?
- **Virtuelle Kraftwerke – Welchen Mehrwert liefern Plattformanbieter?**
- Marktdesign der Zukunft – Ansätze zur Bewältigung des Systemwandels

- LIVE Demonstration SOPTIM

#LOCALPIONEER
POWERED BY SOPTIM



EINE PLATTFORM FÜR PIONIERE DER NEUEN DIGITALEN ENERGIEWELT

Spielwiese, Digital-Service-Store und Austauschplattform

SOPTIM
Digital Transformer

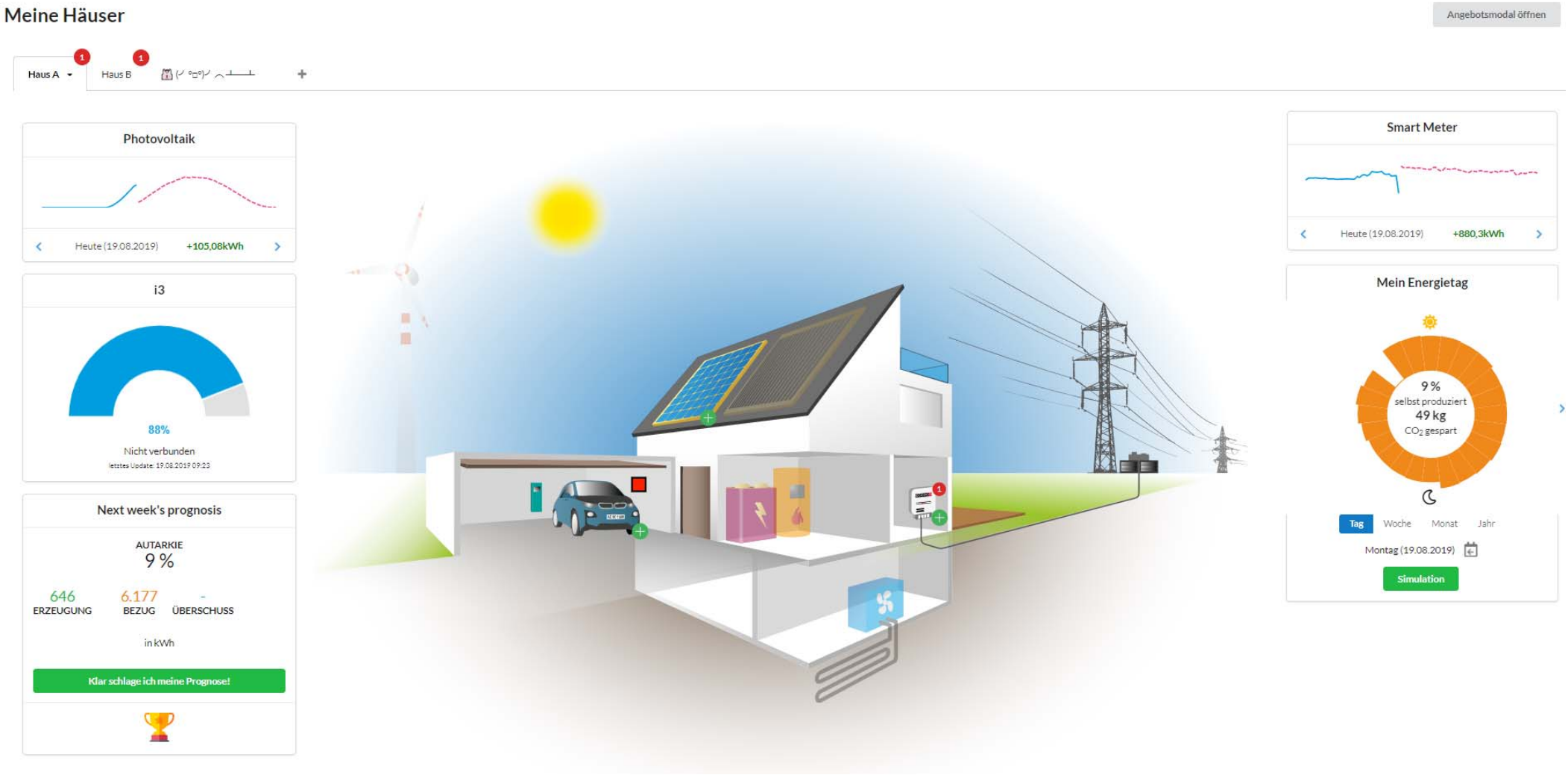
| © SOPTIM AG |

#LOCALPIONEER
POWERED BY SOPTIM

Maßgeschneiderte Bausteine

SOPTIM
Digital Transformer

Baustein 1: Lokale, gemessene Abbildung der **Gebäude**



Baustein 1: Lokale, gemessene Abbildung der **Gebäude**

Mehrwerte:

- Verbrauchs- und Erzeugungswerte der Gebäude werden transparent
- Prognosewerte geben einen Ausblick für 7 Tage
- Elektroautos, Stromspeicher und BHKW können mit einbezogen werden
- Visuelle Darstellung erhöht die Transparenz
- Digitaler Messstellenbetrieb als Einstieg in Smart-Metering

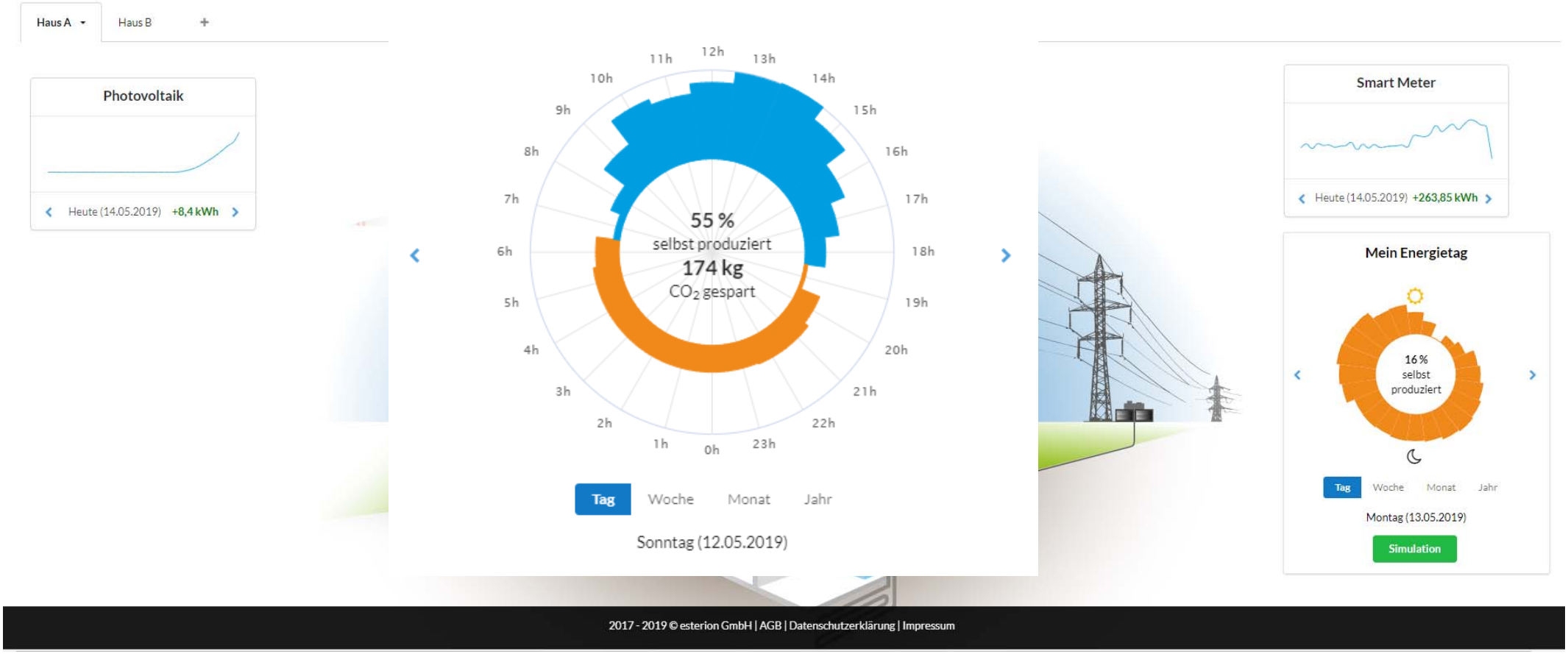
Baustein 2: Direkte Verbindung zum Versorger!

Baustein 2: Direkte Verbindung zum Versorger!

Mehrwerte:

- Keine separate Dateneingabe um Angebote anzufordern
- Direkter Draht zum Energieversorger inkl. der Bereitstellung der Messdaten
- Digitaler Abschluss des Vertrags und digitale Bewirtschaftung sind möglich
- Platzierung von Mehrwertdiensten während der Vertragslaufzeit, z. B.:
  - eMobilität, PV-/BHKW-/eMob-/Speicher-Contracting
  - virtuelle Speicher, ….
  - digitale Energieberatung

Baustein 3: einfache graphische Darstellung der **Energiebilanz** je Gebäude (24h-Kreis)

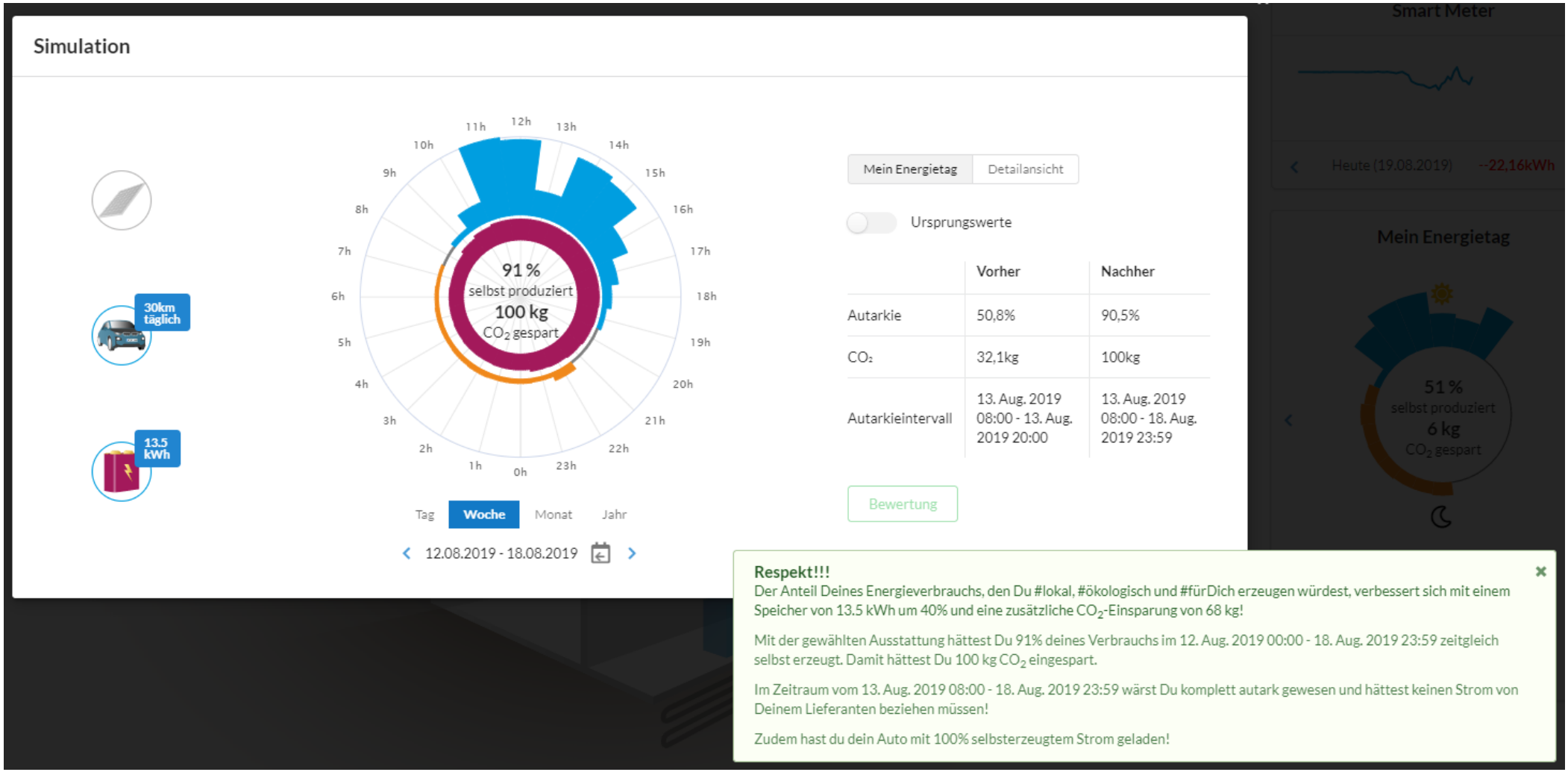


Baustein 3: einfache graphische Darstellung der **Energiebilanz** je Gebäude (24h-Kreis)

Mehrwerte:

- Blick auf die eigene Energiebilanz des Gebäudes
- Autarkiegrad wird permanent erfasst und leicht verständlich visualisiert
- Verschiebepotentiale werden deutlich sichtbar
- evtl. auftretende Unregelmäßigkeiten können identifiziert werden
- spielerische Aufgabe: „mach den Kreis möglichst gleichmäßig und blau“

Baustein 4: **Simulationsmöglichkeit** Speicher, PV + EV (inkl. Auswirkung auf Bilanz)

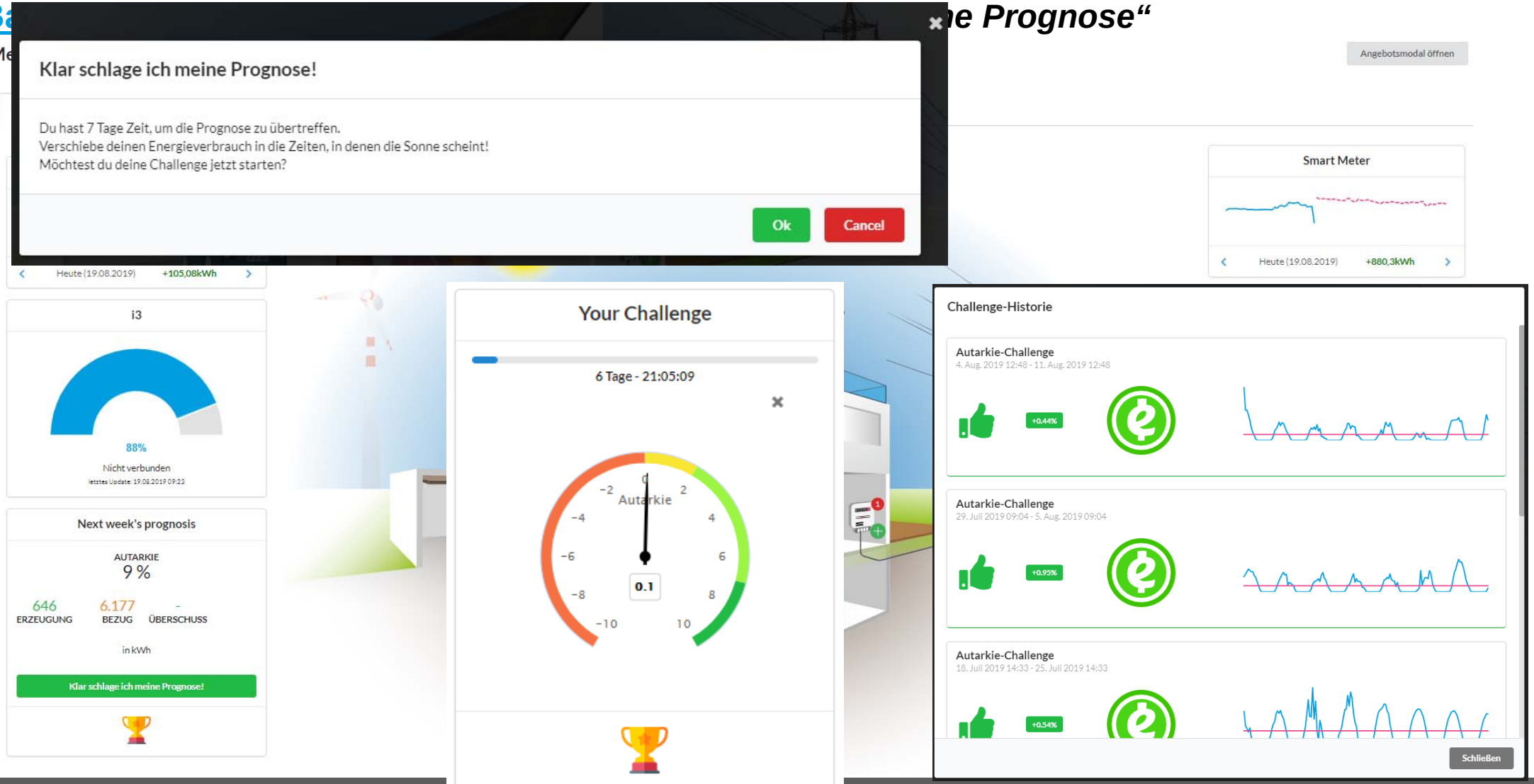


Baustein 4: **Simulationsmöglichkeit** Speicher, PV + EV (inkl. Auswirkung auf Bilanz)

Mehrwerte:

- Einfache Simulationsmöglichkeit mit Fokus auf Nachhaltigkeit
- Autarkiegrad wird basierend auf Echtzeitdaten berechnet
- Simulation in Tages-, Wochen-, Monats und Jahresraster
- Simulation mehrerer Komponenten kann zeitgleich getestet werden
- direkte digitale Angebots- & Bestellmöglichkeit denkbar
- Simulation von EVs in Kombination mit PV und Speicher

Ba… …e Prognose“

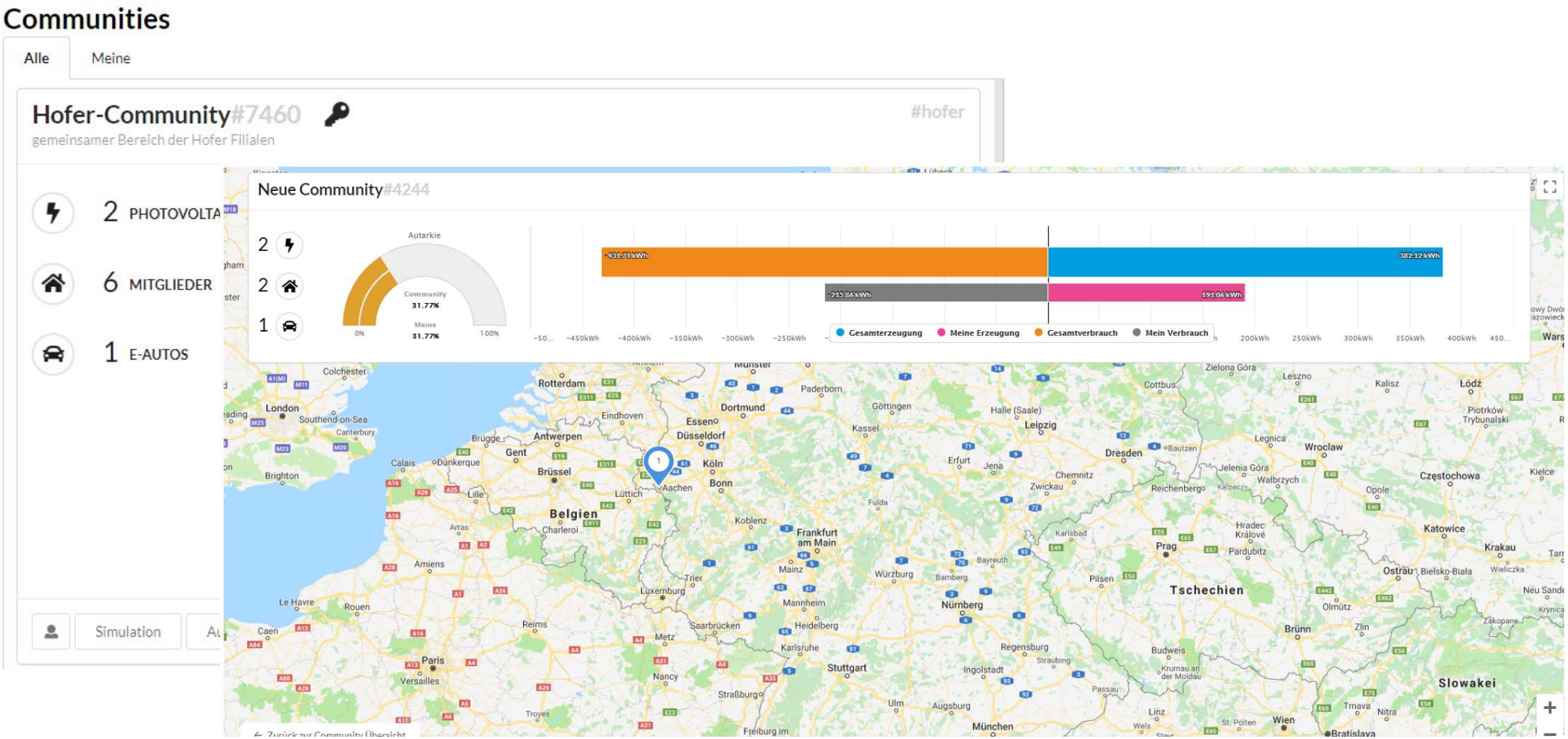


Baustein 5: spielerische Beschäftigung mit Energie ***„Schlag Deine Prognose“***

Mehrwerte:

- spielerischer Weg, Kunden zu Verhaltensänderungen zu bewegen
- Ökologisches Verhalten wird belohnt => e-Coins als Kundenbindung?
- Umwandlung von e-Coins in z.B. Dienstleistungen, LED-Lampen, Gratis-Ladestrom, etc. denkbar
- Umwandlung von e-Coins in digitale Leistungen (Energieberatung, Update-Funktionalitäten, 1 Jahr Gratis-Prognosen, etc.)

Baustein 6: Community-Ansätze

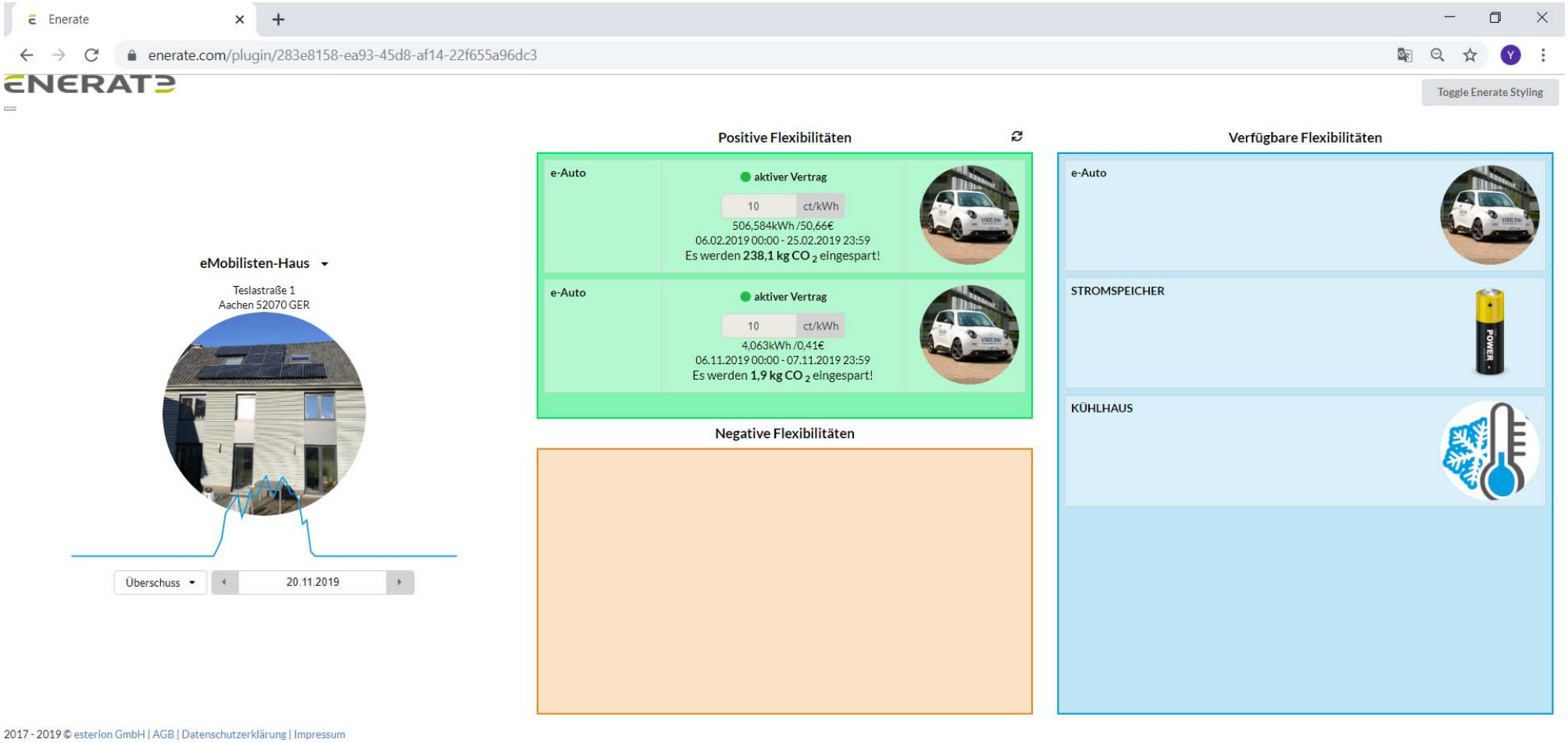


Baustein 6: Community-Ansätze

Mehrwerte:

- gemeinschaftliche Betrachtung von Energieproduktion und -verbrauch
- Autarkiegrade werden sowohl individuell als auch in der Gruppe gezeigt
- Transparenz für z. B. Kommunen, Städte, Bündelkunden oder allgemeine Community-Ansätze

Baustein 7: Energy-Sharing



Baustein 7: Energy-Sharing

Mehrwerte:

- Praxisbeispiel zum Umgang mit Flexibilitäten
- Bildung von direkten Verträgen zwischen diversen Prosumern / Consumern
- direkter Zugriff auf z.B. Ladesäulen ermöglicht direkte „Ausführung“ der Verträge
- Blockchain-Kopplung wurde im Projekt realisiert, der Mehrwert konnte jedoch nicht eindeutig beantwortet werden.

DU WILLST AUCH EIN #LOCALPIONEER WERDEN?

www.localpioneer.de

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr **Vorstellung der Ergebnisse**
- 12:45 Uhr Zusammenfassung und nächste Schritte
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung

Vorstellung der Ergebnisse

- Energiesystemwandel – Warum benötigen wir Flexibilität?
- Flexibilität aktivieren – Wo bestehen aktuell Probleme bei der Aktivierung?
- Innovationen im EVU – Wie gelingt der Wandel und wie kann die Usability sichergestellt werden?
- Virtuelle Kraftwerke – Welchen Mehrwert liefern Plattformanbieter?
- **Marktdesign der Zukunft – Ansätze zur Bewältigung des Systemwandels**

Marktdesign der Zukunft – Ansätze zur Bewältigung des Systemwandels

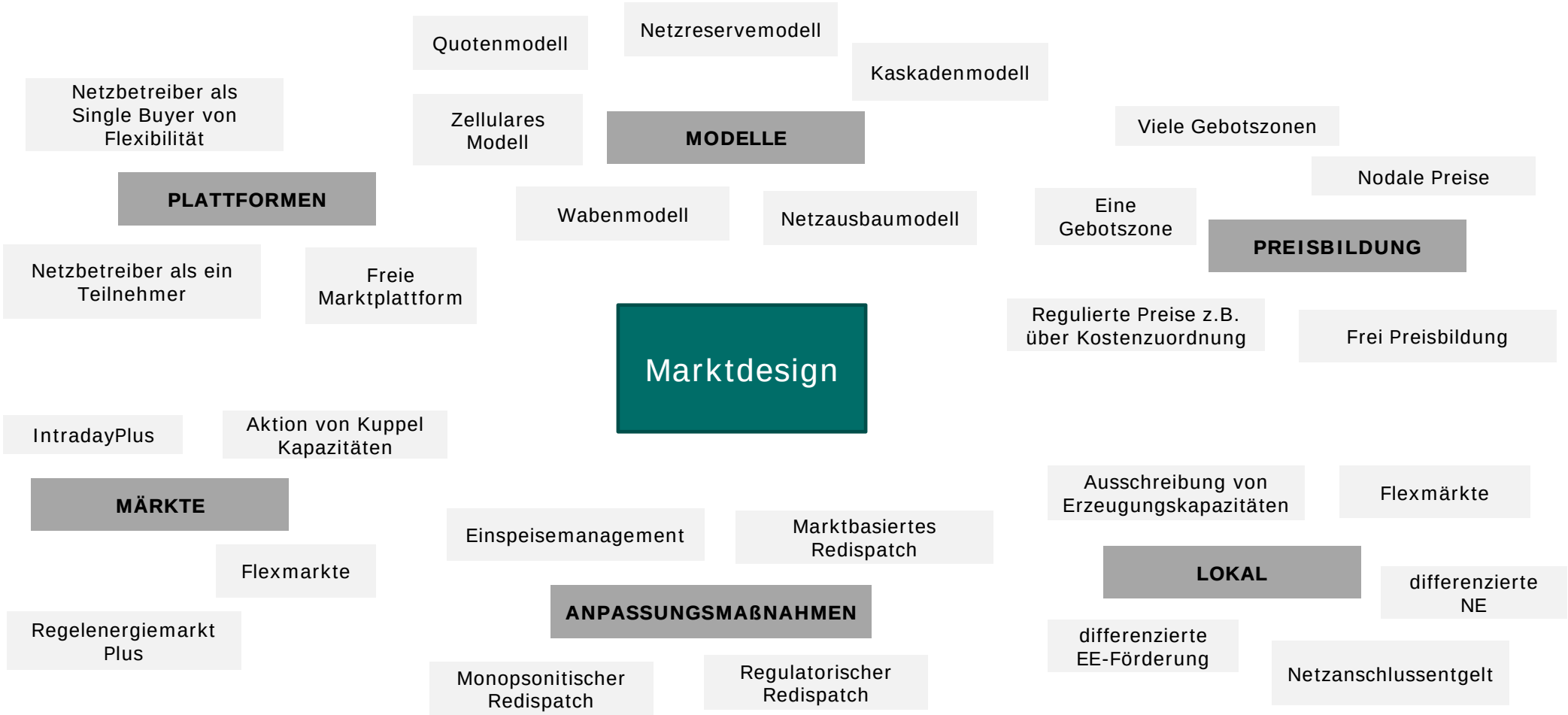
Was bedeutet Marktdesign im energiewirtschaftlichen Kontext?

„Marktdesign ist die Kunst, Institutionen so auszugestalten, dass die Verhaltensanreize für individuelle Marktteilnehmer mit den übergeordneten Zielen des Marktarchitekten im Einklang stehen. Solche Ziele können sein die Maximierung der Erlöse, Effizienz oder der Liquidität, die Minimierung der Kosten, die Offenbarung privater Informationen etc.“

Prof. Dr. Axel Ockenfels

Unser Ziel ist die Bewältigung des Systemwandels unter gleichzeitiger Minimierung der Kosten

Es bestehen unterschiedliche Instrumente und Methoden sowie Vorschläge und Konzepte für ein Marktdesign der Zukunft.



Das Energiesystem hat sich grundlegend verändert, die Regeln sind jedoch gleich geblieben.

	Früheres System	**Heutiges System**
Erzeugungstechnologien	X Tausend, Fahrplanabhängig, zentral	X Millionen, Dargebots abhängig, kleinteilig, verteilt
Verbrauchstechnologien	X Millionen, einfach Verbraucher aufgrund von Vorgaben, leicht zu prognostizieren	X Milliarden, komplexe Verbraucher aufgrund von Eigenverbrauch, schwer zu prognostizieren
Netzbetrieb	Wenig Messstellen notwendig, unidirektionaler Lastfluss, keine Steuerung, keine Blindleistungsbeteiligung	Bidirektionaler Lastfluss, detaillierte Messstellen notwendig, Netz Erneuerung notwendig, Steuerung notwendig
Netzentgelte	Pro kWh	Pro kWh
Energiehandel	1 h Prognosen ausreichend	Kurzfristprognosen
Stromtarife	Standard, HT / NT	Standard, HT / NT
Strompreiszusammensetzung	Wettbewerbsvorteil Fossiler Brennstoffe	

Die Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch muss zur bessern Auslastung des Netzes im Vordergrund stehen.

Aus der Systemänderung ergeben Sich aus unserer Sicht folgende Handlungsfelder.

Abbau von Fehlanreizen bei

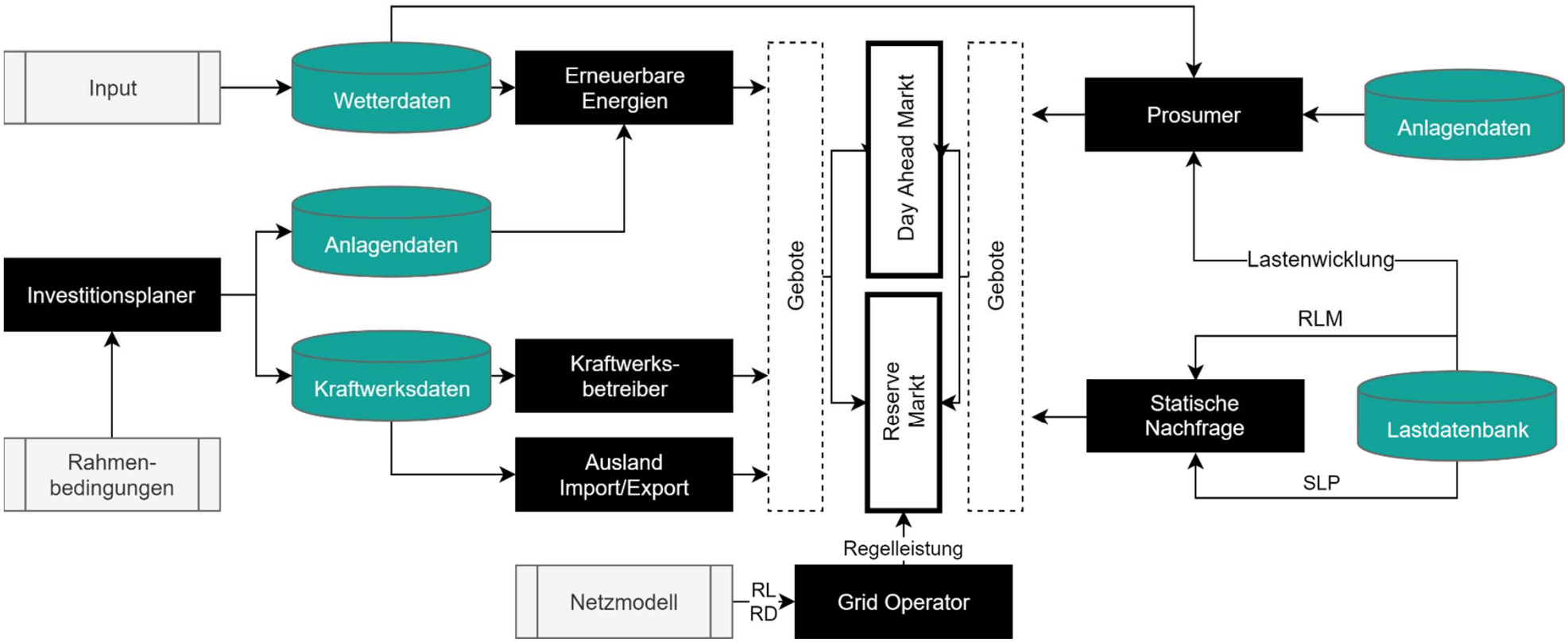
- der Anerkennung von Kosten in der AregV, um z.B. die Förderung von notwendigen smarten Technologien für das Netz zu ermöglichen.
- den vermiedenen Netzentgelten, um Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt sinnvoll aneinander anzupassen (§19 NEV).
- Abgaben, Steuern und Umlagen von Strom und Brennstoffen, um Wettbewerbsnachteile der Sektorenkopplung aufzuheben.
- der Netzentgeltsystematik hin zu einem verursachungsgerechten System wie z.B. dem Kapazitätsmodell.

Aus der Systemänderung ergeben Sich aus unserer Sicht folgende Handlungsfelder.

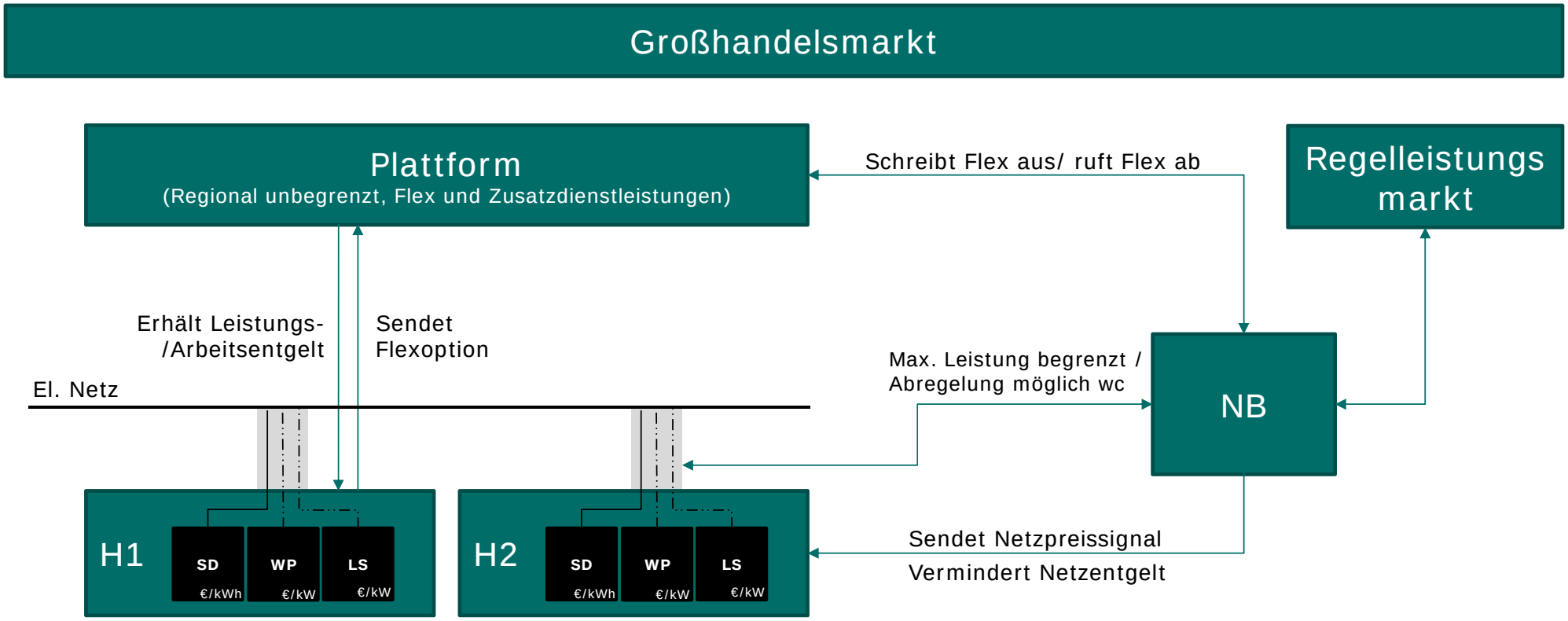
Ausgestaltung von Richtlinien für

- die technische sinnvolle und mögliche Beteiligung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen beim Netzbetrieb (50,2 Hz, Blindleistung).
- Die zwingende Meldung von Netzanlagen wie Ladesäulen, Wärmepumpen ect.
- Den Einsatz von Smart Meter und die Übermittelung von PowerQuality Daten an den Netzbetreiber.
- Die Ausgestaltung des § 14a zur Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen.

Möglicher Modellaufbau des zukünftigen Strommarktes



Weniger Regulierung und mehr Preissignale fördern das angleichen von Erzeugung und Verbrauch.



Unser Ziel ist die Bewältigung des Systemwandels unter gleichzeitiger Minimierung der Kosten

Aus den bisherigen Projektergebnissen lässt sich folgendes Marktdesign ableiten. Die Kern Punkte sind:

- Der Großhandelsmarkt ist das zentrale Allokationssignal, wobei die Produkte kurzfristiger und kleiner gestaltet werden sollen, um keine Marktteilnehmer auszuschließen.
- ÜNB und VNB sind im Rahmen der Systemführung für die Beschaffung von Systemdienstleistung verantwortlich. Kommt es zu Netzengpässen, muss der NB in den Markt eingreifen und abregeln können.
- Über welchen Mechanismus (Bsp. Preissignal, Markt für Netzdienliche Flexibilität) dies erfolgt, soll auf Grund von regional unterschiedlichen Strukturen bewusst offen bleiben.
- Die NB müssen den Verbrauchern und Erzeugern die Möglichkeit geben, präventiv auf Netzengpässe reagieren zu können, sodass die Abregelung nur im Worst Case erfolgt.
- Dazu soll der Netzbetreiber die Möglichkeit haben das Netzentgelt zu reduzieren. Das Netzentgelt soll ausschließlich die Netzkosten spiegeln, eine Leistungs- und Arbeitskomponente enthalten und verursachungsgerecht ausgestaltet werden.
- Alle Preissignale, Netz sowie Markt, sollen möglichst unverzerrt wirken und müssen nicht zwingend Deckungsgleich sein.

Agenda der heutigen Abschlussveranstaltung

- 10:00 Uhr Begrüßung und Motivation
- 10:15 Uhr Impulsvortrag – Virtuelle Kraftwerke und Flexibilität im Energiesystem – Die Lösung?
- 10:45 Uhr Kurzvorstellung – Gesamtprojekt und Konsorten
- 11:00 Uhr Kaffeepause und Austausch in „Messe“
- 11:15 Uhr Vorstellung der Ergebnisse
- 12:45 Uhr **Zusammenfassung und nächste Schritte**
- 13:00 Uhr Mittagsimbiss und Austausch in „Messe“
- 14:00 Uhr Ende der Veranstaltung