

ENERGY

Aktivierung von Flexibilität – das Ampelmodell und seine Alternativen

Vortrag beim Strommarkttreffen

Germanwatch, Berlin

Dr. Tim Mennel

Freitag, 25. August 2017

Agenda

- 1) Vorstellung DNV GL / Team Märkte & Regulierung
- 2) Motivation & Energiestrategie der Schweiz
- 3) Ampelmodell für die Schweiz
 - Das Ampelmodell – ein Smart-Market-Konzept
 - Modellierungsansatz
 - Ergebnisse der Modellierung und Folgerungen
 - Übertragbarkeit für Deutschland
- 4) Offene Diskussion

OIL & GAS

MARITIME

ENERGY

SOFTWARE

BUSINESS ASSURANCE

DNV

GL Group

KEMA

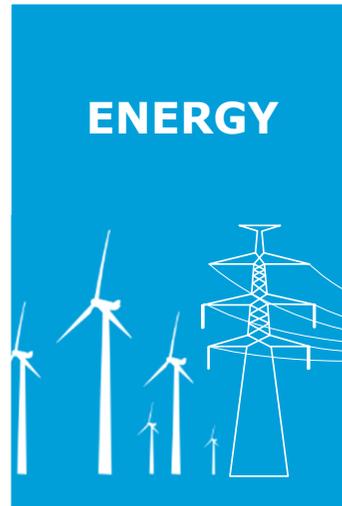
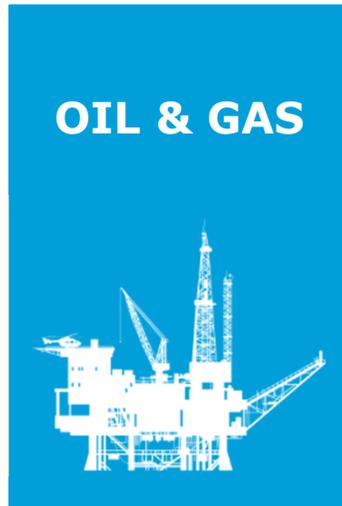
NOBLE DENTON

GARRAD HASSAN

ADVANTICA

DNV·GL

Übersicht DNV GL



150+
Jahre

350
Büros

100+
Länder

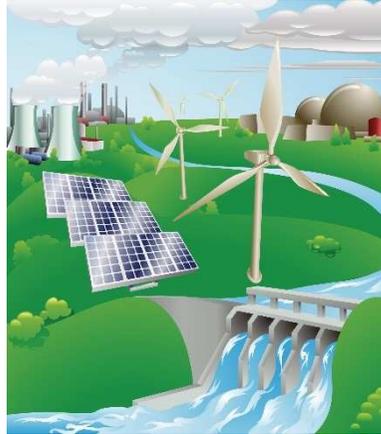
14.000
Mitarbeiter

Märkte und Regulierung (Bonn) – Policy & Regulation



- Tarife & Netzentgelte
- Netzzugang und Entflechtung
- Anreizregulierung
- Qualitätsregulierung und Versorgungssicherheit
- Kosten-Nutzen Analysen (Smart Metering, Investitionen,...)
- Strategische Beratung
- Regulatorische Audits (Due Diligence)
- Unterstützung bei Anträgen und Konsultationen
- Performance Bewertung & Benchmarking
- Investitionsanreize, -bewertung und -modellierung
- Regulatorische Kostenprüfungen
- Strategisches und operatives Regulierungsmanagement
- Regulatorische Finanzmodelle und Szenarioanalysen
- Aufbau und Unterstützung von Regulierungsbehörden

Märkte und Regulierung (Bonn) – Energy Markets



- Gestaltung und Implementierung von Energiemärkten
- Restrukturierung & Privatisierung
- Technische & kommerzielle Marktregeln
- Systemdienstleistungen, Regel- und Ausgleichenergie, Bilanzierung
- Engpassmanagement
- Energiehandel & -börsen
- Energie- & Umweltpolitik
- Fördermechanismen für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung
- Dezentrale Energieerzeugung
- Marktanalysen & -modellierung
- Strategische Beratung

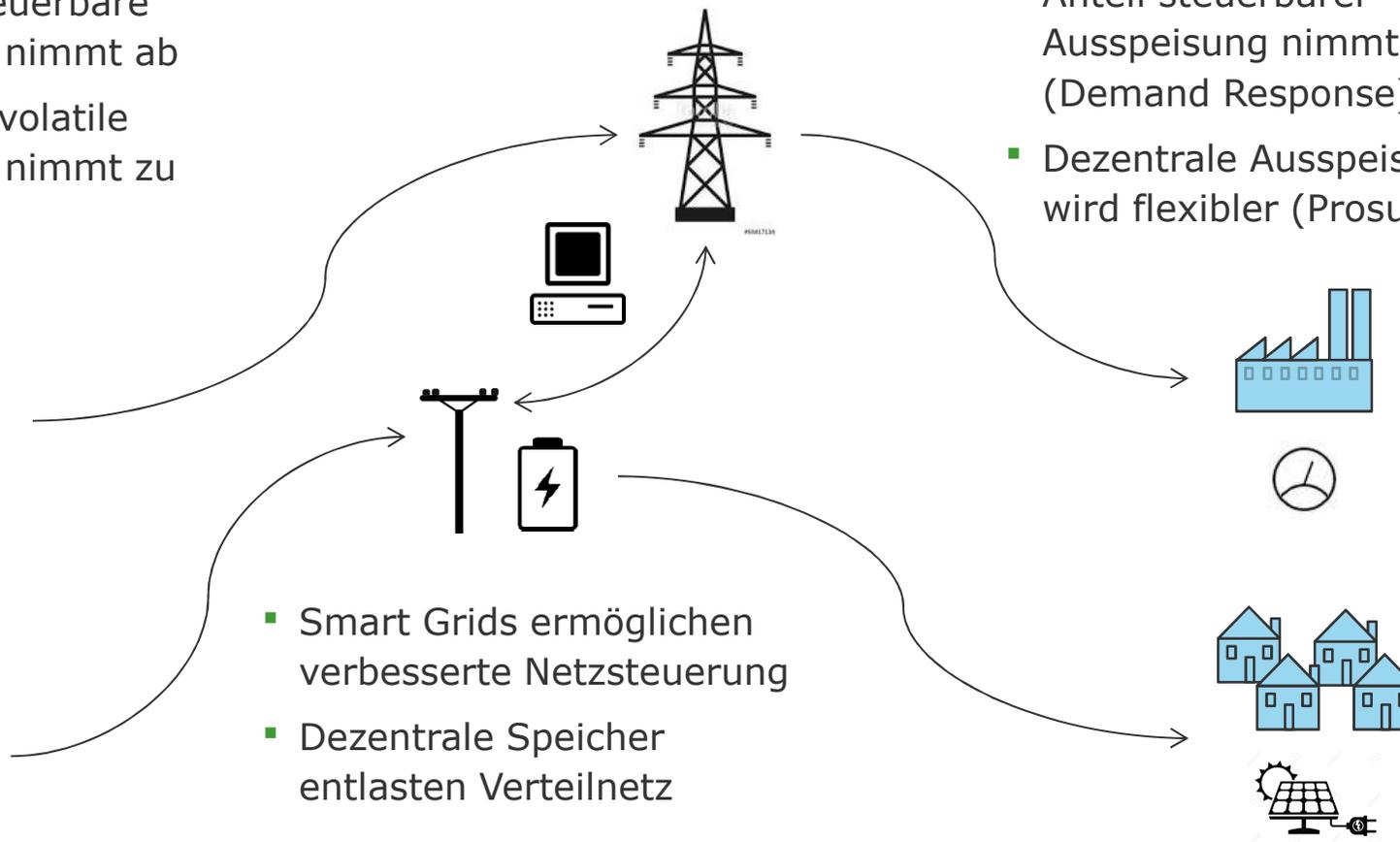
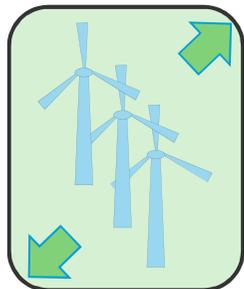
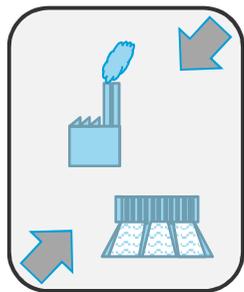
Motivation & Energiestrategie der Schweiz

Herausforderungen für Netzbetreiber

Die Integration dezentraler erneuerbarer Energien stellt eine Herausforderung für Netzbetreiber dar, die hierfür vermehrt Last- und Erzeugungsflexibilität nutzen.

- Zentrale, steuerbare Einspeisung nimmt ab
- Dezentrale, volatile Einspeisung nimmt zu

- Anteil steuerbarer Ausspeisung nimmt zu (Demand Response)
- Dezentrale Ausspeisung wird flexibler (Prosumer)



- Smart Grids ermöglichen verbesserte Netzsteuerung
- Dezentrale Speicher entlasten Verteilnetz

Hintergrund Schweizer Energiepolitik

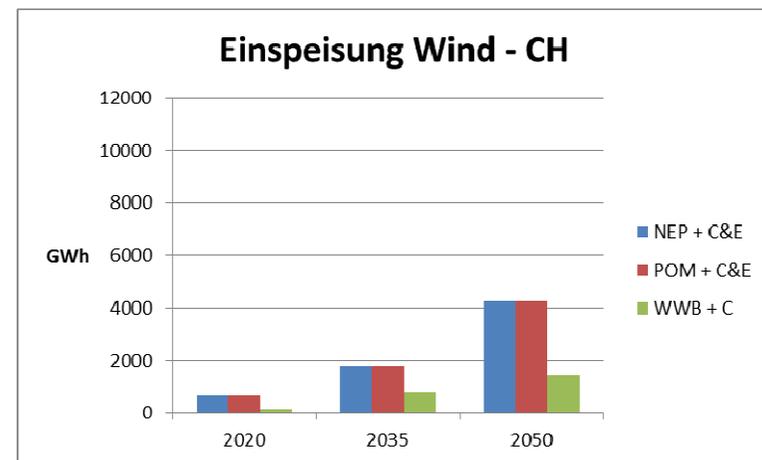
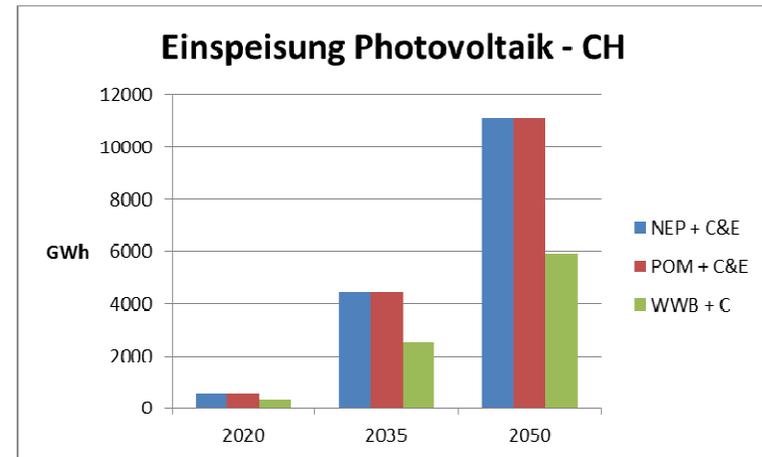
Energiestrategie setzt auf starken Ausbau der PV: 2050 soll Anteil bei ca. 30 % liegen

Energiestrategie 2050 des Bundesrats:

- Ausstieg aus der Kernenergie bis 2035
- Zielszenarien nehmen starken Anstieg der neuen erneuerbaren Energien nach 2035 an
- Photovoltaik dominiert, Wind & Photovoltaik liefern zwei Drittel der NEE
- Anschluss von Photovoltaik & Wind auf Nieder- und Mittelspannungsebene

Szenarien der Energieperspektiven 2050

- Neue Energiepolitik (NEP): ambitionierte Ziele für EE-Ausbau und Energieersparnis
- Politisches Massnahmenpaket (POM): EE-Ausbau, und einzelne Massnahmen
- Weiter wie bisher (WWB): Trendfortschreibung

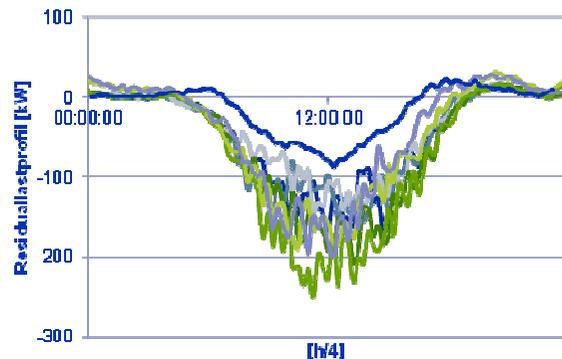


Herausforderungen für die Verteilnetze

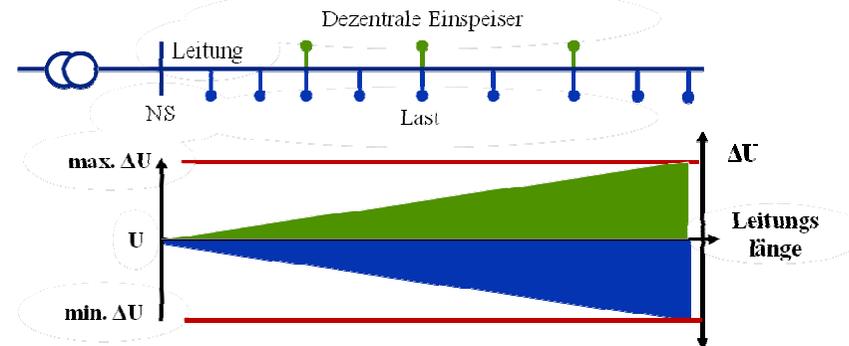
Die Zunahme fluktuierender dezentraler Einspeisung, v.a. PV in der NS-Ebene, führt absehbar zum Bedarf an Netzausbau – oder an alternativen Massnahmen.

- In Zukunft könnte die starke dezentrale Einspeisung die thermischen Limite der bestehenden Verteilnetze immer häufiger verletzen, vor allem in Niederspannungsnetzen.
- In Abhängigkeit von der Verteilung der dezentralen Erzeugungsanlagen, v.a. PV, Kleinwasser & Biomasse, können Spannungsprobleme hinzukommen.

Residuallast übersteigt thermisches Limit



Spannungsprobleme im Verteilnetz

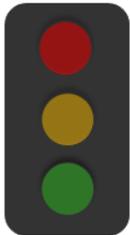


- Mögliche Lösung: (massiver) konventioneller Netzausbau
- Consentec Studie zu Schweizer Verteilnetzen: konventioneller Ausbau ist vglw. teuer
 - 2035: NNE 35-40% über heutigem Niveau
 - 2050: NNE 25-35% über heutigem Niveau

Ampelmodell für die Schweiz

Regulat.-ökon. Analyse: Ausgestaltung Ampelmodell

Ampelmodell des BDEW (2012) bildet Ausgangspunkt des Projekts.



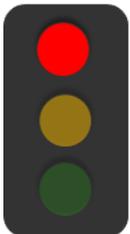
Ampel Grün:

Alle Strommarktteilnehmer (einschl. Prosumer im Smart Market) können im Verteilnetz Energiegeschäfte frei nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten tätigen.



Ampel Gelb:

Die Sicherheit der Versorgung ist angespannt. Durch eine marktliche Steuerung sollen das Smart Grid mit dem Smart Market interagieren.



Ampel Rot:

Die Versorgungssicherheit ist in Gefahr. Die Netzbetreiber greifen automatisiert durch Schaltvorgänge ins Verteilnetz ein.

■ Ziele des Ampelmodells

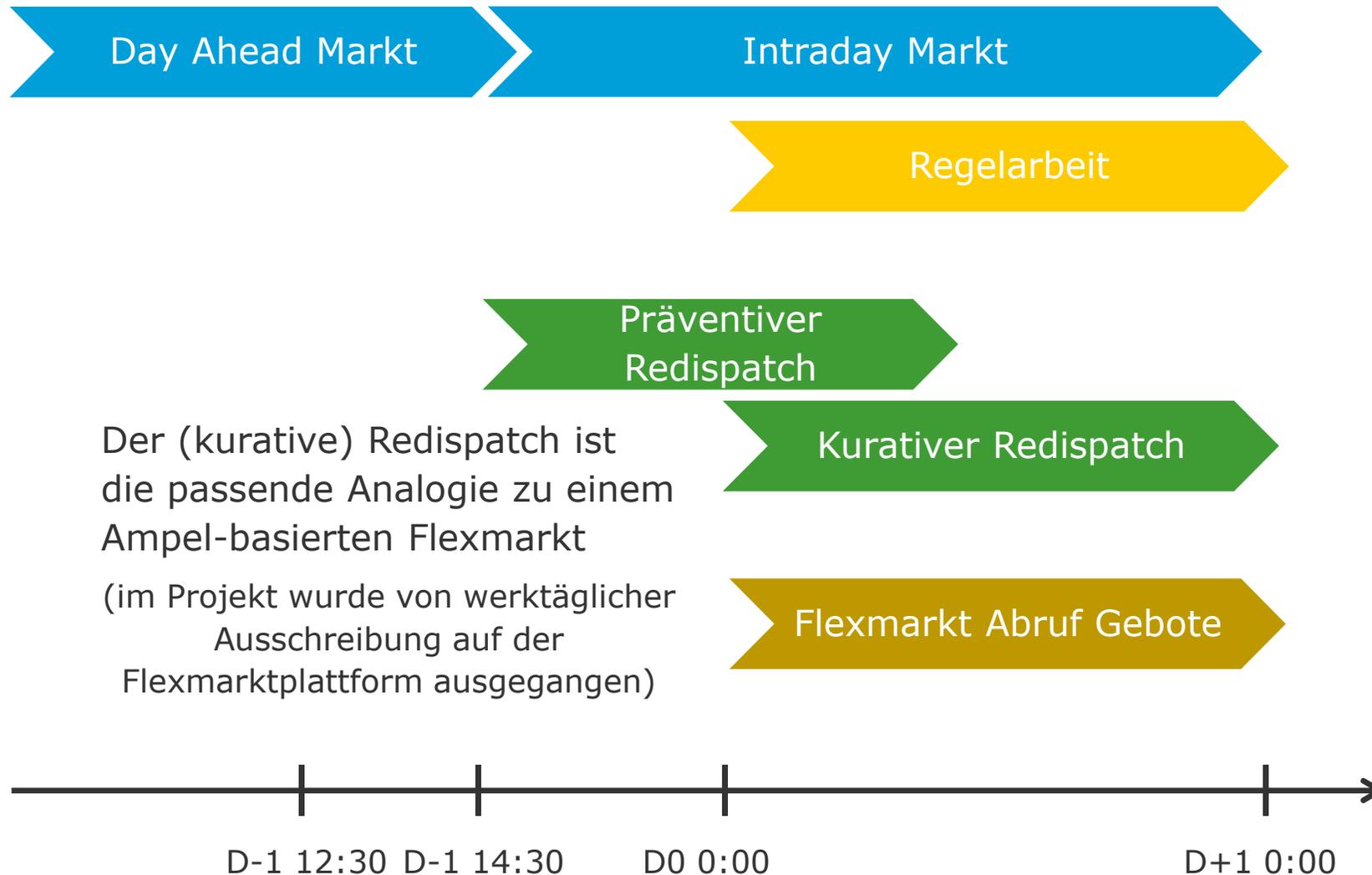
- Wahl des VNB zwischen Flexibilitätsaktivierung & Netzausbau
- Aufteilung zwischen Markt- und (regulierter) Netzaktivität

■ Phasen des Ampelmodells

- Grünphase: normaler (systemweiter) Marktbetrieb
- Gelbphase: Lokaler Flexibilitätsmarkt zur Koordination von lokalem Angebot und Nachfrage mit VNB als Single Buyer
- Rotphase: technisches Engpass- bzw. Störungsmanagement

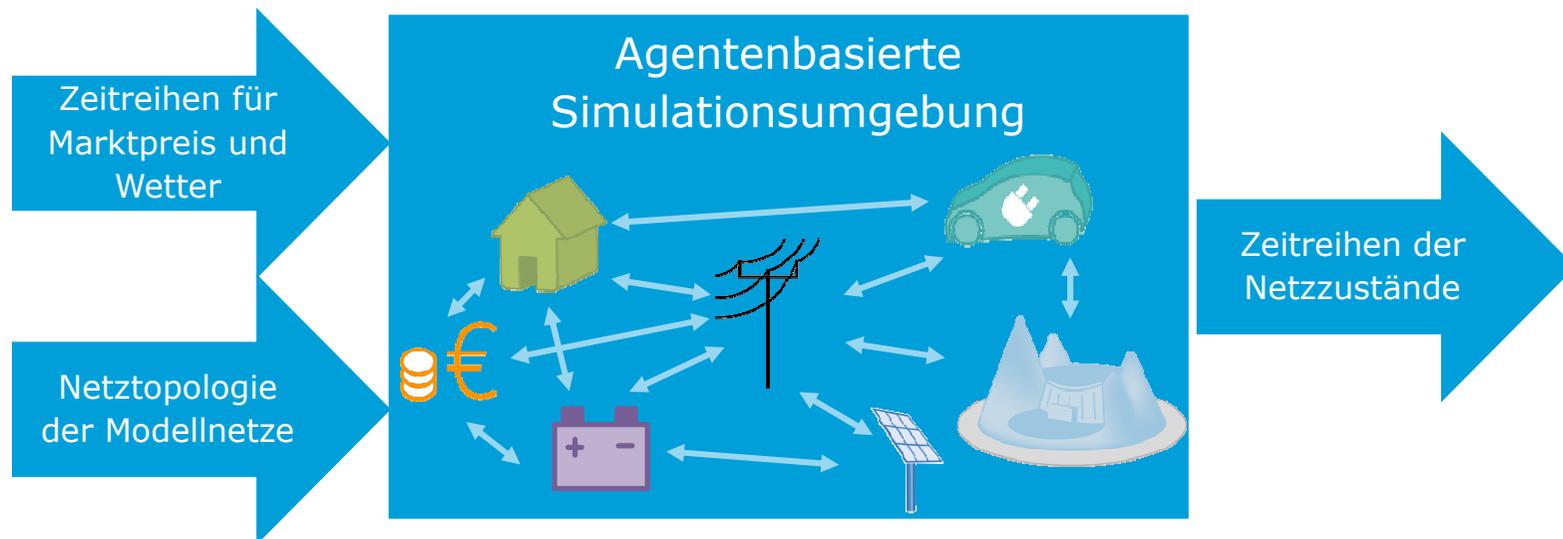
Ampelmodell, Vorschlag des BDEW (2012)

Vergleich des Ampelmodells mit dem „Redispatch“

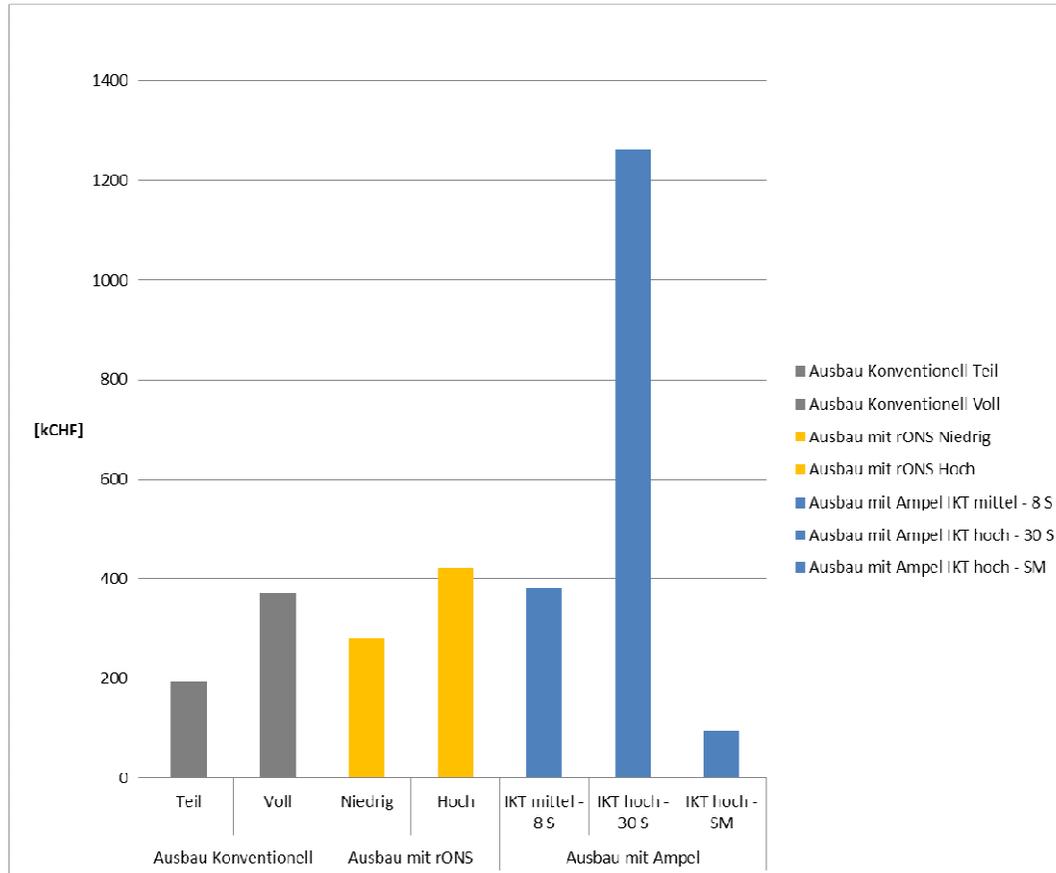


Aufbau der Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodellösung

Die Modellierung eines Ampelmodells umfasst drei(-einhalb) Schritte.



Kosten im Modellnetz

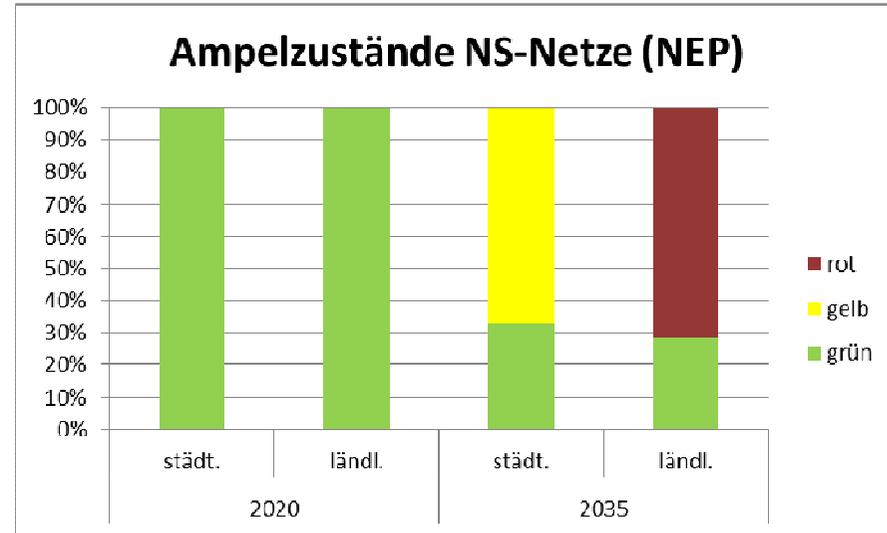
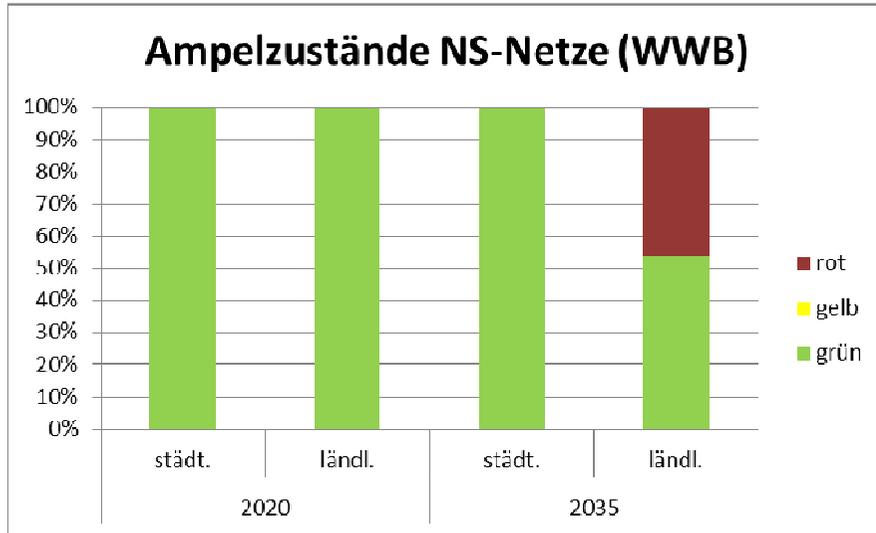


- Kostenvergleich von drei Lösungsansätze für Engpässe im Verteilnetz:
 - Konventioneller Netzausbau
 - Einsatz von rONS in NS-Netzen
 - Ampellösung
- Ergebnisse:
 - Ampel mit Sensorik hat vgl.bare / höhere Kosten als konv. Ausbau
 - Ampel mit Netzsimulation ist eine kosteneffiziente Alternative

Zugrundeliegende Annahmen

- MS-Netz umfasst 27 NS-Stränge, 14 davon kritisch
- Unterscheidung zwischen teilweise (wo nötig) oder vollständigem konventionellem bzw. rONS Ausbau
- Unterscheidung zwischen Ampelmodell mit mittlerer / hoher Sensorik oder unterliegender Netzsimulation

Ergebnisse: Gelb- und Rotphasen



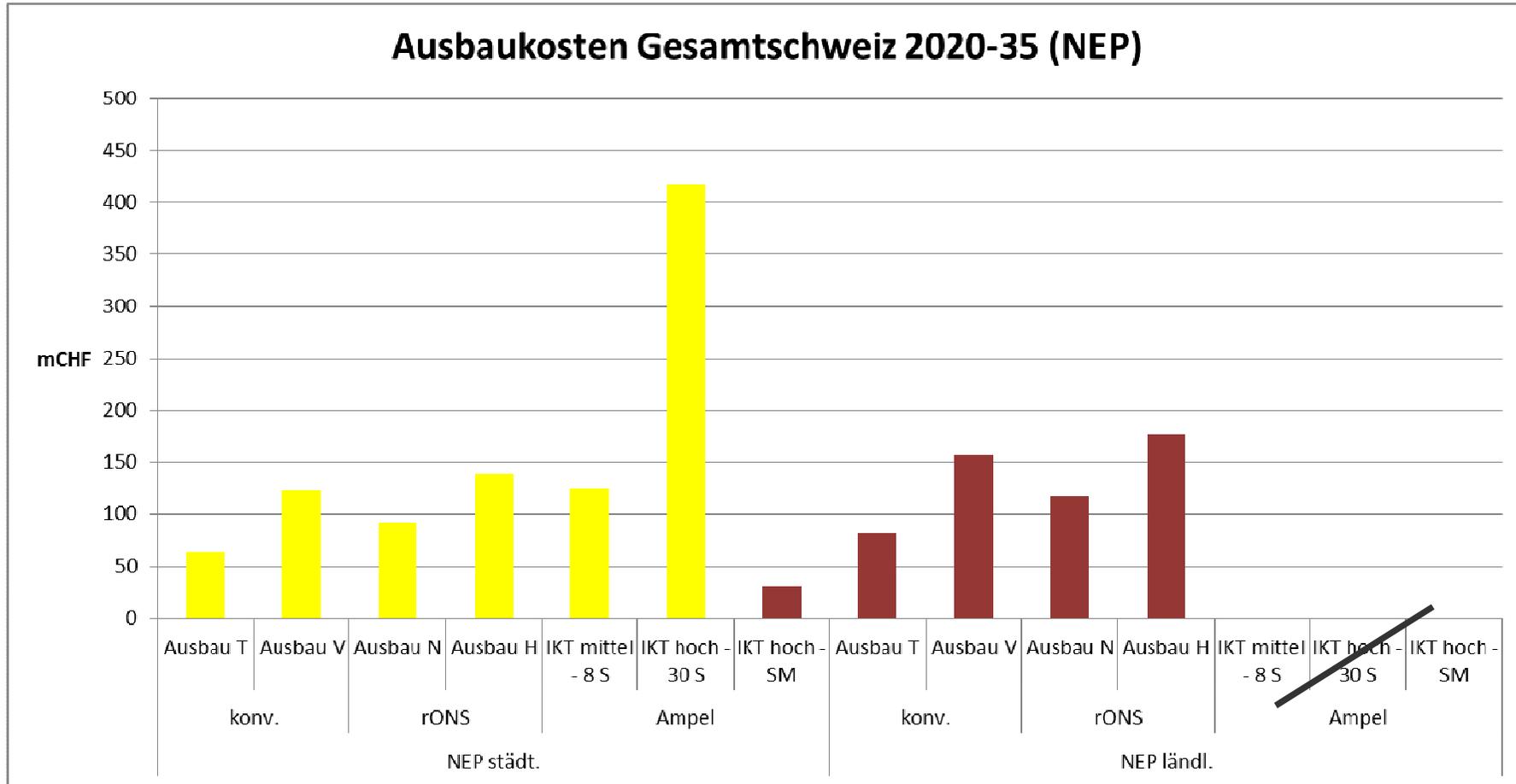
Definitionen der Phasen in den Abbildungen

- Grün: in Simulation über 8760 h treten nur grüne Netzzustände auf
- Gelb: in Simulation es treten einige gelbe Zustände (und wenige rote) auf
- Rot: in Simulation treten überwiegend rote Zustände auf

Zentrale Schlussfolgerungen (für Szenarien WWB und NEP)

- Ampel kann in ländlichen Verteilnetzen keinen Nutzen stiften
- Ampel stiftet Nutzen in städtischem Verteilnetz bei starkem EE-Ausbau (NEP 2035)

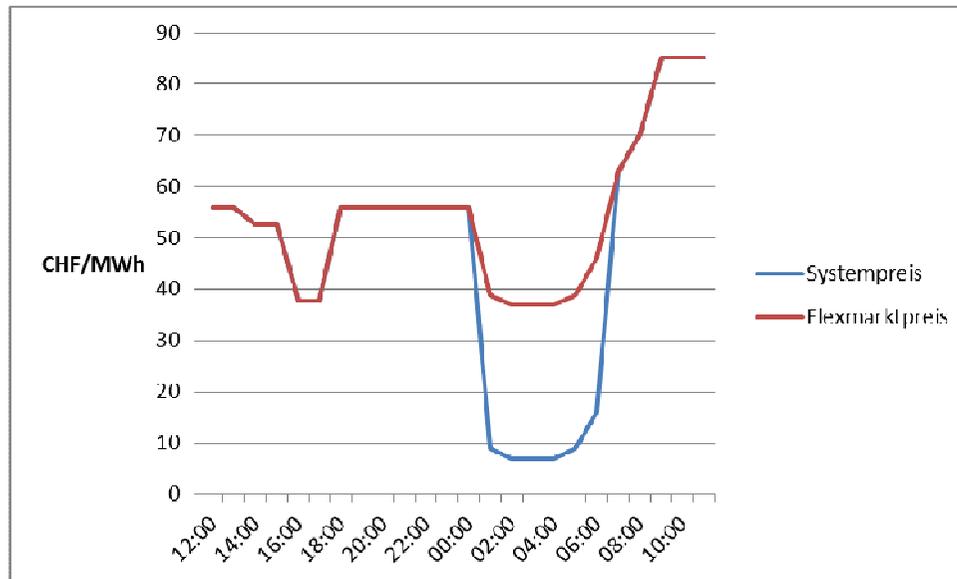
Ergebnisse: Gesamtkosten Szenario NEP



Berücksichtigte Annahmen/Ergebnisse:

SM- und rONS-Rollout, NEE-Ziele und MS-Netz Mengengerüst von NEP, Ergebnisse aus Schritt 1 & Kosten pro MS-Netz

Ergebnisse: Nutzen durch Flexibilitätsmarkt in Gelbphase



Beispiel: Preisentwicklung in Flex- und Systemmarkt während einer Gelbphase

Ergebnisse für städt. Modellnetz (NEP 2035)

- Generell nur wenige Gelbphasen im Jahr: 11h bei IKT hoch, 29h bei IKT mittel
- Bei Aktivierung des Flexmarkts ist der Preis dort überwiegend höher (10:1) als der Systempreis

Zentrale Schlussfolgerung (für Szenario NEP 2035)

- Lokale Flexibilität (DSM) kann nur in sehr wenigen Stunden des Jahres von Ampelmodell profitieren – der indirekte Nutzen bleibt gering.

BFE Ampelmodellösung für die Schweiz (2015)



ABSCHLUSSBERICHT

Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodellösung für den Strommarkt der Schweiz

Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

Dokumenten-Nr.: 9015-898-02
Datum: 02.06.2015
Datum der letzten Revision: 03.08.2015



Empfehlungen der Studie:

- Grundsätzlich kann Aktivierung von Flexibilität durch den VNB eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau darstellen, wenn ausreichend (diverse) Flexibilität vorhanden ist, um die absehbare Engpasssituation zu bewältigen
- Bedarf für ein Ampelmodell in der Schweiz nicht dringend, da sich lokale Netzengpässe v.a. mit dem starken Ausbau dezentraler Energien ergeben
- Ampelmodell in städtischen Gebieten (lastgeprägt) gegenüber ländlichen Gebieten (einspeisegeprägt) von Vorteil
- Kosten eines Flexibilitätsmarktes mit Ampelmodell hoch im Vergleich zu Alternativen
- Eher zu bevorzugen ist ein Koordinationsmodell mit bilateralen Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter (geringere Kosten)

Übertragbarkeit auf Deutschland

Für Deutschland gilt

- Ausbau volatiler erneuerbarer Energien ist viel weiter fortgeschritten
- Anreizung von Flexibilität in Verteilnetzen ist schon heute geboten
- Marktliche Anreizung von Flexibilität vor allem in städtischen Netzen sinnvoll
- Ampelmodell eher ungeeignet (administrativer Aufwand)
- Neue SDL eher zu empfehlen

Entwicklung EE im Stromsektor in Deutschland

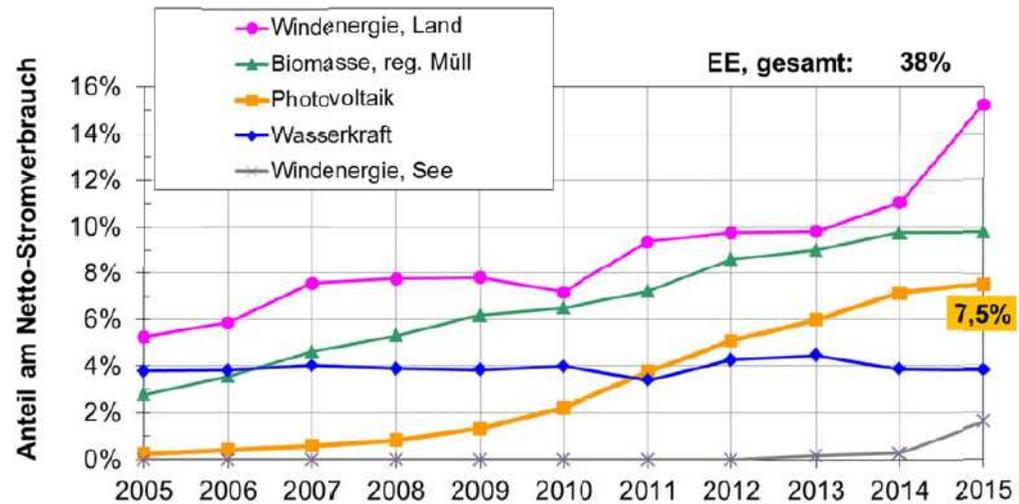


Abbildung 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Netto-Stromverbrauch (Endenergie) in Deutschland, Daten aus [BMWi1], [AGEB5]

Zum Vergleich: in der Schweiz lagen die EE-Anteile an der Stromerzeugung 2015 bei:

- Solarenergie 1,8%
- Windenergie 0,2 %
- Wasserkraft 58,4%

Stand der Schweizer Diskussion heute

Empfehlungen frontier & IAEW zu Koordinationsmodellen

- **Priorität für wettbewerbliche Beschaffung von Flexibilität**
 - „Flexibilitätsanbieter sollten das Recht haben, ihre Flexibilität selbst zu nutzen bzw. zu vermarkten.“
 - „Netzbetreiber sollten angehalten sein, benötigte Flexibilität wettbewerblich zu beschaffen.“

- **Administrative Beschaffung an strikte Regeln zu binden**
 - „Wenn eine wettbewerbliche Beschaffung nicht möglich ist, sollten Netzbetreiber (limitierte) administrierte Zugriffsrechte besitzen.“
 - „Es sollten Schwellenwerte definiert werden, bis zu welchen VNB administrierte Zugriffsrechte ohne Nachweispflicht erhalten.“
 - „Netzseitiger Zugriff auf Flexibilität sollte mit einer Vergütung des Flexibilitätsanbieters einhergehen.“
 - „Transparente Grundsätze für angemessene Höhe der Vergütung erforderlich.“
 - „Es bedarf Massnahmen zur Stärkung des Grundsatzes von Nicht-Diskriminierung.“

Kontakt

Dr. Tim Mennel

Senior Consultant

Tim.Mennel@dnvgl.com

+49 2284 4690 54

www.dnvgl.com

SAFER, SMARTER, GREENER

KEMA Consulting GmbH

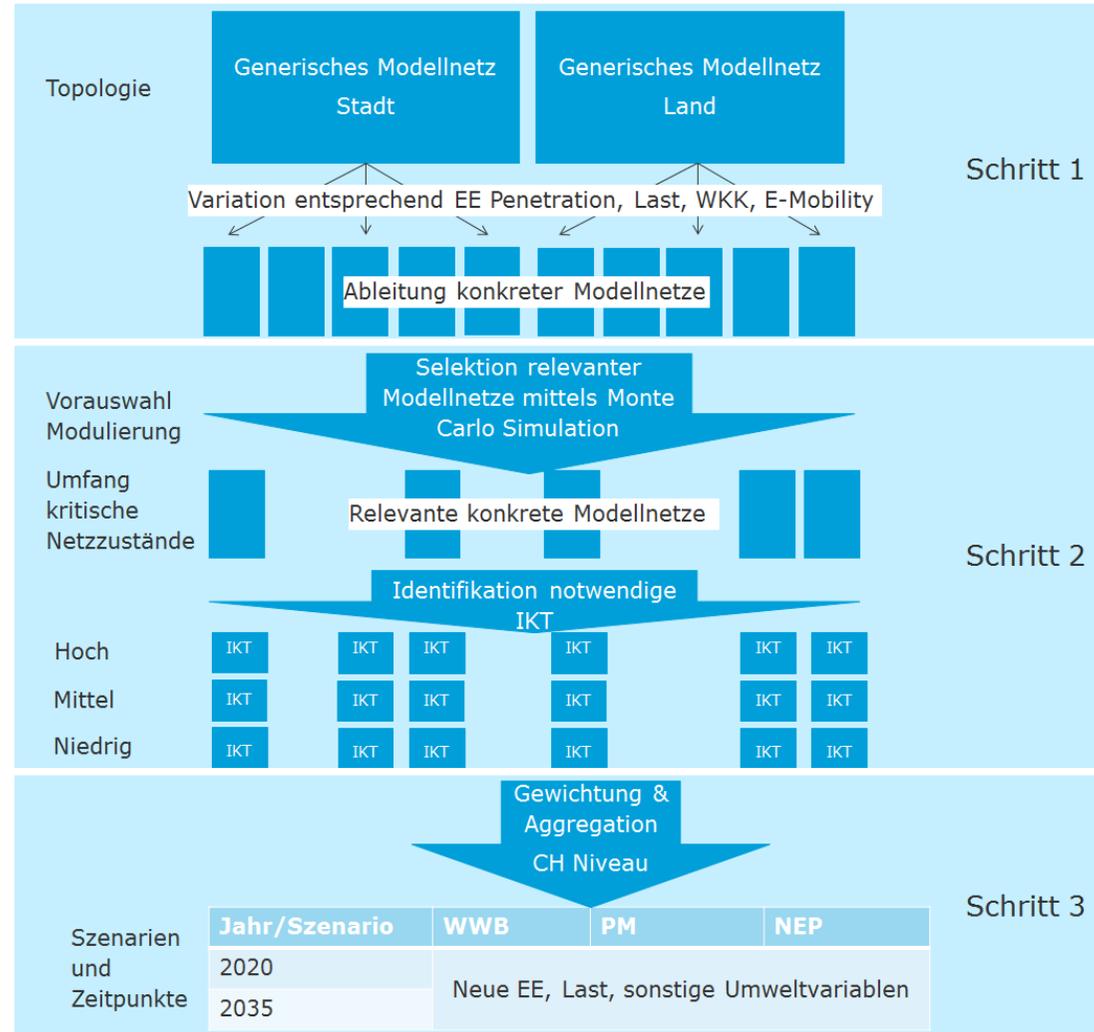
Zanderstr. 7

53177 Bonn, Deutschland

BACKUP Modellierungsstrategie

■ Drei-stufige Modellierung

1. Identifikation von Situationen potentiellen Gelbphasen in Schweizer VN
2. Exemplarische Simulation von Kosten / Nutzen im Smart Market
3. Extrapolation der SM Simulation auf das Schweizer Stromsystem



Ergebnisse: Nutzen für NEP 2035 (Anreizung Flexibilität)

Direkter Nutzen des Ampelmodells durch Anreizung von Flexibilität ist gering.

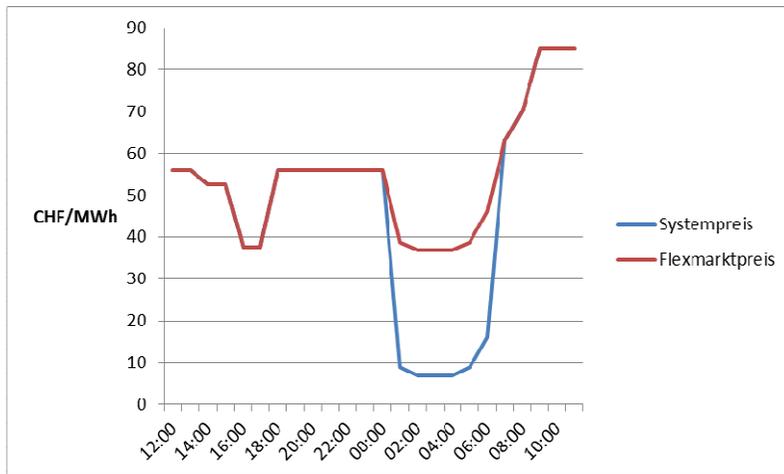


Abbildung zeigt Beispiel für Preisentwicklung in Flex- und Systemmarkt während einer Gelbphase

Vergleich von Flexibilitätsmarkt- und Systempreis für gelbe Netzkonfigurationen in städtischen Verteilnetzen (NEP 2035)

- Preis im Flexmarkt weicht deutlich von Systempreis ab
- Lokale Flexibilität (DSM) kann in wenigen Stunden des Jahres von Ampelmodell profitieren
- **Nutzen für Aktivierung von Flexibilität ist gering**

Flexibilitätsmarktpreis ggü. Systempreis	IKT-N	IKT-M	IKT-H
maximale Preisabweichung	37,87 %	37,87 %	37,87 %
minimale Preisabweichung	-37,87 %	-37,87 %	-37,87 %
durchschnittliche absolute Preisabweichung	1,49 %	0,05 %	0,05 %
Anteil positiver Preisabweichung	25,79 %	90,91 %	90,91 %