

„Transformation des deutschen Stromsystems unter Berücksichtigung europäischer Vorgaben und Kooperationen“

Beitrag zum 7. WSB Konzerndialog

Meißen, den 4. Juli 2013

**Prof. Dr. Uwe Leprich
Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)**

Der europäische Rahmen: Zielsetzungen und Richtlinien

Wichtige EU-Richtlinien

EU-Binnenmarkt		in Kraft seit dem Jahr
	2. Binnenmarktrichtlinie Elektrizität	2003
	3. Binnenmarktrichtlinie Elektrizität	2009
	3. Binnenmarktrichtlinie Gas	2009
Technologieförderung		
	KWK-Förderung	2004
	Förderung erneuerbarer Energien	2009
Energieeffizienz		
	Öko-Design	2009
	Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden	2010
	Verbrauchskennzeichnung	2010
	Energieeffizienz	2012
Flankierende Instrumente		
	CO2-Emissionshandel	2003

20-20-20-Ziel der EU bis 2020



20% CO₂-Reduktion im Vergleich zu 1990



Quelle: Greenpeace

20% Energieeinsparung im Vergleich zum Szenario „Business as usual“



Quelle: Stiftung Offshore Windenergie

20% Anteil erneuerbarer Energien an Primärenergie

Beschluss des Europäischen Rates im März 2007

Nationale EE-Ziele in der EU

	Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch 2005 (S_{2005})	Zielwert für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 (S_{2020})
Belgien	2,2 %	13 %
Bulgarien	9,4 %	16 %
Tschechische Republik	6,1 %	13 %
Dänemark	17,0 %	30 %
Deutschland	5,8 %	18 %
Estland	18,0 %	25 %
Irland	3,1 %	16 %
Griechenland	6,9 %	18 %
Spanien	8,7 %	20 %
Frankreich	10,3 %	23 %
Italien	5,2 %	17 %

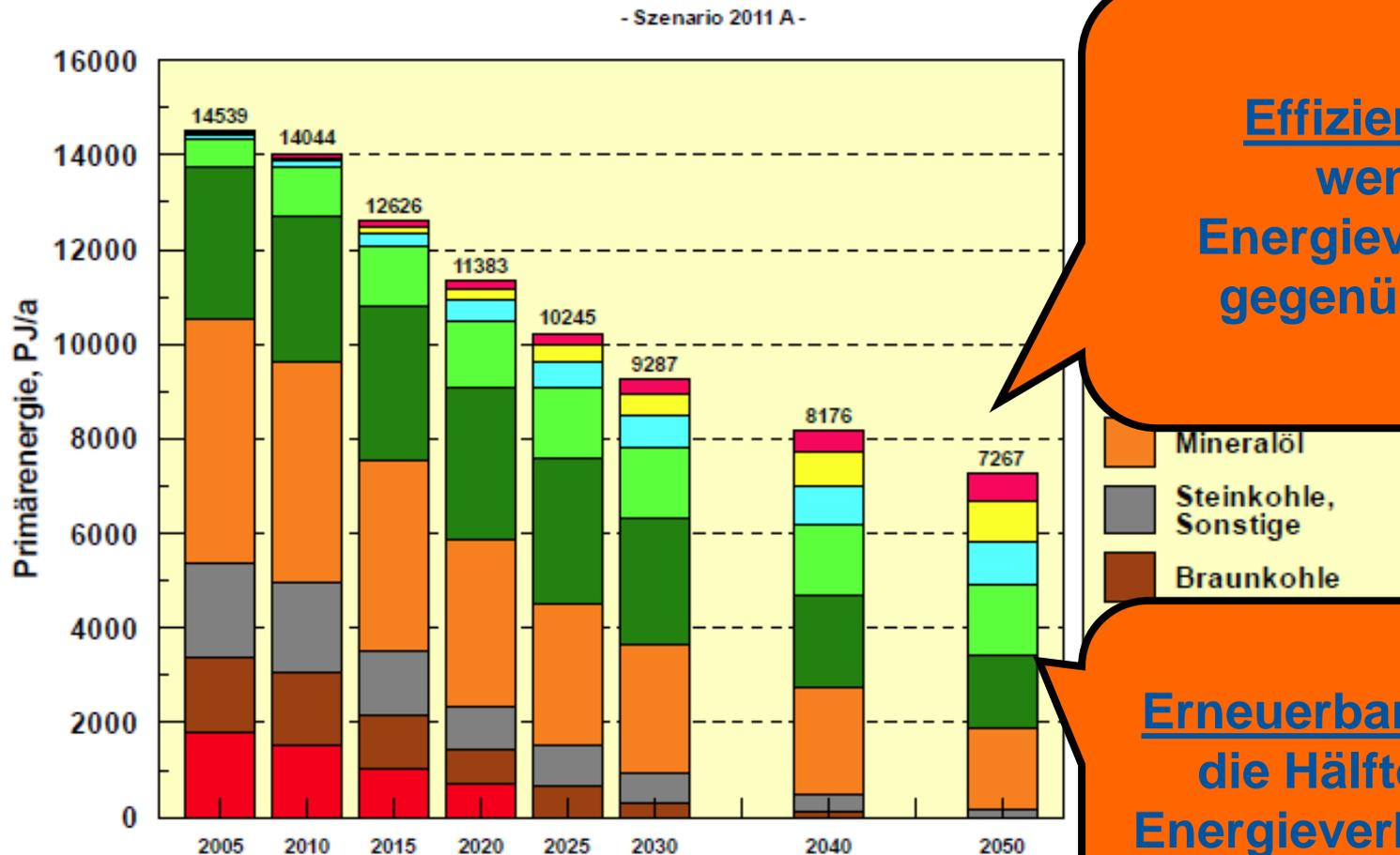
Das Energiewende-Konzept der deutschen Bundesregierung

Die Ziele der deutschen Energiewende

	Stand der Umsetzung 2011	Ziel für 2020	Ziele bis 2050		
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,4 %	-40 %	2030 -55 %	2040 -70 %	2050 -80 % bis -9 %
Effizienz					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6,0 %	-20 %	-50 %		
Energieproduktivität (Endenergieverbrauch)	2,0 % pro Jahr (2008-2011)		2,1 % pro Jahr (2008-2050)		
Brutto-Stromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,1 %	-10 %	-25 %		
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	15,4 % (2010)	25 %	-		
Gebäudebestand					
Wärmebedarf	k. A.	-20 %	-		
Primärenergiebedarf	k. A.	-	in der Größenordnung von -80 %		
Sanierungsrate	rund 1% pro Jahr		Verdopplung auf 2 % pro Jahr		
Verkehrsbereich					
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,5 %	-10 %	-40 %		
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	1 Mio.	2030 6 Mio.	-	
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,3 %	mind. 35 %	2030 mind. 50 %	2040 mind. 65 %	2050 mind. 80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,1 %	18 %	2030 45 %	2040 55 %	2050 60 %

Quelle: Monitoring-Bericht 2012

Zielszenarien 2050

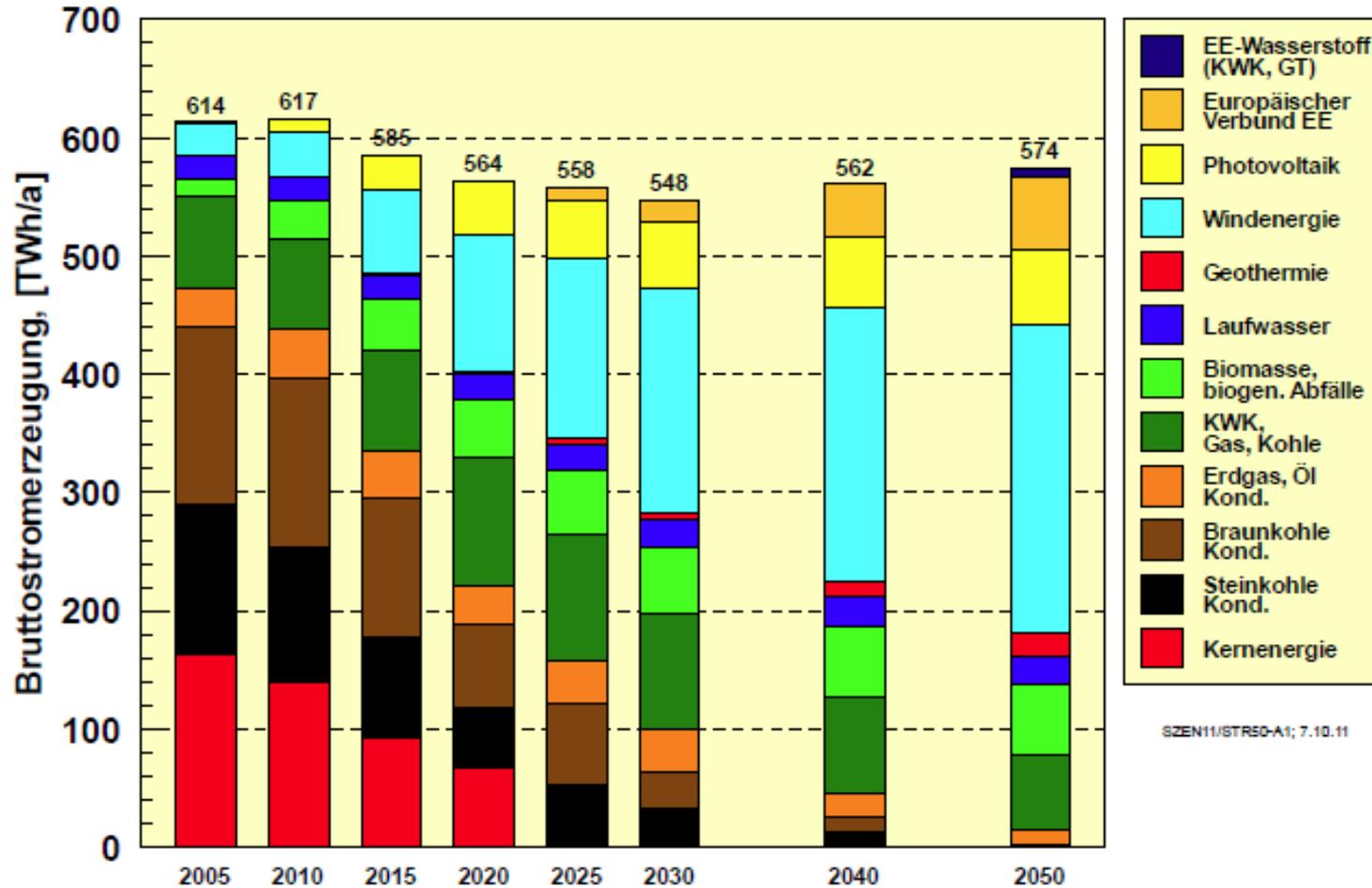


**Effizienz: 48%
weniger
Energieverbrauch
gegenüber 2010**

**Erneuerbare: rund
die Hälfte des
Energieverbrauchs
in 2050**

Kompass Leitstudie 2011 (Strom)

- Szenario 2011 A -



- Dezentrale und zentrale erneuerbare Energien wirken zusammen
- Fluktuierende erneuerbare Energien (FEE) haben eine dominante Rolle
- KWK spielt auch langfristig eine wichtige Rolle
- Energieautarkie ist kein Ziel

Das neue System ist volkswirtschaftlich kostengünstiger!

Leitstudie 2011: Kosten

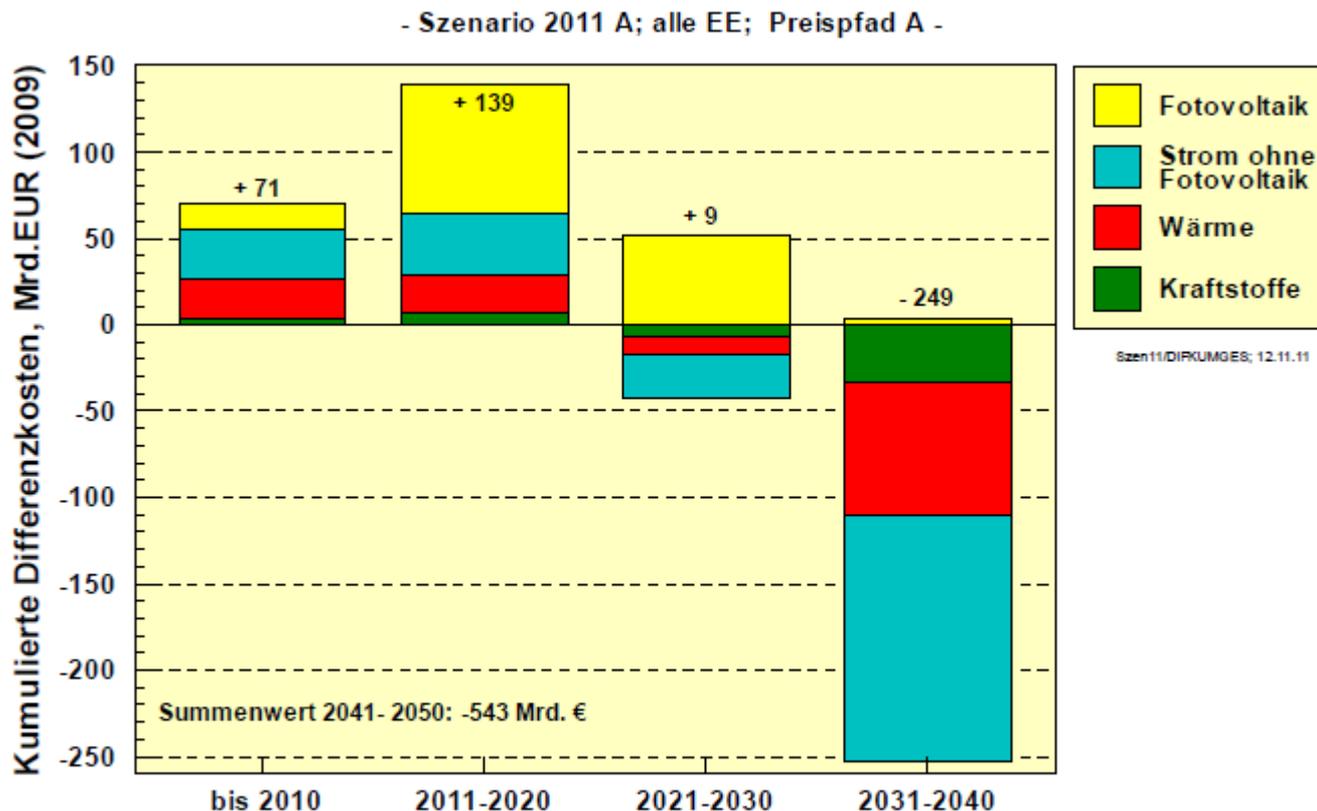
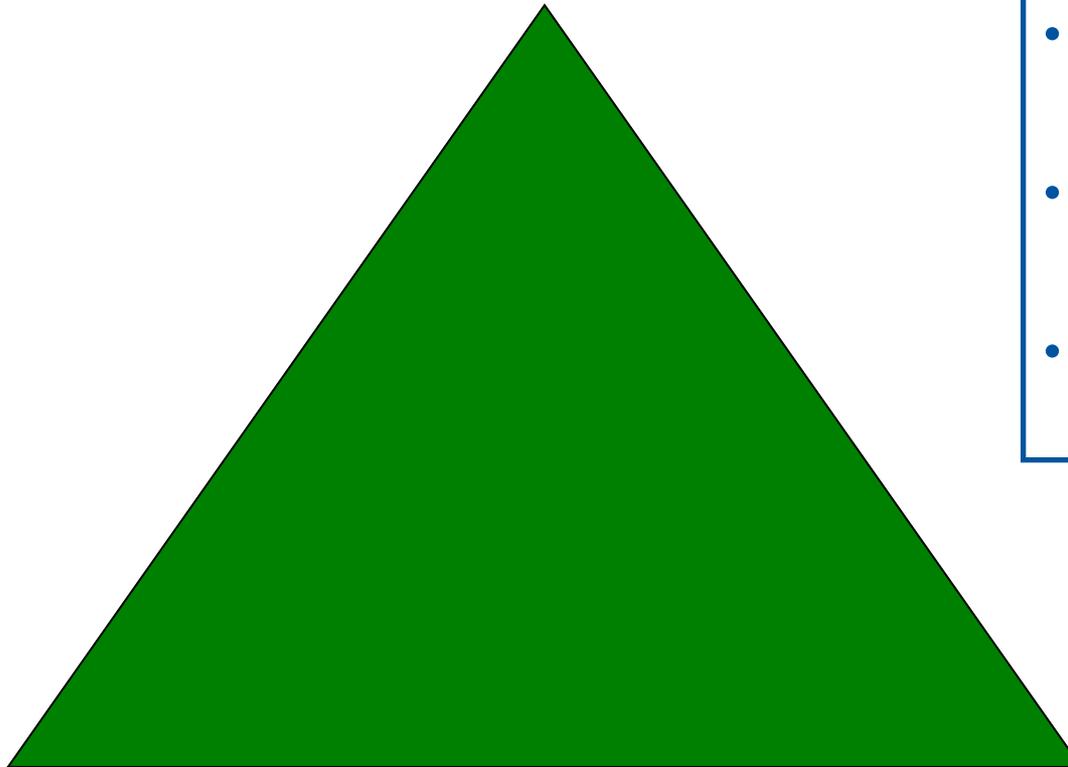


Abbildung 19: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE im Szenario 2011 A für 10-Jahres-Abschnitte und Preispfad A

Der technische Mix des deutschen Stromsystems in kurz- und mittelfristiger Perspektive

Das strompolitische Zieldreieck für 2020

35% (39%) Erneuerbare



10% (0%) Reduktion

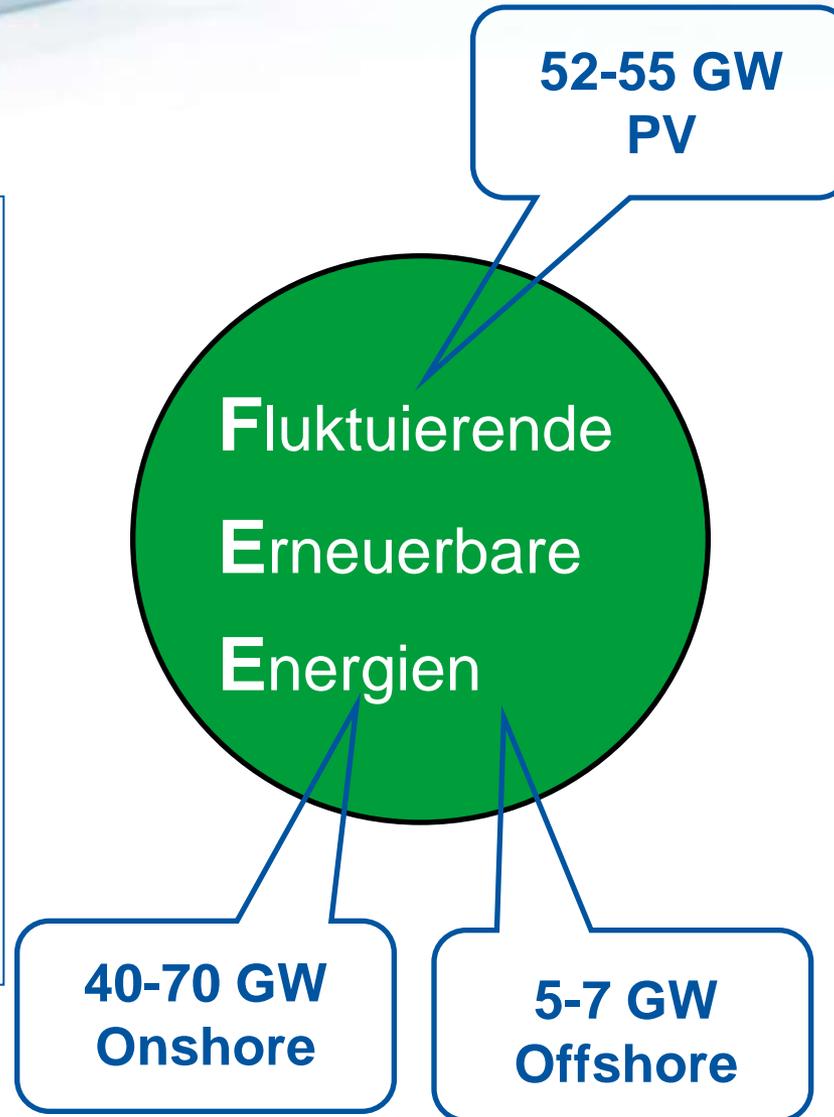
Sonstiger Rahmen

- **3 weitere AKWs vom Netz**
- **kein signifikanter Speicherzubau**
- **Netzrestriktionen beseitigt?**

25% (28%) KWK

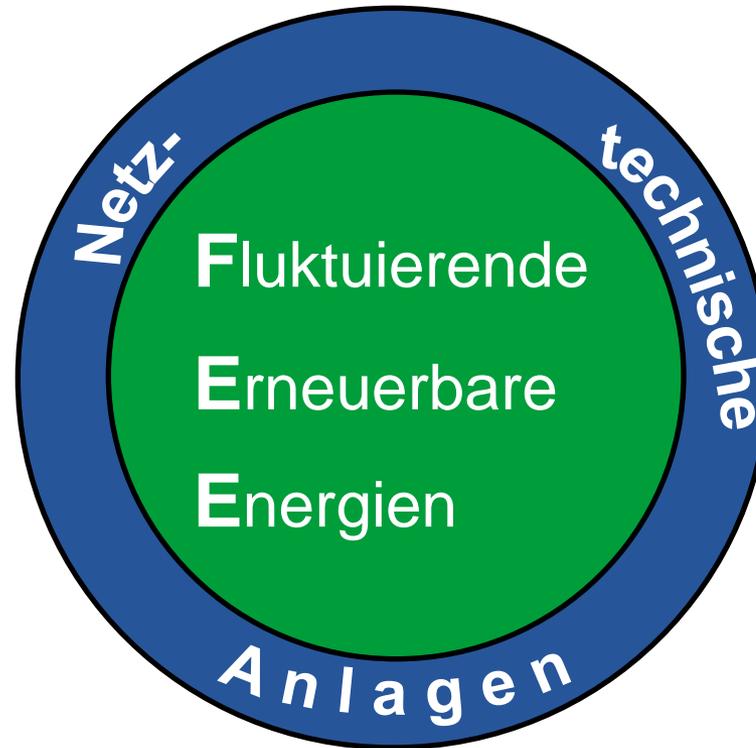
Hypothese

Die FEE (Wind, PV, Wasser) werden mittelfristig bis zur Hälfte der gesamten Stromerzeugung abdecken – dadurch bestimmen sie die Rationalität des Systems

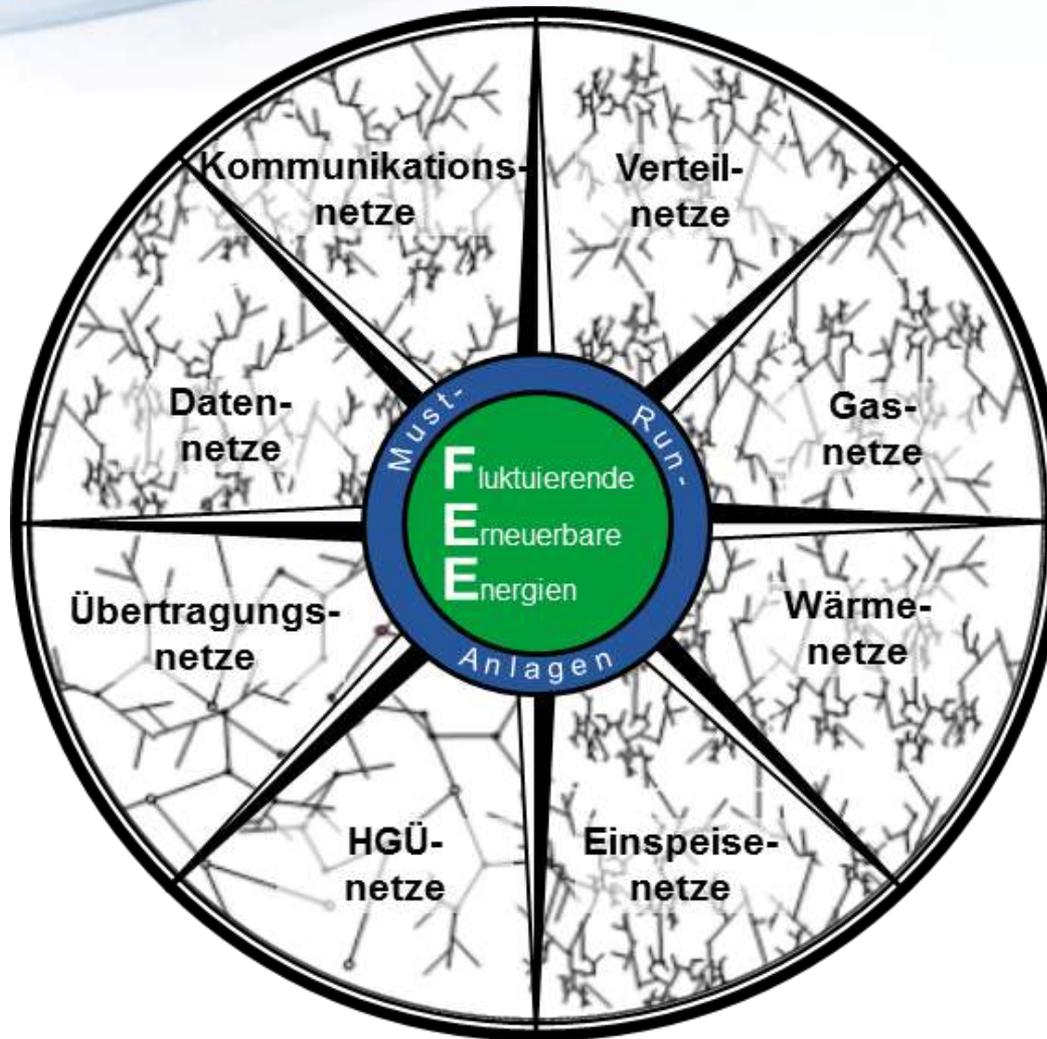


Hypothese

Die anlagenspezifischen Must Run-Restriktionen werden sukzessive durch Preissignale abgebaut.

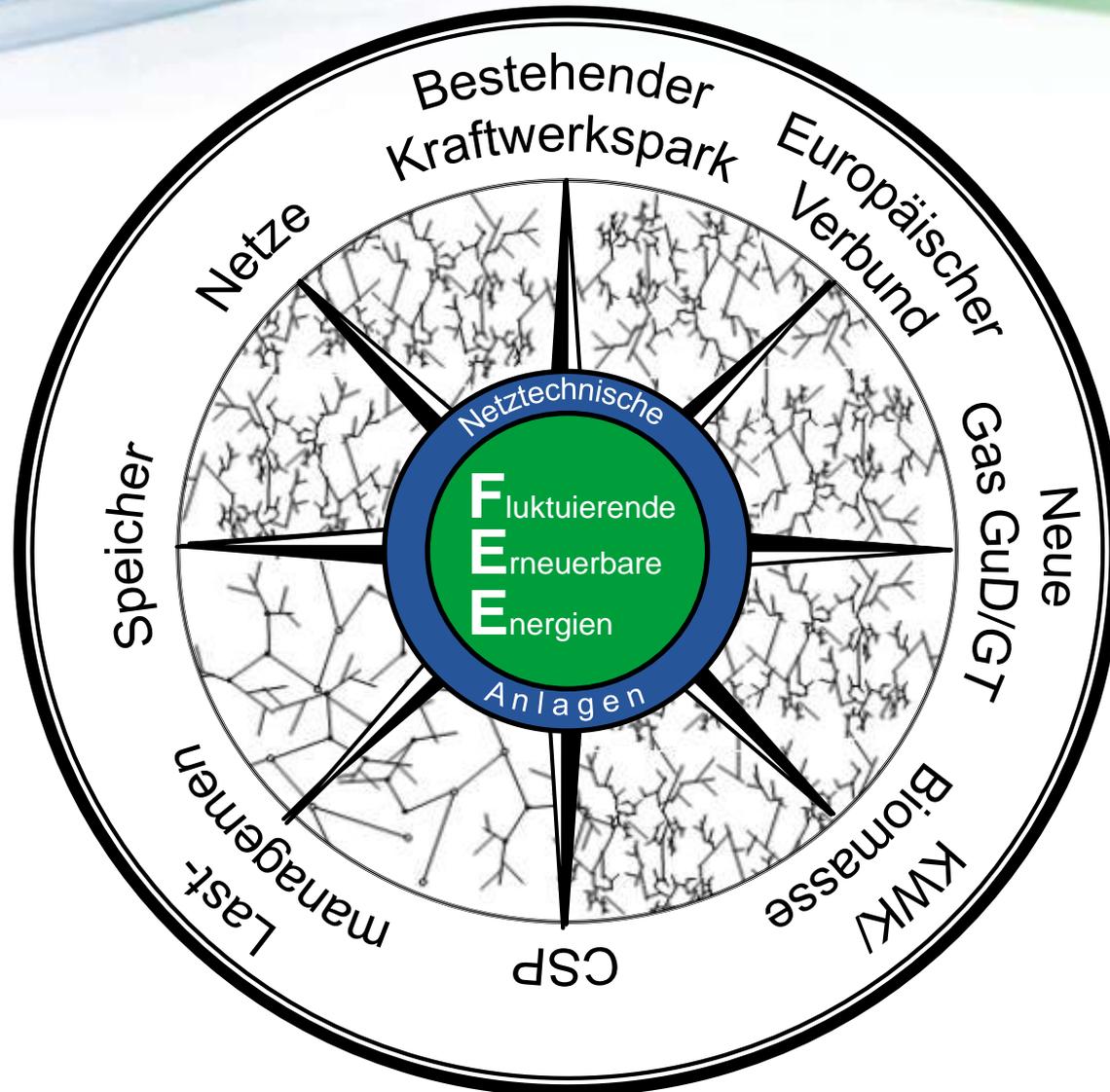


Infrastrukturen als Systemvoraussetzung und -ergänzung





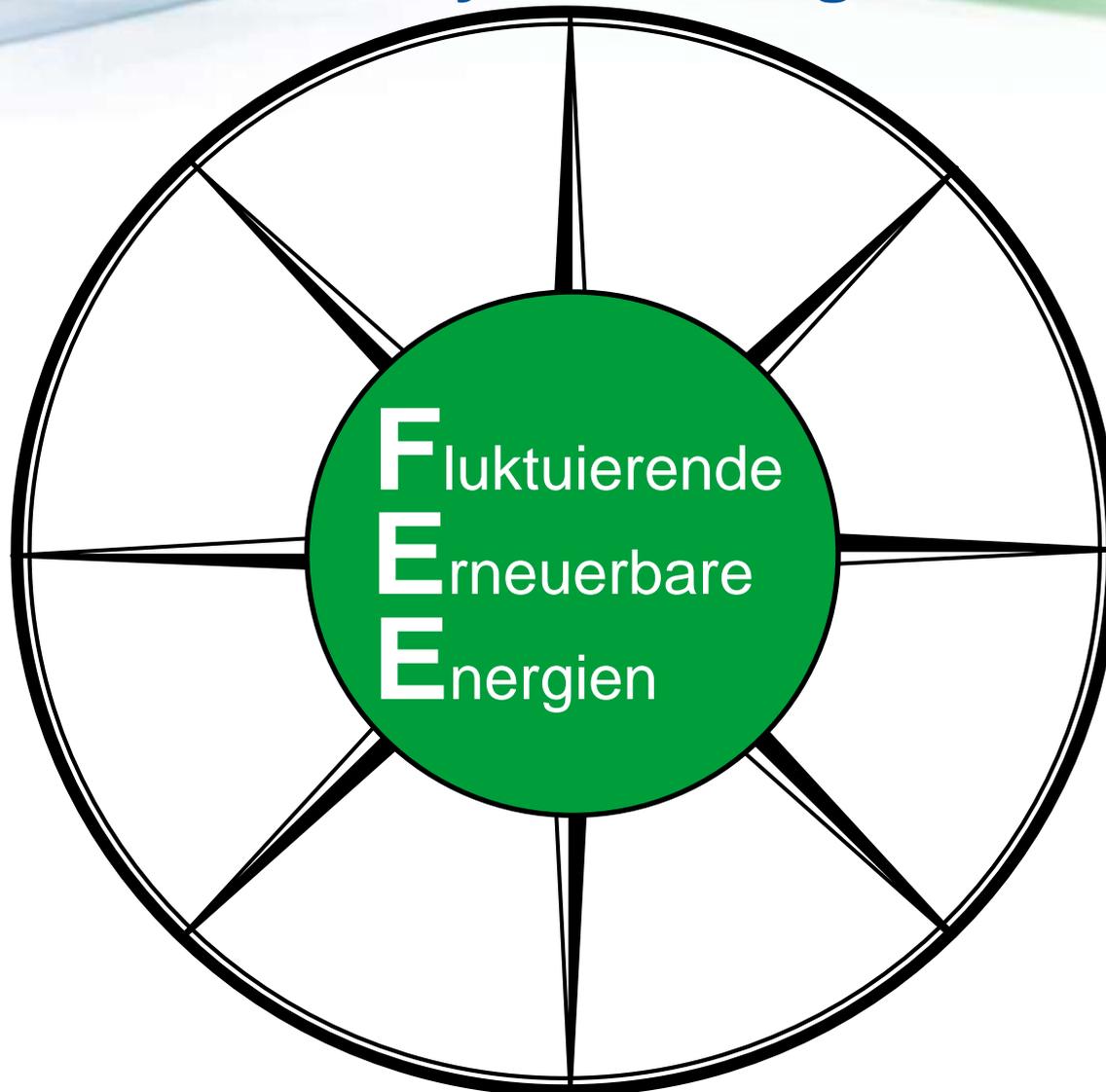
Das künftige Stromsystem



- Früher war die Meinung verbreitet, die erneuerbaren Energien ließen sich in ein an sich gut funktionierendes System „integrieren“
- Mittlerweile ist klar, dass die erneuerbaren Energien das System fundamental verändern und insofern der Auslöser für eine umfassende Systemtransformation sind
- Im Transformationsprozess prallen Gewinner und Verlierer aufeinander – er ist daher kein Selbstläufer

Zur Finanzierung des künftigen Systems: grundsätzliche Überlegungen für ein „Systemdesign“

Die Finanzierungssegmente des Stromsektors / Systemdesign



Finanzierung von FEE-Anlagen durch die Großhandelsmärkte?

Die Börsenpreise sind kontinuierlich gesunken, nicht zuletzt wegen des Merit Order-Effekts und des Preisverfalls bei den CO₂-Zertifikatspreisen

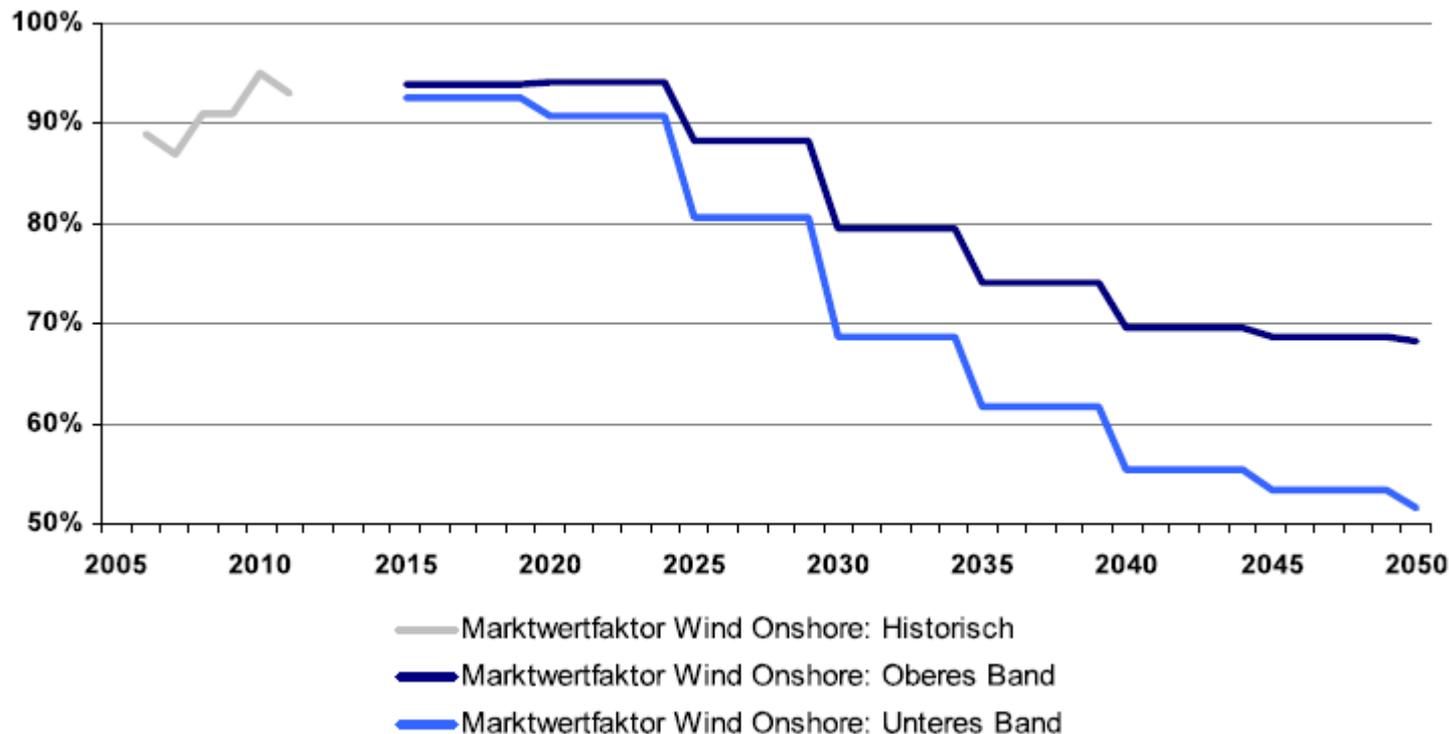
Preis



Future Phelix Base (Cal 14)

Finanzierung von FEE-Anlagen durch die Großhandelsmärkte?

Die Marktwerte der FEE-Einspeisung werden mit zunehmendem Ausbau kontinuierlich absinken



→ FEE-Anlagen werden sich in einem absehbaren Zeitrahmen nicht über die existierenden Großhandelsmärkte refinanzieren können!

- Der Hauptfokus sollte auf einer Weiterentwicklung des Vergütungssystems liegen
 - Regional differenzierte Vergütungen?
 - schnellere Anpassungsmechanismen?
 - Leistungsvergütungen?

- Diversifizierung der Refinanzierungsmechanismen
 - Biomasse: KWK-G und Abfallrecht?
 - Wind-Offshore: Ausschreibungen?
 - Geothermie: Investitionszuschüsse?

Die Finanzierungssegmente des Stromsektors / Systemdesign

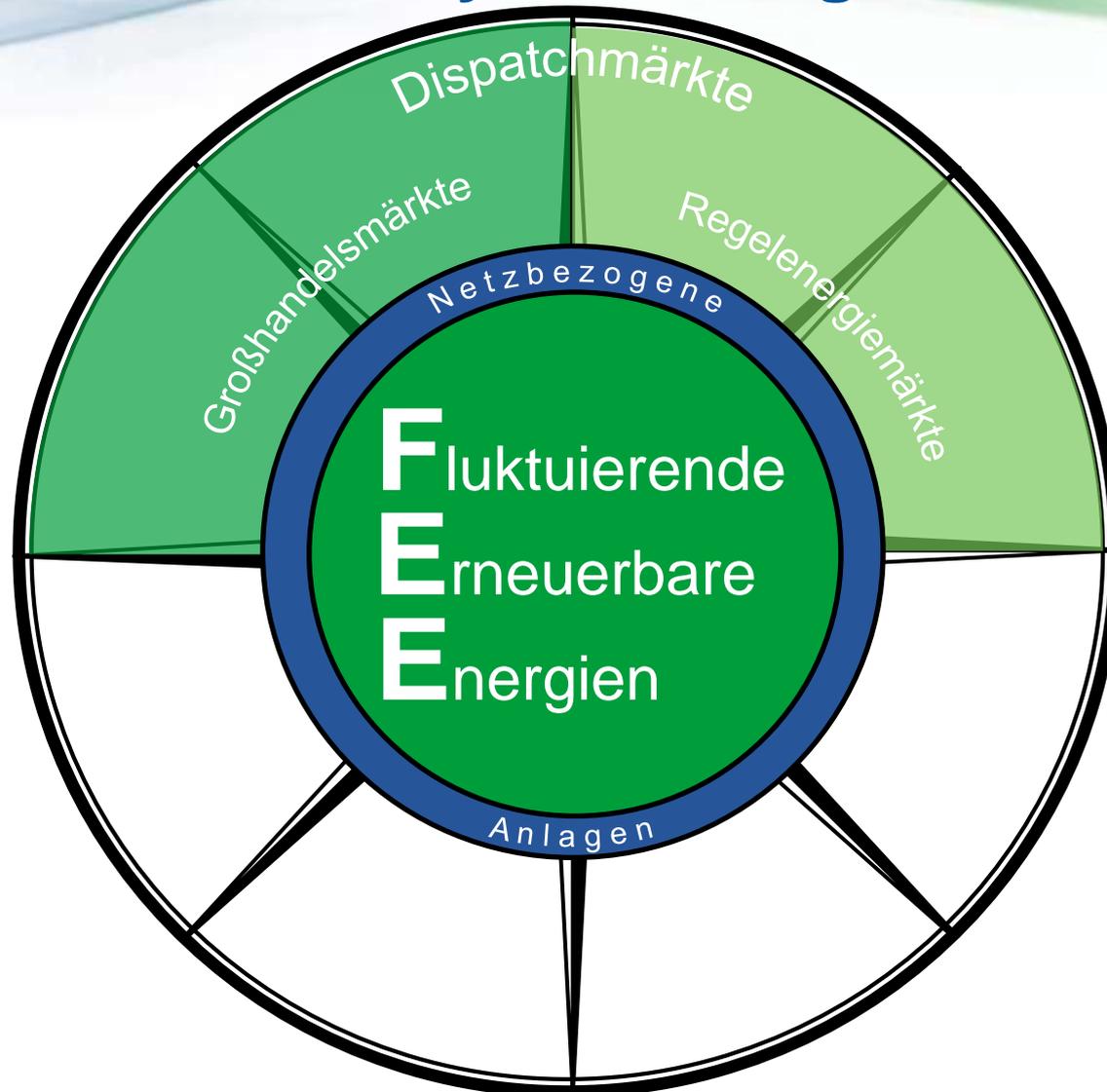


Zur Refinanzierung der netztechnischen Anlagen

- Netztechnische Anlagen, die für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen vorgesehen sind, werden über die Netzentgelte finanziert – i.d.R. über die Entgelte für die Übertragungsnetze
- Für die Bereitstellung von Regelenergie wurden Regelenergiemärkte geschaffen
- Für die Bereitstellung von Blindleistung sowie die Absicherung der Schwarzstartfähigkeit zahlen die Netzbetreiber direkt an die jeweiligen Anlagenbetreiber → keine Märkte

- Netztechnische Funktionen müssen auf Dauer von EE-Anlagen übernommen werden.
- FEE-Anlagen sollten wegen ihres Nutzungsvorrangs und ihres hohen Anteils an Investitionskosten im Vergleich zu Betriebskosten „systemdienlich“ ausgelegt werden.
- Solche „operate-and-serve“-Lösungen werden gegenwärtig bereits als untergesetzliche Lösungen umgesetzt:
 - Systemdienstleistungsbonus Wind
 - Blindleistungsbereitstellung durch PV-Wechselrichter, 50,2-Hertz-Regelung

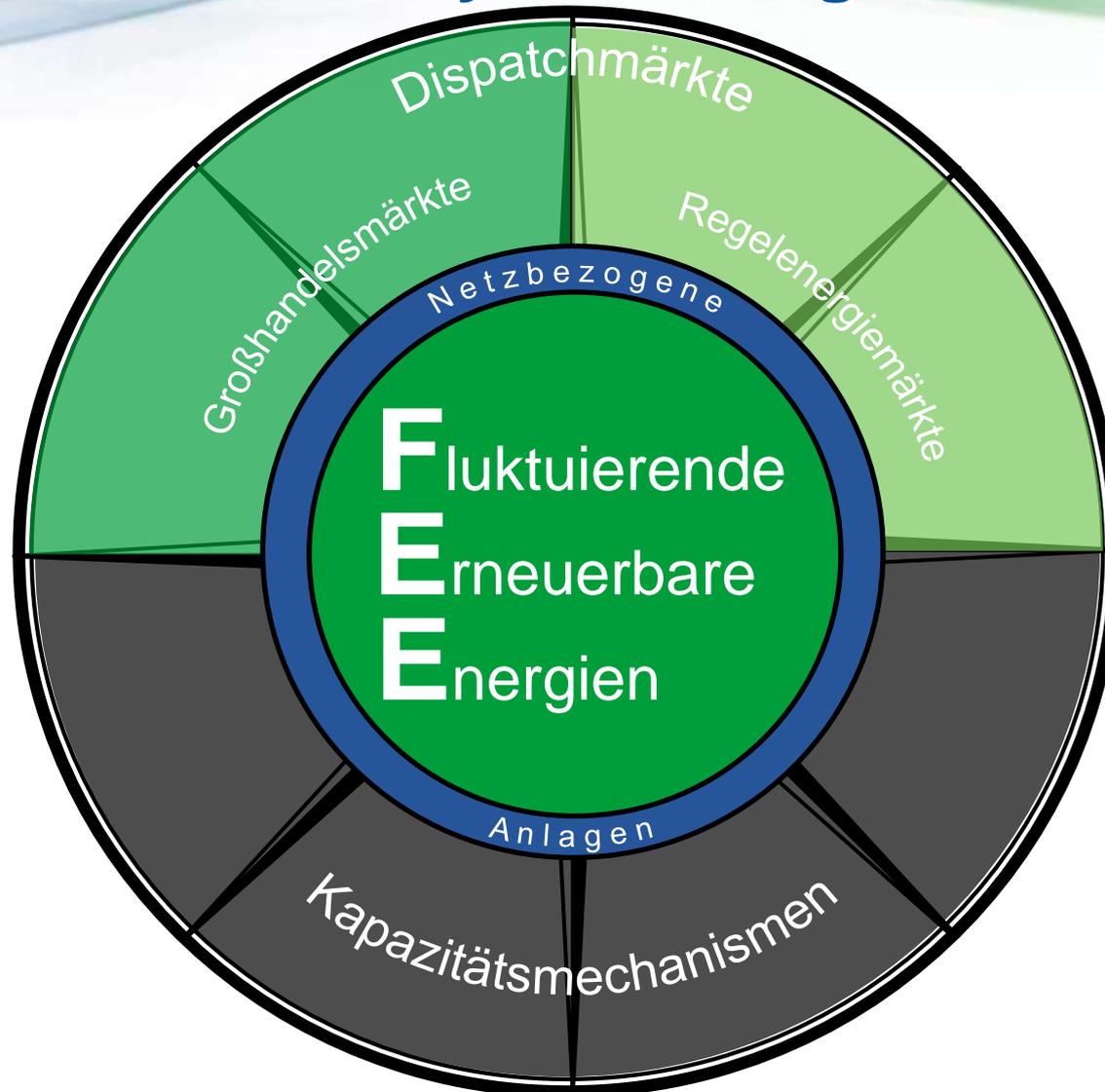
Die Finanzierungssegmente des Stromsektors / Systemdesign



Systemdesign 3: stärkere Anpassung der Dispatchmärkte an die FEE

- Optimierung der Rahmenbedingungen des day-ahead-Marktes auf die Vermarktung von FEE, insbesondere
 - Fristen zwischen Auktionierung und Lieferzeitpunkten im day-ahead-Markt sollten verkürzt werden.
 - Auch im day-ahead-Handel sollten viertelstündliche Gebote möglich gemacht bzw. generalisiert werden.
- Ermöglichung der Teilnahme von FEE-Anlagen an den Regelenergiemärkten

Die Finanzierungssegmente des Stromsektors / Systemdesign

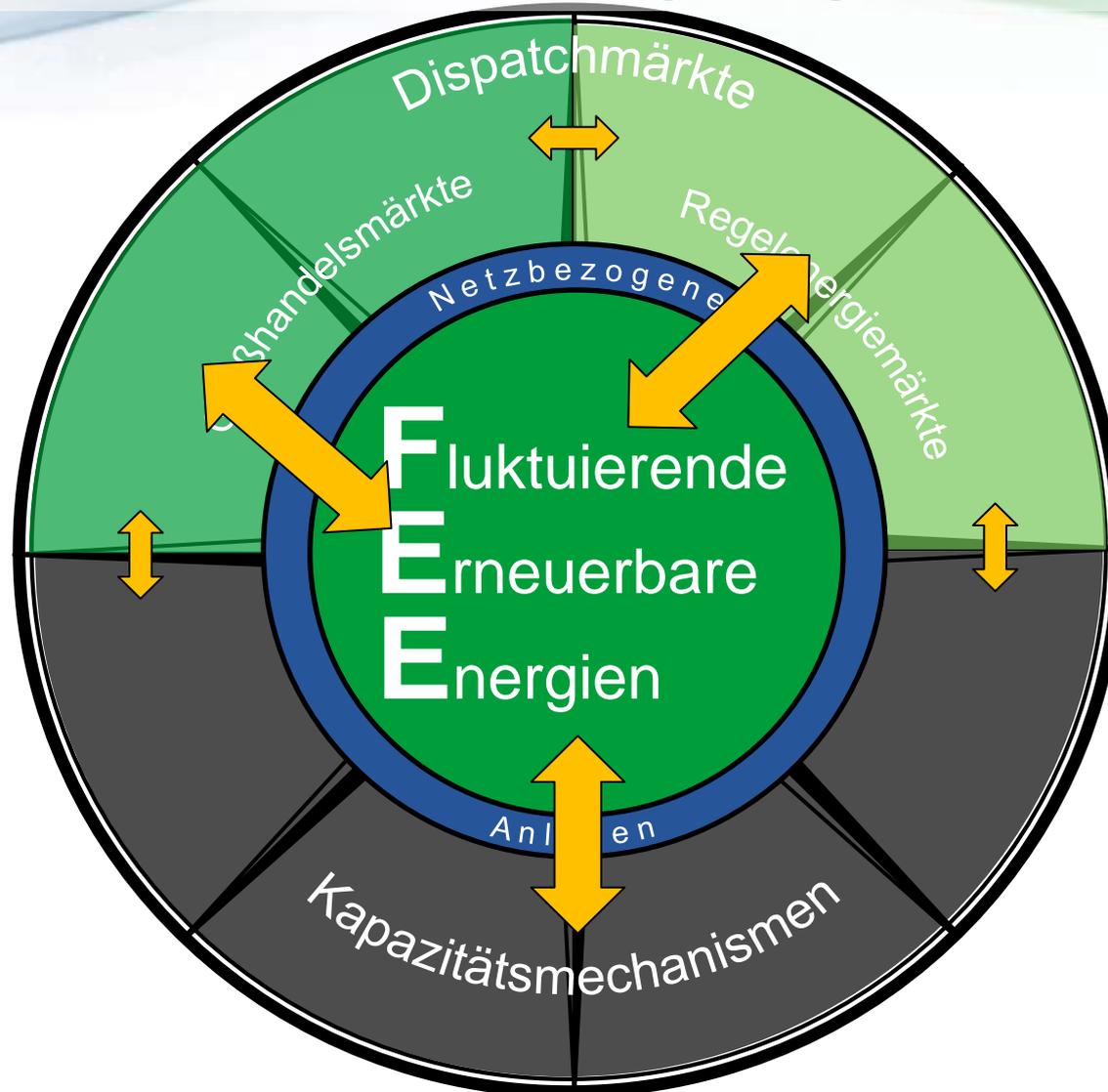


Systemdesign 4: Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen

- Kapazitätsmechanismen zur Vergütung der Vorhaltung von Flexibilitätsoptionen sind perspektivisch notwendig.
- Die Konzipierung eines solchen Mechanismus sollte sehr sorgfältig erfolgen, zumal noch ausreichend Zeit besteht, ein fundiertes Konzept zu entwickeln.
- Bestandskraftwerke (v. a. solche aus der Vor-Liberalisierung des Stromsektors) sollten nicht in den Genuss zusätzlicher Zahlungen aus Kapazitätsmechanismen kommen.
- Daher sollten nur selektive Kapazitätsmechanismen in die engere Auswahl kommen, die nachhaltig zur Flexibilisierung des Kraftwerksparks beitragen; dazu zählt vor allem auch die stromorientierte KWK(K).
- Im Übrigen: Im Fall von dringenden netztechnischen Notwendigkeiten können Anlagen theoretisch über Netzentgelte refinanziert werden.

- Wann ist der richtige Zeitpunkt zur Einführung von Kapazitätsmechanismen?
- Wer gibt auf der Grundlage welcher Verfahren die benötigten Kapazitäten vor?
- Wie lassen sich Mitnahmeeffekte minimieren?
- Wie lässt sich Ausnutzung von Marktmacht minimieren?
- Wie lassen sich Kapazitätsmechanismen mit dem Europäischen Verbundsystem harmonisieren?

Zu beachten: Interdependenzen zwischen den Finanzierungssegmenten



Die Europäische Dimension

Regionalmärkte in der EU



Central-West	Belgium, France, Germany, Luxembourg, Netherlands
Northern	Denmark, Finland, Germany, Norway, Poland, Sweden
France, UK & Ireland	France, Great Britain, Republic of Ireland, Northern Ireland
Central-South	Austria, France, Germany, Greece, Italy, Slovenia
South-West	France, Portugal, Spain
Central-East	Austria, Czech Republic, Germany, Hungary, Poland, Slovakia, Slovenia
Baltic	Estonia, Latvia, Lithuania

- besteht aus den Benelux-Staaten und Deutschland, Frankreich und Österreich
- Seit 2005 arbeiten die Regierungen mit Regulatoren, Netzbetreibern, Strombörsen und Marktparteien zusammen; Ziel ist die grenzüberschreitende Koppelung der Strommärkte
- Das Thema Versorgungssicherheit im Sinne ausreichender Kapazitäten wird bislang immer noch als nationale Aufgabe begriffen.
- Entsprechend ist auch die Ausgestaltung der Finanzierungsinstrumente für EE in nationaler Verantwortung zur Erreichung der nationalen EE-Ziele

- Der grenzüberschreitende Handel funktioniert und wird weiter zunehmen
- Regionale Kooperationen im Bereich der Netze werden durch den Ausbau der EE dringlicher werden
- Es ist aktuell nicht absehbar, ob in Fragen der Versorgungssicherheit und der Erreichung von EE-Ausbauzielen eine stärkere regionale Zusammenarbeit und Abstimmung möglich sein wird
- Ein einheitlicher Elektrizitätsbinnenmarkt von Portugal bis Finnland wird eine pure Fiktion bleiben

- Die Transformation des bundesdeutschen Stromsystems erscheint unumkehrbar
- Die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Solar werden das neue System prägen; alle anderen Optionen müssen sich ihnen unterordnen
- Die Finanzierung des Systems wird über das Zusammenspiel von vier Segmenten erfolgen
- Das öffentliche Gut Versorgungssicherheit wird explizit adressiert und finanziert werden müssen
- Engere grenzüberschreitende Kooperationen mit europäischen Nachbarn wären hilfreich, zeichnen sich aber über die Handelsebene hinaus derzeit nicht ab

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !

Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)

Altenkesslerstr. 17, Gebäude A1

66115 Saarbrücken

Tel. 0681 – 9762 840

Fax 0681 – 9762 850

email: leprich@izes.de

Homepage www.izes.de