

DESIRE

Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von Erneuerbaren Energien

Abschlussworkshop

Haus der Technik in Essen, 03. September 2014

Analyse von Maßnahmen zum Netzengpassmanagement bei verstärkter Einspeisung Erneuerbarer Energien

Dominic Nailis

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Die Berater der Energie- und Wasserwirtschaft



Arbeitspaket C: Analyse von Maßnahmen zum Netzengpassmanagement bei verstärkter Einspeisung Erneuerbarer Energien

Ein Überblick

Dominic Nailis

Abschlussworkshop, Essen, 3. September 2014

Übersicht über das Arbeitspaket

- **Bedeutung des Netzengpassmanagements und der Netztarifizierung** in einem System mit hohem Anteil an EE
 - Internationale Erfahrungen zum Netzengpassmanagement
 - Bestandsaufnahme der heutigen Netznutzungstarifizierung und Hemmnisse dezentraler Flexibilitätsbereitstellung
 - Anforderungen an das Netzengpassmanagement
- **Methodengestützte Untersuchung** des Netzengpassmanagements und Netzausbaus im Übertragungsnetz
 - **Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse** des Netzausbaus unter unterschiedlichen Zielkriterien
 - Marktsimulation zur Analyse der Häufigkeit von Netzengpässen bei Einführung von **Market Splitting**
 - Netzengpassmanagement und **Flexibilitäten** in europäischer Perspektive
- Analysen von Flexibilitätsmechanismen, Netzengpassmanagement und Netztarifizierung im **Verteilnetz**

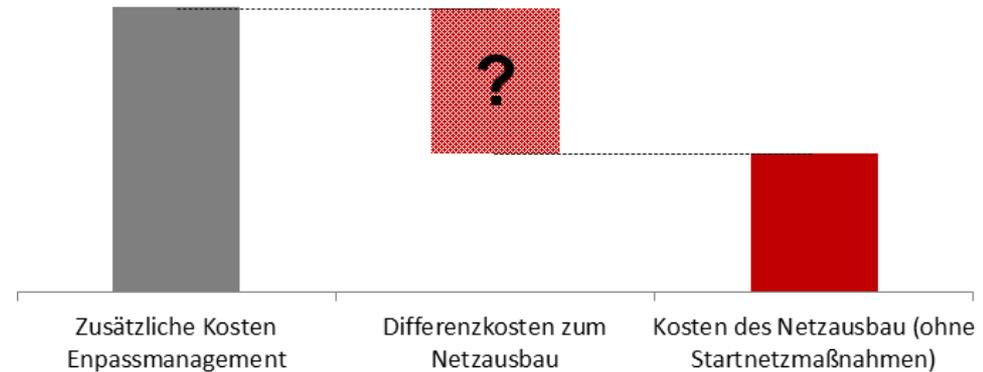
Übersicht über das Arbeitspaket

- **Bedeutung des Netzenspassmanagements und der Netztarifierung** in einem System mit hohem Anteil an EE
 - Internationale Erfahrungen zum Netzenspassmanagement
 - Bestandsaufnahme der heutigen Netznutzungstarifierung und Hemmnisse dezentraler Flexibilitätsbereitstellung
 - Anforderungen an das Netzenspassmanagement
- **Methodengestützte Untersuchung** des Netzenspassmanagements und Netzausbaus im Übertragungsnetz
 - **Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse** des Netzausbaus unter unterschiedlichen Zielkriterien
 - Marktsimulation zur Analyse der Häufigkeit von Netzenspässen bei Einführung von **Market Splitting**
 - Netzenspassmanagement und **Flexibilitäten** in europäischer Perspektive
- Analysen von Flexibilitätsmechanismen, Netzenspassmanagement und Netztarifierung im **Verteilnetz**

Vorgehen

Ziel / Fragestellung:

Ist die **Behebung von Netzengpässen** durch Netzausbau kostengünstiger als die **Bewirtschaftung der Engpässe** durch Redispatch?



1. Szenariobildung:

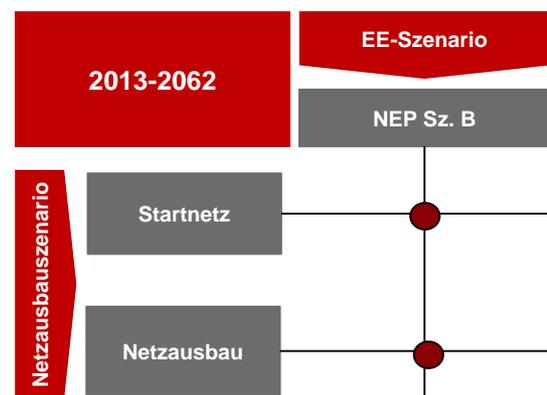
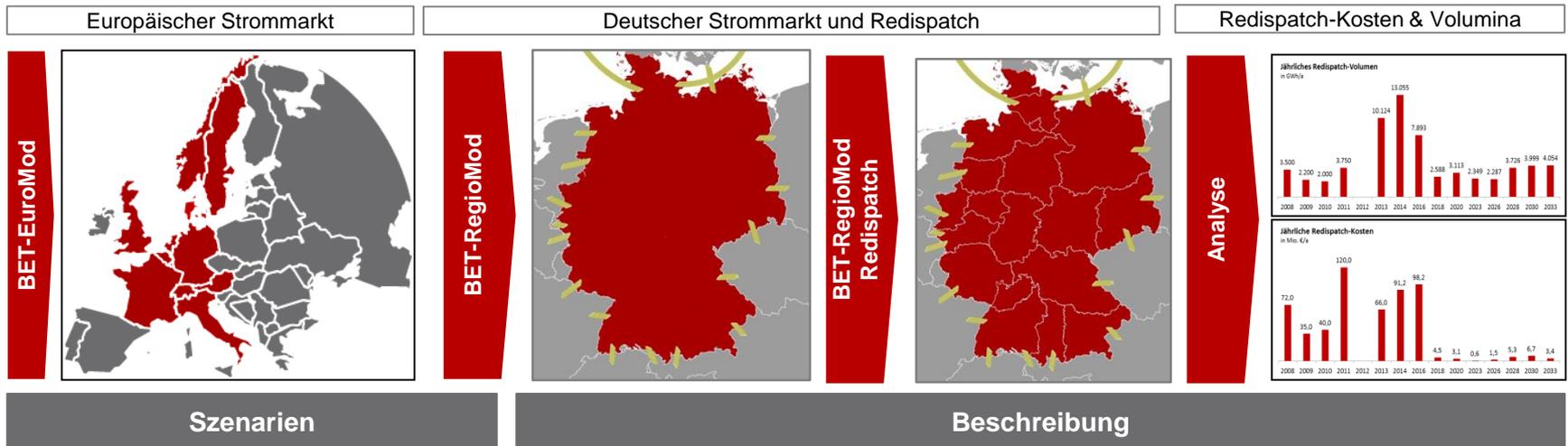
Zwei **Netzausbauszenarien**, um die **zusätzlichen Kosten des Netzausbaus** im Falle eines Stillstandes des Netzausbaus abzuschätzen (NEP 2012: **Startnetz** vs. **Szenario B**)

2. Modellgestützte Analyse:

Die Berechnung der **Kosten der Engpassbewirtschaftung** erfolgt für jedes Netzausbauszenario durch eine modellgestützte Analyse des zukünftigen Redispatch.

Modellansatz: Modelle und Vorgehen zur Abschätzung der langfristigen Entwicklung des Redispatch-Bedarfes und der Kosten des Engpassmanagement

Methodik

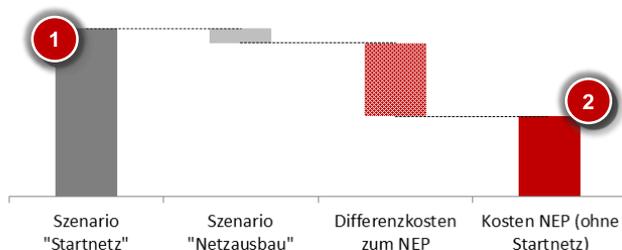


- **BET-EuroMod** bestimmt den Zubau von Kraftwerkskapazitäten, Kraftwerkseinsatz und internationalen Stromaustausch
- Kapazitätsausbau und int. Austausch sind Input des **BET-RegioMod**
- Kosten der Engpassbewirtschaftung und der Redispatch-Bedarf bestimmt **BET-RegioMod** durch Berechnung des Dispatches im unrestringierten bzw. restringierten Fall
- → **Zeitreihe der jährlichen Kosten für Redispatch**

Berechnung der Barwerte der jeweiligen Kostenpositionen

Vergleich der Kosten

Kumulierter Barwert der Redispatch-Kosten der Szenarien im Vergleich zum NEP von 2013-2062 (Kalkulationszinssatz: 3 %) in Mrd. €/a



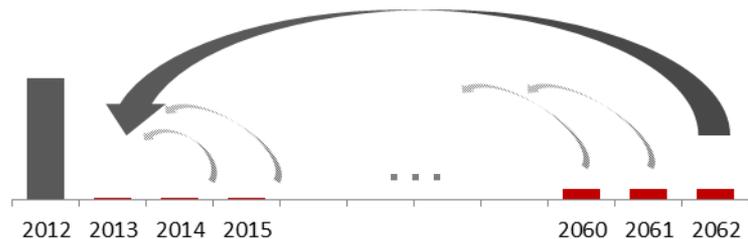
Weitere Informationen

- Interpolation zwischen den modellendogen für Stützjahre bestimmten Redispatch-Kosten
- Kosten des Netzausbaus werden in Abhängigkeit von der geplanten Fertigstellung der Maßnahmen auf die Zeitachse verteilt

Barwert der jährlichen Redispatch-Kosten

1

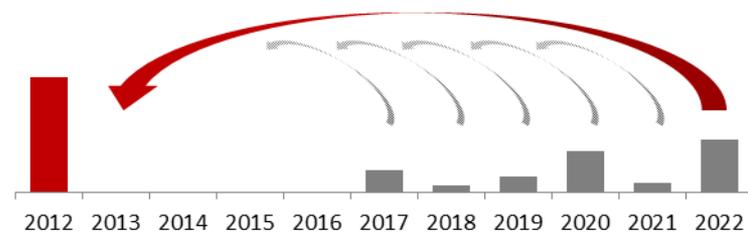
Kumulierter Barwert der Redispatch-Kosten von 2013-2062 (Kalkulationszinssatz: 3 %) in Mrd. €(2012)/a



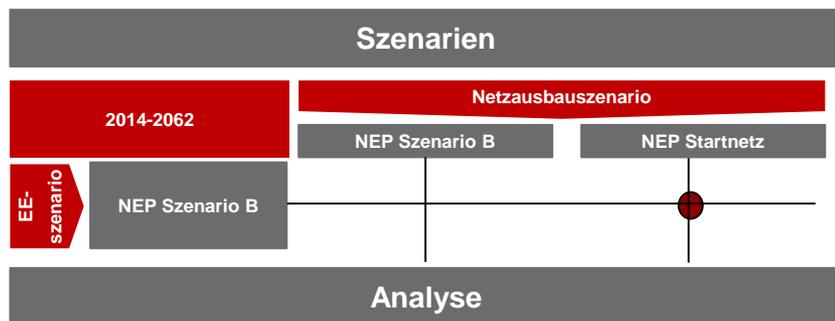
Barwert der Kosten des Netzausbaus

2

Kumulierter Barwert der Netzausbau-Kosten (Kalkulationszinssatz: 3 %) in Mrd. €(2012)/a



Mangelnder Netzausbau führt langfristig zur erheblichen Zunahme des Redispatch-Bedarfes

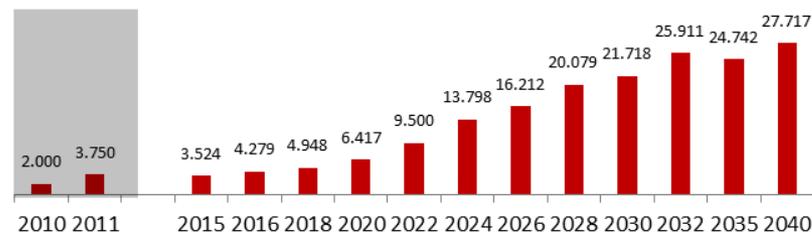


- Unzureichende Synchronisation von Netzausbau und Zubau der EE führt bis 2015 zum Anstieg von Redispatch-Volumen und -Kosten
- Fertigstellung der EnLAG-Maßnahmen in 2015-2017 bewirkt Stagnation
- Zunehmender Ausbau der EE führt zu erheblichem Redispatch-Bedarf und -Kosten
- Langfristig steigt das Redispatch-Volumen degressiv

Modellergebnisse

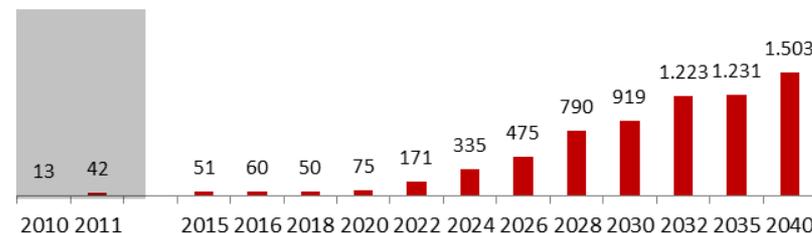
Jährliches Redispatch-Volumen

in GWh/a

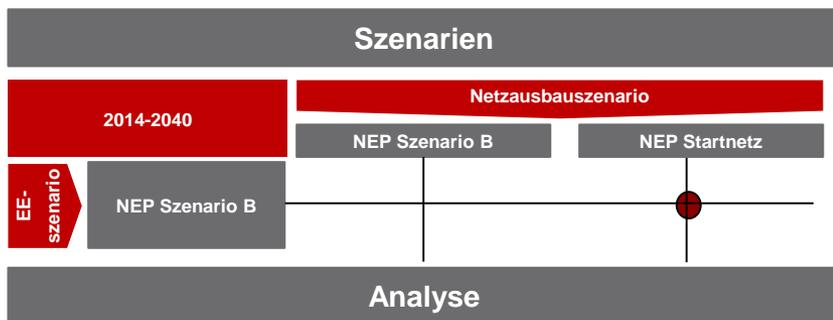


Jährliche Redispatch-Kosten

in Mio. €/a

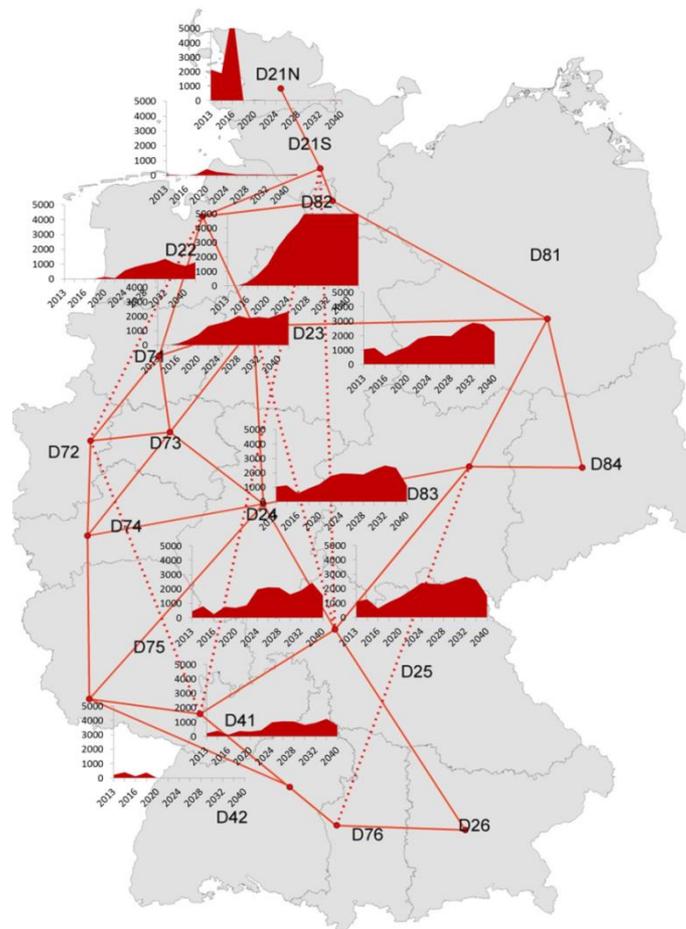


Die Enpassssituation verstärkt sich zunehmend

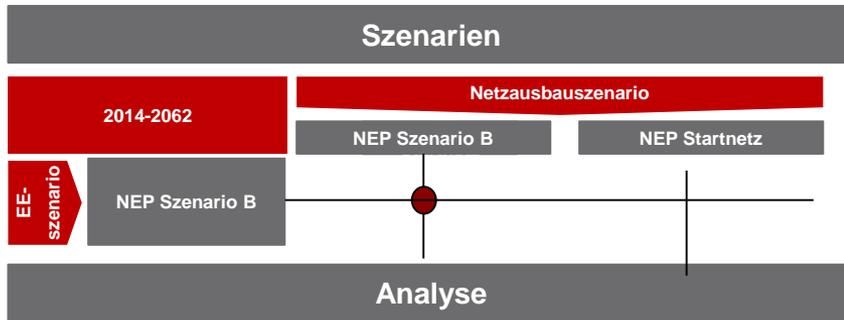


- Starke Zunahme von Engpässen im gesamten Übertragungsnetz in Folge des mangelnden Netzausbaus
- → Netzausbau ist notwendig für die mit der Energiewende verbundenen Transformation des Energiesystems

Modellergebnisse (exemplarisch)



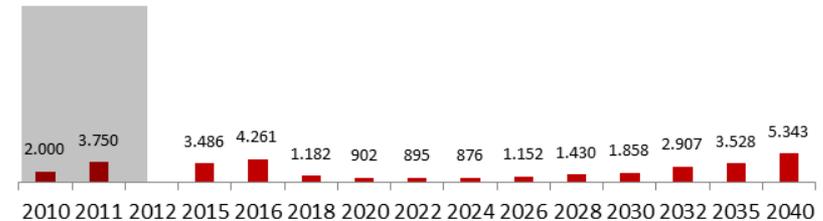
NEP führt mittelfristig zur Stabilisierung des Redispatch-Bedarfes, langfristig steigt die Anzahl wieder an



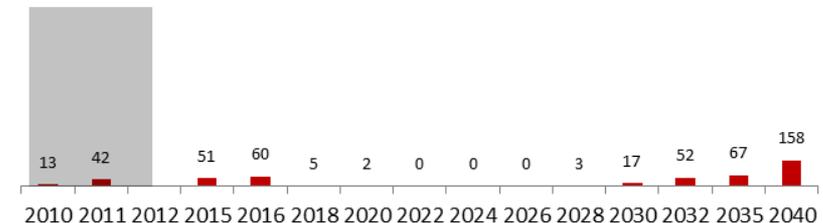
- Unzureichende Synchronisation von Netzausbau und Zubau der EE führt bis 2015 zum Anstieg von Redispatch-Volumen und -Kosten
- Fertigstellung der EnLAG-Maßnahmen in 2015-2017 bewirkt Stagnation
- Maßnahmen des NEP 2012 führen langfristig zur Stabilisierung des Redispatch-Bedarfes
- →Die Maßnahmen des NEP senken den Redispatchbedarf erheblich!

Modellergebnisse

Jährliches Redispatch-Volumen
in GWh/a



Jährliche Redispatch-Kosten
in Mio. €/a



Vorteilhaftigkeit des Netzausbaus im Vergleich zur Engpassbewirtschaftung Zeitraum 2013-2062

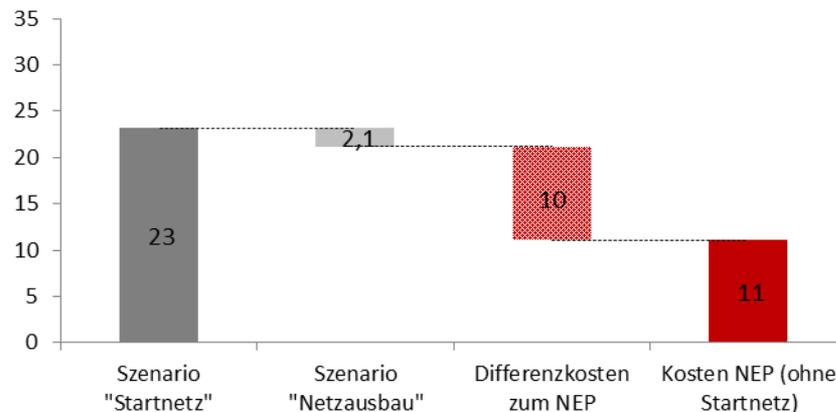
Analyse

- Die kumulierten Redispatch-Kosten liegen in Szenario "Startnetz" bei etwa 23 Mrd. €
- Im Szenario "Netzausbau" verbleiben davon trotz Netzausbau etwa 2,1 Mrd. €
- In Summe liegen die Redispatch-Kosten kumuliert über die nächsten 50 Jahre somit ca. 10 Mrd. € über den Gesamtkosten des Netzausbaus

Vergleich der Kosten (vorläufig)

Kumulierter Barwert der Redispatch-Kosten der Szenarien
im Vergleich zum NEP von 2013-2062
(Kalkulationszinssatz: 3 %)

in Mrd. €/a



→ Annahme: Verteilung der Zubauten an in Bezug auf Netzengpässe günstige Standorte.

Option Engpassmanagement durch Market Splitting?

- Markt wird entlang der Engpässe in mehrere Marktregionen aufgeteilt
 - Preis in Marktregion vor dem Engpass < Preis in Marktregion hinter Engpass
 - Existierende Beispiele: Skandinavien (Nordpool); USA (PJM u.a.)
- **Market Splitting kann Netzausbau nicht ersetzen**, aber: Bei nicht vollständig ausgebautem Netz kann Market Splitting ggf. Anreize für Weiterbetrieb von Kraftwerken in Süddeutschland liefern

- Durchschnittliche Preisunterschiede mäßig (ca. 2 EUR/MWh)
- Aber: Durch Engpassstunden erhebliche zusätzliche Deckungsbeiträge v.a. für Gaskraftwerke
- **Umverteilungseffekte**

- Teilweise erhebliche Auswirkungen auf andere Marktsegmente
- Bei Netzausbau u. U. Verlagerung der Engpässe im Zeitverlauf
- **Neuzuschnitt der Marktzone ggf. häufiger erforderlich**

Zusammenfassung und Ausblick

- In den Modellergebnissen ist **Netzausbau signifikant kostengünstiger als Redispatch**.
 - Der Modellansatz ist tendenziell konservativ (neigt zur Unterschätzung der Redispatch-Kosten)
 - Die absolute Höhe der Kosten ist sensitiv auf diverse Parameter, z.B. die Allokation der Erzeugungsanlagen
- In **Einzelfällen** kann dennoch Redispatch (auch langfristig) günstiger sein
- **Redispatch als Interimslösung** kommt eine hohe Bedeutung zu, um Verzögerungen im Netzausbau abzupuffern
- Alternativ / ergänzend zum Redispatch bestehen **weitere Handlungsoptionen**
 - Zonale Preise
 - Allokations-Anreize durch Tarifierung
 - Diese sind wegen ihrer teilweise starken Auswirkung auf andere Marktsegmente genau zu prüfen.



Die Berater der Energie- und Wasserwirtschaft

Büro für Energiewirtschaft und
technische Planung GmbH



BET GmbH

Aachen

Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600
info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Leipzig

Karl-Liebnecht-Straße 64
04275 Leipzig

Telefon +49 341 30501-0
Telefax +49 341 30501-49
info@bet-leipzig.de
www.bet-leipzig.de

Hamm

Rotdornschleife 23
59063 Hamm

Telefon +49 2381 4500-76
Telefax +49 2381 4500-57
info@bet-hamm.de
www.bet-hamm.de

BET Dynamo Suisse AG

Zofingen

Junkerbifangstrasse 2
4800 Zofingen

Telefon +41 62 751 5894
Telefax +41 62 751 6093
info@bet-dynamo.ch
www.bet-dynamo.ch

Puidoux

Route du Vergnolet 8
1070 Puidoux

Telefon +41 21 791 6545
Telefax +41 21 791 6530
info@bet-dynamo.ch
www.bet-dynamo.ch

UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN



Offen im Denken



Netzberatung
Managementberatung
Marktberatung

DESIRE

Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von Erneuerbaren Energien

Abschlussworkshop

Haus der Technik in Essen, 03. September 2014

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

BET GmbH
Alfonsstr. 44
52070 Aachen

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages