

Dezentralisierung und Regionalisierung der Elektrizitätssysteme

**11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien
IEWT 2019**

» Freiheit, Gleichheit, Demokratie: Segen oder Chaos für Energiemärkte «

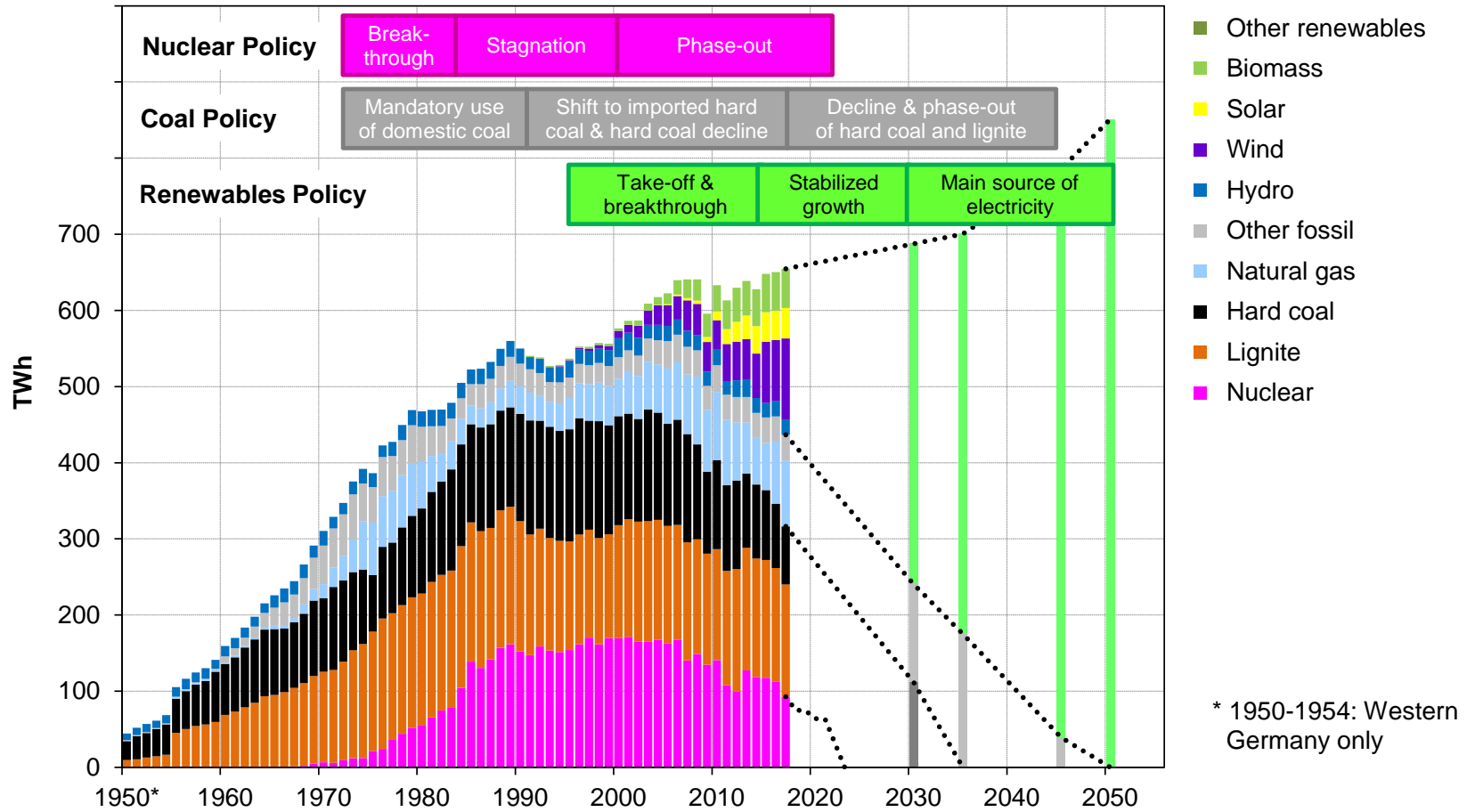
Plenarsession 4

» Modellregionen und zelluläre Strukturen «

Dr. Felix Chr. Matthes

Wien | 15. Februar 2019

Die Transformation des deutschen Stromsystems aus der Langfristperspektive



Die politisch getriebene strukturelle Änderung des Energiesystems steht in einem breiteren Kontext

Neue Qualität von Unsicherheiten auf den (globalen) Energiemärkten!

Neue Qualität von Unsicherheiten bei den Technologie(kosten)entwicklungen!

Neue Qualität von Unsicherheiten beim regulativen Rahmen?

**Liberalisierung/
Vers.-sicherheit**

Wettbe-
werblicher
Rahmen bleibt
Wahlfrei-
heit der
Kunden
Unbundling
Versorgungs-
sicherheit
im Markt

**Weitgehende
Dekarbonisierung**

Neue
Technologien
mit neuen
ökonomischen
Charakteristiken
Implikationen
für die
Energie-
Effizienz

**Dezentralisierung
Digitalisierung**

Neue
Technologien
Starker
Koordinations-
bedarf
Neue
Akteure
Neue
ökonomische
Perspektiven

**Infrastruktur-
Abhängigkeit**

Stärkere
und teilweise
neue Rollen für
Übertragungs-,
Verteil- und
Wärmenetze
Noch
unbestimmte
Rolle der
Speicherung

**Sektor-
integration**

Neue
Energie-
bedarfe
Flexibilitäts-
bereitstellung
aus der
Sektor-
integration

- **Vier Segmente mit ggü. heute deutlich veränderten Gewichtungen**
 1. Stromverbrauch für traditionelle und neue Anwendungen
 - bis ca. 2030 konstant haltbar, danach steigend
 - treibt Erzeugungsbedarf = Kosten, Flexibilitäts- & Flächenbedarf
 2. regenerative Stromerzeugung
 - (inzwischen) wenig kostenintensiv
 - (sehr) koordinationsintensiv, zukünftig XX Mio. Erzeuger
 - relativ hoher Flächenbedarf – mit entsprechenden Restriktionen
 - max. 200 GW Aufdach-PV ($\frac{1}{4}$ des zukünftigen Bedarfs)
 - ca. 1% der Landesfläche für Freiflächen-PV ohne wesentliche Restriktionen, d.h. < 200 GW PV ($\frac{1}{4}$ des Bedarfs)
 - ca. 1,7% der Landesfläche für Onshore-Windkraft ohne wesentliche Restriktionen, d.h. < 130 GW ($\frac{1}{3}$ des Bedarfs)
 - > 50 GW Offshore-Windkraft (mehr als $\frac{1}{4}$ des Bedarfs?)
 - d.h. jeweils +XX GW auf Flächen mit weichen Restriktionen

3. Flexibilitätsoption Stromnetze: Transport- und Verteilungsaufgabe

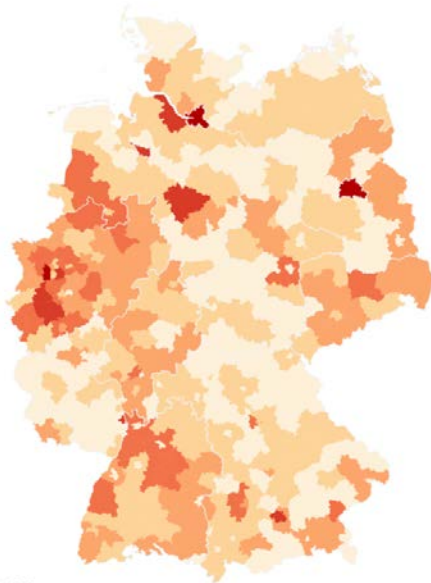
- mittelmäßig kostenintensiv
- planungs-, beteiligungs- und akzeptanz-/legitimationsintensiv
- unterschiedlicher, aber begrenzter Flächenbedarf
- (begrenzte) Optimierungspotenzial

4. Andere Flexibilitätsoptionen: Verbrauchsverschiebungen

- wenig stromverbrauchssteigernde Flexibilitätsoptionen (Teile der Nachfrageflexibilität, Batteriespeicher etc.)
 - unterschiedliche Kosten
 - geringer direkter und indirekter Flächenbedarf
- stark stromverbrauchssteigernde Flexibilitätsoptionen (Teile der Nachfrageflexibilität, Power-to-Gas, Sektorkopplung)
 - hohe Kosten, teilweise hohe Verluste
 - niedriger direkter und hoher indirekter Flächenbedarf

- **Wichtig: Blick auf die jeweiligen Gesamtbilanzen/Potenzialgrenzen**

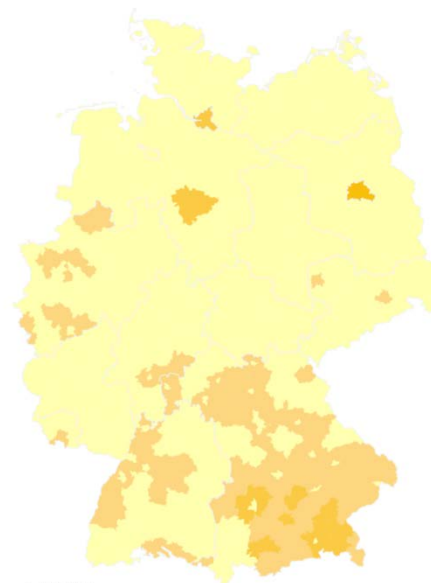
Nachfrage (2030)



Stromnachfrage in TWh

0 - 0,7
0,7 - 1,2
1,2 - 2,2
2,2 - 4
4 - 6,8
6,8 - 12,8

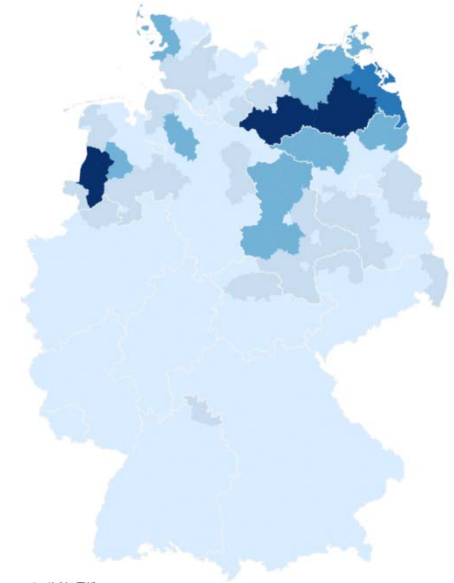
Solar



Stromerzeugungspotential in TWh

0 - 1
1 - 2
2 - 3
3 - 4

Wind

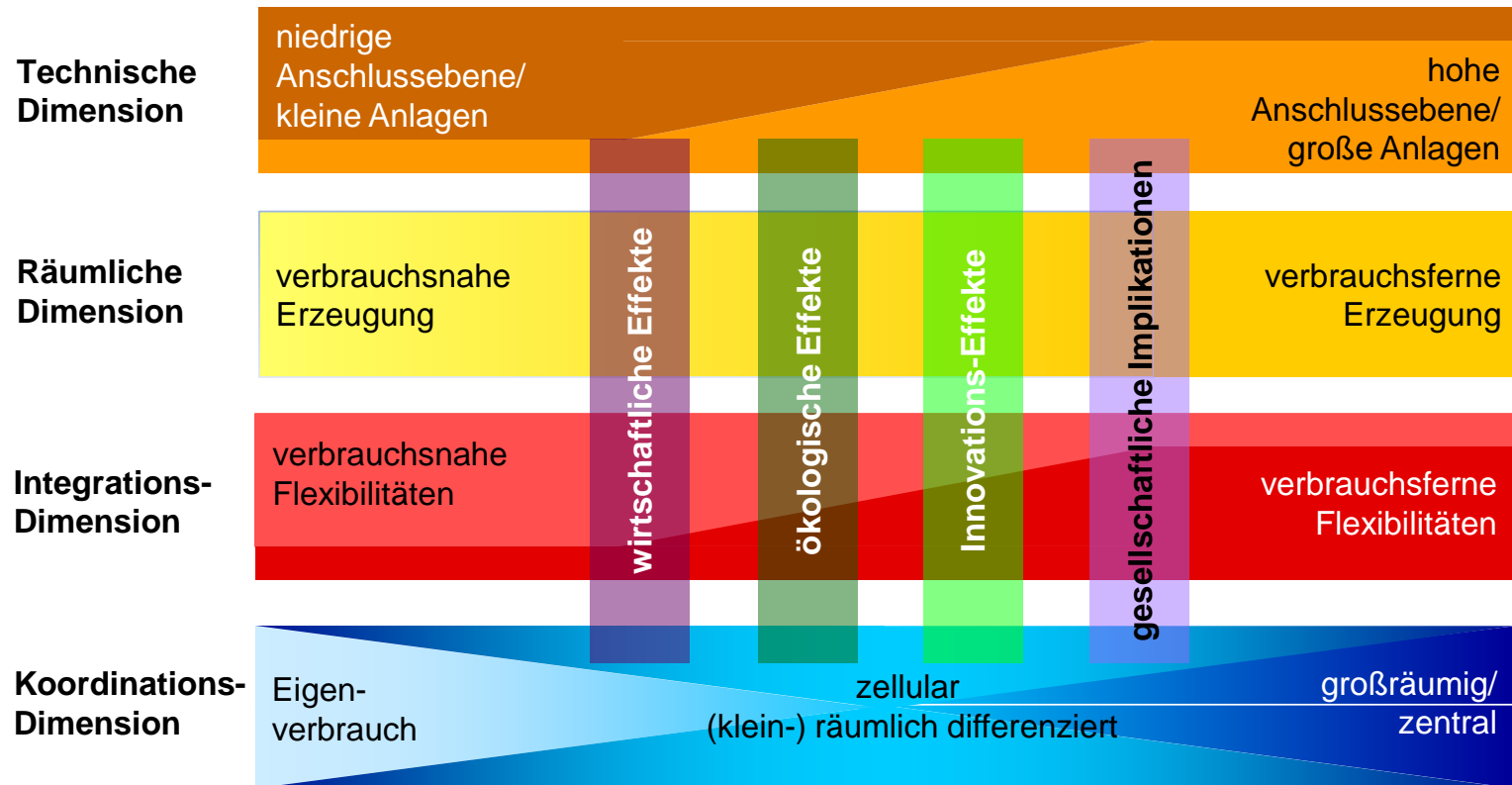


Stromerzeugungspotential in TWh

0 - 11
11 - 21
21 - 32
32 - 42
42 - 53

- Räumliche Nachfragestrukturen und Wind- und Solarangebote sind stark geclustert und überlagern sich nur teilweise
- (räumliche) Erzeugungspotenziale für Wind- und Solar-Stromerzeugung sind theoretisch und „realistisch“ deutlich begrenzt

Dezentralität als breit interpretierbares Konzept Unterschiedlicher Dimensionen & Facetten (1)



- **Das radikal dezentrale Modell (ungeachtet des Marktmodells)**
 - verbrauchsnahe Erzeugung und verbrauchsnahe Flexibilitätsoptionen und kleinräumige Optimierungsansätze (zellulare Konzepte etc.)
 - isoliert betrachtet: geringere Kosten und geringerer Flächenbedarf
- **Konsequenzen**
 - weniger Durchmischungseffekte für regenerative Erzeugungsoptionen und Flexibilitätsoptionen machen mehr regenerative Stromerzeugung und mehr Flexibilitätsoptionen notwendig
 - mehr regenerative Stromerzeugung
 - (moderat) höhere Kosten
 - signifikant höherer Flächenbedarf
 - mehr Flexibilitätsoptionen
 - höhere Kosten oder höhere Emissionen
 - (direkter) Flächenbedarf: wahrscheinlich nicht entscheidend
- **Abwägung notwendig (Kosten unsicher, Flächenbedarf höher etc.)**

- **Die gesellschaftliche Dimension**
 - Wer sind die Akteure, besser: wer kann Akteur sein
 - bei der Stromerzeugung?
 - bei den Flexibilitätsoptionen?
 - Wer kann teilhaben
 - mit Blick auf die (unterschiedlichen) Entscheidungen?
 - mit Blick auf die wirtschaftlichen Erträge (und Risiken?)?
 - auch: technisch?
 - Wer ist mit Eingriffen in Besitzstände konfrontiert?
 - Welche Teilhabe- bzw. Risiko-Profile ergeben sich?
- **Die Wechselwirkungen mit den unterschiedlichen wirtschaftlichen und ökologischen Effekten sind wichtig**
- **Ein Sonderfall: Reallabore und Pilotregionen („Crossing the river by feeling the stones“) – als Ausnahme bzw. temporäre Konstellation**

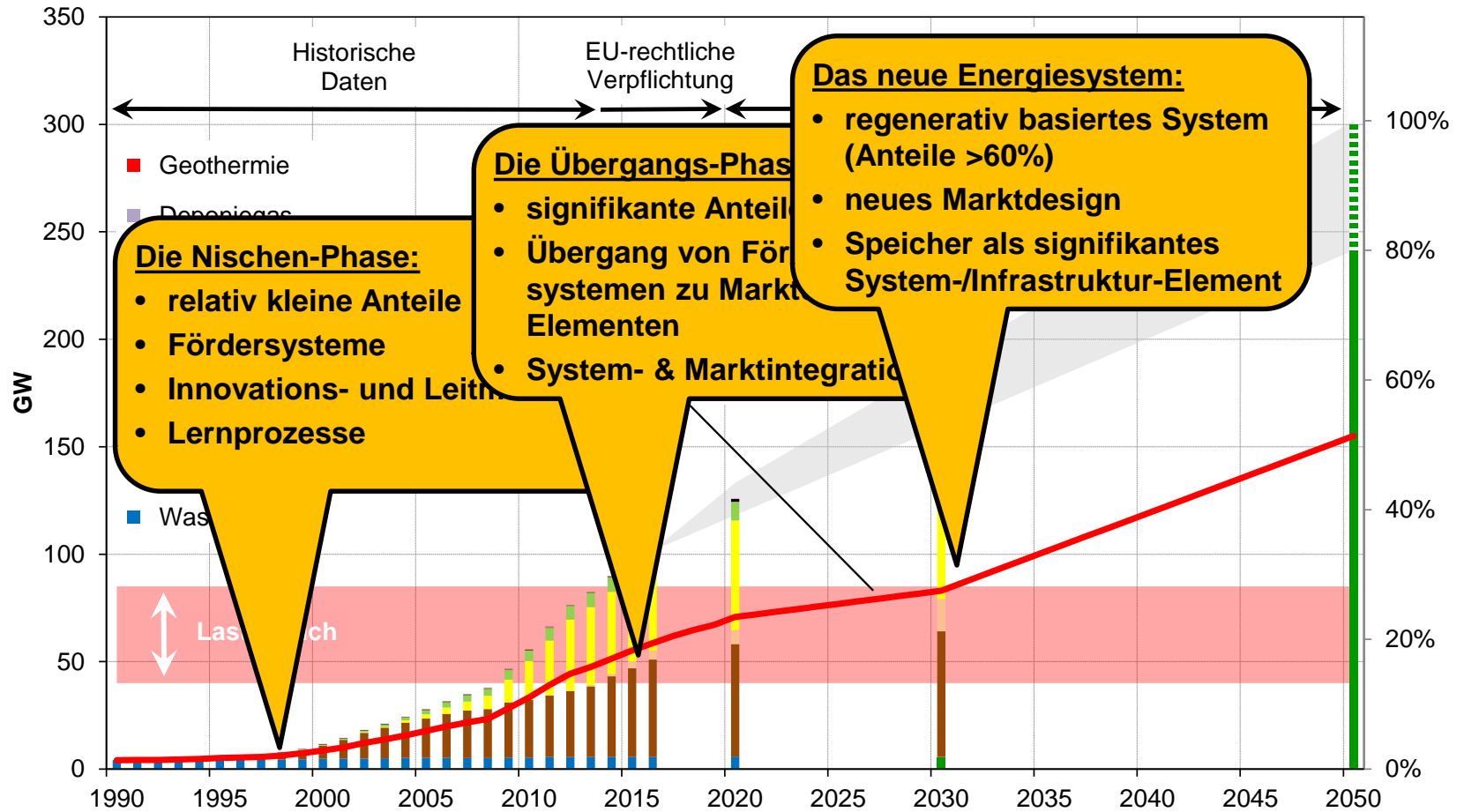
- **Kritische Restriktionen in neuer Komplexität**
 - nutzbare Potenziale für (regenerative) Stromerzeugung – und Flexibilitätsoptionen – im räumlichen Kontext: wichtige Rolle
 - Kosten (Gesamt-Systemkosten): wichtig, im Zeitverlauf aber tendenziell abnehmende Rolle
 - Flächen-Inanspruchnahme: tendenziell zunehmende Rolle, indirekte Effekte (durch die Stromerzeugung treibende Ansätze – z.B. strikt zelluläre Ansätze) gewinnen an Bedeutung
 - (politische und öffentliche) Akzeptanz: tendenziell zunehmende Rolle
 - übergeordnetes Governance-Modell, z.B. EU-Binnenmarkt: zunehmend an Bedeutung gewinnende Rahmenbedingung
 - aktive Regionalisierungssteuerung als neue Aufgabe
- **Narrative zu Dezentralität/Regionalisierung reichen nicht, es bedarf quantitativer Gesamt-Analysen**
 - z.B. die Metastudie „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“



- **Zunehmende Dezentralität im Stromsystem ist eine Realität, bleibt aber mit Blick auf die Wechselwirkungen mit den verschiedenen, realweltlich sehr wichtigen Regelungsbereichen (Marktmodell, Netzausbau etc.) meist unscharf**
- **Dezentrale Optimierungsansätze (zellulare Konzepte, Regionalmärkte) hängen maßgeblich vom Zuschnitt der „Zellen“ ab. Aus Potenzialsicht haben relativ klein zugeschnittene „Zellen“ klare Grenzen**
- **Kosten, Flächenverbrauch & Passfähigkeit zum regulativen Rahmen (sowie die entsprechende Robustheit) sind kritische Aspekte**
 - Relevanz der Kostenunterschiede nimmt im Zeitverlauf wohl ab
 - Flächenverfügbarkeit wird die zentrale Restriktion
 - Kompatibilität des Koordinierungs- (Markt-) Modells mit dem übergeordneten regulatorischen Rahmen bildet eine zentrale Rahmenbedingung
- **Der zeitliche Rahmen und die Sequenzen der unterschiedlichen Weiterentwicklungen/Restriktionen dürfen nicht ignoriert werden**

Der Übergang zum regenerativen Stromsystem

Phasenorientierte Ansätze sind notwendig



Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Felix Chr. Matthes
Energy & Climate Division
Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
f.matthes@oeko.de
www.oeko.de
twitter.com/FelixMatthes

