

Symposium EnergiInnovation 2014

National-strategischer Netzausbau im europäischen Hochspannungsnetz

Daniel Huppmann, Jonas Egerer
Graz, 13. Februar 2014

Agenda

1. Einleitung & Fragestellung
2. Ein dreistufiges Modell für national-strategischen Netzausbau
3. Ein illustratives Beispiel
4. Zusammenfassung & Ausblick

Was bedeutet „optimal“ im Kontext von Netzausbau?

Der Standardansatz

- Maximiere Konsumentenrente, Engpassrente und Erzeugerprofite abzüglich der Ausbaukosten
- Kann als Optimierungsmodell mit Standardsoftware gelöst werden

Drei Einschränkungen (im europäischen Kontext)

- Ignoriert Verteilungsaspekte zwischen Regionen
Netzausbau unterliegt nationaler Entscheidungsgewalt
- Impliziert gleiche Gewichtung der drei Interessensgruppen
Regulierer setzen u.U. unterschiedliche Prioritäten
- Abstrahiert von Umverteilungseffekten
Netznutzungsgebühren beeinflussen die Nachfrage

Hoher Bedarf an Netzausbau

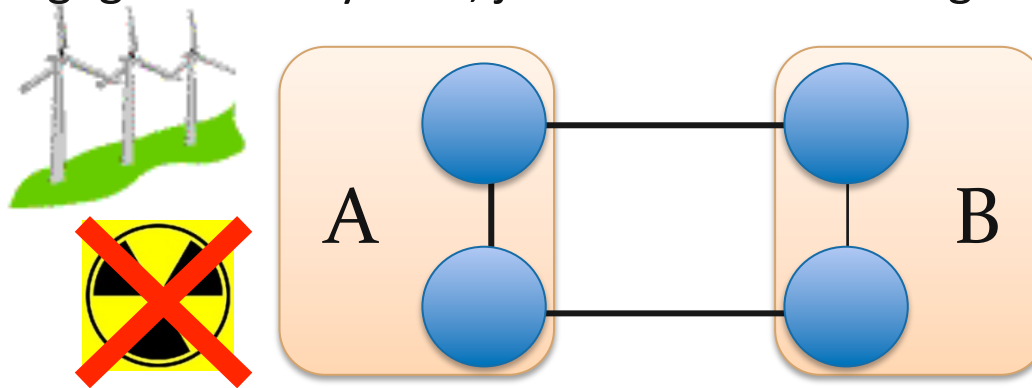
- Verschiebung im Erzeugungspark durch Erneuerbare
- Einführung von “market coupling” erfordert mehr Übertragungskapazität zwischen Märkten

(Regulierte) Finanzierung von Netzausbau

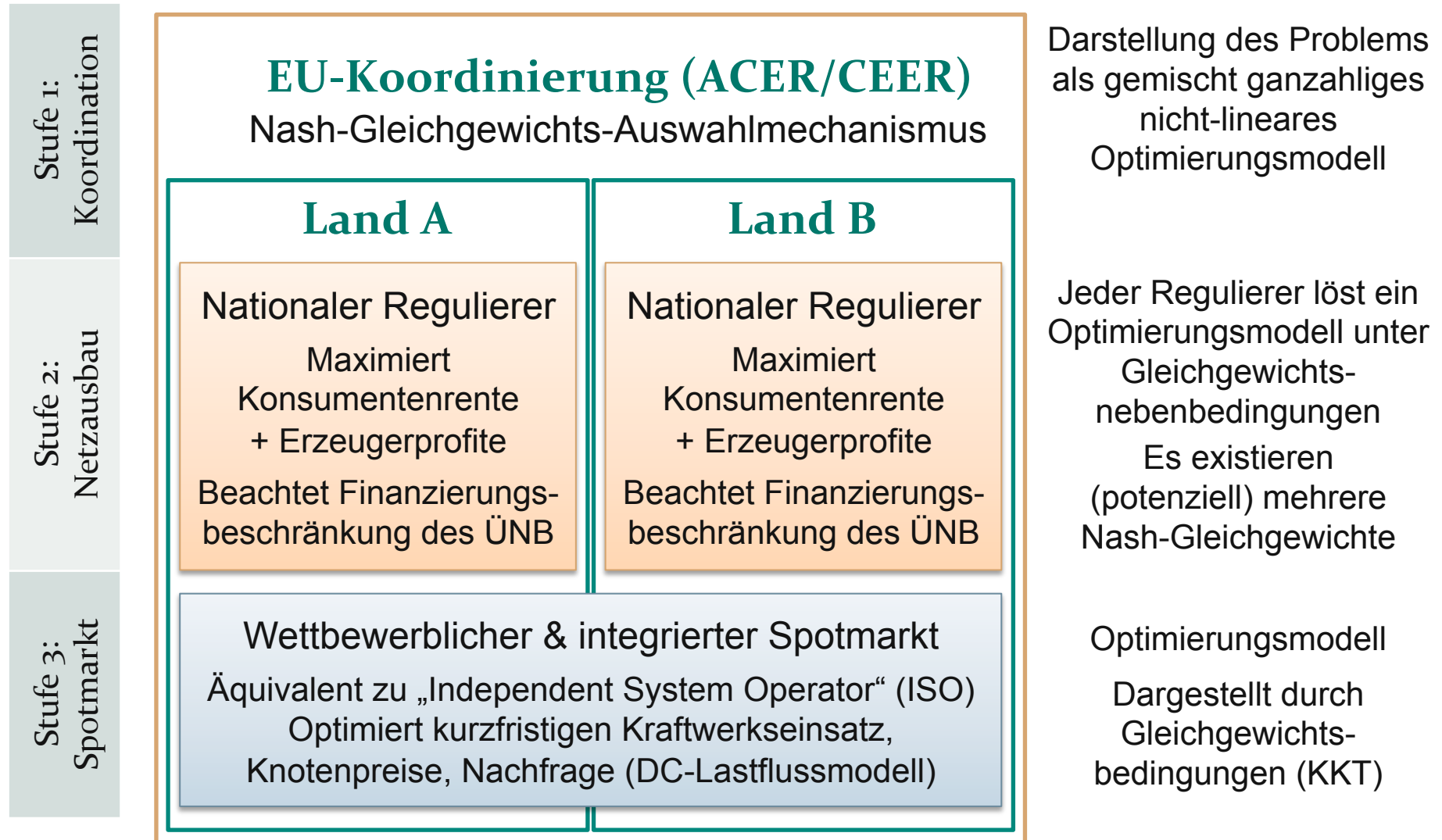
- Die kurzfristige Einsatzplanung von Kraftwerken sichert den ÜNB keine ausreichenden Erträge durch Engpassrenten
- Netznutzungsentgelte werden durch den Regulierer festgelegt und garantieren den ÜNB die Refinanzierung von Investitionen

Ein dreistufiges Modell für national-strategischen Netzausbau

- Wir nehmen ein simples 2-Länder-Netz an:
 - Land A: hohe Last im Süden, wenig Last im Norden
 - Land B: mittlere Last, schwache interne Übertragungskapazität
 - Ausgeglichenes System, jeder Knoten weitestgehend autark



- Veränderung in Land A:
 - Abschaltung günstiger Erzeugungskapazität im Süden
 - Installation günstiger Kapazität im Norden
- ➡ Effiziente Nutzung erfordert Leitungsausbau, auch in Land B



- **Drei Fälle zum Vergleich**

- Kein Netzausbau

- Standardwohlfahrt der gesamten Region

Konsumentenrente + Erzeugerprofite + Engpassrenteprofite - Ausbaukosten

- National-strategischer Ausbau

nationale Konsumentenrente + Erzeugerprofite

Nebenbedingung: ÜNB macht keinen finanziellen Verlust

- **Vereinfachende Annahmen**

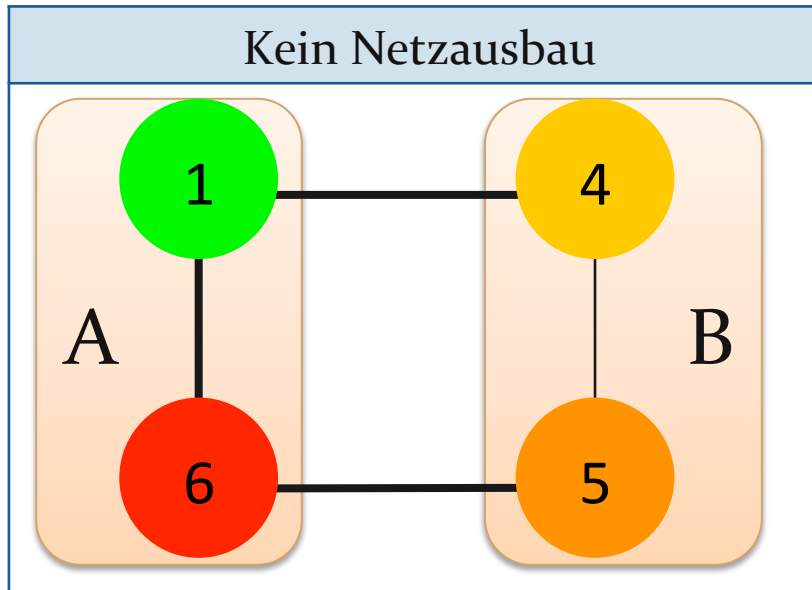
- Knotenpreise (als Darstellung von Redispatch)

- Die Kosten für alle grenzüberschreitenden Leitungen werden zu 50:50 geteilt

Ein illustratives Beispiel

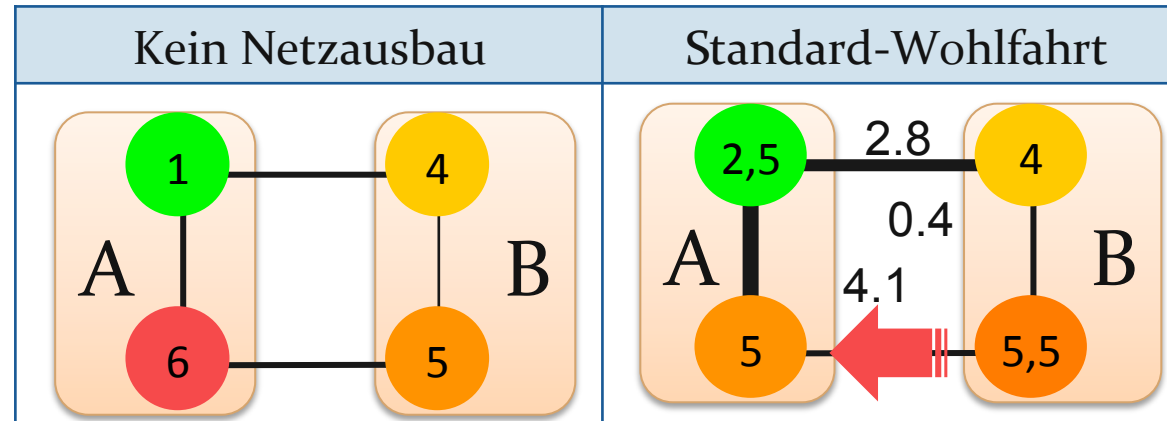
3

Ein illustratives Beispiel – Kein Netzausbau vs. Standard-Wohlfahrt



3

Ein illustratives Beispiel – Zwei alternative Nash-Gleichgewichte

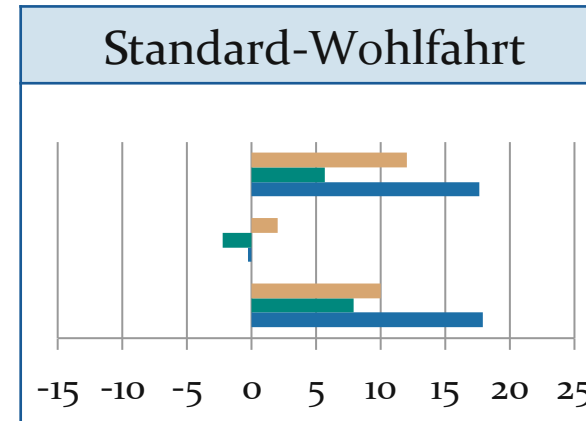


3

Ein illustratives Beispiel – Zwei alternative Nash-Gleichgewichte

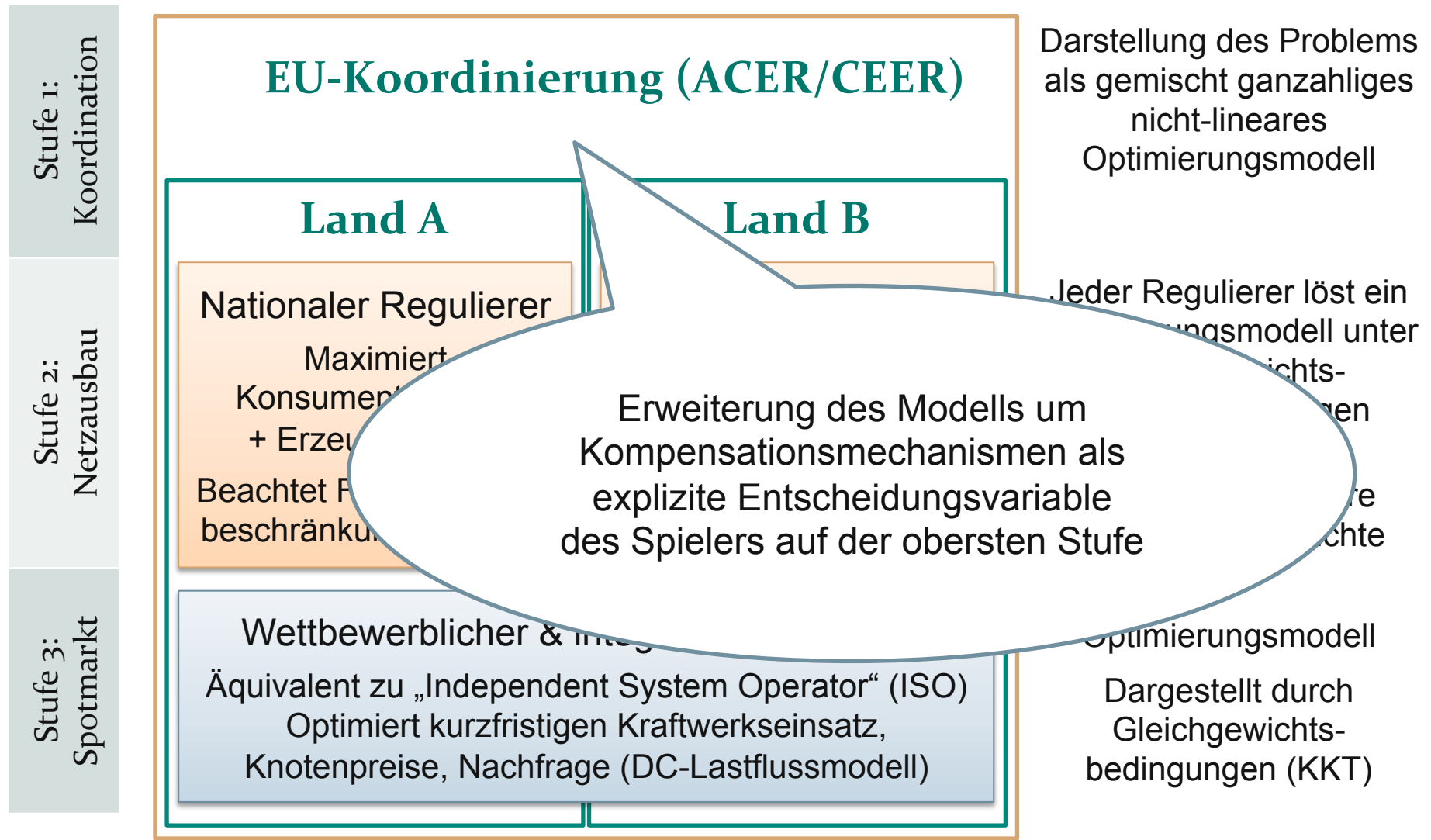
Wohlfahrtsveränderung jeweils
relativ zu “Kein Netzausbau”

- Erzeugerprofite
- Konsumentenrente
- Wohlfahrt (C+G)



Zusammenfassung & Ausblick

- Netzausbauplanung nach “Standard-Wohlfahrtsmaximierung” führt zu einer Umverteilung zwischen Marktteilnehmern und über nationale Grenzen hinweg
- Dies wird von vielen Modellen nicht berücksichtigt oder nur ex-post analysiert
- Ohne geeignete und adäquat dotierte Kompensationsmechanismen (Stichwort: ITC, EU COM Regulierung 838) könnte es dazu kommen, daß nationale Regulierer aus Systemsicht zu wenig investieren
- In mehrstufigen Spielen mit Kapazitätstrestriktionen gibt es im Allgemeinen eine Vielzahl von Nash-Gleichgewichten



Thank you very much for your attention!



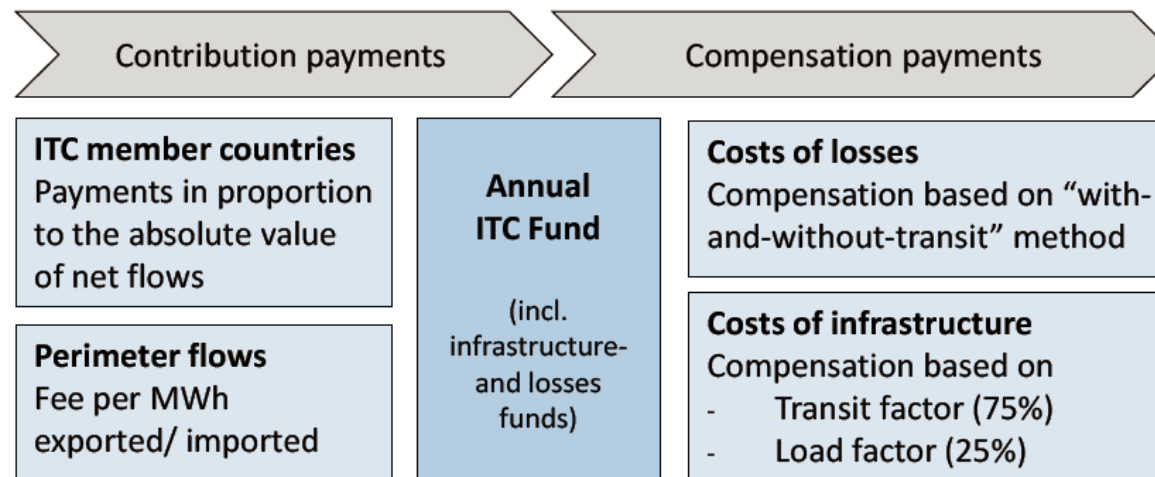
**DIW Berlin — Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.**
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
www.diw.de

Daniel Huppmann
dhuppmann@diw.de

The Inter TSO compensation (ITC) mechanism

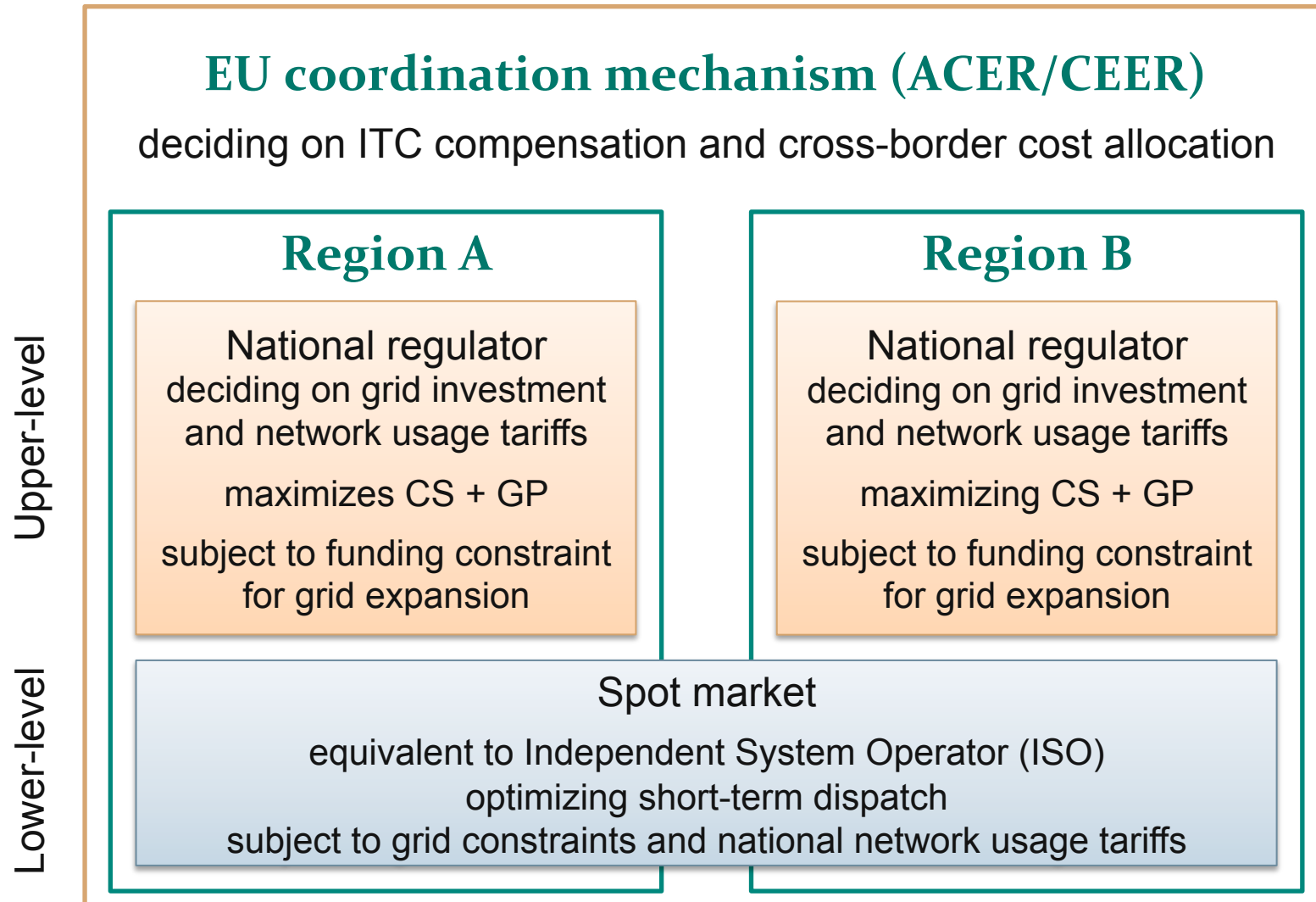
- Shall provide for compensation of hosting cross-border flows:
 - a) for the costs of losses
 - b) for the costs of making infrastructure available – long run average incremental costs (LRAIC)

Source: EC Regulation 838/2010.



Source: Ruester et al. (2012).

- Volume of ITC fund: 100M €/year → irrelevant for LRAIC
- Current design → unclear how the ITC motivates investment



Solution strategy:

Following Ruiz, Conejo & Smeers, 2012

- Independent System Operator (short-term dispatch)
Reformulate quadratic welfare maximization problem using strong duality
- Game between regulators (setting line capacity expansion)
Derive first-order (KKT) conditions of each regulator's problem with lower-level equilibrium constraints (EPEC), yields a Generalized Nash game (GNE)
- Add upper-level objective function as equilibrium selection tool
Use disjunctive constraints to reformulate EPEC, solve as Mixed Integer Quadratically Constrained Problem (MIQCP)

Problems:

- Convexity of each regulators problem? *No*
- Existence and uniqueness of equilibrium? *Don't know...*

Transmission planning from national TSO perspective

- Congestion rents → limited share of the infrastructure costs, remaining network costs recovered by national transmission tariffs
- Currently no functioning ITC ex-ante cost allocation (no functioning cost-benefit allocation)

National decisions:

- Generation (G) versus Load (L) component in the transmission tariff
- National transmission investment planning

European level:

- TEN-E projects / Projects of common interest (funding)
- Ten year network development plan (TYNDP)

→ **National investments/tariffs not system optimal**

Introduction

- Research question: Transmission planning
- Welfare optimal planning of transmission expansion

- DC Load Flow model with welfare maximization:

$$\max_{\tau, \mathbf{g}_{n,s,t}, \mathbf{q}_{n,t}} W = \sum_{n,t} \uparrow [\mathbf{A}_{n,t} * \mathbf{q}_{n,t} + 0.5 * \mathbf{M}_{n,t} * \mathbf{q}_{n,t} \uparrow^2] - \sum_{s \uparrow} (g_{n,s,t})$$

$$|\mathbf{flow}_{ac} \downarrow_{ac,t}| \leq \mathbf{Flow}_{AC_max} \downarrow_{ac}$$

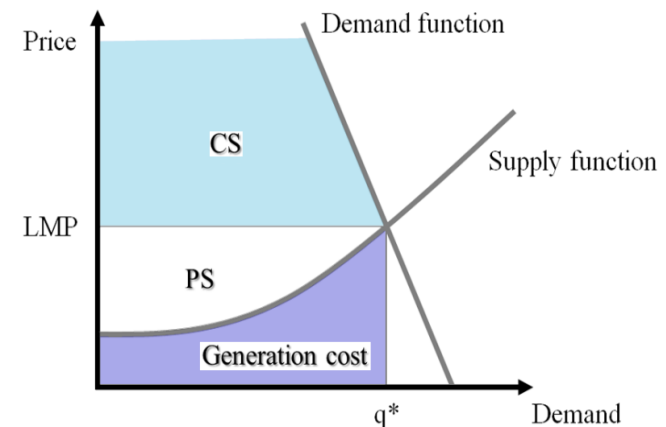
$$\mathbf{flow}_{ac} \downarrow_{ac,t} = \sum_{n \uparrow} (\mathbf{H} \downarrow_{ac,n} * \mathbf{delta} \downarrow_{n,t})$$

$$|\mathbf{flow}_{dc} \downarrow_{dc,t}| \leq \mathbf{Flow}_{DC_max} \downarrow_{dc}$$

$$g_{n,s,t} \leq G_{max} \downarrow_{n,s} * \mathbf{Availability} \downarrow_{n,s,t}$$

$$\sum_{t=1}^{\uparrow m} (g_{n,s,t}) \leq \mathbf{Res} \downarrow_n * G_{max} \downarrow_{n,s} * m$$

$$\sum_{s \uparrow} g_{n,s,t} - \mathbf{demand} \downarrow_{n,t} - \mathbf{ac_input} \downarrow_{n,t} - \mathbf{dc_input} \downarrow_{n,t} = 0$$



References

- EC (2010): Commission Regulation (EU) No 838/2010 of 23 September 2010 on laying down guidelines relating to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging.
- Ruester, S., C. Marcantonini, X. He, J. Egerer, C.v. Hirschhausen, and J.-M. Glachant (2012): EU involvement in electricity and natural gas transmission grid tariffication. THINK report.

European
coordinatorTransmission grid
investment

Spot market

**Independent System
Operator**
optimizing dispatch
subject to grid constraints
(DC load flow power model)

Spot market
equivalent to ISO
optimizing short-term
dispatch
subject to grid constraints
(DC load flow power model)

Spot market
equivalent to ISO
optimizing short-term
dispatch
subject to grid constraints
(DC load flow power model)