

Die Reform der ARegV aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber

Workshop zur Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze



Berlin 10.10.2019 , TenneT TSO GmbH

Dr. Ingo Schmidt

Agenda

1. TenneT auf einen Blick
2. Rechtlicher Rahmen einer ARegV-Novelle
3. Herausforderungen für einen Investitionsrahmen
4. Herausforderungen für Redispatch
5. Fazit



1. TenneT auf einen Blick

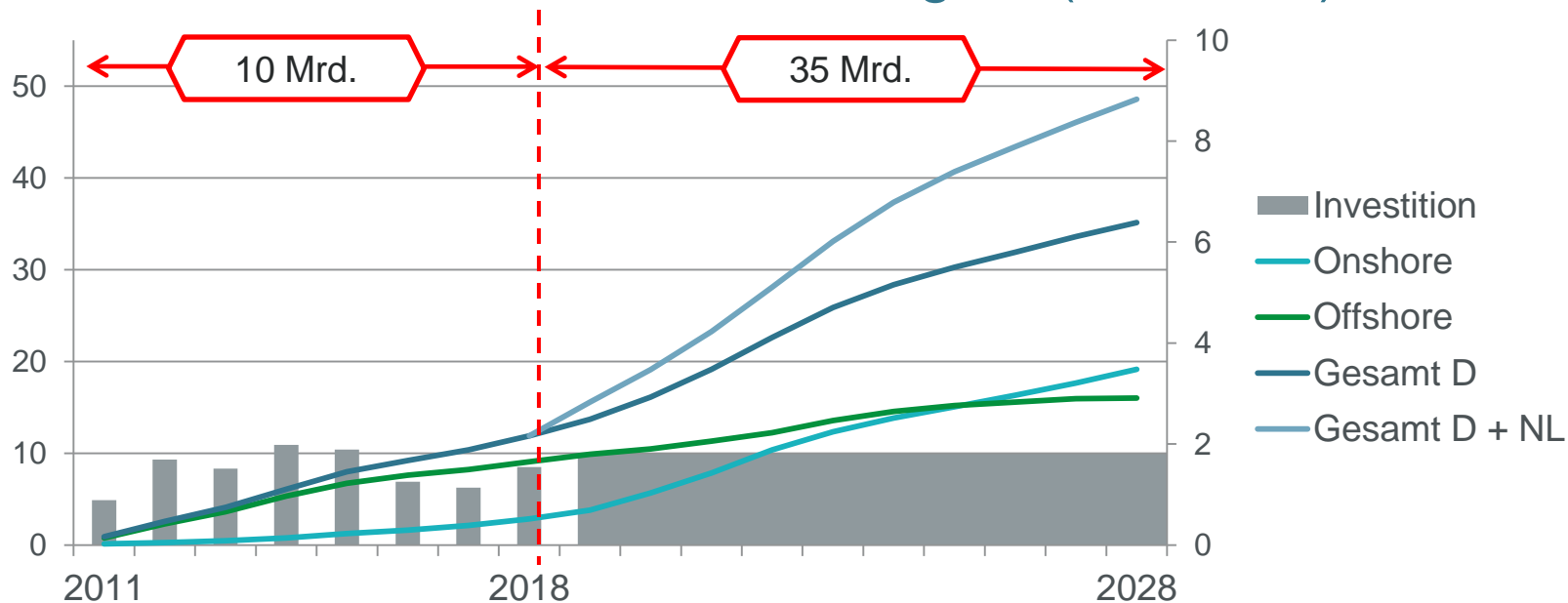
TenneT spielt als ÜNB eine zentrale Rolle in der Energiewende





1. TenneT auf einen Blick

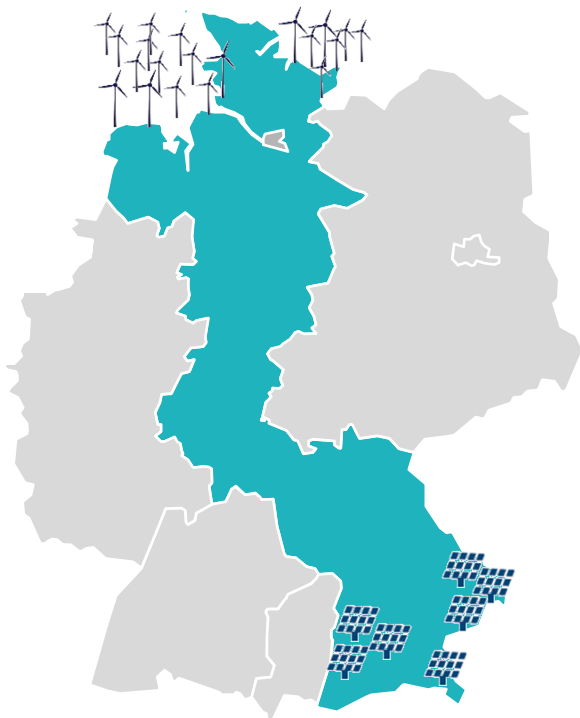
Investitionen in erneuerbare Energien (in Mrd. €)



TenneT ist der größte ÜNB und private Investor in die deutsche Energiewende



1. TenneT auf einen Blick



	TenneT	Gesamt	Anteil TenneT
Anlagenanzahl	766.000 Stk.	1.500.000 Stk.	51,1 %
EEG-Vergütung	12,2 Mrd. €	25,0 Mrd. €	48,7 %
EEG-Menge	90.000 GWh	195.000 GWh	46,2 %

* Stand 2018

TenneT ist als ÜNB am stärksten exponiert hinsichtlich volatiler EE-Einspeisung



2. Rechtlicher Rahmen einer ARegV-Novelle

ARegV – Was bisher geschah...

- 2016: Strommarktgesetz: neue Pflichten für ÜNB
ARegV-Novelle: Einführung des Kapitalkostenabgleich und Effizienzbonus für VNB; projektspezifischer Ersatzanteil bei Investitionsmaßnahmen
- 2017: NEMoG: Vereinheitlichte ÜNB-Netzentgelte; Überführung der Offshore-Kosten aus den Netzentgelten in die Offshore-Netzumlagen
- 2018: StromNEV-Anpassung: einheitliche ÜNB-Netzentgelte
- 2019: StromNEV/ARegV: Abschaffung Investitionsmaßnahmen und OPEX-Pauschale für Offshore; Spreizung OPEX-Pauschale für Onshore-Investitionsmaßnahmen
NABEG 2.0; Beschleunigungsmaßnahmen Netzausbau; Integration von Einspeisemanagement in Redispatch

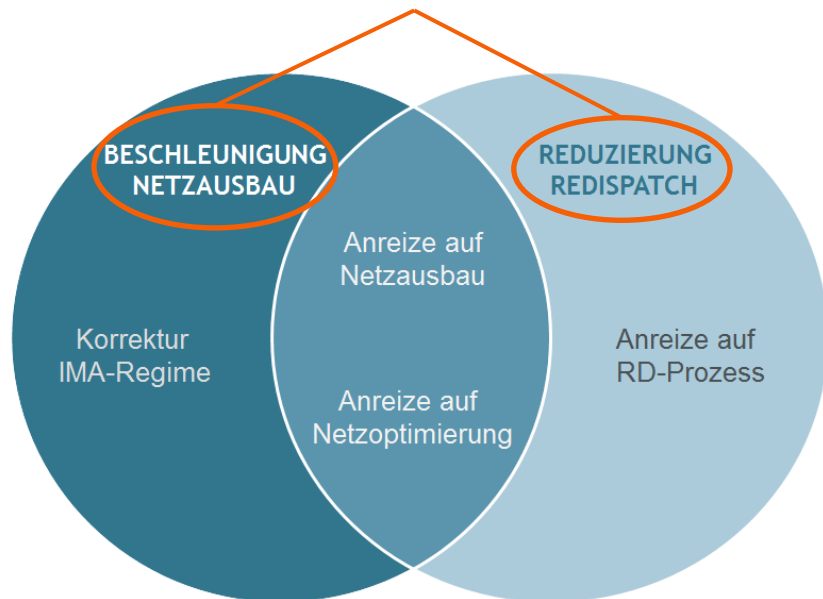


Häufige Änderungen des Rechtsrahmens stehen im Konflikt zum Interesse internationaler Kapitalgeber an einem langfristig stabilen und prognostizierbaren Regulierungssystem

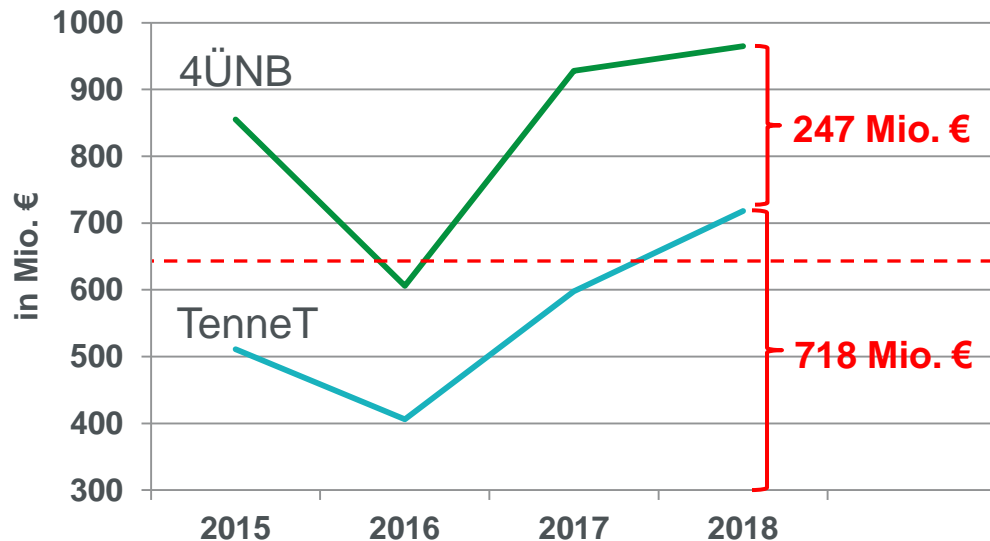


2. Rechtlicher Rahmen einer ARegV-Novelle

Schwerpunkte der Novelle 2020



Entwicklung Engpasskosten*



*ausschließlich Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch

Parallele Anpassungen des Investitionsrahmens und der Regulierung von Engpasskosten bergen die Gefahr von „Doppelanreizungen“ und Widersprüchen

2. Rechtlicher Rahmen einer ARegV-Novelle



§ 11 Abs. 1 EnWG: Diskriminierungsfreie
Netzanschlussverpflichtung
§ 11 Abs. 1 EEG:EE-Vorrang

Umweltverträglichkeit

§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG: Effizienzvorgaben
müssen erreichbar und übertreffbar sein



§ 21a Abs. 4 S. 6 EnWG: Effizienzvorgaben
nur für beeinflussbare Kostenanteile



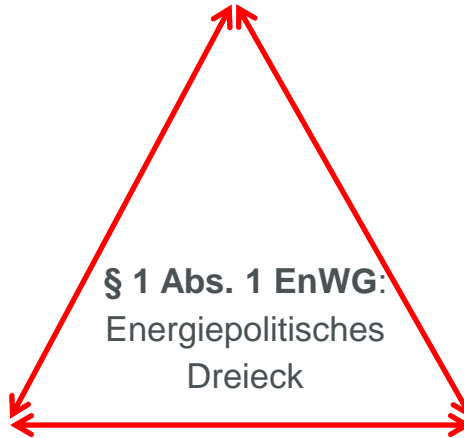
§ 21 Abs. 2 EnWG: angemessene
Verzinsung

Wirtschaftlichkeit

§ 1 Abs. 1 EnWG:
Energiepolitisches
Dreieck

§ 11 Abs. 1 EnWG: Betrieb eines sicheren
zuverlässigen und leistungsfähigen
Energieversorgungsnetzes
§ 12 EEG: Netzausbauverpflichtung

Versorgungssicherheit



Notwendigkeit der Berücksichtigung der Grundsätze des § 1 Abs. 1 EnWG



2. Rechtlicher Rahmen einer ARegV-Novelle

Anforderung an einen rechtlichen Rahmen

- Gewährleistung der Systemsicherheit
- Verhinderung der Ungleichbehandlung zwischen Netzbetreibern (hoher EE-Anteil vs. geringer EE-Anteil)
- Eliminierung von exogenen Einflüssen auf Redispatch, Netzausbau und Netzoptimierung und Berücksichtigung der tatsächlichen Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber
- Vermeidung von ökonomischen Fehlanreizen
- Gleichmäßige Verteilung von Chancen und Risiken
- Investitions- und Planungssicherheit für Netzbetreiber und externe Investoren
- Vertrauensschutz und Übergangsregelungen (Grandfathering)

Rechtlicher Rahmen engt Spielraum des Verordnungsgebers stark ein



3. Herausforderungen für einen Investitionsrahmen

Aktuelle Rahmenbedingungen

- Widerspruch zwischen notwendigem Netzausbau ↔ Investitionsklima:
 - Netzanbindungsverpflichtung vs. Akzeptanz des Netzausbaus
 - Neue technologische Herausforderungen und politische Vorgaben z. B. HGÜ-Projekte, E-Mobilität oder Aufrechterhalten freier Übertragungskapazitäten für den Stromhandel (Clean Energy Package: 70%-Ziel), welche aktuell noch nicht abschätzbar sind
 - Hoher Kapitalbedarf zur Realisierung der politisch gewollten Energiewende
 - Stetige Anpassung und Verschlechterung des Regulierungsrahmens

Dilemma zwischen hohem Kapitalbedarf und Rahmenbedingungen für Investitionen in die Energiewende



3. Herausforderungen für einen Investitionsrahmen

Bisherige Entwicklungen

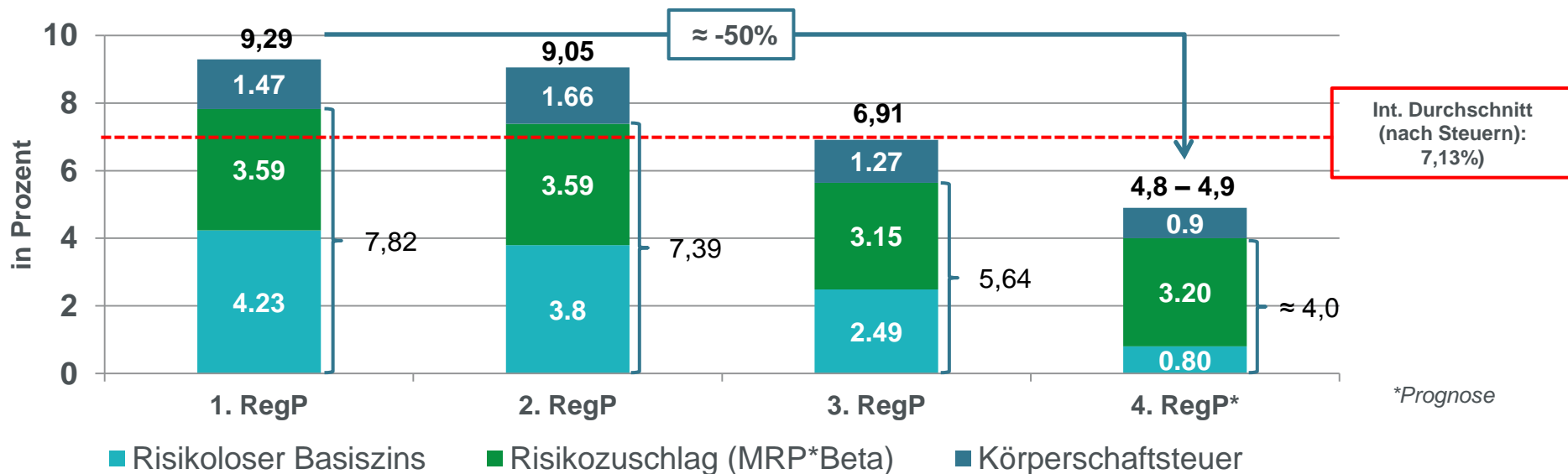
- Anpassungen des Verordnungsgebers
 - Weitreichende Änderung des Regulierungsrahmens für Offshore
 - Änderung der OPEX-Pauschale für Onshore-IMA
 - Einführung projektspezifischer Ersatzanteile bei Onshore-IMA
- Behördliche Eingriffe und Kürzungsrisiken
 - Teilbefristung von Investitionsmaßnahmen
 - Diskussion zu Referenzzinsen vs. tatsächlichen Zinsen für Fremdkapital
- „Zinsloch“ und umstrittene Festlegungen EK-Zins und xgen

Investitionsbedingungen haben sich im Zeitablauf stetig verschlechtert



3. Herausforderungen für einen Investitionsrahmen

EK-Zinssatz: Historie und Ausblick auf die 4. Reg.periode



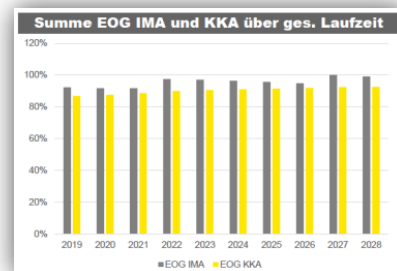
EK I: Aktuelle Festlegung 1,5%-P. unter internationalem Durchschnitt



3. Herausforderungen für einen Investitionsrahmen

Aktueller Diskussionsstand

- IMA-Regime bzgl. der Geschwindigkeit des Netzausbaus analysiert
- Vorläufiger Befund des BMWi-Gutachters BET/EY
 - Leichter Renditevorteil von IMA ggü. Kapitalkostenabgleich (KKA) auf Basis gesetzter Annahmen
 - Jedoch kein Anreiz für Investitionsverzögerungen
- Sicht der ÜNB
 - Bei sachgerechter Betrachtung (Diskontierung nach Steuern, Einbeziehung realistischer Ersatzanteil) bestehen keine Fehlanreize
 - Insbesondere keine ungerechtfertigten Renditevorteile beim IMA-Regime erkennbar



Investitionsrahmen sollte während der Rushhour der Energiewende stabil sein



3. Herausforderungen für einen Investitionsrahmen

Stimmen von Investoren und Kapitalmarktberatern

Erweiterung der **Netzinfrastruktur** in Deutschland für die Energiewende von essenzieller Bedeutung.

*Diamond Germany 1 Transmission GmbH
Diamond Germany 2, Transmission GmbH
Copenhagen Infrastructure Partners*

Bis 2025 stammen mehr als **60%** der vorhandenen Kapazitäten aus **erneuerbaren Energien**.

PwC, 2015

Komplexität und **Investitionsgröße** beeinflussen die **Fungibilität** von Beteiligungen.

*Diamond Germany 1 Transmission GmbH
Diamond Germany 2, Transmission GmbH
Copenhagen Infrastructure Partners*

Langfristige Kontinuität ist wesentlich für die Bewertung von Investitionsprojekten.

*Diamond Germany 1, Transmission GmbH
Diamond Germany 2, Transmission GmbH
Copenhagen Infrastructure Partners*

Stabilität und **Verlässlichkeit** des deutschen Regulierungsrahmens sind **substanziell**.

*TenneT Offshore 1. Beteiligungsgesellschaft mbH,
TenneT Offshore 9. Beteiligungsgesellschaft mbH.*

Vorhersehbarkeit ist ein zentrales Anliegen der Anleger bezüglich auftretender Risiken von großen Investitionsprogrammen.

PwC, 2015.

Deutsche Netzbetreiber sind für Investitionen auf **institutionelles Kapital** angewiesen.

*Diamond Germany 1 Transmission GmbH
Diamond Germany 2, Transmission GmbH
Copenhagen Infrastructure Partners*

Anteilseigner sind mit einer **Unstetigkeit des Regulierungsrahmens** konfrontiert.

*TenneT Offshore 1. Beteiligungsgesellschaft mbH,
TenneT Offshore 9. Beteiligungsgesellschaft mbH.*



4. Herausforderungen für Redispatch

- Systemsicherheit
- Hindernisse des Netzausbaus
- EE-Zubau + Anschlusspflicht

- Einbindung im europäischen Verbundnetz
- Schwieriger Ursache-Wirkungs-Zusammenhang
- VNB-ÜNB-Verhältnis

- Wahl der wirtschaftlichsten Alternative (Ausnahme EE-Vorrang/EisMan)
- Netzoptimierungen (z.B. FLM)
- Forschungsprojekte (InnoSys 2030, SINTEG)

Redispatch nur minimal endogen beeinflussbar

Redispatch kaum dem einzelnen ÜNB zurechenbar

Redispatch-Kosten schon heute wirksam minimiert

Redispatch – Herausforderung für ÜNB und Regulierung



4. Herausforderungen für Redispatch

Redispatch – Diskussionsstand Modelle Consentec

Budgetprinzip

- Festes Budget für eine Regulierungsperiode
- Kein Plan-Ist-Abgleich
- Einbezug wesentlicher Einflussfaktoren

Sliding Scale

- Festlegung jahresspezifischer Referenzwerte
- Plan-Ist-Abgleich einschl. Anreizfunktion
- Teilweiser Ausschluss exogener Faktoren

Selbstbehalt mit Ausschüttung

- Prozentualer Selbstbehalt aller ÜNB geht in gemeinsamen Topf
- Ausschüttung nach Zielerreichung bei Netzausbau

- komplexe Budgetbestimmung
- exogene Faktoren kaum abzuschätzen
- Erreichbarkeit zufällig
- starker Druck auf die Systemführung
- Fehlanreiz Netzausbau bis nach Budgetfestlegung zu verzögern
- Optimierung auf Kosten anderer ÜNB möglich

- u.U. reine Malus-Regelung
- Auch Netzausbau stark exogen beeinflusst
- starker Fehlanreiz im Verhältnis ÜNB–ÜNB
- Höheres Risiko für Netzbetreiber mit hoher EE-Quote

Alle Ansätze bieten Anlass zur Kritik. ÜNB erarbeiten konstruktiven Vorschlag



5. Fazit

- Die **ÜNB** nehmen eine **zentrale Rolle** bei der Umsetzung der **Energiewende** wahr. **TenneT** ist als **größter ÜNB und Investor** am stärksten betroffen von volatiler EE-Einspeisung
- Die **Notwendigkeit** eines erheblichen **Netzausbaus** in Deutschland ist aufgrund eines signifikanten Anstiegs von EE-Anlagen und Nord-Süd-Lastflüssen unbestritten
- Die **Finanzierung der** erheblichen **Investitionen** in die Energiewende ist **nur mit** einem ungehinderten Zugang zum **internationalen Kapitalmarkt** möglich. **Investoren erwarten** einen langfristig **stabilen und verlässlichen** **Regulierungsrahmen**
- Dies steht im Widerspruch zu einem **sich stetig ändernden und schwer prognostizierbaren regulatorischen Rahmen** und einer de facto **zunehmenden Verschlechterung der Investitionsbedingungen** im Zeitablauf
- Aktuell diskutierte **Ansätze zur Begrenzung von Redispatch** weisen erhebliche Kritikpunkte auf. Änderungen sollten **gemeinsam mit den ÜNB** weiterentwickelt werden
- **§ 1 Abs. 1 EnWG** bietet auch für die ARegV-Novelle 2020 einen **geeigneten Rahmen**

Netzausbau und Energiewende als gesamtgesellschaftliche Aufgabe werden nur im Miteinander von Politik, Gesellschaft und Energiebranche gelingen

Disclaimer

Haftung und Urheberrechte TenneTs

Diese PowerPoint-Präsentation wird Ihnen von der TenneT TSO GmbH („TenneT“) angeboten. Ihr Inhalt, d.h. sämtliche Texte, Bilder und Töne, sind urheberrechtlich geschützt. Sofern TenneT nicht ausdrücklich entsprechende Möglichkeiten bietet, darf nichts aus dem Inhalt dieser PowerPoint-Präsentation kopiert werden, und nichts am Inhalt darf geändert werden. TenneT bemüht sich um die Bereitstellung korrekter und aktueller Informationen, gewährt jedoch keine Garantie für ihre Korrektheit, Genauigkeit und Vollständigkeit.

TenneT übernimmt keinerlei Haftung für (vermeintliche) Schäden, die sich aus dieser PowerPoint-Präsentation ergeben, beziehungsweise für Auswirkungen von Aktivitäten, die auf der Grundlage der Angaben und Informationen in dieser PowerPoint-Präsentation entfaltet werden.



www.tennet.eu

TenneT ist einer der führenden Übertragungsnetzbetreiber in Europa. Mit rund 23.000 Kilometern Hoch- und Höchstspannungsleitungen in den Niederlanden und Deutschland bieten wir eine zuverlässige und sichere Stromversorgung für 41 Millionen Endverbraucher. Wir erzielen mit rund 4.500 Mitarbeitern einen Umsatz von 4,2 Mrd. Euro. Gleichzeitig sind wir einer der größten Investoren in nationale und grenzübergreifende Übertragungsnetze an Land und auf See, die die nordwesteuropäischen Strommärkte verbinden und die Energiewende ermöglichen. Als verantwortungsbewusstes, engagiertes und vernetztes Unternehmen handeln wir dabei mit Blick auf die Bedürfnisse der Gesellschaft.

Taking power further

