

Europäische Entwicklungsprozesse On- und Offshore für Netzplanung und Systemführung mit Beispielen aus der Nordseeregion

IEWT 2023, 16 February 2023



Antje Orths (Energinet) & Bernd Klöckl (50 HzT / TU Wien)

ENERGINET

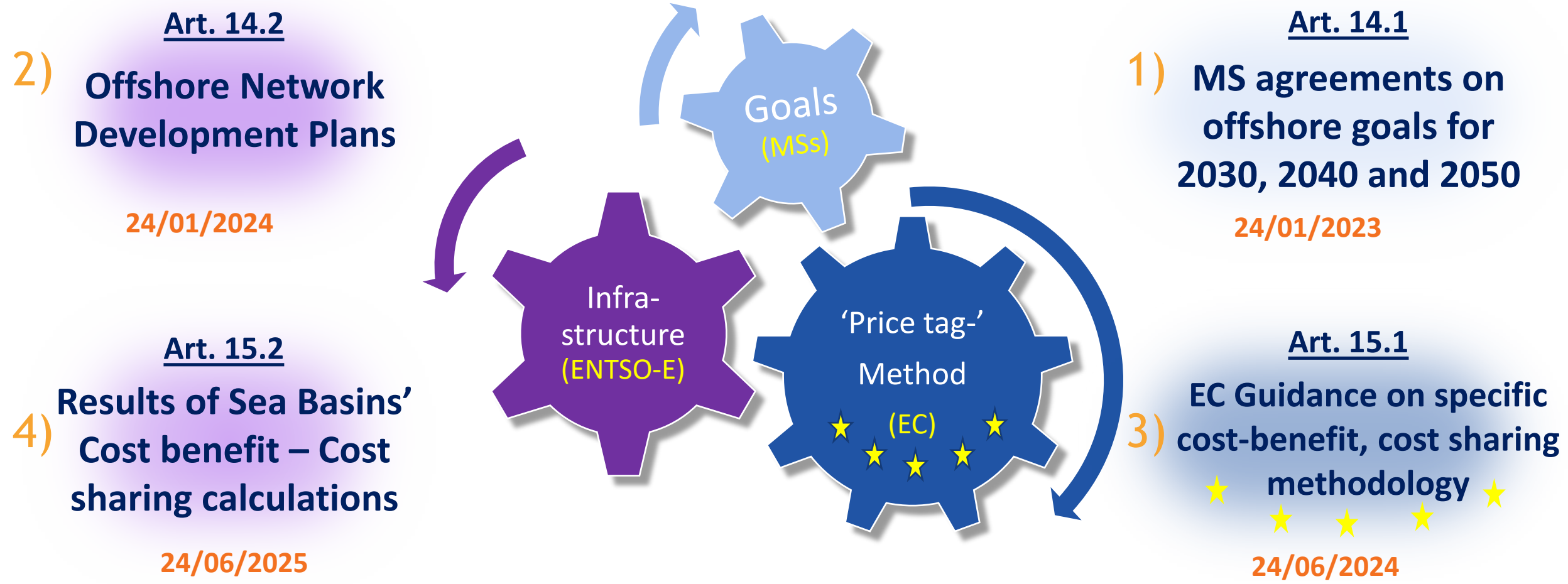


AGENDA

1. Entscheidungshorizonte eines Übertragungsnetzbetreibers
2. Politischer Kontext auf EU-Ebene
3. Der europäische TYNDP
4. Offshore – Netzentwicklung
5. Nationale Netzentwicklungspläne am Beispiel Deutschland
6. Netzführung im realen Netz
7. Ausblick auf 100% EE-Netze vor dem Hintergrund der derzeitigen Entwicklungen
8. Erreichen wir die Klimaziele?

Revised TEN-E: Enabling infrastructure development

TEN-E regulation
(EU) 2022/869



Offshore Network Development Plans: Think European, Coordinate Regionally!



ENTSO-E to develop Offshore Network Development Plans (part of the TYNDP) by January 2024

2030



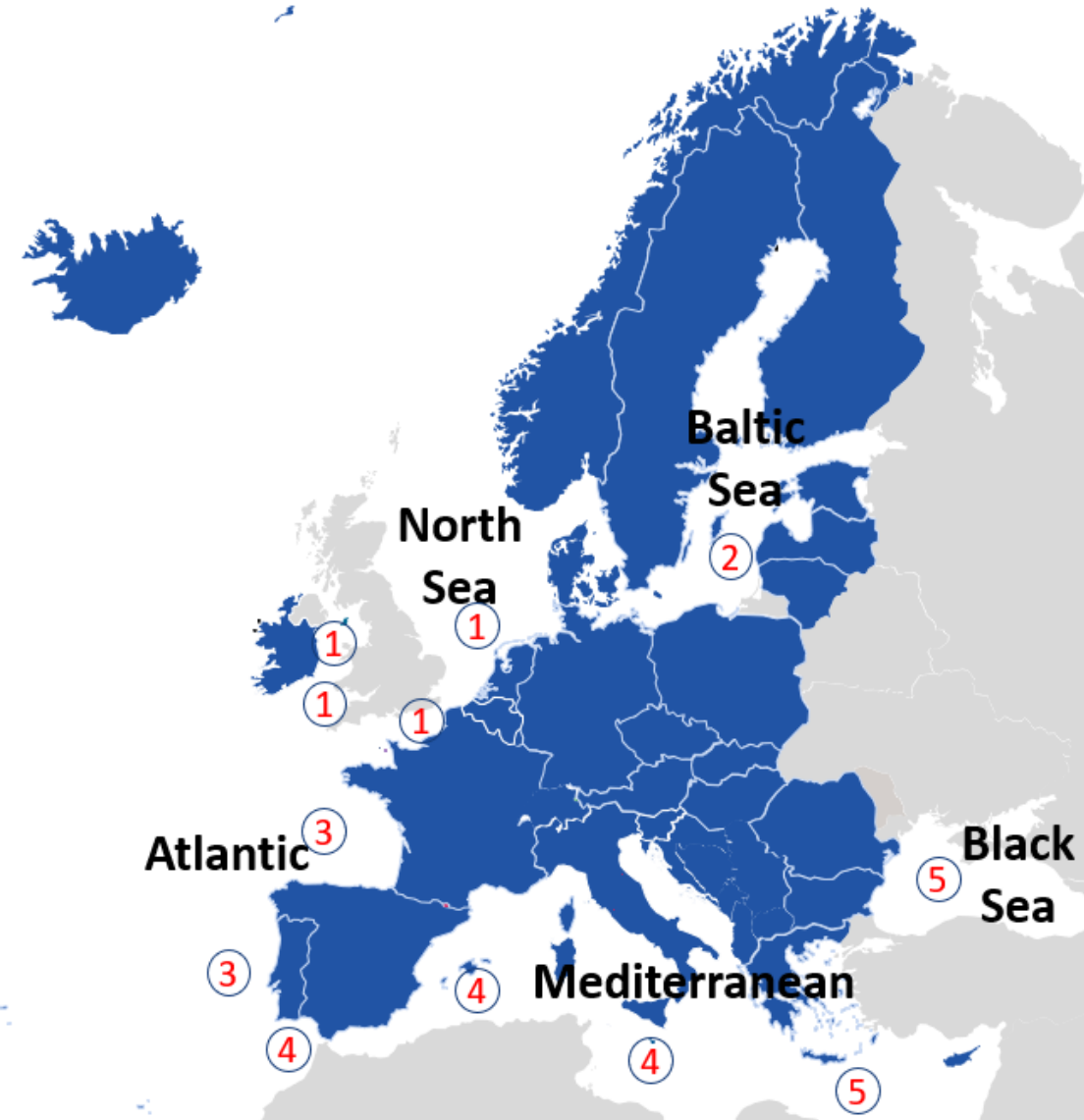
High-level outlook on offshore generation capacities potential and resulting offshore grid needs

2040

2050

TEN-E Priority Offshore Grid Corridors

Corridor	Countries involved
1. NSOG	BE, DK, FR, DE, IE, LU, NL, SE
2. BEMIP offshore	DK, EE, FI, DE, LT, LV, PL, SE
3. Atlantic offshore grid	FR, IE, PT, ES
4. South & West offshore Grid	FR, GR, IT, MT, PT, ES
5. South & East offshore Grid	BG, CY, HR, GR, IT, RO, SI



Moving Targets

Esbjerg Declaration, 19.05.2022
**Joint Offshore Wind
 & Combined H2 Target [GW]**



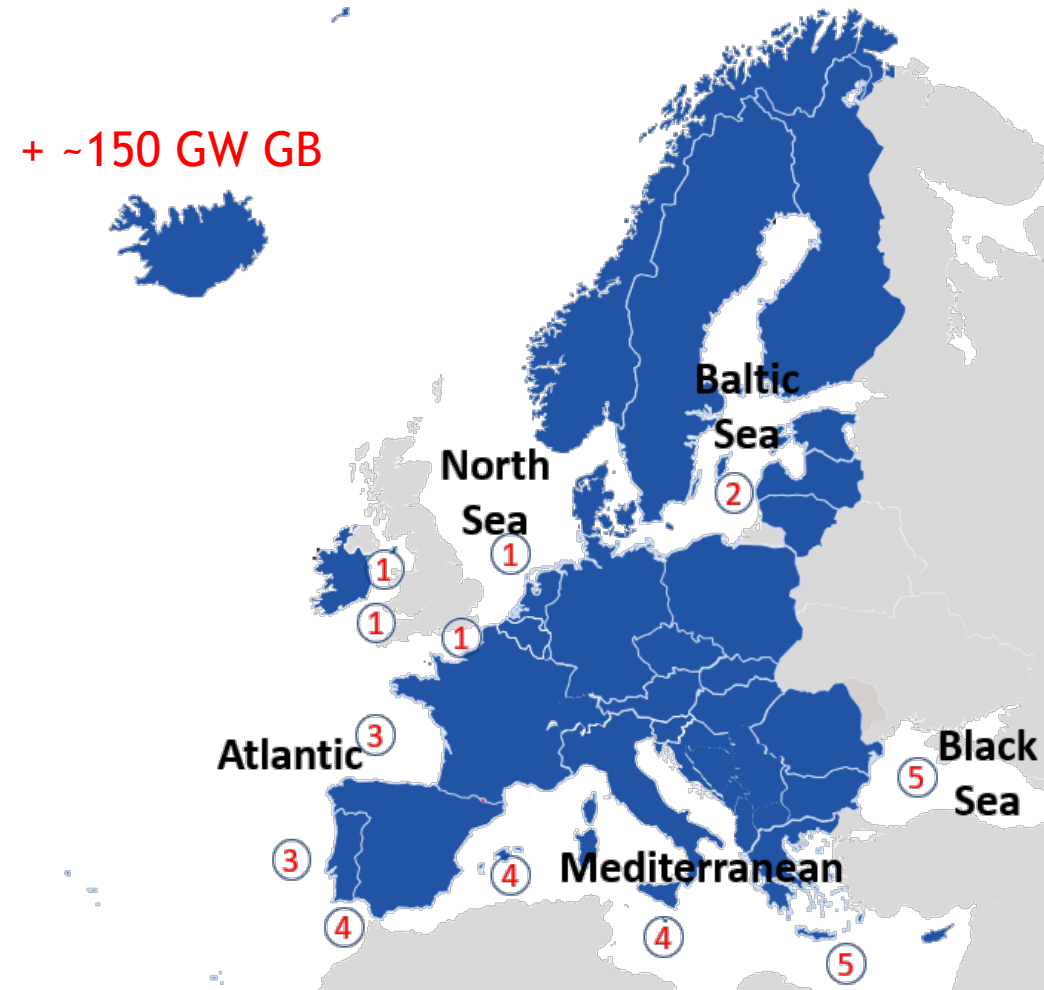
Marienberg Declaration 30.8.
Sea basin Goals [GW]



Joint Statement Dublin, 12.09.
Country Goals [GW]

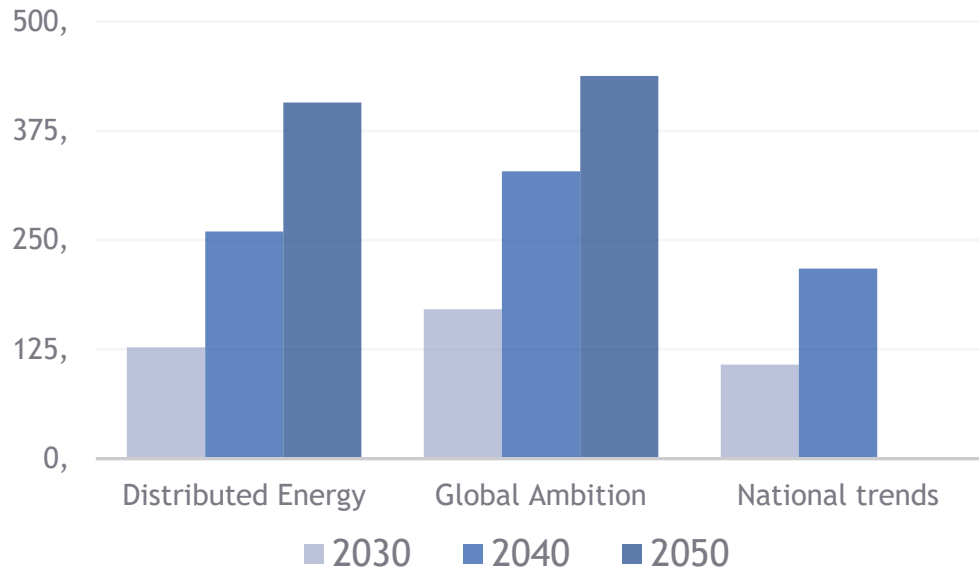
Joint Non-binding MS Agreements on Offshore Goals - 20.1.

	2030		2040		2050	
	min	max	min	max	min	max
1 NSOG	60,3	60,3	134,9	158	171,6	218
2 BEMIP	22,5	22,5	34,6	34,6	46,8	46,8
3 AOG	12,74	14,26	21,74	26,06	29,74	43,06
4 SWOG	5,15	6,15	6,7	12,6	6,7	20,1
5 SEOG	8,81	8,81	16,8	16,8	25,9	25,9
Total	109,5	112,0	214,7	248,1	280,7	353,9

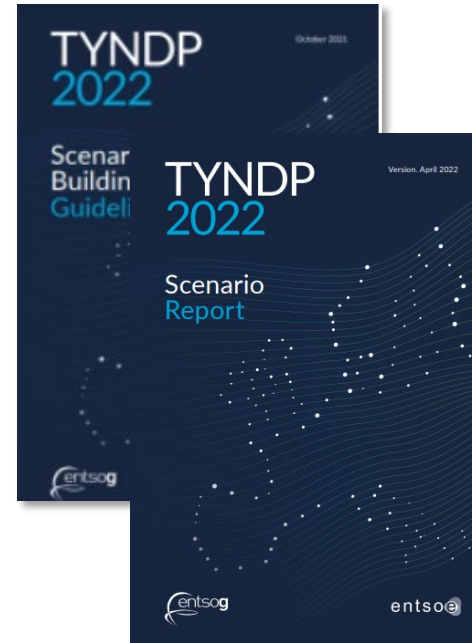


TYNDP 2022 - Scenarios, updated April 2022

Offshore wind capacity in [Scenarios 2022](#) [GW]



Scenario Building Report ([link](#))



They describe possible European energy futures up to 2050. Scenarios are not forecasts: they merely set out a range of possible futures used to test future electricity and gas infrastructure needs and projects.

8 April 22

Ten-Year Network Development Plan ([TYNDP](#))

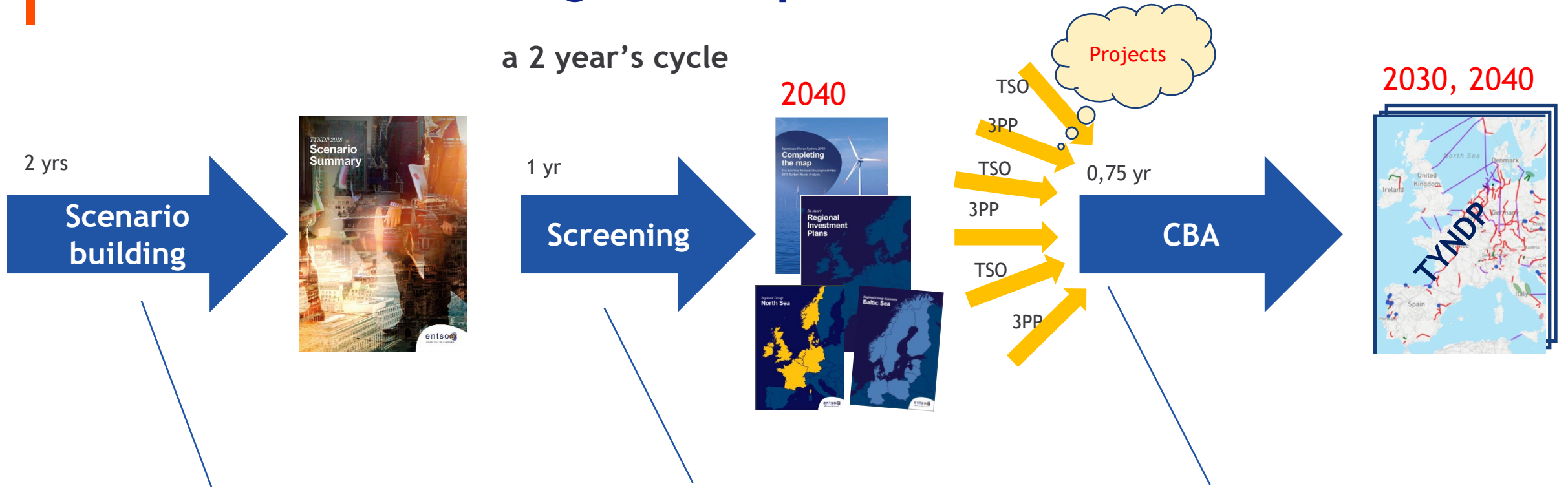


One of the main legally mandated deliverables of ENTSO-E on which Pan-European investment decisions are taken.

August 22 + Jan 23

IWT 2023 - A.Orths / B.Klöckl

Transmission Planning in Europe

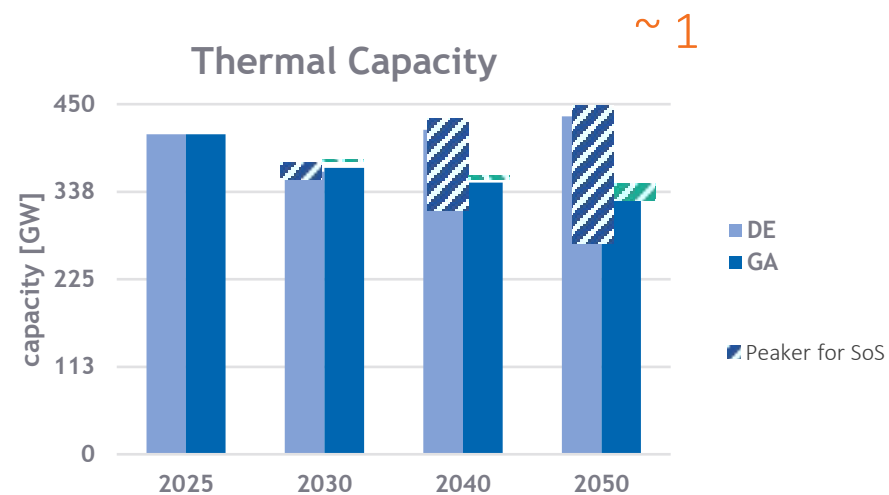
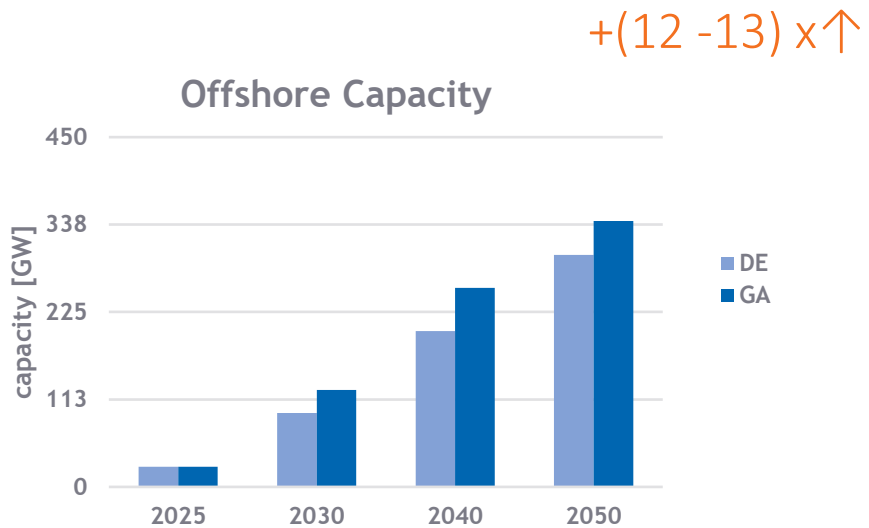
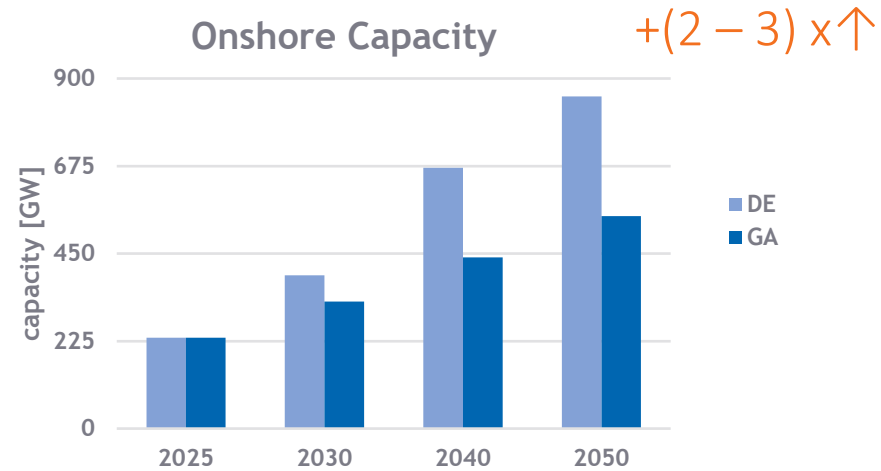
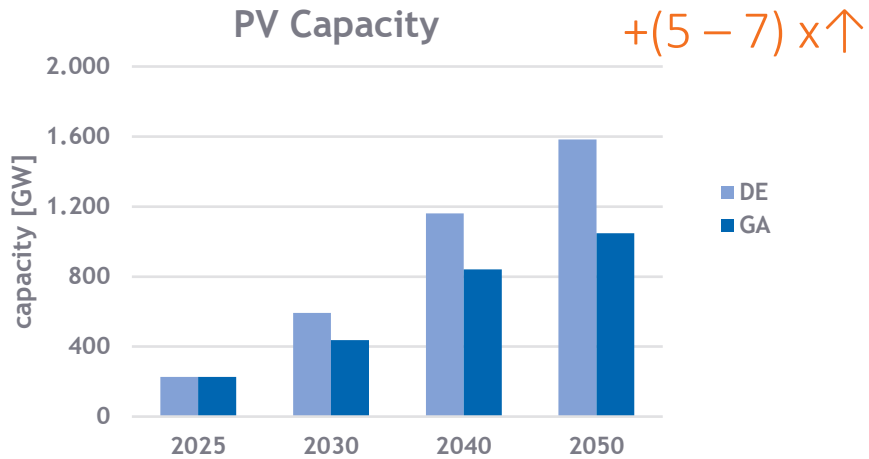


- Scenarios describe key factors of potential development in technology, economic growth, generation, demand,
- across several time horizons
- Combination of bottom-up and top-down scenarios

- Identification of system needs (IoSN): (focus on capacity increases in transmission system)
- Based on: Socioeconomic welfare (SEW), Integration of renewables (RES) & Security of supply (SoS)
- Based on scenarios for 2030 and 2040

- Cost Benefit Analyses (CBA) of individual projects on mid term time horizon 2025 and 2030
- Also additional studies on e.g. Interconnection Targets and Impact of “No-Grid development” study

European Production Capacities, EU27



Huge increase of RES installations expected to meet the European Climate targets and to cover the increasing electricity demand

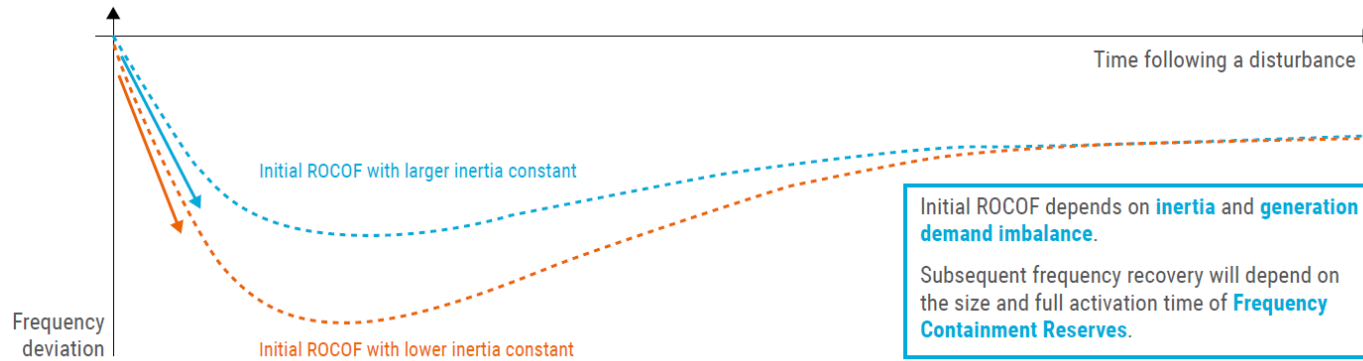
Demand:

- 2025 Ref: 2500 TWh
- 2050 DE: 4000 TWh
- 2050 GA: 3600 TWh

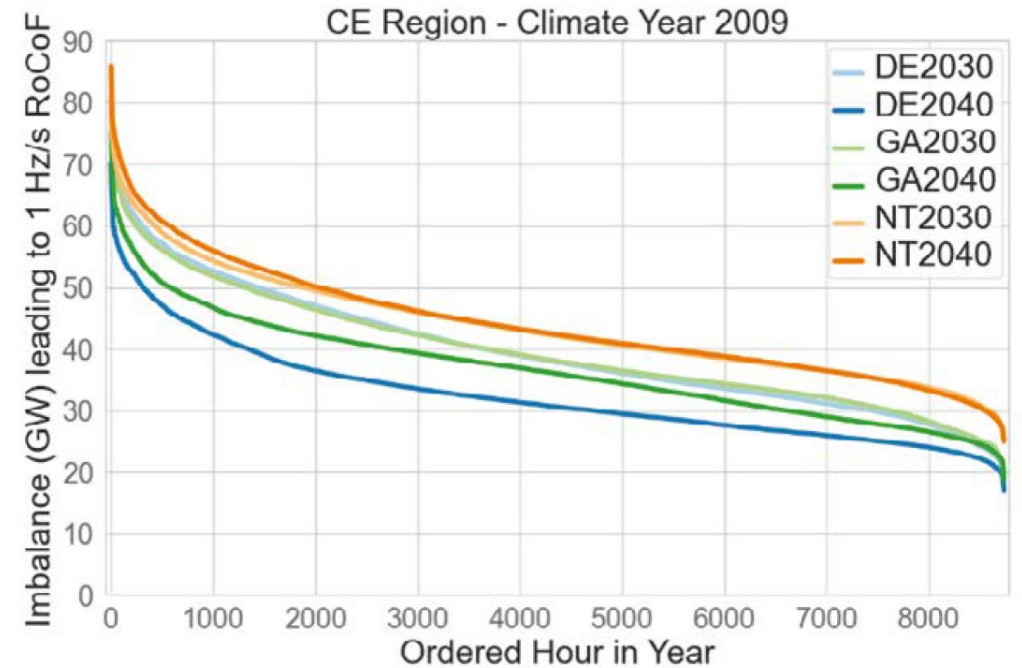
Die „hart“ elektrische Seite des TYNDP - Viability of energy mix (2016) bzw. system dynamic and operational challenges (2020)

Challenges	Issues	Mitigation actions
Reduction of system inertia	Total system inertia ROCOF Frequency containment	<ul style="list-style-type: none"> • Synthetic inertia and frequency containment provision • Securing large imbalances • Implementation of NCs • Synchronous compensators • Unit commitment constraints
Voltage	Voltage control means Voltage dips	<ul style="list-style-type: none"> • Investments on the network side: synchronous condensers, SVCs • Implementation of NCs
System strength	Fault level for converter stable operation Fault current for protections	<ul style="list-style-type: none"> • Implementation of NCs - fault current contribution of converter-based sources • Expectable evolution of transmission system protection schemes towards more differential protections
Need for flexibility	Balancing	<ul style="list-style-type: none"> • System interconnections • New flexibility sources at relevant timescales

Die „hart“ elektrische Seite des TYNDP - Viability of energy mix (2016) bzw. system dynamic and operational challenges (2020)



$$RoCoF_{(Hz/s)} = \frac{50_{(Hz)}}{S_n(MVA)} \frac{Imbalance_{(MW)}}{2 \cdot H_{(MWs/MVA)}} Hz/s$$



Quelle: ENTSO-E, TYNDP 2022

Offshore Network Development Plans: Planning Tomorrow's Offshore Systems

Member States' targets and maritime spatial planning (MSP)



TSO technical expertise



Increased visibility on the potential opportunities to develop the offshore systems in the European sea basins

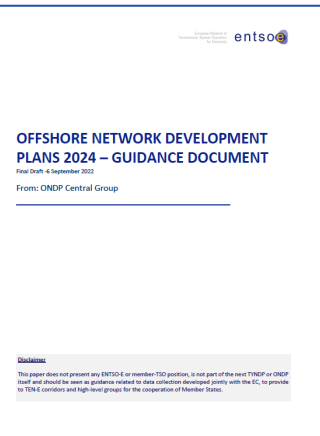
Collaboration of **all stakeholders** (institutional, industrial, NGOs) is critical for the delivery of a high-quality product.

ENTSO-E, together with the European Commission, developed [a guidance document for the Member States](#) to help them deliver the **key input data for the elaboration of the ONDPs**.

- **Offshore RES targets in the different time horizons**
- **Locations of above offshore RES in smaller clusters**

ENTSO-E has been supporting the regional cooperation platforms, coordinated by the European Commission, to deliver technical insights on how to ensure optimal development of offshore systems.

National "Government + TSO"- discussion recommended to align ENTSO-E assumptions as good as possible with MSPs and MS views. (ongoing mid Feb)

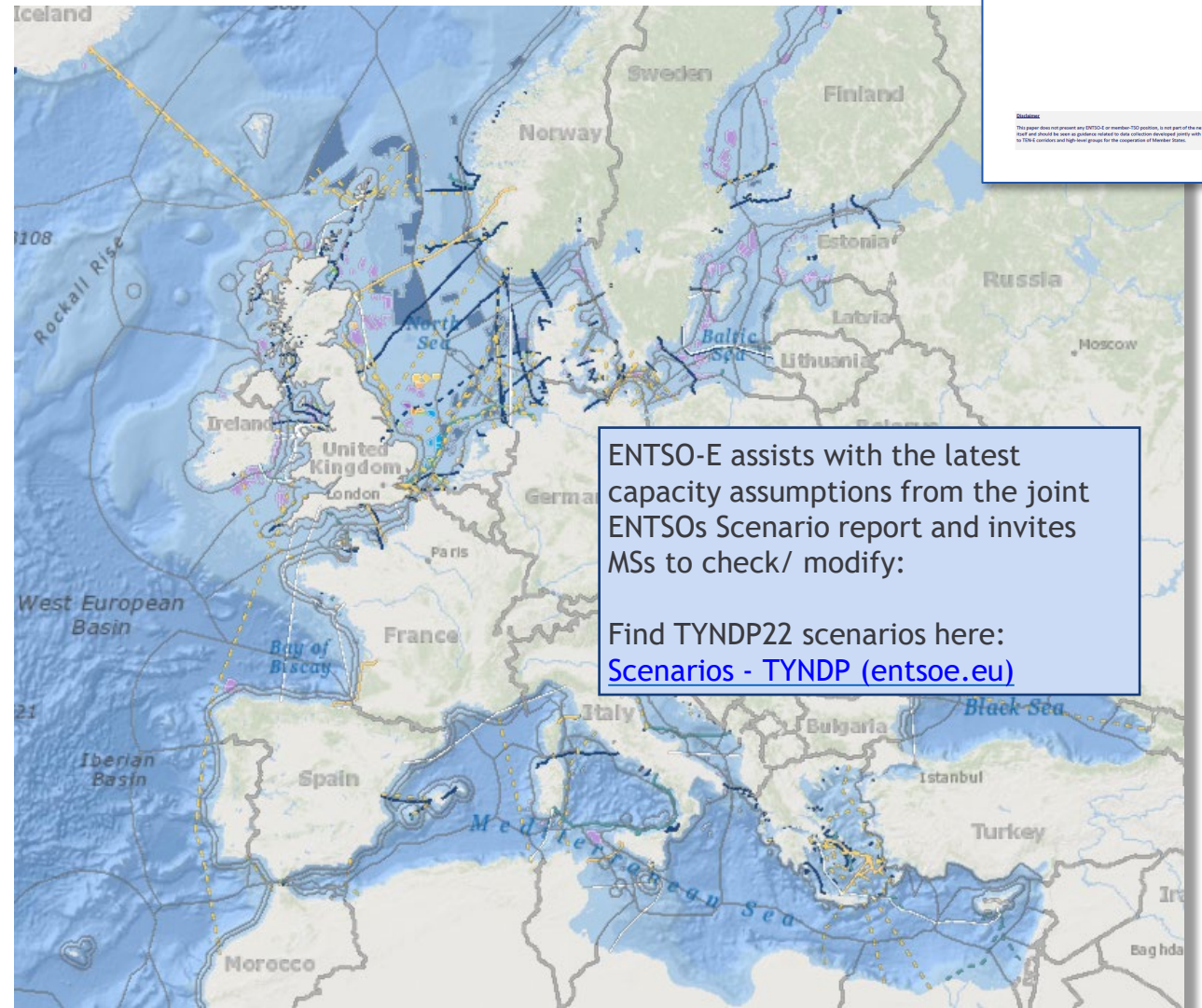


What we need from Member States

See [Guidance Document for the Member States](#)

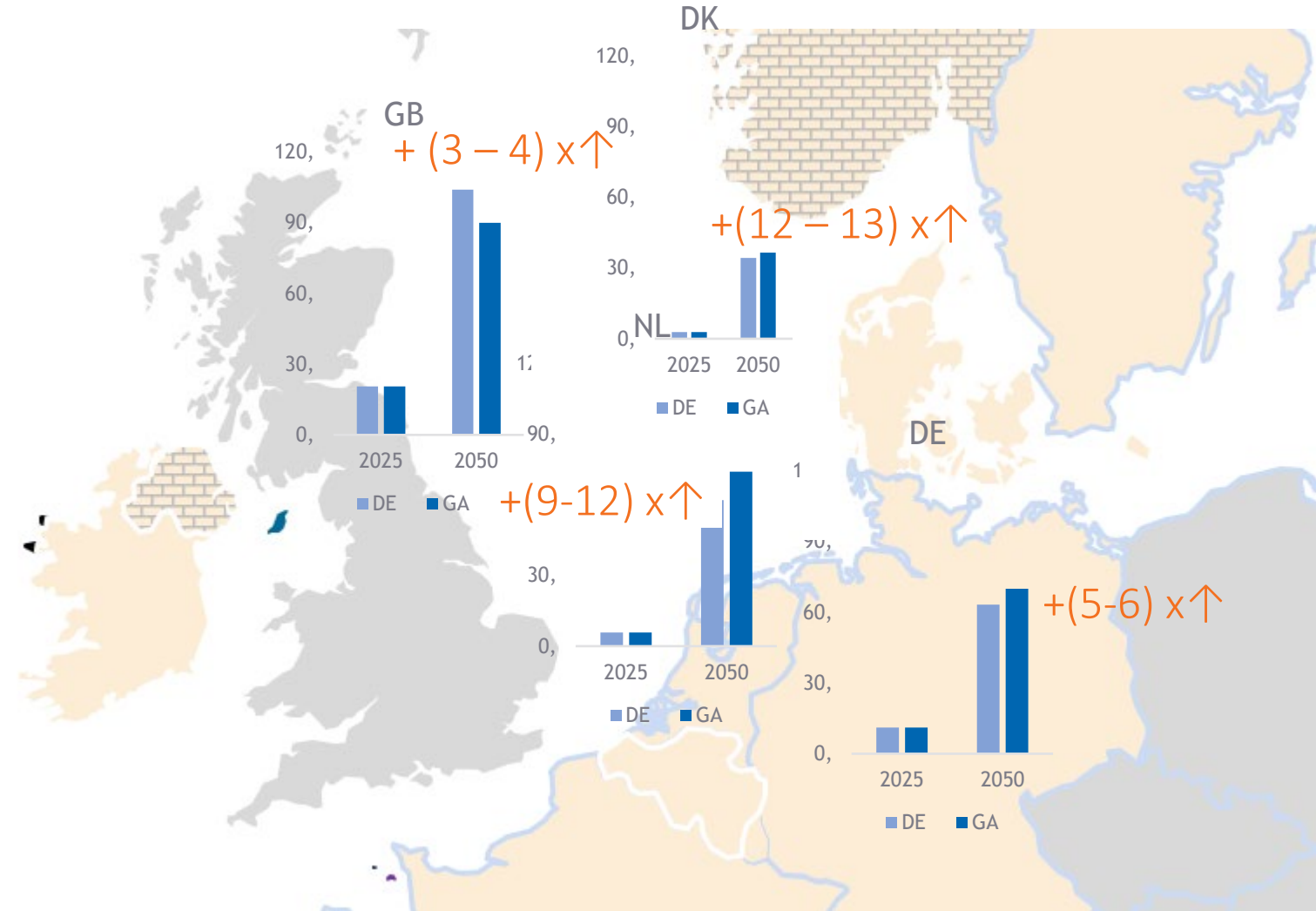
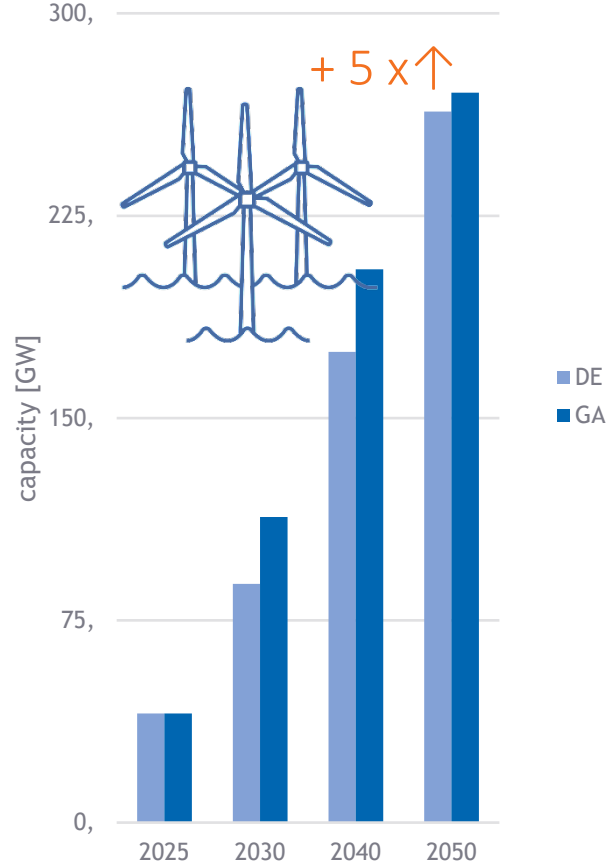
For each time horizon: 2030, 2040, 2050

- Offshore RES Capacities
- Offshore RES Locations
 - > e. g. necessary for cable lengths
- Maritime spatial plans
 - > what do we have to surround?



TYNDP 2022 Scenarios: Offshore RES - Increase in selected North Sea countries

North Sea Countries (DK, NL, DE, GB)



Identification of System Needs – Finding Offshore Hybrid Projects, Test of new Methodology in the TYNDP 2022

52

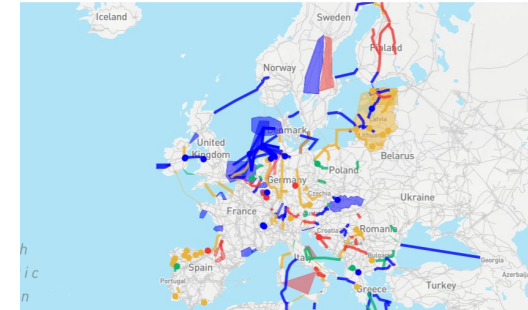
Offshore transmission projects, one third of the total [TYNDP portfolio](#).

+ 17 projects
7 radials
3 hybrids
(6 in total)

TYNDP 2022 Projects Sheets

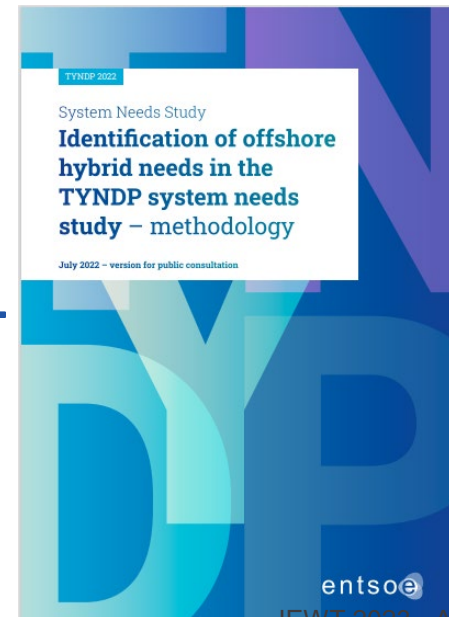
The TYNDP 2022 tested how 141 transmission and 23 storage projects respond to the 2030 and 2050 scenarios. You can get more information about the projects by clicking on their location on the map below, or heading to the projects by country, type of infrastructure or status.

Storage projects



New methodology to assess needs for hybrid offshore infrastructure.

1. Are there **systemic needs for hybrids and other solutions** to facilitate achieving the necessary price convergence, CO2 targets, RES integration levels and security of supply criteria?
2. **Can offshore hybrid projects offer higher benefits to the system compared to single purpose solutions?**



[link](#)

Energy Islands in Denmark

The North Sea

3 GW offshore wind,
later 10 GW – enough
for **10 million**
households

The Baltic Sea

3 GW offshore
wind – enough
for **3 million**
households



What's your guess?

Offshore RES -> Electrolysis -> Ammonia as Marine Fuel Oil

How many of MÆRSK's Triple E container ships can Horns Reef 3 (407 MW) keep on sailing for a year?



What's your guess?

Offshore RES -> Electrolysis -> Ammonia as Marine Fuel Oil

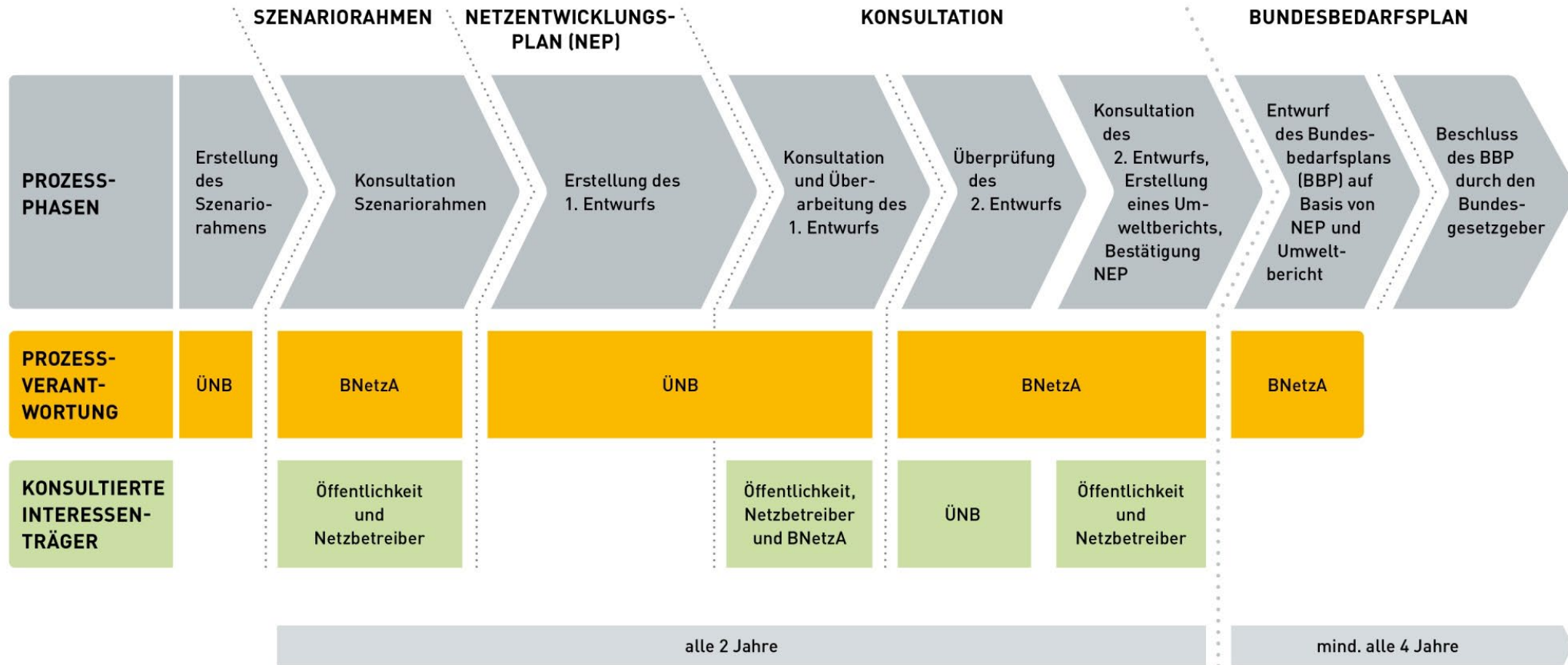
How many of MÆRSK's Triple E container ships can Horns Reef 3 (407 MW) keep on sailing for a year?

2 ships!

It would need 50 GW offshore wind to replace marine fuel oil by green ammonia for the whole MÆRSK fleet.



Nationale Netzentwicklungspläne am Beispiel NEP Deutschland



NEP Deutschland: Genehmigter Szenariorahmen 2045

Installierte Leistung [GW]							
Energieträger	Referenz 2020*/2021	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaskraftwerke (zzgl. endogenem Zubau)	32,1	> 38,4	> 38,4	> 38,4	> 34,6	> 34,6	> 34,6
Öl	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,8	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
sonstige konv. Erzeugung	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe konventionelle Erzeugung	92,9	> 50,5	> 50,5	> 50,5	> 46,7	> 46,7	> 46,7
Wind Onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind Offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	9,5	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative Erzeugung	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	138,7	564,9	572,9	576,3	638,3	638,3	703,3
Summe Erzeugung	231,6	615,7	623,7	627,1	685,3	685,3	750,3

	Referenz 2020*/2021	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Stromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch	478*	828	891	982	999	1025	1222
Bruttostromverbrauch	533*	899	961	1053	1079	1106	1303
Treiber Sektorenkopplung							
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	1,2	25,2	31,7	31,7	34,8	37,3	37,3
Power-to-Heat [GW]	0,8*	12,6	16,1	22,0	14,9	20,4	27,0
Wärmepumpen (HH und GHD) [Anzahl in Mio.]	1,2	14,3	14,3	14,3	16,3	16,3	16,3
Elektrolyse [GW]	<0,1*	40,0	26,0	28,0	80,0	50,0	55,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]							
PV-Batteriespeicher	1,3*	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	0,5*	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
DSM (Industrie und GHD)	1,2*	5,0	7,2	7,2	8,9	12,0	12,0

Quelle: Bundesnetzagentur

NEP Deutschland: Berechnungsweg / 1

Szenariorahmen
- Kraftwerkliste:
„GW“ pro
Erzeugungsart pro
Szenario

Regionalisierung

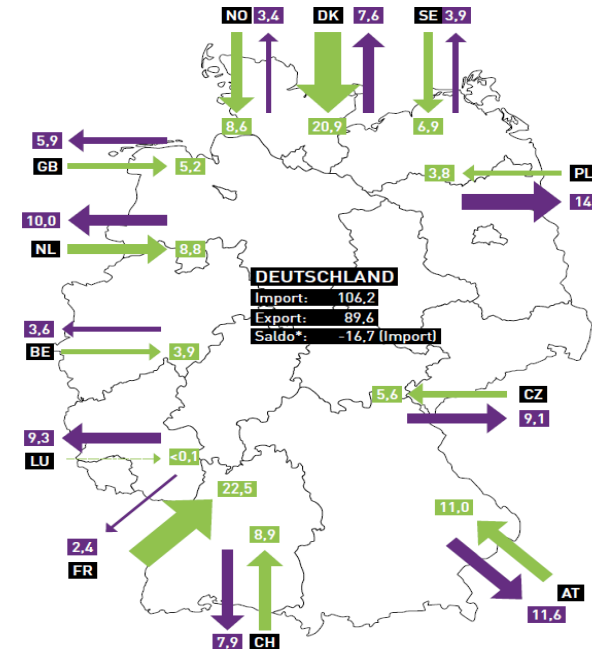
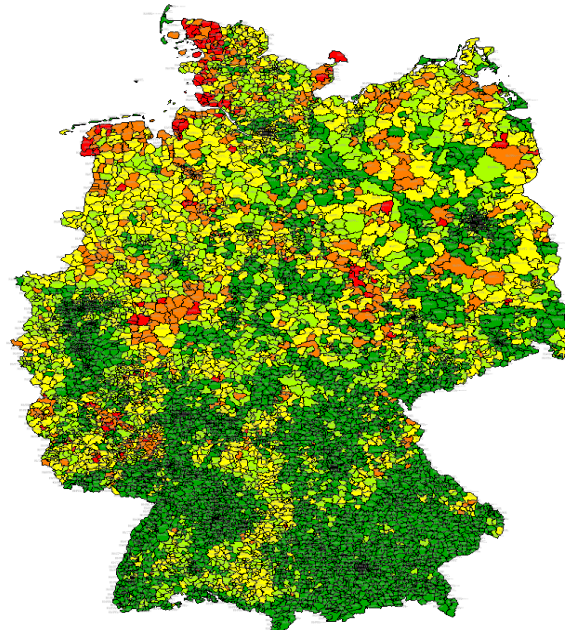
- „GW“ pro HöS-
Netznoten

Marktsimulationen

- MW pro Stunde pro
Knoten / 8760x pro
Szenario

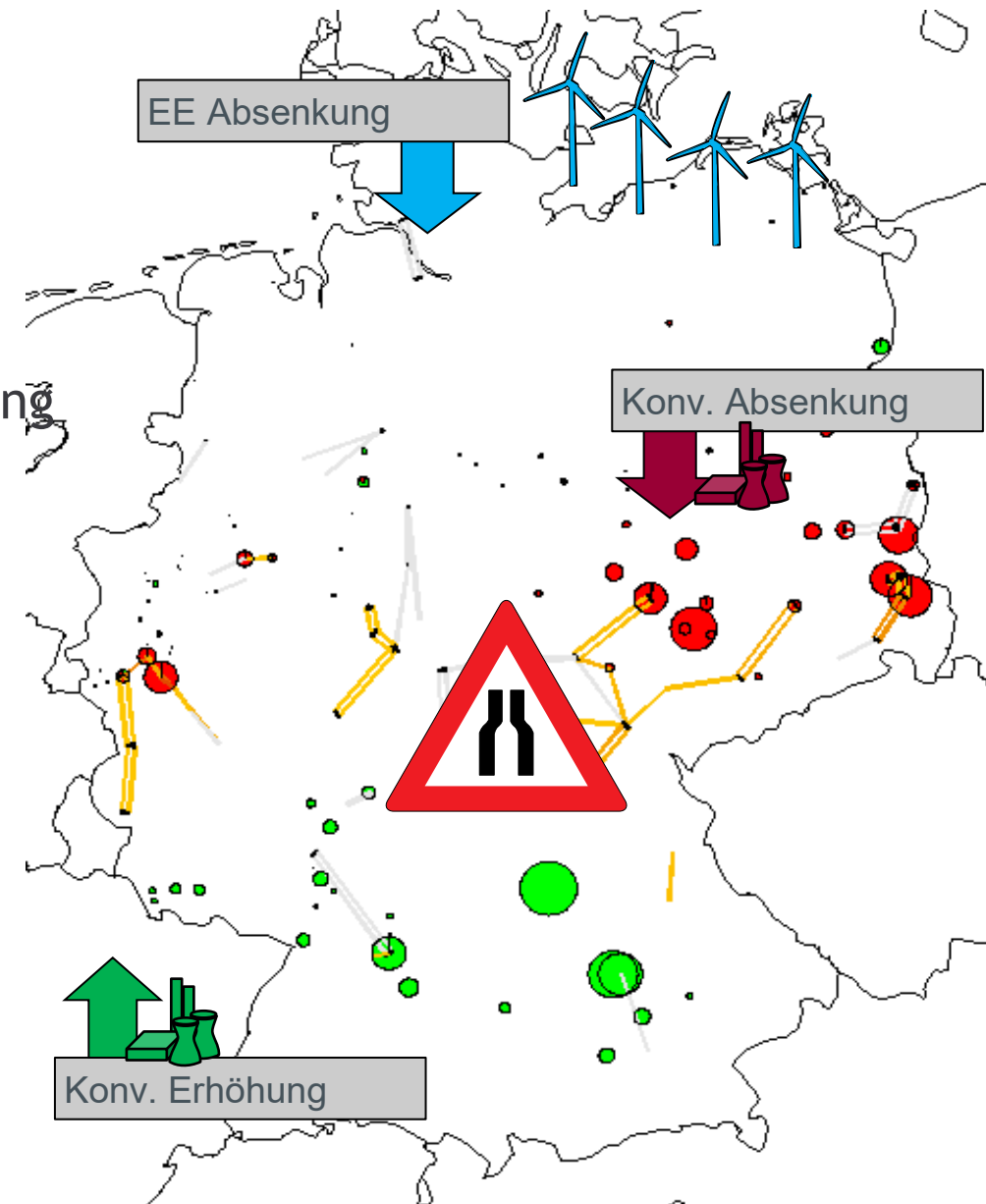
...

Energieträger	Installierte Leistung [GW]				
	Referenz 2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konventionelle Erzeugung	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Wind Onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Wind Offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Wasserkraft	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige regenerative Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch ¹⁾	524,3 ¹⁾	603,4	621,5	651,5	653,2
Bruttostromverbrauch ¹⁾	570,9 ¹⁾	639,8	656,9	686,9	688,6
Treiber Sektorenkopplung					
Haushaltswärmepumpen [Anzahl in Mio.]	1,0	3,0	5,0	7,0	6,5
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,2	9,1	12,1	15,1	14,1
Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie) [GW]	0,8 ²⁾	4,0	6,0	8,0	7,0
Power-to-Gas [GW]	< 0,1 ³⁾	3,5	5,5	8,5	10,5
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilität [GW]					
PV-Batteriespeicher	0,6	11,0	14,1	16,8	14,9
Großbatteriespeicher	0,4	3,6	3,8	3,8	3,8
DSM (Industrie und GHD)	1,5 ⁴⁾	4,0	5,0	8,0	7,0

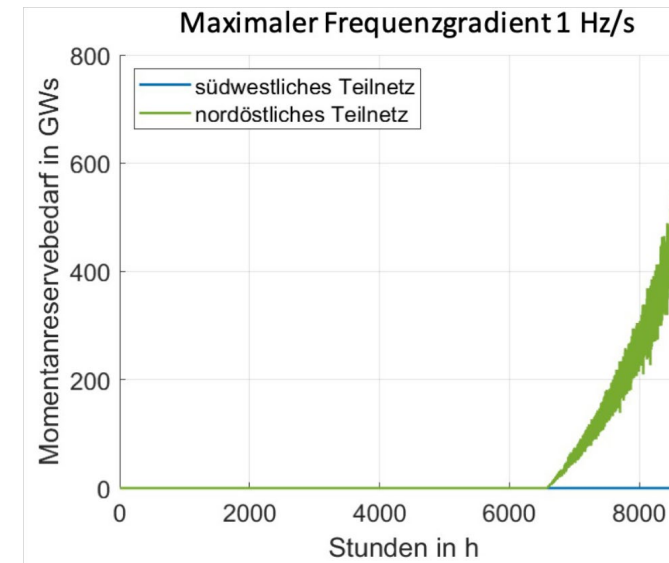
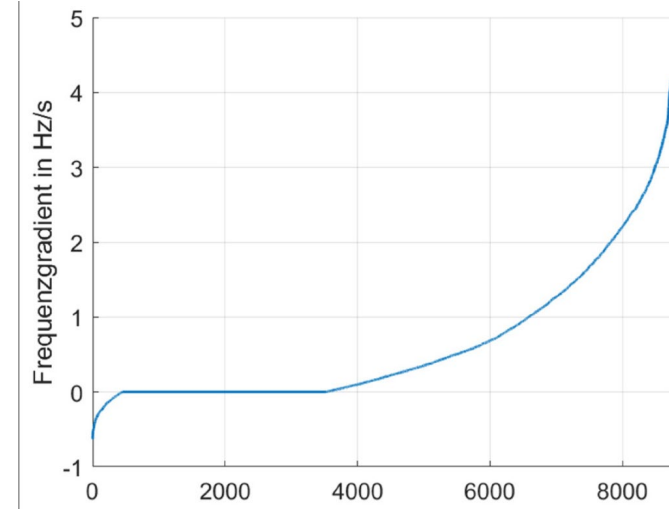
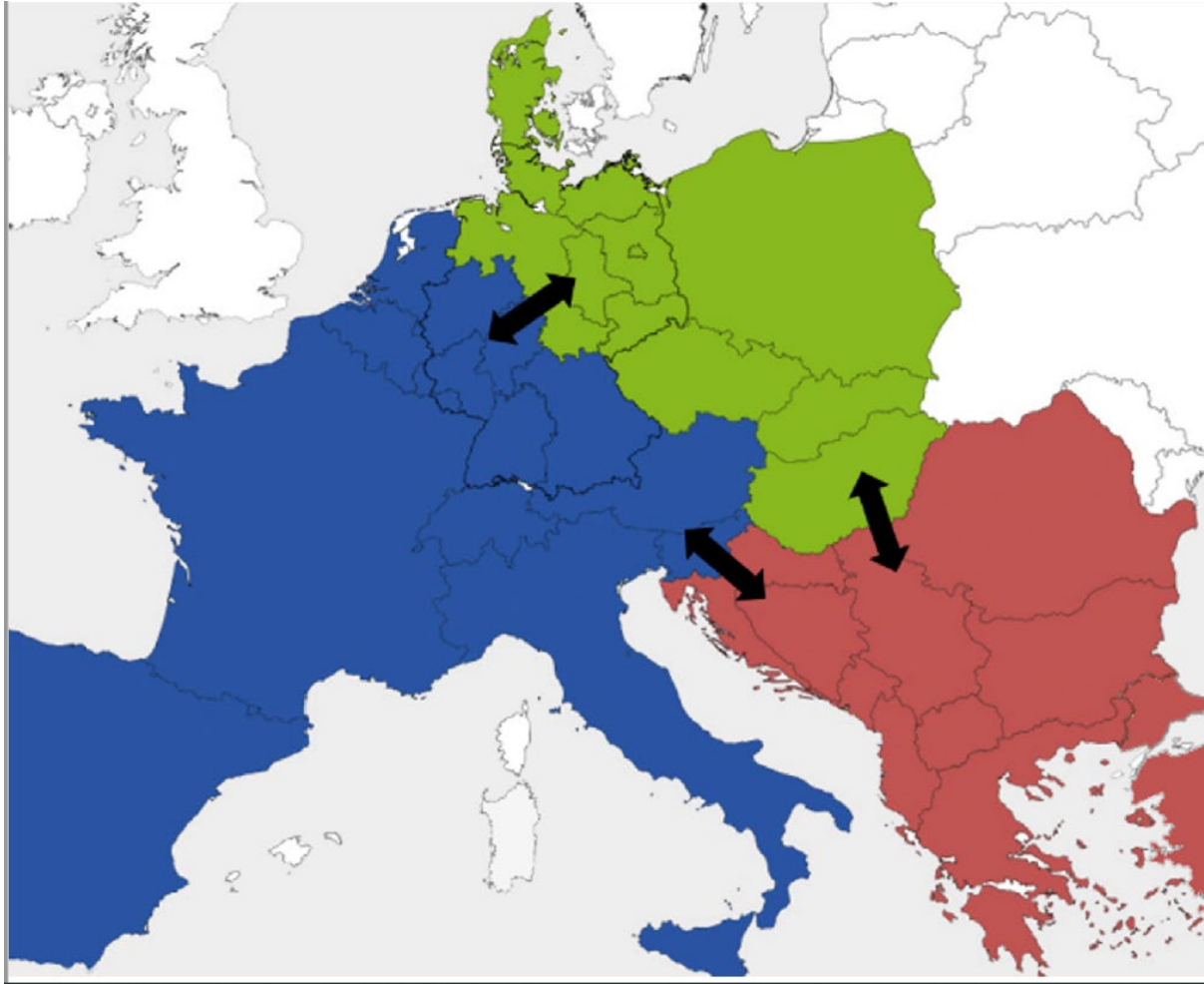


Redispatch - netzbedingte Eingriffe in die Erzeugung

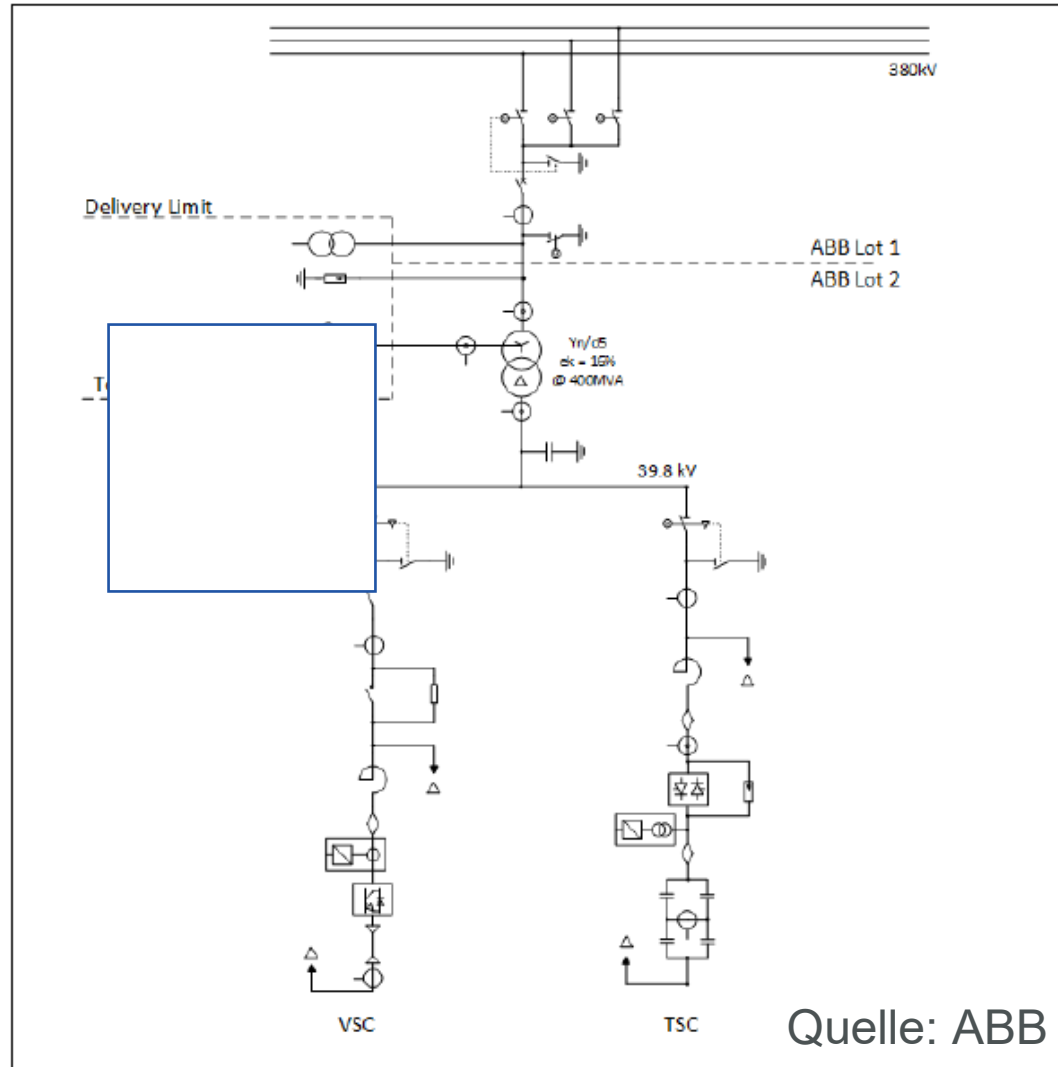
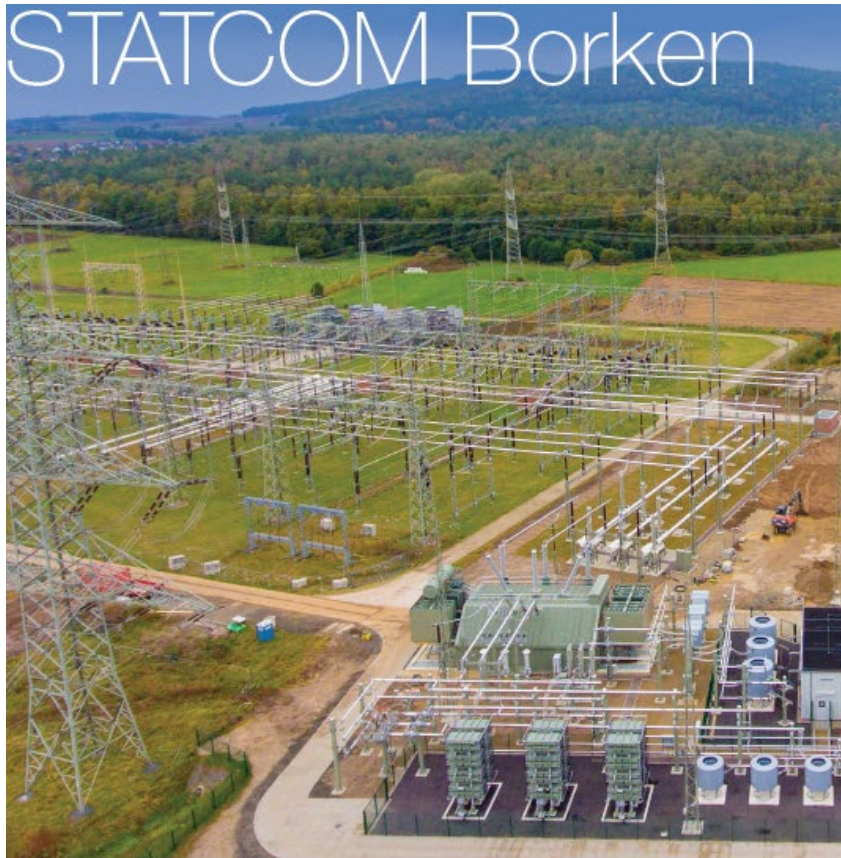
- deutsche TSOs nutzen konventionelle Erzeugung UND Erneuerbare zur Engpassbehebung
- Redispatch ist ein stark nichtlinearer Prozess
- v.a. abhängig vom Winddargebot



Die „hart“ elektrische Seite des NEP am Beispiel der Inertia



Sonderbetriebsmittel als Ergebnis des NEP / 1: StatCom Borken



Sonderbetriebsmittel als Ergebnis des NEP / 2: rPS BRFW



Foto: Bernd Klöckl

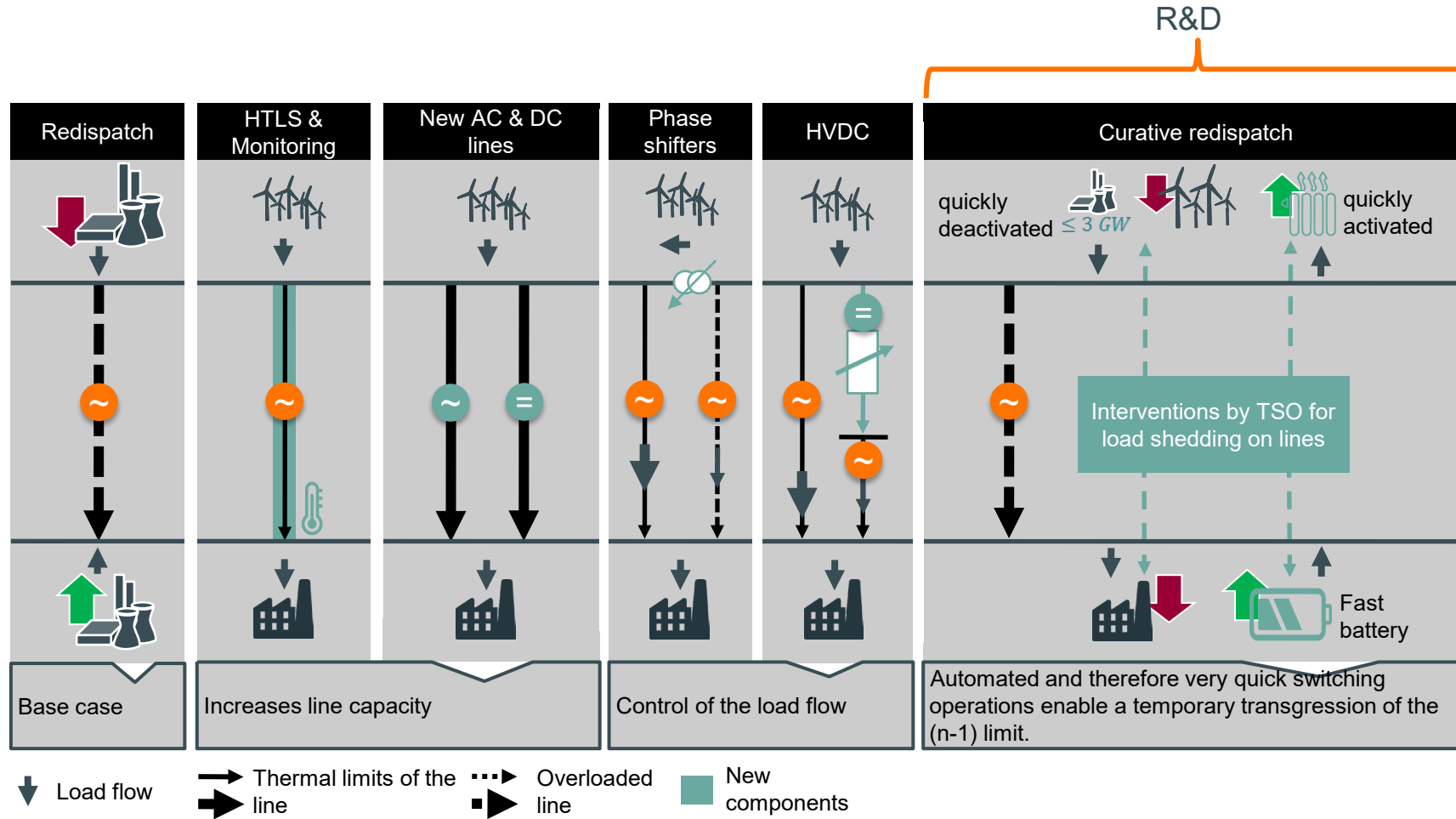


Sonderbetriebsmittel als Ergebnis des NEP / 3: SuedLink

- 525 kV DC XLPE
- Rigid bipole
- Brunsbüttel - Großgartach bzw Wilster-Bergrheinfeld /West
- 700 bzw 550 km lang
- VSC-MMC Technik in den Konvertern
- Übernimmt Leistungstransport- und Stabilitätsaufgaben im Netz










NEP und darüber hinaus



Netzführung im realen Netz - Sonderanalysen der dt. TSOs zum Winter 22/23

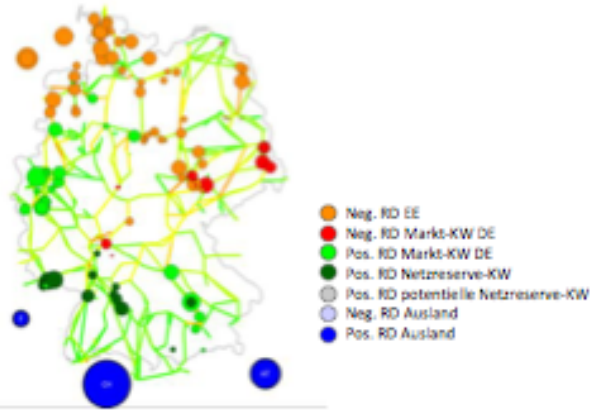
- Kombinierte Generation & Transmission Adequacy Analyse für Zentraleuropa
- Methodik Bedarfsanalyse für Reservekraftwerke
- Worst case Annahmen für energiewirtschaftliche Parameter
- Volle Netz- und Marktsimulation
- Analytik der Lastunterdeckung

	Annahmen	Bedarfsanalyse 2022	Sonderanalyse 1	Sonderanalyse 2 Szenario (+)	Sonderanalyse 2 Szenario (++)	Sonderanalyse 2 Szenario (+++)
	Max. KKW Verfügbarkeit in FR:	61 GW	51 GW	45 GW	45 GW	40 GW
	Marktrückkehrer aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft: Verfügbarkeit	-	-	6,1 GW	5,0 GW	4,6 GW
	Steinkohlekraftwerke: Leistungsreduktion aufgrund der Niedrigwassersituation	-	-	- 2 GW	- 3 GW	- 3,75 GW
	Netzreserve Verfügbarkeit:	6 GW (100 %)	6 GW (100 %)	4,5 GW (75 %)	4 GW (67 %)	3 GW (50 %)
	Gasverfügbarkeit Süd-DE und AT:	100 %	100 %	100 %	75 %	50 %
	Lasterhöhung Heizlüfter:	-	-	1,5 GW / 2,5 TWh	1,5 GW / 2,5 TWh	2,5 GW / 5,0 TWh
	Gaspreis:	68 €/MWh	200 €/MWh	300 €/MWh	300 €/MWh	300 €/MWh

Netzfürung im realen Netz - Sonderanalysen der dt. TSOs zum Winter 22/23

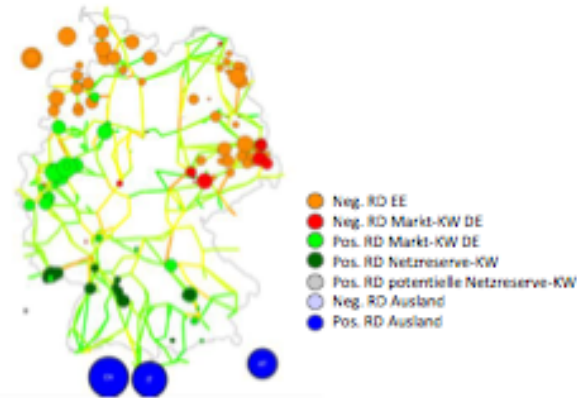
Netzsituation in der kritischsten Stunde (Starkwind/Starklast)

Szenario (+)



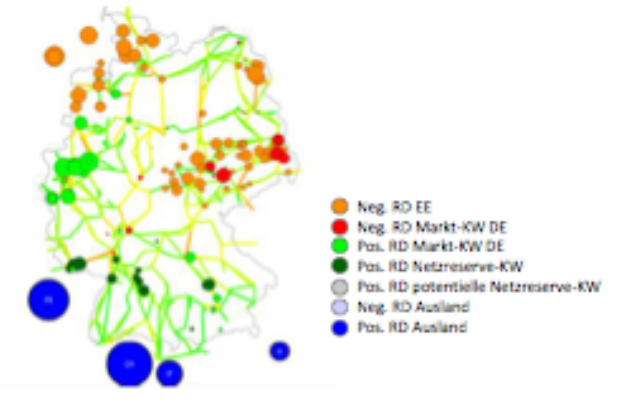
- Gesamt-Redispatch-Bedarf: 17,5 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 4,3 GW

Szenario (++)



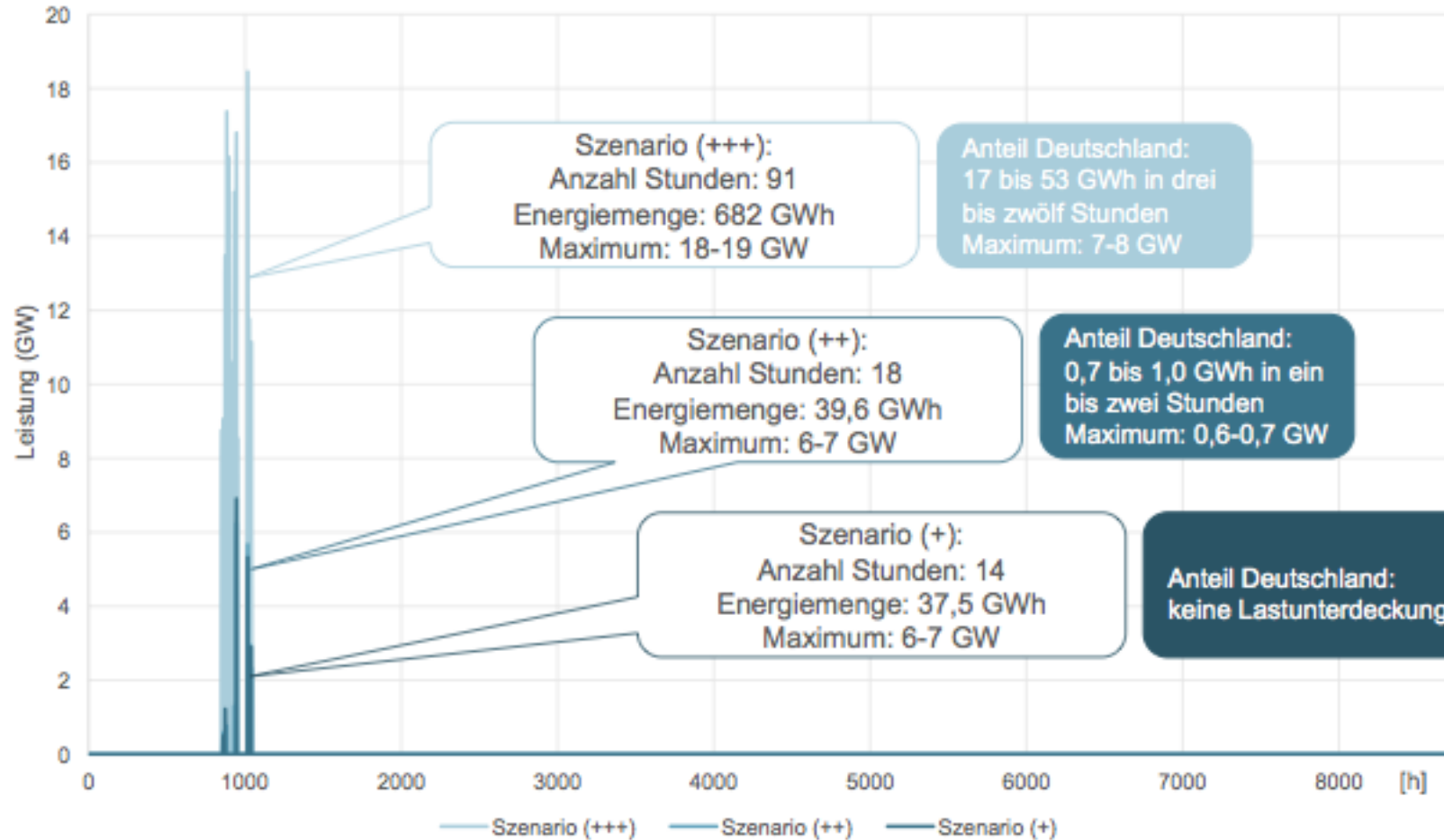
- Gesamt-Redispatch-Bedarf: 18,2 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 5,1 GW

Szenario (+++)



- Gesamt-Redispatch-Bedarf: 18,8 GW
- In AT stehen nach Lastdeckung nur noch 0,3 GW zum Redispatch in DE zur Verfügung.
- Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 8,6 GW

Netzfürung im realen Netz - Sonderanalysen der dt. TSOs zum Winter 22/23



Empfehlungen der dt. TSOs zum Winter 22/23

1. **Transportkapazitäten erhöhen:** Zusätzliche Potenziale des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes müssen kurzfristig erschlossen werden, um damit die Nord-Süd-Transportkapazität zu erhöhen.
2. **Redispatch-Potential im Ausland in den Fokus nehmen:** Hierfür sind klare und verbindliche Absprachen mit den Nachbarländern erforderlich.
3. **Vertragliches Lastmanagement:** Kurzfristige Potenziale müssen gehoben werden.
4. **Reserven für Stresssituationen breiter nutzbar machen:** Sämtliche Reserven (auch Netzreserve und besondere netztechnische Betriebsmittel) müssen für die bilanzielle Lastdeckung und den Redispatch nutzbar gemacht werden.
5. **Nutzung weiterer Kraftwerkskapazitäten in Stresssituationen absichern:**
 - a. Marktrückkehr der Kohlekraftwerke aus der Reserve erleichtern (Genehmigungen, Kostenanerkennungen/Kostenübernahmen).
 - b. Alle in einer Stresssituation notwendigen Gaskraftwerke müssen gesichert mit Gas versorgt werden.
 - c. Verfügbarkeit der KKW ist ein weiterer Baustein zur Beherrschung kritischer Situationen (siehe Analyseergebnisse).

Für alle Empfehlungen sind kurzfristig gesetzgeberische Tätigkeiten oder hoheitliches Handeln erforderlich.

Sollten all diese Maßnahmen nicht ausreichen, müssten als Ultima ratio Exporte beschränkt oder Großverbraucher kontrolliert und temporär abgeschaltet werden, um die Netzsicherheit aufrecht zu erhalten.



Decarbonisation pathways

COP 21 scenarios meet the 2030 targets and reach carbon neutrality by 2050.

Carbon budget overshoot by 2035 seems inevitable
Technologies to achieve negative emissions (CCS) are essential to meet the COP 21 objectives

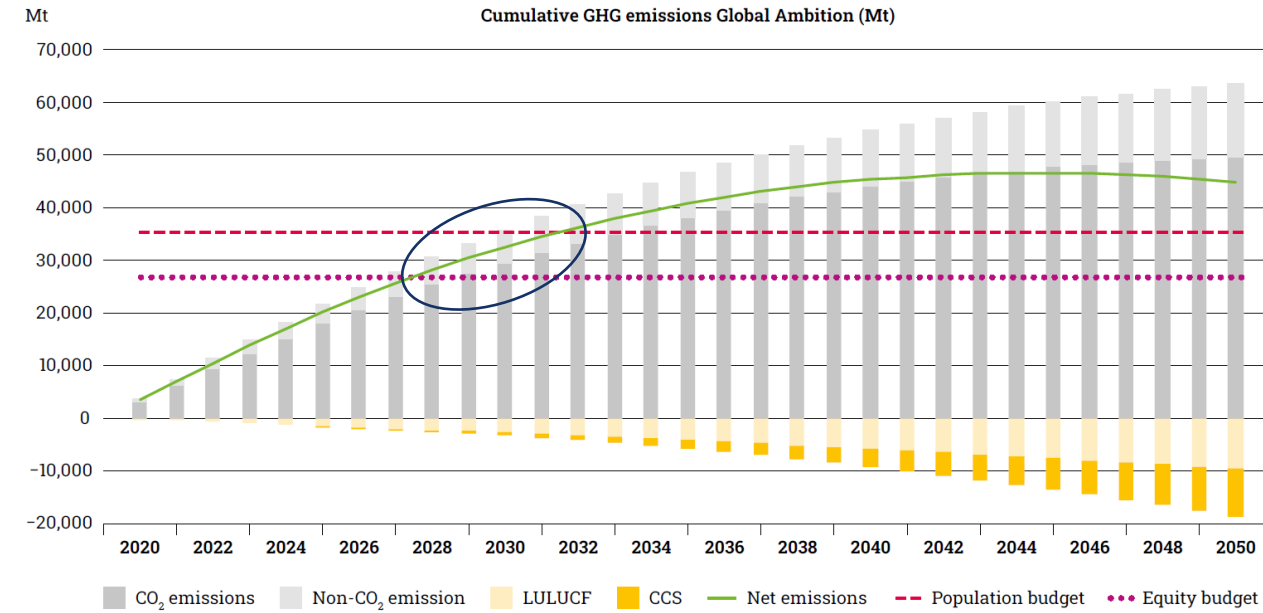
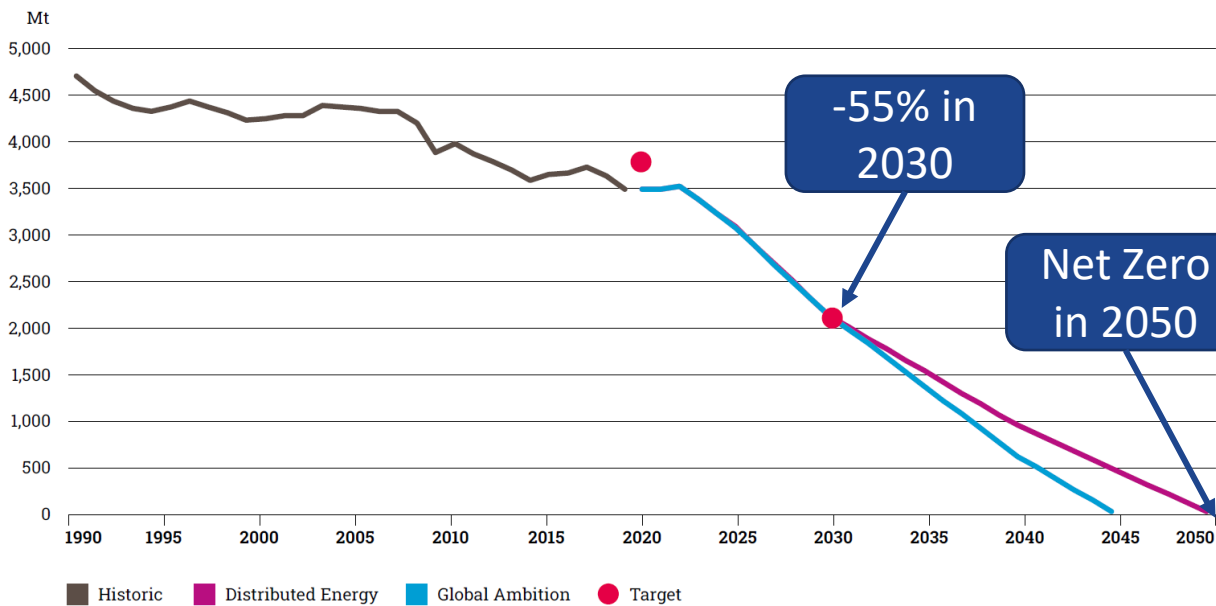


Figure 39: GHG emissions in Distributed Energy and Global Ambition

Figure 40.2: Cumulative emissions in the COP21 scenarios Global Ambition

Net zero can be achieved by 2050

Innovation is key to achieve a sustainable energy future

Besten Dank!



ano@energinet.dk



bernd.kloeckl@tuwien.ac.at