

Hearing om riskdelning och statens roll

8 okt 2024

Dagens program

09:30 Kaffe och registrering

10:00 Introduktion. Moderator: **Niclas Sigholm**

10:10 Session 1: Investeringar för omställning i ett globalt perspektiv Talare: **Pablo Hevia-Koch**, Head of Renewable Integration and Secure Electricity, IEA

10:33 Session 2: Hantering av elprisrisk genom finansiella kontrakt

Behovet av investeringar i ny elproduktion i Sverige. Talare: **Anna Andersson**, Energimyndigheten, **Johan Bruce**, SKGS

Riskhantering på en volatil marknad. Talare: **Mia Bodin**, Bodecker Partners

Hur påverkar likviditeten konkurrensen? Talare: **Elin Broström**, Energimarknadsinspektionen

Panelsamtal – statens roll för att få till nya investeringar i elproduktion. Talare: **Omid Ashrafi**, Newsec Energy Transition AB, **Karin Yndemark Jönsson**, Statkraft, **Mats Persson**, Fortum

12:00 LUNCH

12:45 Session 3: Behovet av statligt riskavlyft för att främja investeringar

Talare: **Markus Wråke**, Energiforsk

13:05 De olika kraftslagen – behövs stöd?

Talare: **Desirée Comstedt**, Vattenfall, **Hillevi Priscar**, OX2, **Johan Hernström**, Alight

13:30 Slutsatser från utredningen om riskdelning för ny kärnkraft. Talare: **Björn Carlén**, tidigare sekreterare i utredningen, nu Konjunkturinstitutet

13:50 Tankar från pågående utredning om havsbaserad vindkraft. Talare: **Mattias Schain**, Utredningen om havsbaserad vindkraft (KN 2023:01)

14:10 BENSTRÄCKARE

14:30 Panel 1: Vad blir konsekvenserna av en mer aktiv statlig roll? Talare: **Elin Akinci**, ELS Analysis, **Arne Österlind**, Stegra (tidigare H2GS)

14:50 Panel 2, Samhällsperspektivet. Talare: **Tom Erixon**, Industrikraft, **Svante Axelsson**, Fossilfritt Sverige, **Åsa Pettersson**, Energiföretagen Sverige

15:15 Avslutning och sammanfattning. Talare: **Bo Diczfalusy**, Elmarknadsutredningen



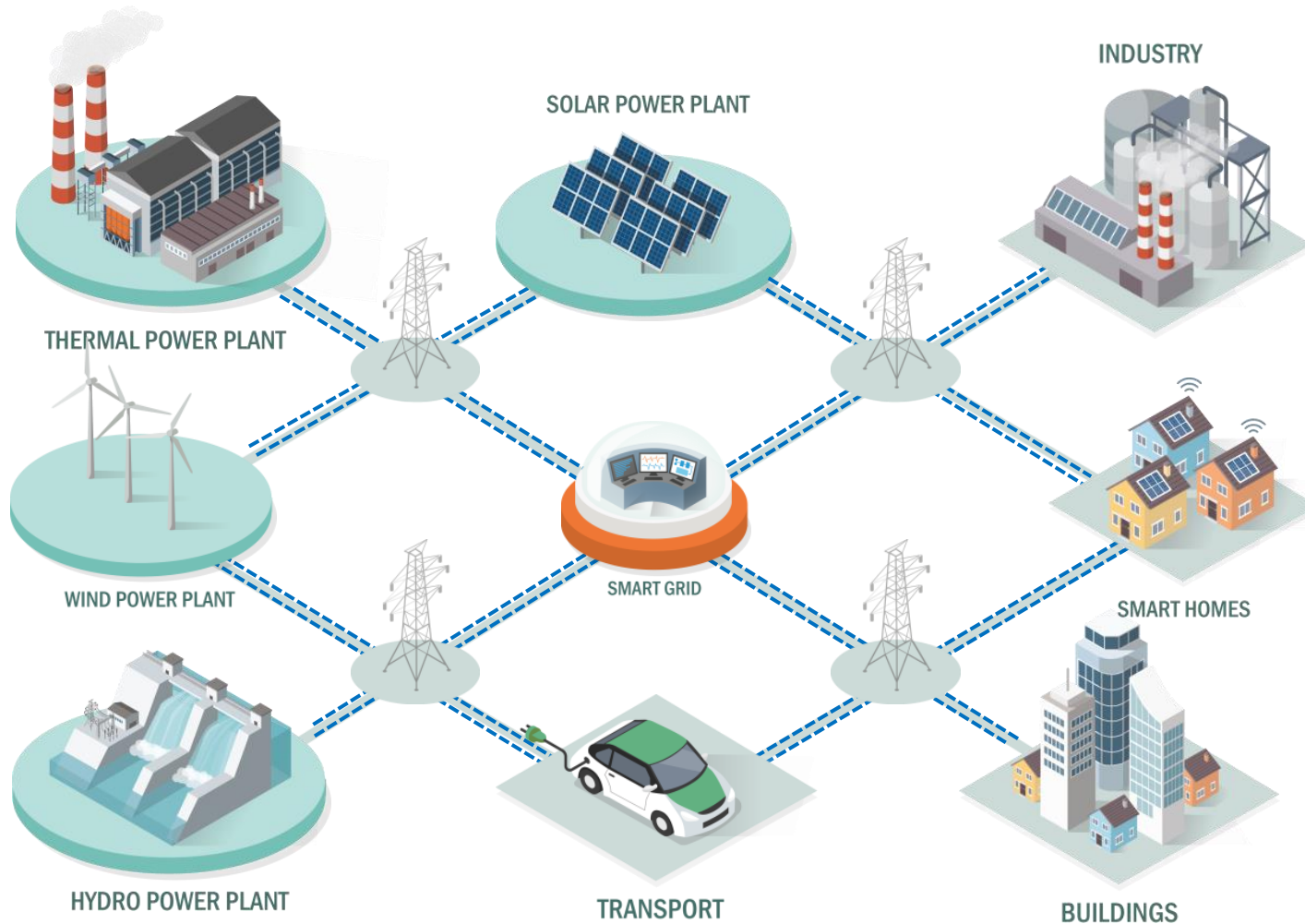


Power System Perspectives

Investment, Markets, Policy

Pablo Hevia-Koch, Head of Renewable Integration and Secure Electricity

The power sector landscape is changing dramatically



Traditional system

- Centralised / dispatchable
- High inertia and stability
- Central planning
- One way flows of energy and communication
- Closed networks, few devices

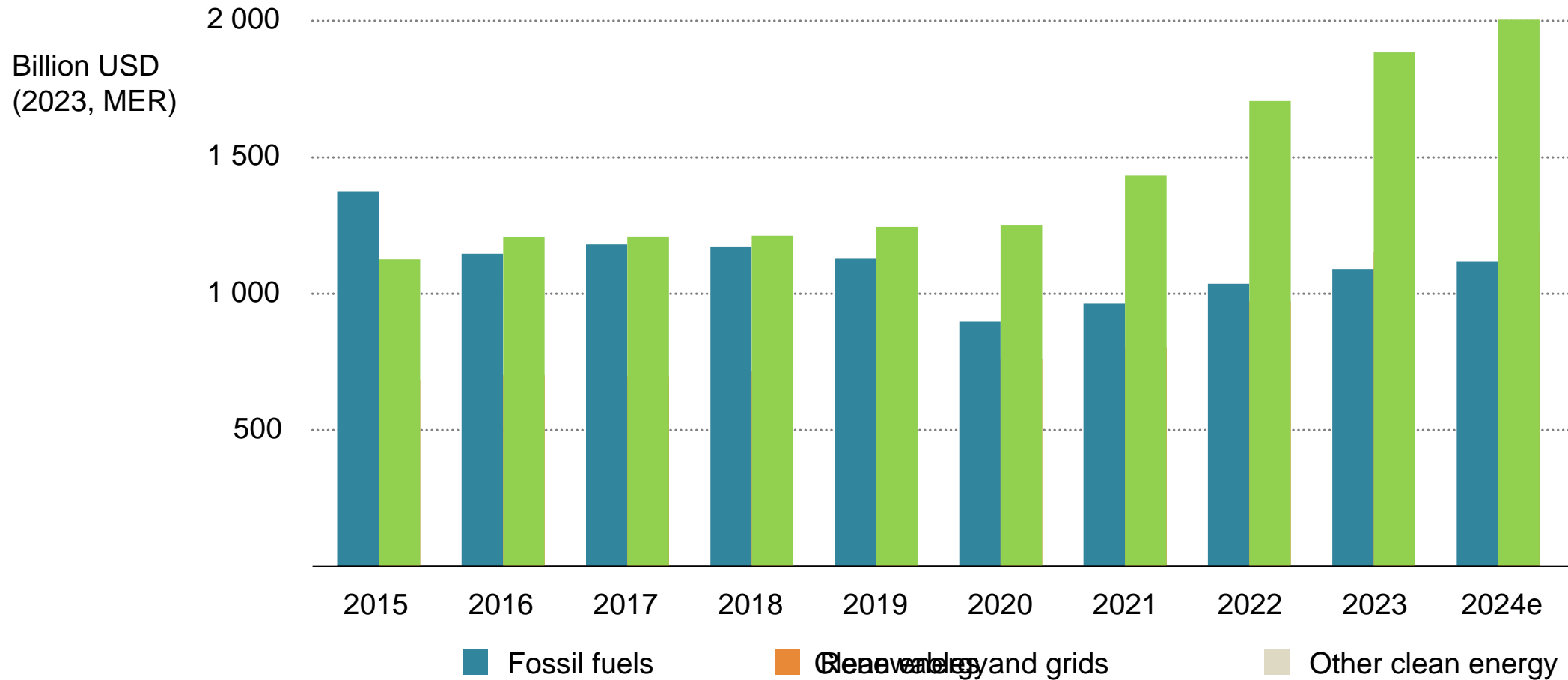


New system

- Decentralised / variable generation
- Low system inertia from rotating machines
- Multiple actors / competitive markets
- Two way flows of energy and communication
- Open networks and many devices
- Changing climate patterns

Clean energy pushes global energy investment above USD 3 trillion

Global investment in clean energy and fossil fuels, 2015-2024e

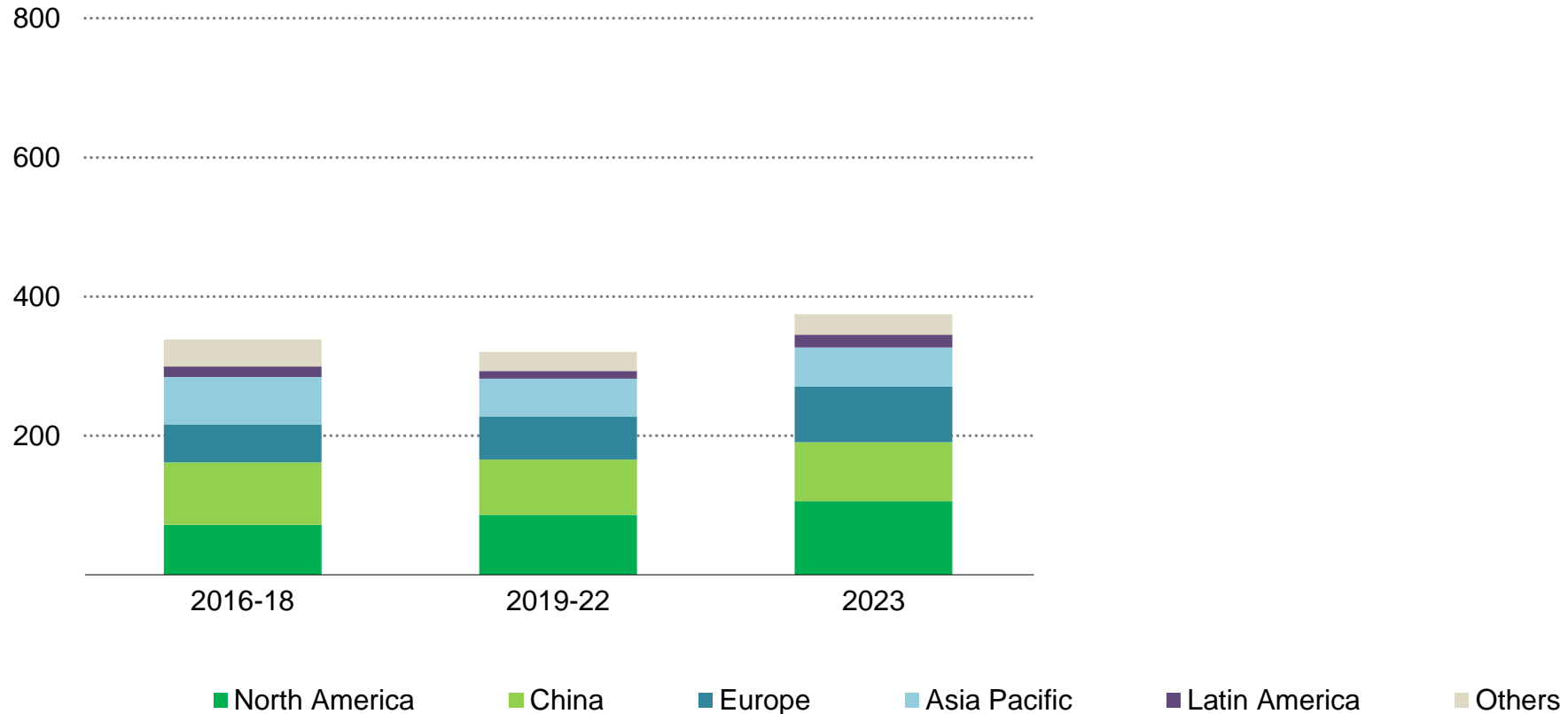


Total investment in the energy sector is set to top USD 3 trillion in 2024, thanks mainly to strong clean energy growth.

Grid investment is starting to pick up

Investment in power grid infrastructure by geography 2016-2035

Billion USD
(2023, MER)

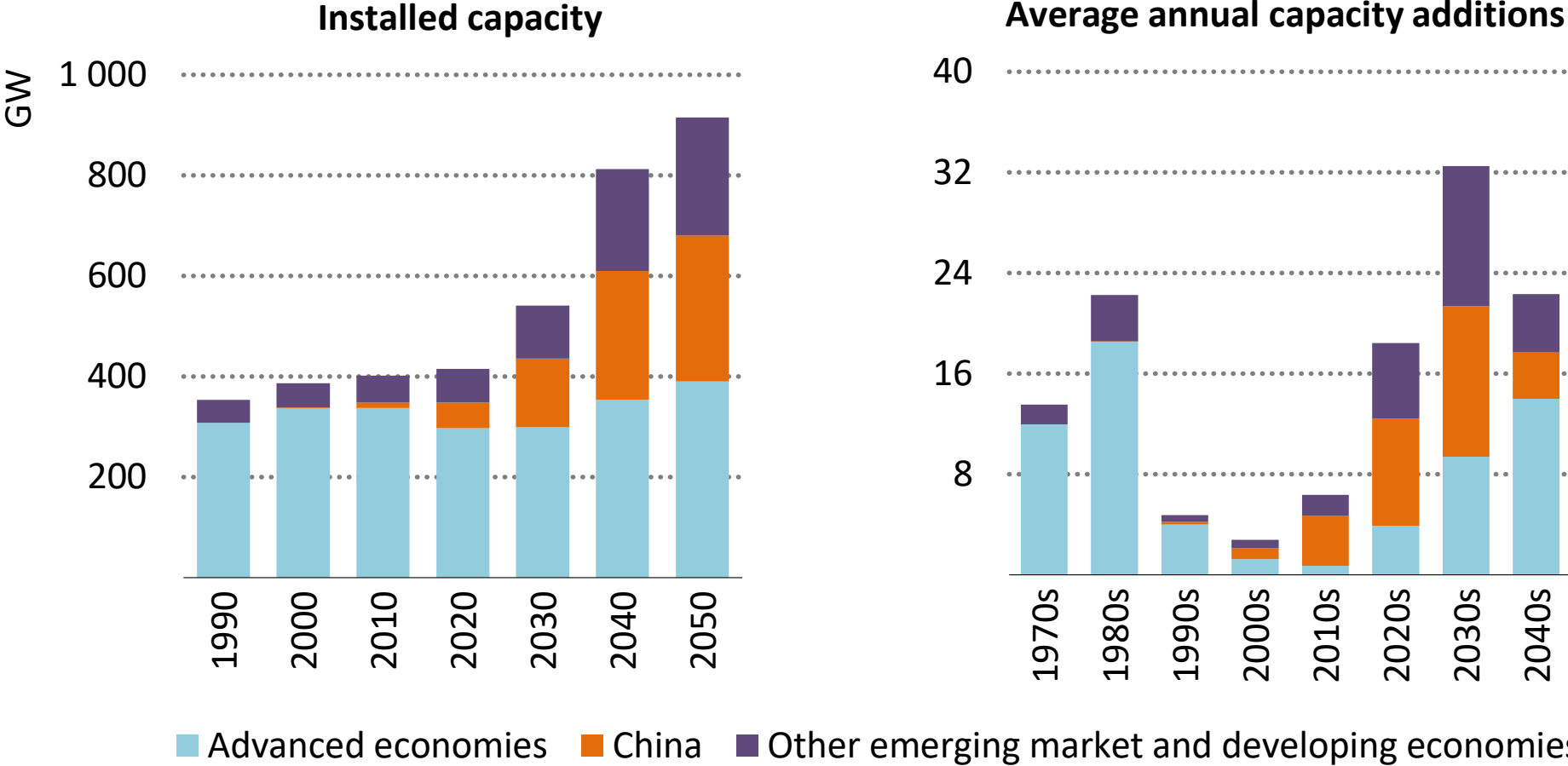


Grid investment is expected to reach USD 400 billion in 2024, with Europe, United States, China and parts of Latin America leading the way

Nuclear capacity more than doubles to 2050 on the path to Net Zero



World nuclear power capacity in the NZE



Doubling global nuclear capacity by 2050 means setting new deployment records and tripling investment to over USD 100 billion per year, while tripling nuclear capacity would require much higher levels in the 2030s and 2040s

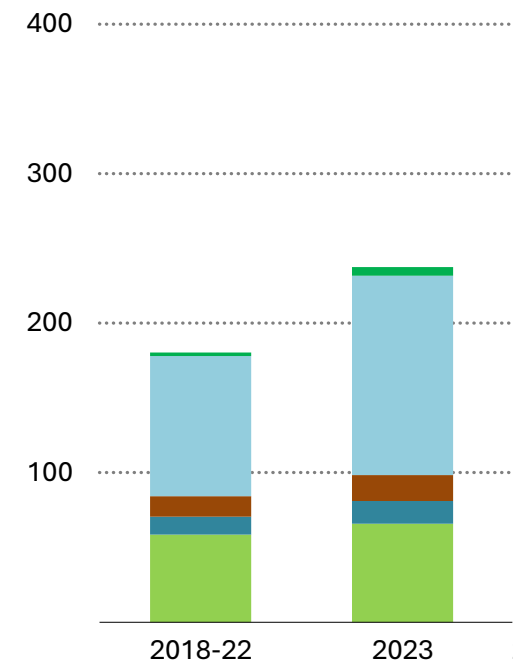
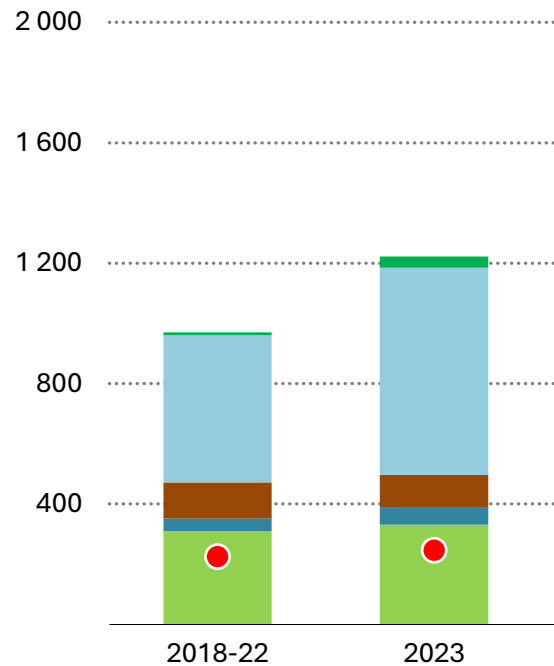
Renewables and grid spending now 80% of power investments

Power sector investment, 2018-2035

World

Europe

Billion USD
(2023, MER)



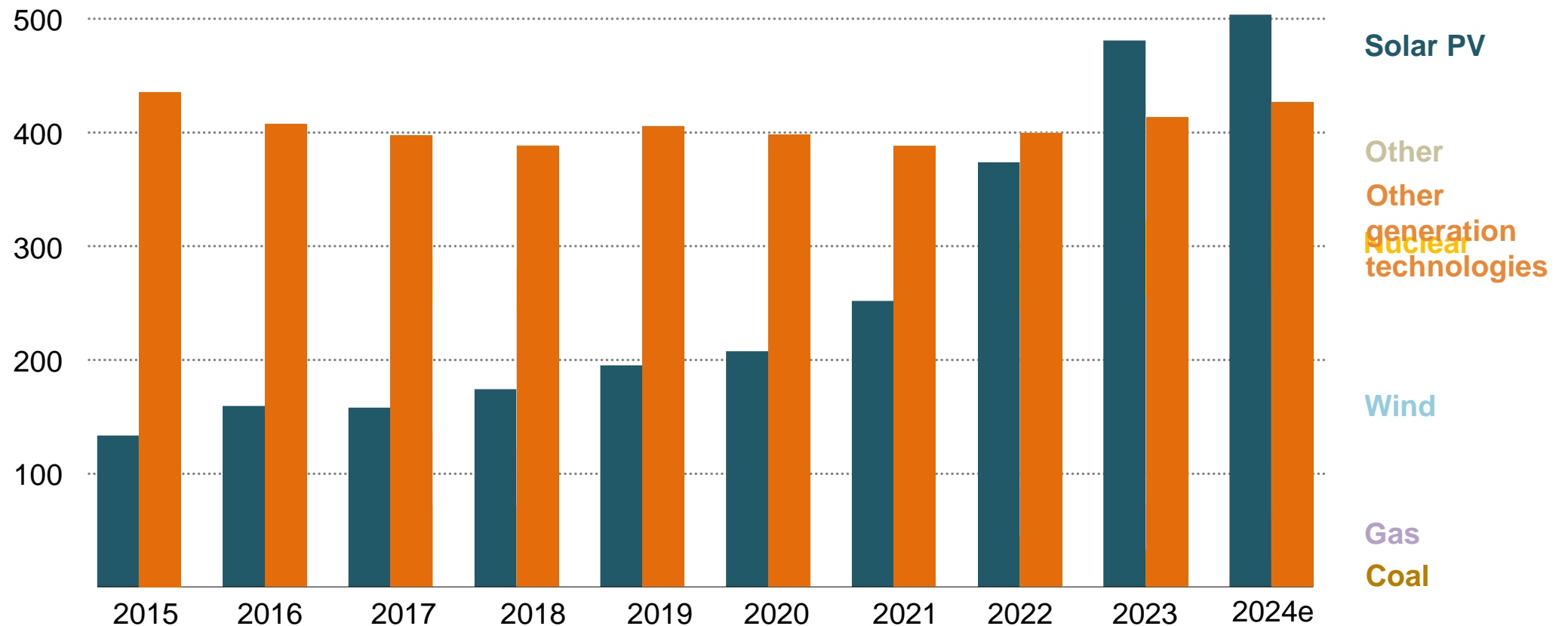
Grids Nuclear Fossil fuels Renewables Battery storage EMDE excl China

Power sector investment reached 1.4 billion USD in 2023, with renewables and grids now representing over 80% of the total investment

Solar PV has overtaken all other generation technologies combined

Global annual investment in solar and other generation technologies

Billion USD
(2023, MER)



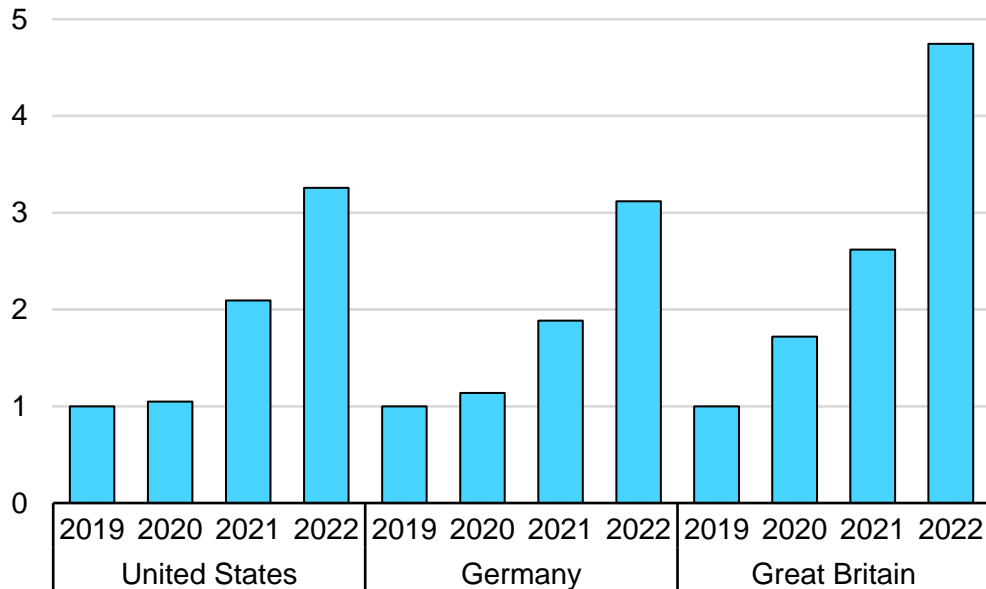
Investment in solar PV is set to hit half a trillion dollars in 2024, putting it at the centre of the transformation of the global energy sector. Investment in wind and nuclear power has risen as gas and coal spending falls back.

Symptoms of tardy integration signal urgency for targeted measures



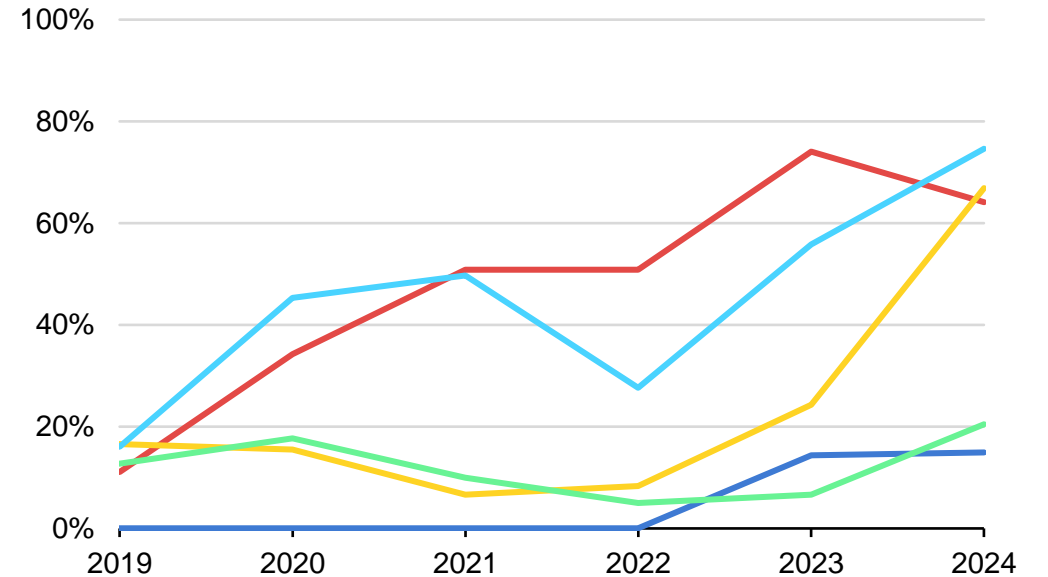
Annual transmission grid congestion costs (2019 = 1)

Annual transmission grid congestion cost estimates for selected markets 2019-2022



■ Total costs

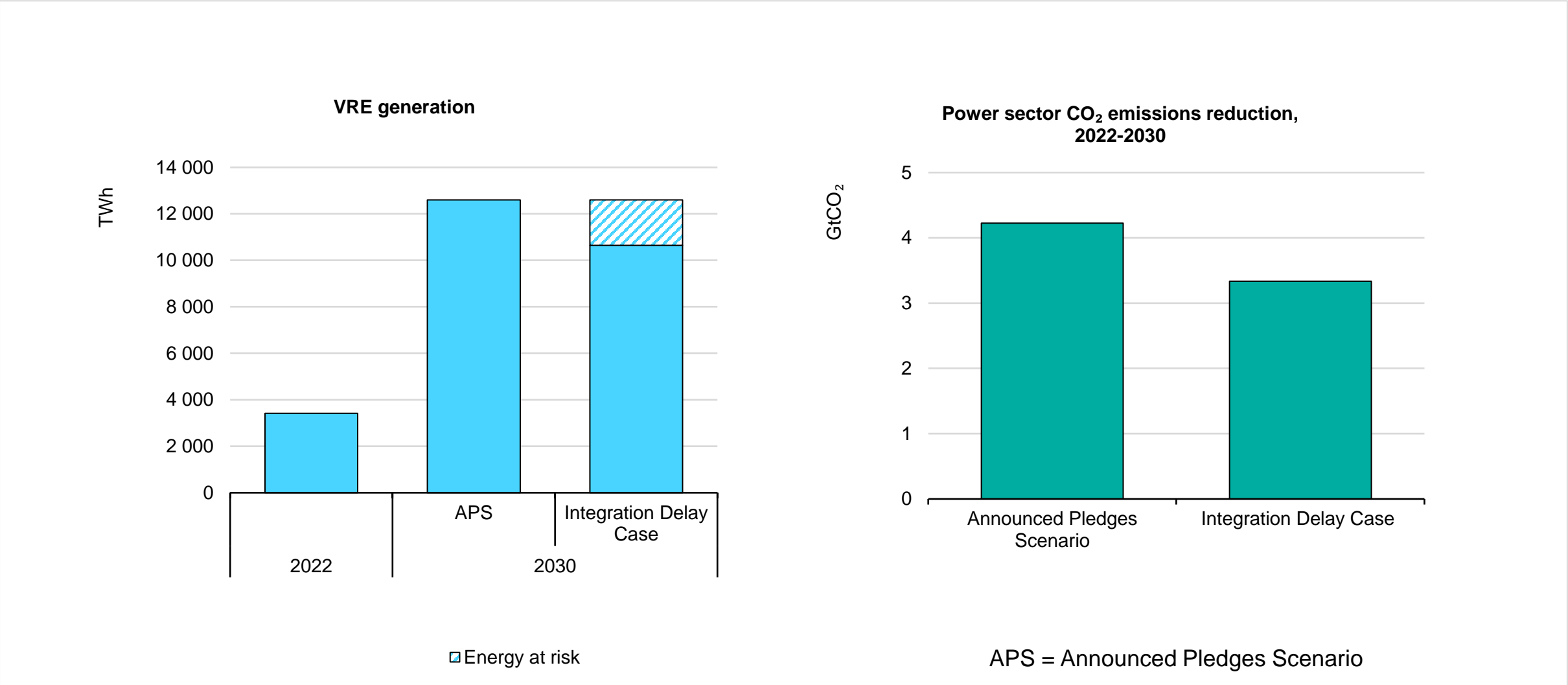
Fraction of days with at least one negatively priced hour in select regions in the first half of the year, 2019-2024



— South Australia — Southern California — Texas Panhandle
 — Texas Houston — Germany

Symptoms of integration challenges, such as grid congestion and negative electricity prices, are sending cautionary signals to investors in solar PV and wind.

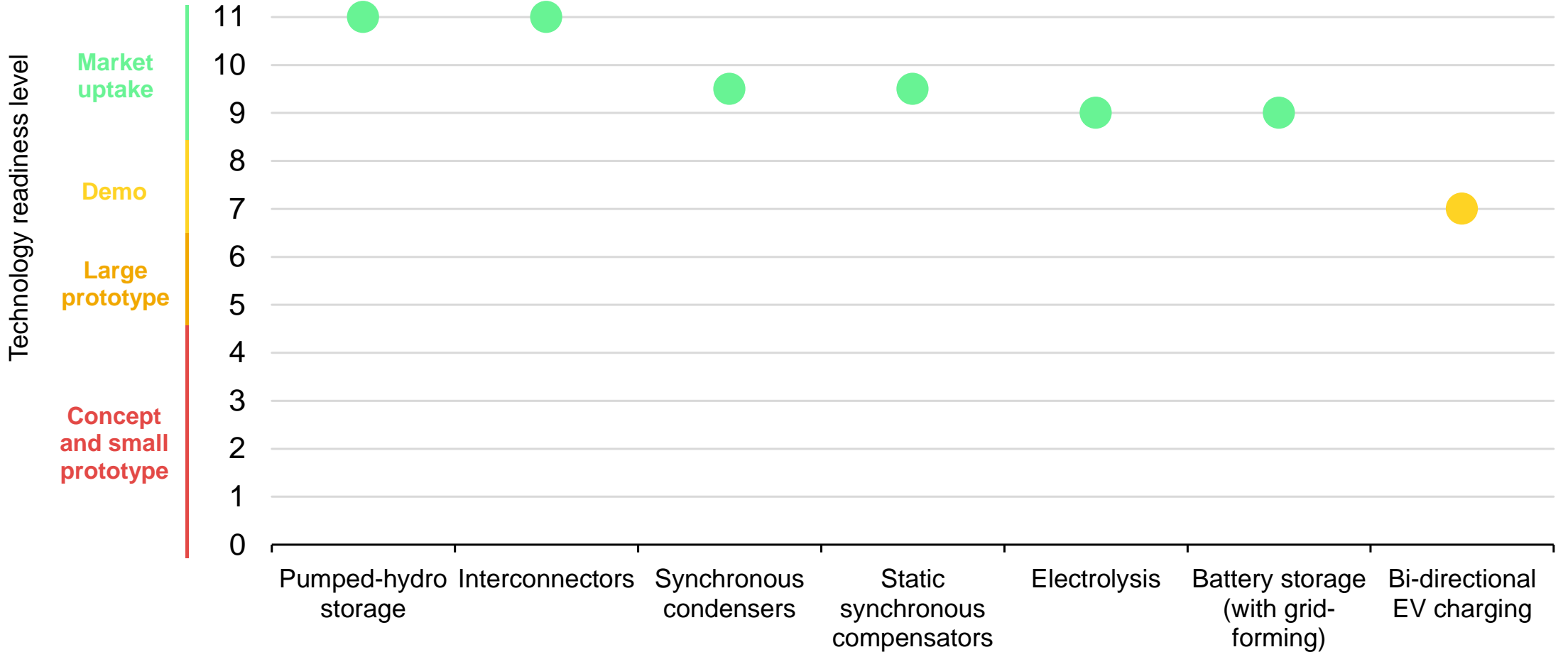
Delaying VRE integration can have significant consequences



If this decrease is compensated by increased reliance on fossil fuels, it could lead to up to a 20% smaller reduction of CO₂ emissions in the power sector out to 2030, putting electricity affordability and climate targets at risk.

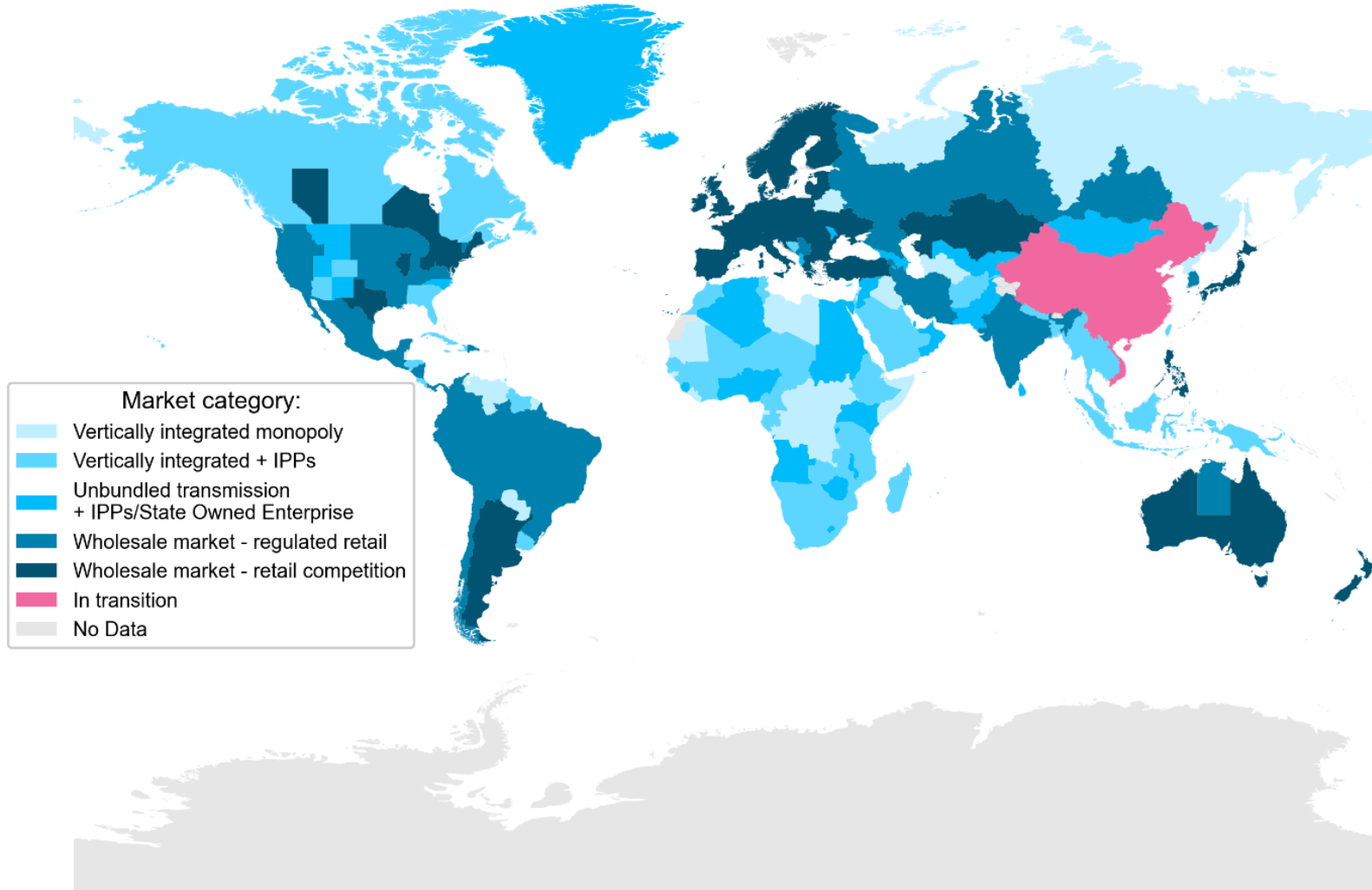
A portfolio of technologies will need to be deployed in high phases

Selected technological solutions for stability and flexibility



Most technological solutions needed to address stability and flexibility are mature or nearing maturity. Their successful rollout relies on appropriate policy and regulatory action.

Fast transformation increases the focus on power markets



The majority of electricity is consumed in systems that depend on liberalised power markets.

Several Objectives

- Drive investments
- Ensure efficient and secure power system operation
- Provide incentives for demand response
- Protect consumers

Different Markets

- Short-term markets (day-ahead, real-time)
- Long-term markets (futures, PPAs, CfDs)
- Retail markets for smaller consumers

Underlying principles

- Regional integration, fairness, affordability, decarbonisation

Effective market design focuses each sub-market on its primary objective, minimising negative interferences and considering all policy objectives.

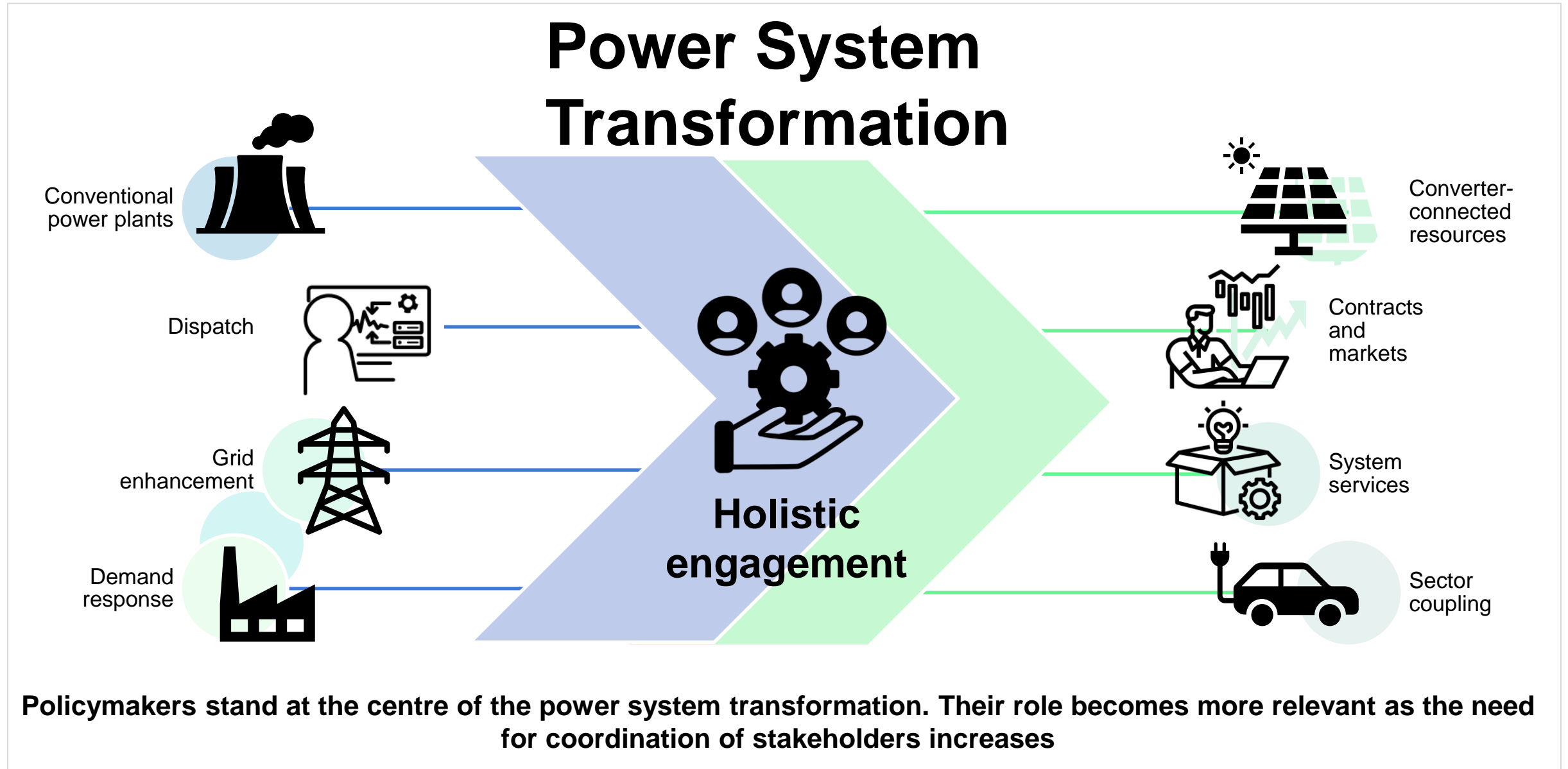
Some key questions for coming years

How to enhance long-term markets? How to properly design CfDs?

Advancing and integrating planning: scenarios and sectors

How to bring alignment between remuneration and services needed?

Effective market design focuses each sub-market on its primary objective, minimising negative interferences and considering all policy objectives.



led

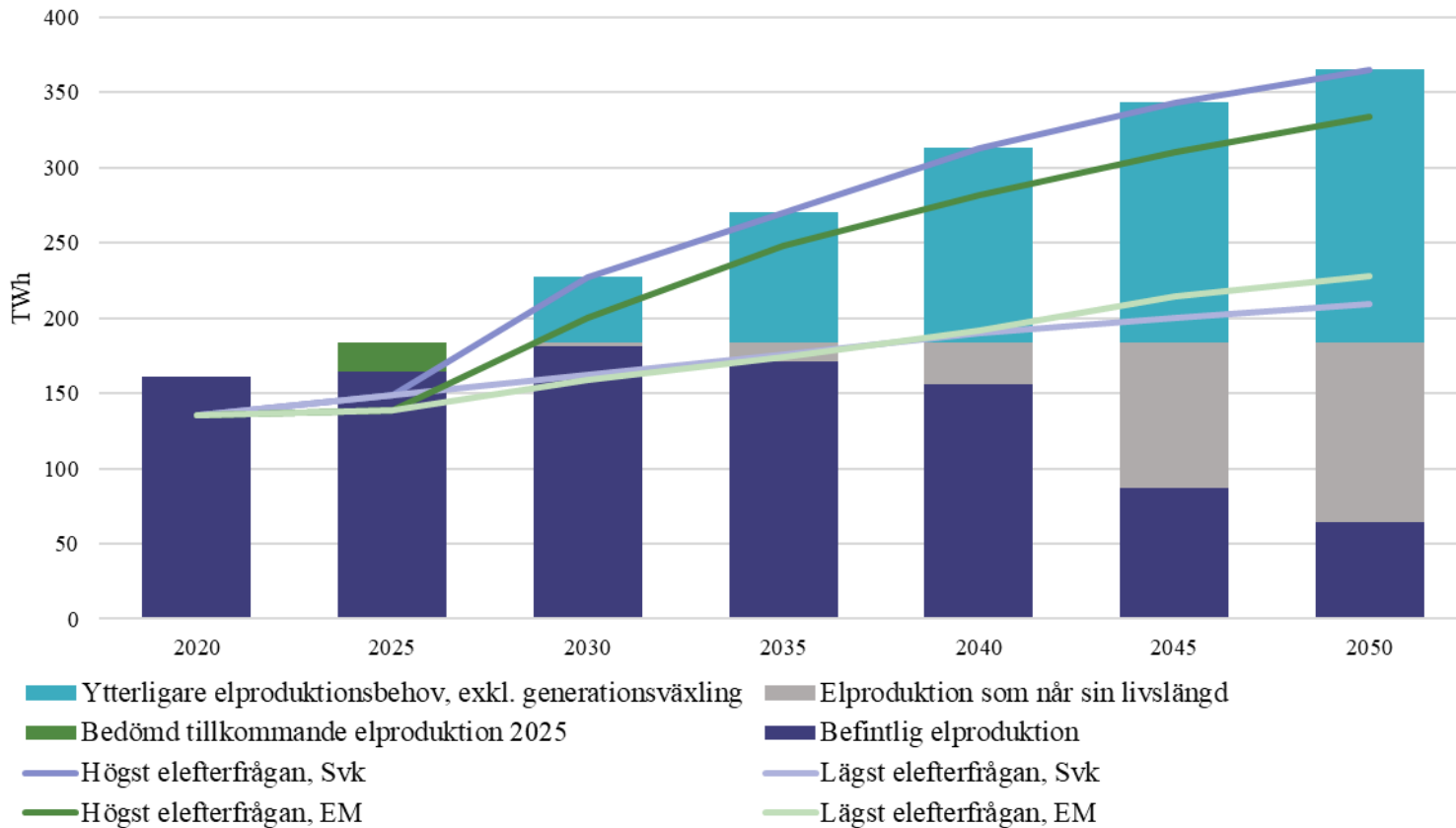
Behovet av investeringar i elproduktion

Hearing om riskdelning på elmarknaden och statens roll

Anna Andersson



Behovet av elproduktion framåt



- Elefterfrågan är svårbedömd men även den lägsta nivån innebär en kraftig ökning.
- Behov av elproduktion kan vara +45 TWh redan i början av 2030 och
- ...mellan 115-250 TWh till 2045 om ny elproduktion och reinvesteringar inkluderas.
- Alla kraftslag behövs
- Mycket vindkraft oavsett scenario och behov av flexibilitet av olika slag
- Takt och tilltro
- Samhällsutveckling, acceptans och tillstånd
- Långsiktiga spelregler



Anna Andersson

Analytiker

anna.andersson@energimyndigheten.se

Besök oss på

www.energimyndigheten.se



Hearing om riskdelning på elmarknaden och statens roll

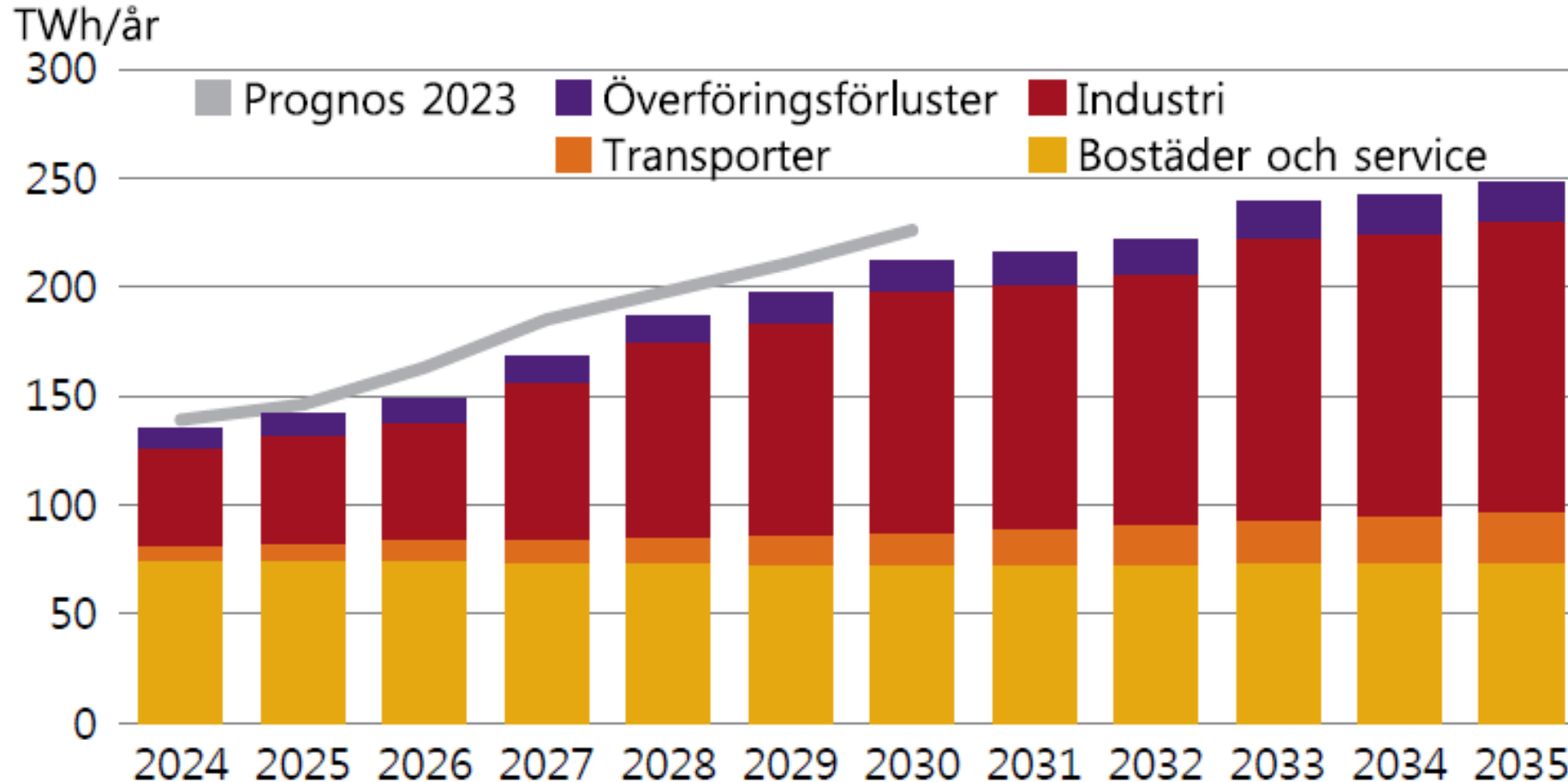
Behovet av investeringar i ny elproduktion i Sverige

Johan Bruce

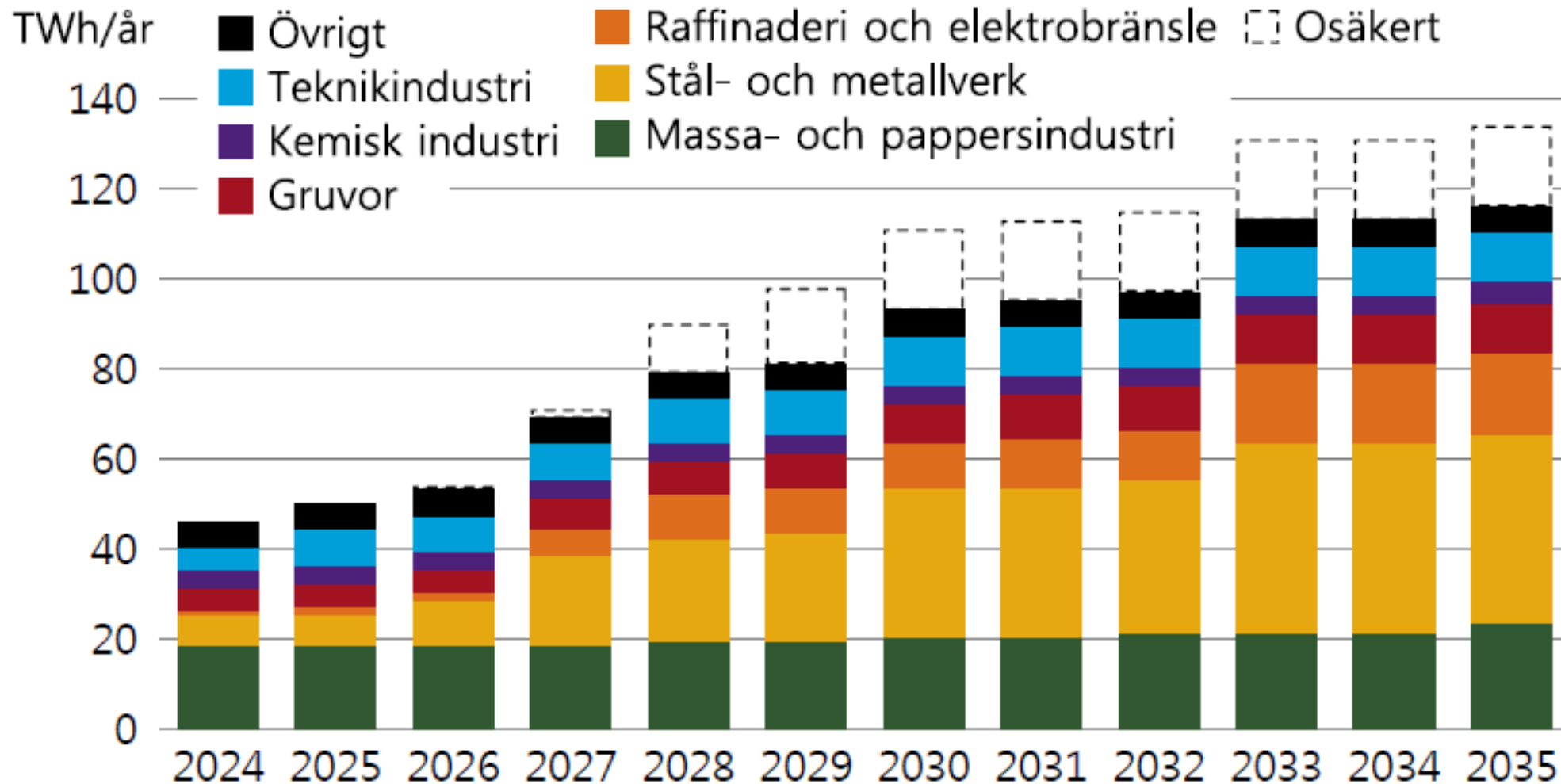


2030 ~210 TWh (+75 TWh, varav 66 TWh i industrin)
2035 ~250 TWh (+115 TWh, varav 88 TWh i industrin)

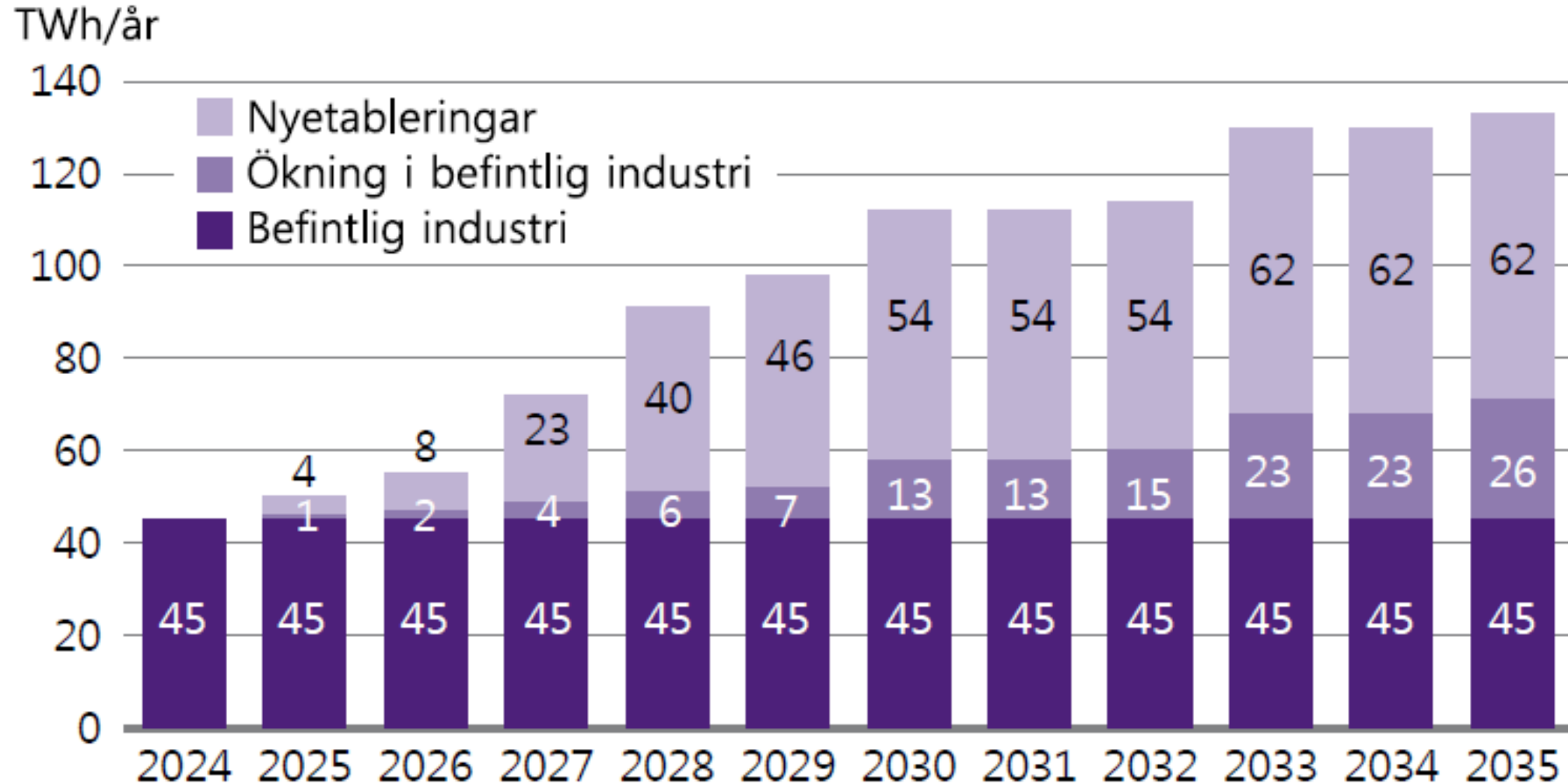
Elanvändning i Sverige 2024-2035



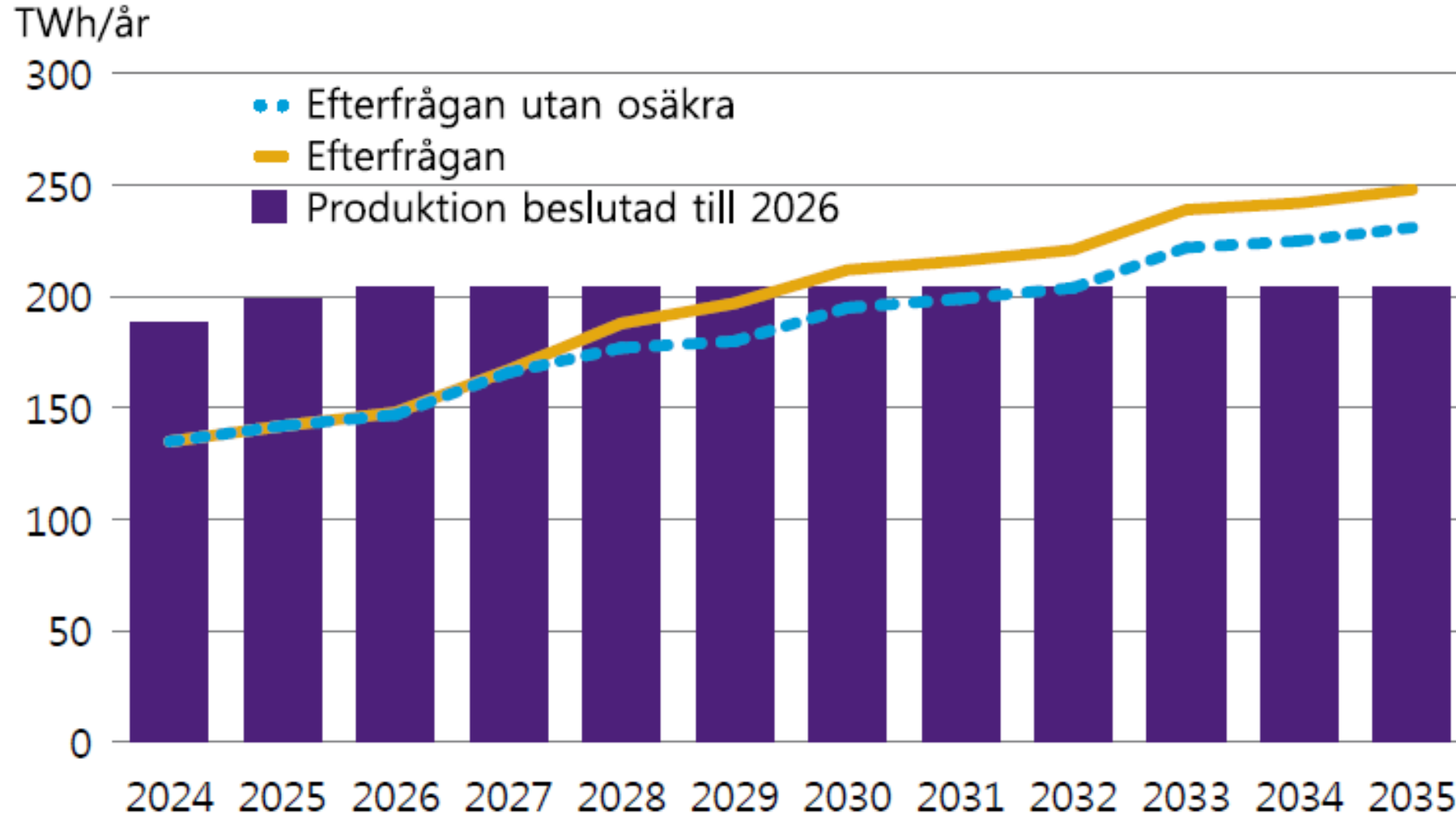
2030, +66 TWh i industrin, varav 18 TWh osäkert
2035, +88 TWh i industrin, varav 18 TWh osäkert



26 TWh för att ställa om befintlig industri



Minst 45 TWh ny elproduktion från 2026 till 2035 27 TWh utan osäkra



SKGS



Riskhantering på en volatil marknad

Elmarknadsutredningen, hearing 8 okt 2024

Mia Bodin,
Bodecker Partners



Bodecker Partners

Oberoende rådgivare till storskalig förnybar elproduktion samt ny elintensiv industri inom t.ex. vätgas/PtX, datacenters, industri med omställningsbehov/elektrifiering.

Fokus på riskhantering och prissäkring av energiprisrisker på fysiska och finansiella marknader samt bilateralt.

Rådgivare i flertalet pågående rekonstruktionsärenden av vindkraft med PPA:er.

Medförfattare till Energimarknadsinspektionens rapport "Bilateral hedging of electricity in Sweden" från juni 2024.

Varför behövs elprissäkring för investeringar?

- Kapitalkrävande investeringar med långa avskrivningstider. Gäller både ny elproduktion och ny industri eller elektrifieringsprojekt.
- Den nordiska elmarknaden är en av de mest volatila i världen. Mer förnybart skapar mer volatilitet (i väntan på mer laging). Elprissäkring stabiliserar kassaflöde.
- Behov av att matcha ofta långa kundavtal med fastprisupplägg på industrisidan, t.ex. grön e-metanol/ammoniak, grönt stål, batterier osv.
- Möjliggöra lånefinansiering. Principen lägre risk = lägre kapitalkostnad gäller, men ofta är elprissäkring en förutsättning för att överhuvudtaget få lån.

Hur kan industri och producent prissäkra sig idag?

Finansiella marknader som t.ex. Nasdaq och EEX

- Flera tidshorisonter
- 10 år (teoretiskt) möjligt, 3-5 år för elområde
- Ingen motpartsrisk ("clearade"), men kostnader i form av "spreadar", handelsavgifter och säkerheter/marginkrav

Bilaterala avtal direkt mellan producent och konsument (industri) – kallas ofta "Corporate Power Purchase Agreement (PPA)"

- Olika tidshorisonter, strukturer och prissättning
- Ofta ca 5-10 år. Över 20 år ovanligt.
- Riskfördelning beroende på struktur
- Ofta stor motpartsrisk

Bilaterala avtal med elhandlare baserade på Nasdaqs kontrakt – kallas ibland "Utility PPAs".

Andra former av strukturerade finansiella kontrakt, t.ex. Optioner.

UTMANINGAR

- Likviditetsproblem efter 3-5 år. Stora prisskillnader.
- Kvarstående volym- och profilrisk för producenter.
- Hög kostnad för säkerheter. Speciellt svårt för ny industri utan "extra" kapital som kan sättas undan eller möjlighet till bankgaranti.

- **Prisgap** (ca 10 EUR/MWh) mellan prisgräns för ny industri resp. ny produktion.
- Tidsaspekt svår när timing inte matchar.
- Volym- och profilrisker kvarstår – vem tar risk?
- Stora motpartsrisker, ingen "bankability", = hög kostnad. Extra svårt utan möjl. till moderbolagsgaranti.

- Som ovan men ännu större prisgap
- Timingen och motpartsrisk dock lättare

- Premier ökat i pris kraftigt pga hög volatilitet

Konsekvenser av mer volatil marknad

- Större konsekvenser av fasta volymer i prissäkringskontrakt → Svårare för industri att prissäkra sin förbrukningsprofil
- Större konsekvenser av “kannibalisering” → Svårare för producenter att erbjuda fasta volymer
- Större prisgap mellan prisprognoser och marknadspriser → Svårare att komma överens om pris
- Högre osäkerheter → Högre finansieringskostnader = ännu större prisgap

Hur skulle staten kunna underlätta nuvarande strukturer?

Riskdelning, teknikneutrala incitament och, vid behov, stöd före driftfas

Statliga kreditgarantier* för att stötta långa kontrakt på handelsplatser och bilaterala kontrakt. Minskar både kostnader och finansieringsrisk på båda sidor och reducerar därmed nuvarande prisgap.

Fullt återinförande av **bankgaranti** vid säkring på Nasdaq/EEX.

Utökade satsningar på **stödtjänster för teknikneutrala bidrag till systemstabilitet**. Ger incitament till investeringar där det är mest effektivt, samt ökar lönsamhet för både produktion och industri. Det minskar prisgap och ökar möjlighet till bilaterala kontrakt.

Investeringsstöd/"LCOE-stöd" istället för prissäkringsstöd till både produktion & industri ("den gröna omställningen"), t.ex. nätanslutning (som i övr. Europa), industriklivet. Minskar kostnader, därmed prisgap och ökar möjligheten till bilaterala kontrakt.

Bibehåller nödvändiga marknadssignaler och innebär t.ex.

- Neddragning av produktion vid överproduktion och neddragning förbrukning vid underproduktion.
- Satsningar på de mest effektiva lagringslösningar.
- Samarbeten mellan industri och produktion för högsta möjliga kostnadseffektivitet

Räcker det?

Upp till projektbolagen och industri att svara på. Men troligen, om de införs rätt, snabbt och teknikneutralt, samt kombinerat med tydligt kommunicerade mål och ambitioner på kort- och lång sikt så JA.

Teknik, marknader och färdiga projekt finns redan för att leverera el, i baskraftsliknande strukturer, till prognosticerad volym elanvändning.

MEN

Om marknadslogik redan är satt ur spel, t.ex. genom garanterade elpriser till specifika kraftslag, så behövs sannolikt mer stöd även till övriga.

Effekter av Cfd-stöd till elproducenter ur ett marknadsperspektiv – det riskerar att:

- Minska långsiktiga prissäkringsmöjligheter för elanvändare. Reducerar utbudet på både finansiella marknader och bilateralt (PPA:er).
- Sänka elpriserna på marknaden och därmed kraftigt försämra lönsamheten för befintliga anläggningar, samtidigt som industri och hushåll ändå får betala genom skatter eller andra avgifter.
- Förstöra marknadssignaler och incitament i stödtjänster som syftar till kostnadseffektiva åtgärder för systemstabilitet och leverans av baskraft.
- Därmed även öka prisvolatilitet vilket låsa fast subventionsbehov.

Om det ändå behövs marknadspåverkande stöd, t.ex. CFD

Mål:

- Säkerställa den gröna omställningen
- Bibehålla (helst öka) svensk industris konkurrenskraft
- Göra ovan så snabbt och till så låg kostnad som möjligt

Medskick

- Säkerställ att både elproduktion OCH industri kan prissäkra intäkter resp. kostnader. Cfd till ena kan kräva cfd till andra.
- Säkerställ att stöd till ny elproduktion inte slår undan benen för befintliga anläggningar.
- Säkerställ teknikneutralitet och styr efter behov utifrån tid, systemnytta och volym.
- Säkerställ att incitament kvarstår (ökar) för att agera på marknadssignaler.
- Kom ihåg att trygghet i framtida högt elbehov ger trygghet i investeringar i ny elproduktionen. Var gör stöd mest nytta?
- Kan staten erbjuda vanliga likvida prissäkringsinstrument/kontrakt (till båda sidor)? Ger transparens och möjliggör vidarehandel på marknadsplatser samt bibehållen (ökad) marknadslikviditet?

Sammanfattning

- Prissäkring 3-5 års sikt idag relativt enkelt och kostnadseffektivt. Längre prissäkringar präglas av höga kapitalkrav för säkerheter, samt låg likviditet. Långa bilaterala prissäkringar hindras av prisgap samt stora kreditrisker. Volym- och profilrisker ökar med högre volatilitet och “kannibalisering”.
- Samtidigt blir längre tidshorisonter allt viktigare med storskaliga projekt och långsiktiga industriinvesteringar.
- Support bör främst stötta ökad handel på marknadsplatser, därefter bilateralt. T.ex. genom statliga garantier till börser eller aktörer. Eventuellt ytterligare stöd bör ske i projekt-/byggfas för att säkerställa fortsatta incitament till agerande på marknadssignaler i drift.
- Om nämnda åtgärder införs korrekt och teknikneutralt, samt kombinerat med tydligt kommunicerade mål och ambitioner på kort och lång sikt så räcker detta långt för att ge den gröna omställningens aktörer rätt förutsättningar för hållbara investeringar.
- Om däremot marknaden förstörs, t.ex. genom garantipriser till vissa, så behövs mer stöd även till marknadens övriga aktörer.
- Isåfall måste dessa system säkerställa prissäkringsmöjligheter för både producenter och elanvändare, värna befintliga anläggningar, värna incitament för agerande på prissignaler, samt säkerställa stöd utifrån teknikneutralitet och behov i tid, systemnytta och volym. Kontrakt bör helst vara likvida marknadsinstrument som går att handla vidare på börs.

Tack för visad uppmärksamhet!



Mia Bodin

Co-founding Partner

Bodecker Partners AB

mia@bodeckerpartners.com

073-808 18 98

Bodecker Partners expertis inom den nordiska elmarknaden hör till Sveriges främsta. Vi erbjuder oberoende rådgivning och hantering av marknadspriserisker till investerare i nordisk förnybar elproduktion

Bodecker Partners – oberoende rådgivning och förvaltning

Handeln på de organiserade marknadsplatserna har minskat över tid

Är det ett problem för konkurrensen?



Utgångspunkter

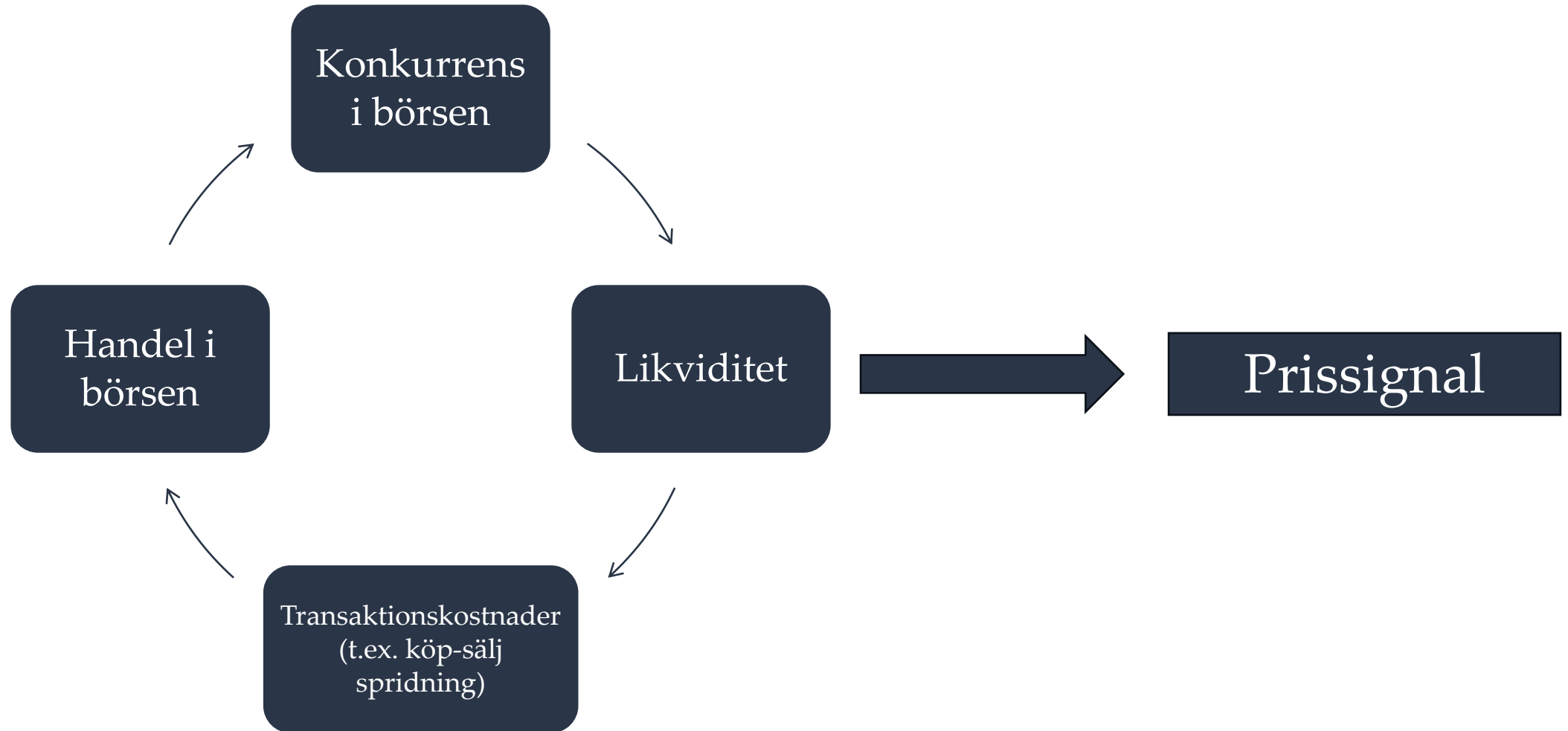
Vad kännetecknar en välfungerande terminsmarknad?

- Tillgång till produkter/tjänster som passar prissäkringsbehovet
- Transparens, konkurrens och likviditet
- Låga transaktionskostnader
- Låga inträdesbarriärer

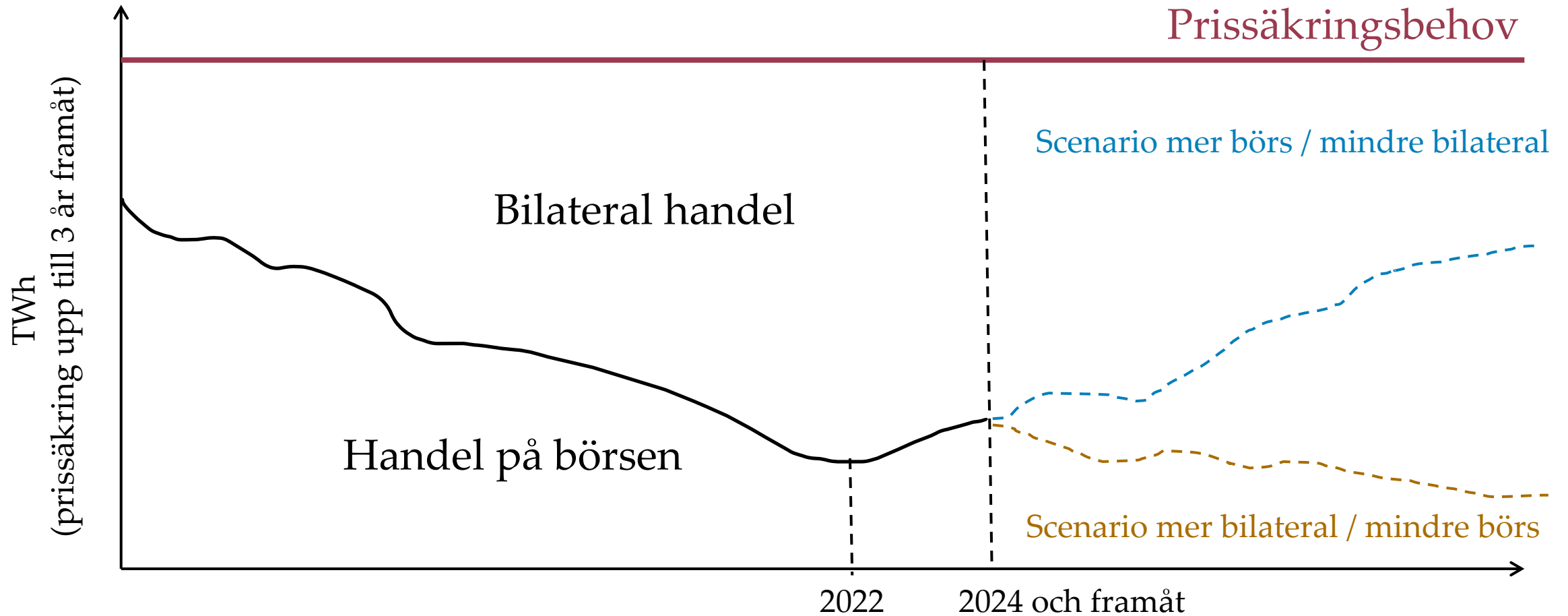
Varför är det viktigt?

- Prissignalen är viktig som riktmärke för framtida pris
- Mer volatila priser kan öka prissäkringsbehov
- Komplement till t.ex. PPA

Likviditet och konkurrens på terminsmarknaden



Prissäkringsbehov täcks av handel på börsen och bilateral handel



Vilken styrning får vi från EU-regelverken?

Vilket mandat har staten att föreslå marknadsvårdande åtgärder genom EU:s regelverk?

Vad säger regelverken om PPA:er?

Medlemsstaterna ska ta bort barriärer för PPA

- I Sverige har användningen av PPA-avtal ökat
 - Försiktiga med att införa barriärer
 - Kreditrisken är ett hinder, särskilt för mindre aktörer



Frivilliga mallar för PPA

- Är en standardisering av utformningen till hjälp för mindre aktörer?
- Tillsynsmyndigheterna (ACER) ska gemensamt utreda detta senast 17 okt 2024
 - Avtalen är unika mellan parterna och svåra att standardisera
 - Expertgrupp lutar åt att det inte finns så stort värde med mallar

Utformning av CfD

- Utformningen kan göras på många sätt så länge det är inom statsstödsreglerna
 - *Måste visa att nödvändiga investeringar inte kan ske utan stöd*
 - *Minimalt stöd som behövs för att få till investeringen*
- *Samverkan mellan CfD:er och andra prissäkringsverktyg*
 - CfD-lösningar riskerar att minska likviditet på terminsmarknaderna och möjligheter för PPA-avtal
 - Det finns exempel där CfD kommer med krav på att erbjuda PPA-avtal



Prissäkring mellan elområden - Zone to hub

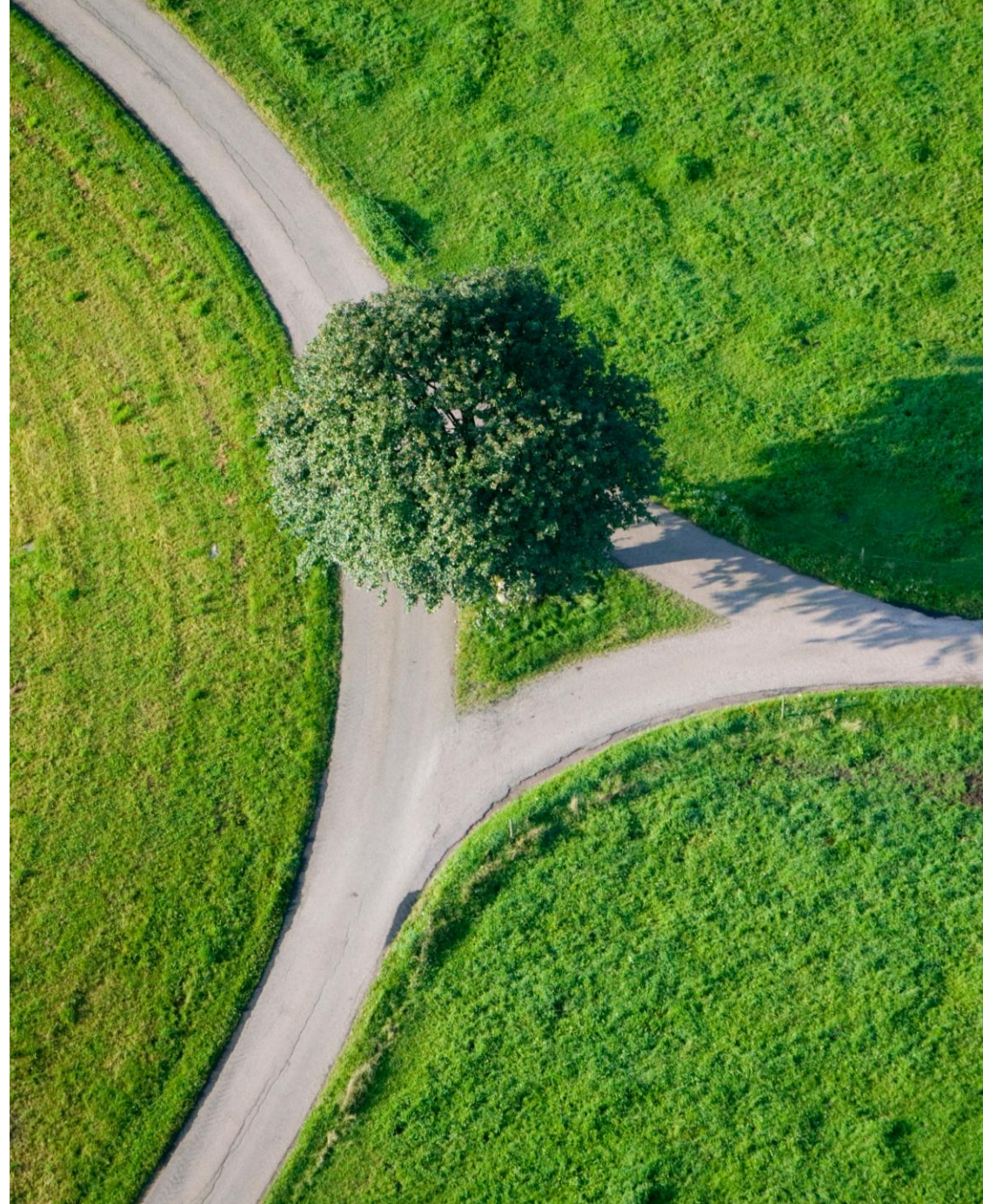
- Det kommer troligen en variant som heter Zone to hub-prissäkringsprodukter, som ny huvudregel
 - tidigare fanns bara LTTR:er mellan närliggande elområden som huvudalternativ
 - mer lik den nordiska konstruktionen med systempriskontrakt och epad
- Revidering av FCA-förordningen
 - Konsekvensanalys pågår



Slutsatser och möjligheter

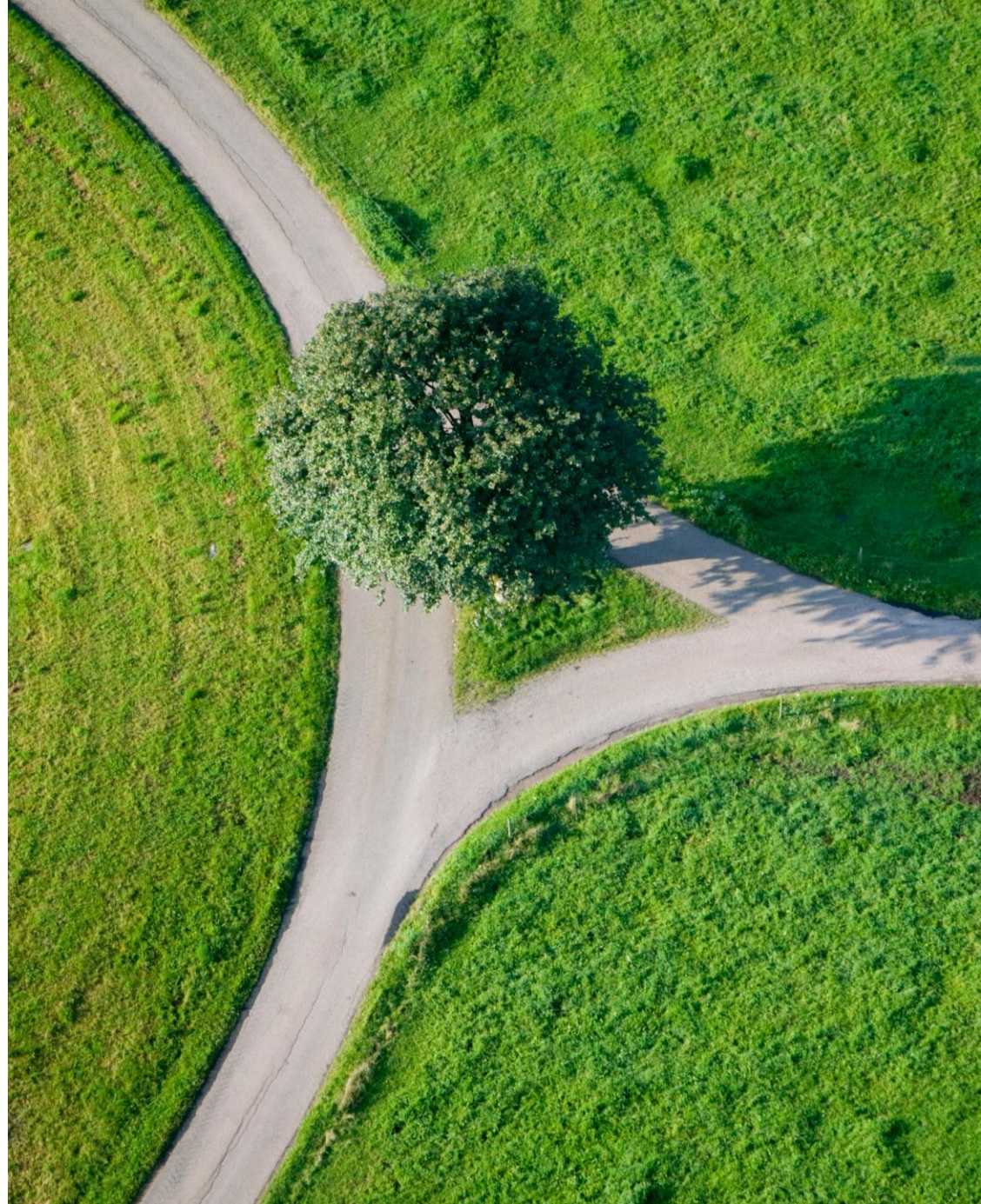
Slutsatser

- Viktigt att bibehålla förtroende för marknaden
- Åtgärder ska helst verka för att återföra volym till terminsmarknader, inte tvärtom
- En effektiv och transparent prissignal i terminsmarknaden är avgörande för hanteringen av prisrisk, det bidrar även till PPA-marknaden
- Viktigt med möjligheter att prissäkra sig även mellan elområden
- Viktigt med aktiva elbörser och innovation



Möjligheter

- Utforska prissäkringsmöjligheterna mellan elområdesgränser (Zone to hub)
- Utforska kreditgaranti från staten för att minska motpartsrisken för att minska hinder på PPA-marknaden för mindre aktörer
- Den finansiella marknaden är inte enda sättet att säkra sitt pris
 - Flexibilitet och lagring kan spela en roll
- Utformningen av säkerhetskraven som ställs på EU-nivå



Energimarknader för samhällets behov



LUNCH

Nästa pass börjar 12:45

Behovet av statligt riskavlyft för att främja investeringar

Markus Wråke, vd Energiforsk
Elmarknadsutredningen 2024-10-08

markus.wrake@energiforsk.se

@markuswrake

När bör staten lägga sig i?

Alltid - staten bestämmer regler för marknader

Icke perfekta marknader är vanliga

- Kollektiva nyttor som utbildning, miljö
- Bristande information
- Inträdesbarriärer

Låga investeringar och hög risk inte i sig misslyckanden

Markus Wråke, vd Energiforsk

Elmarknadsutredningen, 2024-10-08

markus.wrake@energiforsk.se

@markuswrake

Utmaningar för elsystemet

Markus Wråke, vd Energiforsk

Elmarknadsutredningen, 2024-10-08

markus.wrake@energiforsk.se

@markuswrake

Storleksordning

Investeringsbehov i elproduktion och –nät till 2050 i storleksordning 1 500 mdr

Markus Wråke, vd Energiforsk

Elmarknadsutredningen, 2024-10-08

markus.wrake@energiforsk.se

@markuswrake

Storleksordning

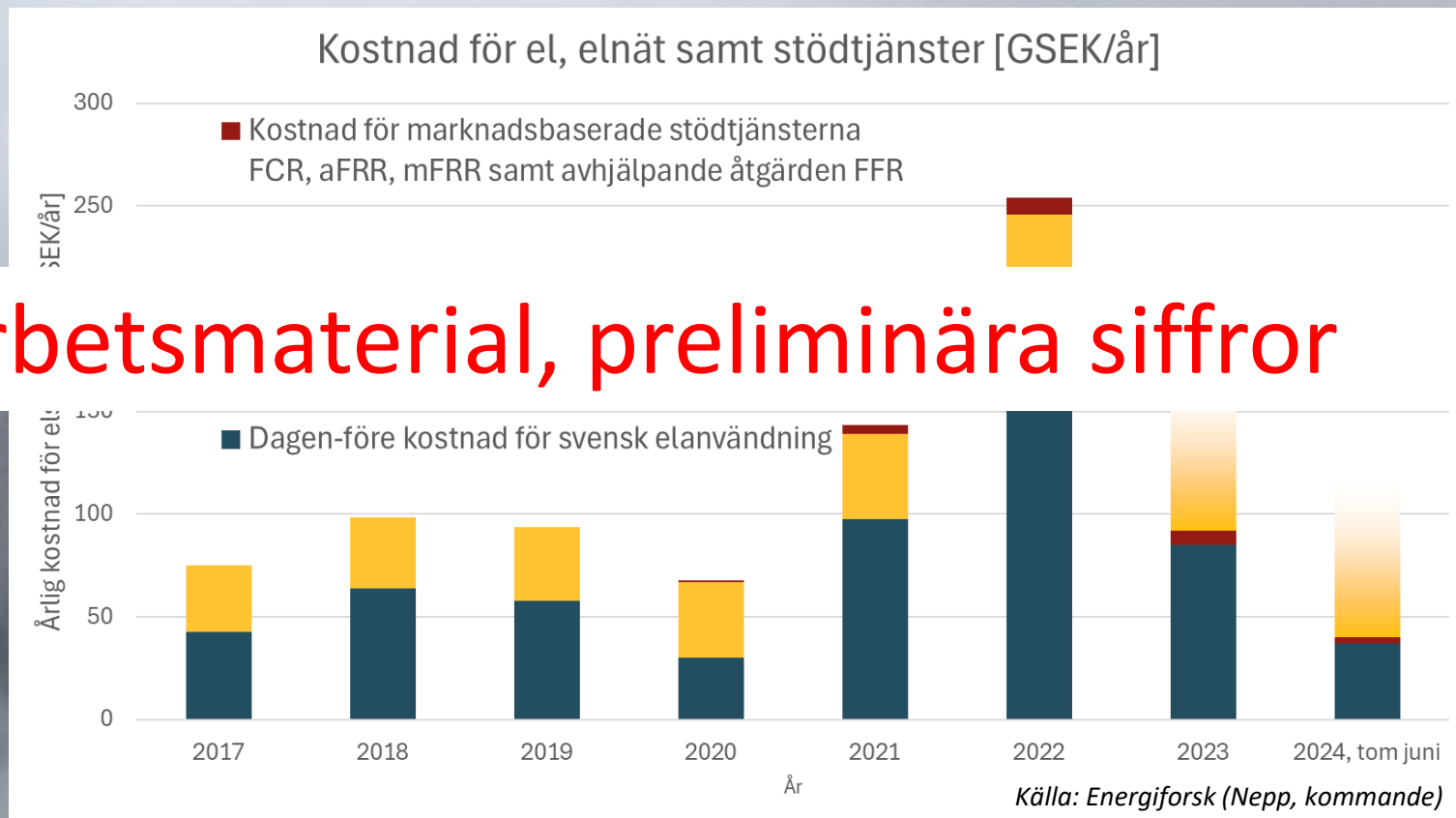
Markus Wråke, vd Energiforsk

Elmarknadsutredningen, 2024-10-08

markus.wrake@energiforsk.se

@markuswrake

Arbetsmaterial, preliminära siffror



"Planeringsmål" och "kostnadseffektivitet" skaver

- Elsystemet ska byggas ut för att möta 300 TWh efterfrågan
- Utbyggnaden ska ske "kostnadseffektivt"

Investeringsproblemet

- Vanlig affärslogik gäller
 - Elproducenter måste tro att elpriset blir tillräckligt högt för att investeringar ska bli lönsamma
 - Industrin måste tro att elpriset blir tillräckligt lågt för att nya investeringar ska bli lönsamma
- Vad kan motivera att staten tar risk?
- Kandidater
 - Icke-prissatta nyttor och kostnader
 - Svårt för privata aktörer att säkra sig mot vissa risker
 - Skala och hastighet
 - Långa tidsperspektiv
 - Icke-perfekt omvärld
 - El som kollektiv nytta

Hur staten bör lägga sig i har principiell botten

Vågar vi lita på marknader?

Är el en allmän vara?

Markus Wråke, vd Energiforsk

Elmarknadsutredningen, 2024-10-08

markus.wrake@energiforsk.se

@markuswrake

Debatten pekar mot en tudelad marknad

Europeisk elmarknad optimerar befintliga resurser

Investeringar styrs av en annan logik:

- Statligt riskavlyft (subventioner)
- Reglering för till exempel leveranssäkerhet

Elanvändarna behöver då betala för två delar

- ett (sannolikt lågt) rörligt pris som genereras på den europeiska elmarknaden
- fast kostnad för investering och för eventuella subventioner i Sverige

Svårt för Sverige att göra ensamt, riskerar att subventionera andra länder

Ökat statligt ansvar kan leda till minskat ansvar hos privata aktörer

Riskavlyft för "investeringar" eller för "förmågor"?

- Produktion
- Elnät
- Flexibilitet
- Lagring

- Leveranssäkerhet
- Samhällskostnad och elpris
- Energisäkerhet
- Jämlikhet

Vilka marknadsmisslyckanden hindrar?

Vilka av dessa hanteras bäst med riskavlyft?

Summering

Börja med principerna:

- Hur ser vi på el som vara?
- Vilka förmågor vill vi ha mer av?

Identifiera marknadsmisslyckandet.
Lyft bort nödvändiga risker, inte fler.

Analysera konsekvenser och bibehåll möjlighet att anpassa:

- Hur förhindra att Sverige bara exporterar kraft och importerar priser?
- Hur "skydda" marknaden (produktionsoptimering och kortsiktig prisbildning) från negativ påverkan från riskavlyft?
- Kostnader och risker för staten

Tack!

Markus Wråke, vd Energiforsk

Elmarknadsutredningen, 2024-10-08

markus.wrake@energiforsk.se

@markuswrake

Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft

Mats Dilléns utredning

Uppdraget

- Lämna förslag på modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer
- Modellen ska utformas så att ny kärnkraft med minst 2 500 MW finns på plats senast 2035
- Beskriva och analysera modeller som använts eller planeras att användas i andra länder
- Föreslå tids- och aktivitetsplan för implementering av den föreslagna modellen

Ny kärnkraft

- Höga konstruktionskostnader o långa byggtider leder till stort finansieringsbehov
- Stora konstruktions-, marknads- och programrisker samt underliggande politisk och regulatorisk osäkerhet
- Investerare och långivare kräver höga riskpremier
- Omöjliggör kärnkraftsinvesteringar på kommersiella villkor

Marknadsmislyckanden/-brister

- Finansmarknaden förmår inte att effektivt prissätta och allokera riskerna förknippade med kärnkraftsinvesteringar
- Den som investerar i kärnkraft kan vid investeringsbeslutet inte teckna långsiktiga prissäkringsavtal till rimliga villkor
- Läreffekter och kunskapsläckage
- Kärnkraft bidrar med systemnyttor som idag inte prissätts (ex spänningshållning, frekvensstabilitet och marknadstildelad överföringskapacitet)
- Osäkert om regeringens planeringsmål för elsystemet kan nås enbart med utbyggnad av vindkraft och om ett sådant väderberoende system kan driftsäkras och balanseras till rimliga kostnader

Kriterier för modellval

- Låg styckkostnad
- Drivkrafter för att uppnå kostnadseffektivitet
- Stödåtgärderna ska ha en koppling till de marknadsmisslyckande /snedvridningar som har identifierats
- Ge tillräcklig avkastning för att attrahera privata aktörer
- Ska kunna godkännas vid statstödsprövning

Den föreslagna modellen

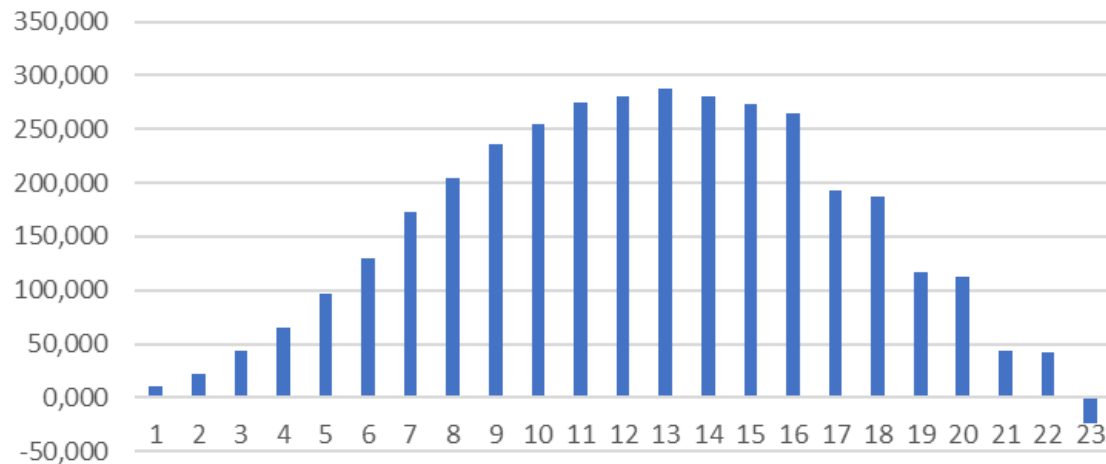
- Statlig lånefinansiering
 - Staten bär kreditrisken
 - Låg ränta under konstruktionsfasen
 - Efter driftstart höjs räntesatsen stegvis så att bolaget växlar till marknadsfinansiering
 - Låneandel 75 procent, eget kapital 25 procent
- Prissäkringsavtal
 - Löptid 40 år (från förväntad driftstart)
 - Lösenpris 80 öre per kWh (2023 års prisnivå). Dubbelriktat
 - Finansieras genom en skatt som är proportionell mot elanvändningen
- Risk- o vinstdelning
 - Bolaget värderas två år efter driftstart. Om värdet ligger utanför ett förutbestämt intervall justeras ränta o lösenpris temporärt så att värdet förs in i intervallet.

Omfattning

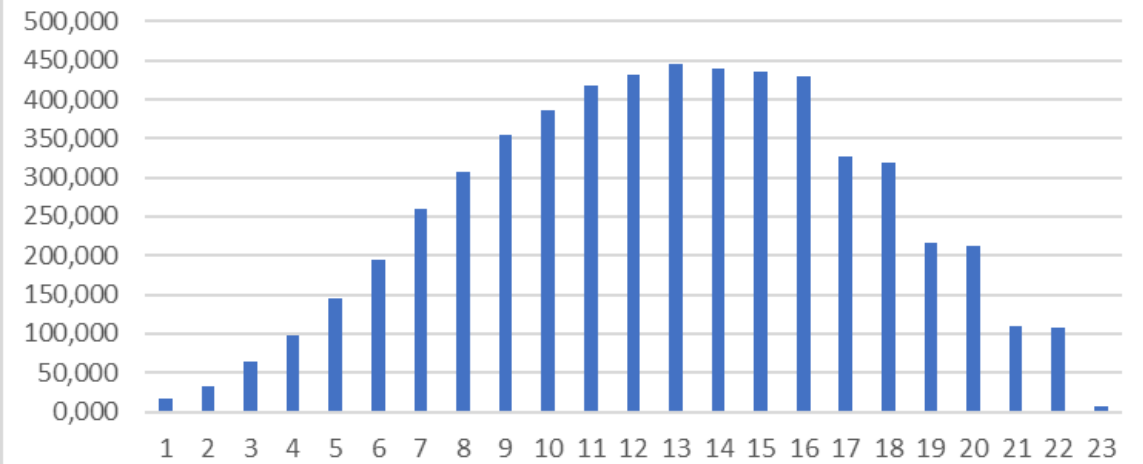
- Programmet omfattar 4 000 – 6 000 MW
- Programmets bedöms vara stort nog för att skalfördelar ska realiseras
- Fyra storskaliga reaktorer (5 000 MW) förväntas kosta 400 miljarder kronor att bygga

Konsekvenser för offentliga finanser

Figur 10.2 Programmetts påverkan på
statsskulden -- ingen fördyring (2023 års priser)
Miljarder kronor



Figur 10.3 Programmetts påverkan på
statsskulden -- fördyring (2023 års priser)
Miljarder kronor



Konsekvenser för elmarknaden

- Konsekvenser för elkunderna
 - Prissäkringskontraktet finansieras med en skatt som är proportionell mot elanvändningen.
 - Lösenpris om 80 öre per kWh, marknadspris om 67 öre per kWh och en total elanvändning om ca 300 TWh ger ett påslag på kundpriset med knappt 2 öre per kWh (inklusive moms).
- Konsekvenser för andra kraftslag
 - Bedöms inte tränga undan investeringar som förlänger livstiden för befintlig kärnkraft
 - Ny kärnkraft tar marknadsandelar, men ger ett mindre volatilt elpris (förbättrar vindkraftens capture rate) och kan öka systemets marginaler och därmed möjliggöra ytterligare utbyggnad av vindkraft för export till andra elområden.
- Systemkostnaden
 - Kärnkraften har högre LCOE, men ger lägre kostnader för stödtjänster o lägre behov av nätutbyggnad och flexibilitetsresurser.
 - Svårt att säga något bestämt om nettoeffekten, men kan vara negativ
 - Risken för höga systemkostnader med bara vind ska vägas mot risken för att kärnkraften blir dyrare än förväntat. Finns ett värde i att inte lägga alla ägg i samma korg.

Tankar om statlig riskdelning från utredningen om havsbaserad vindkraft

Mattias Schain, huvudsekreterare

Mattias Schain
Post to Anyone

Tack Bo Diczfalusy med kollegor för möjligheten att få göra en presentation på er hearing om statlig riskdelning för energiproduktion. Här är mina bilder med källhänvisningar för den intresserade.

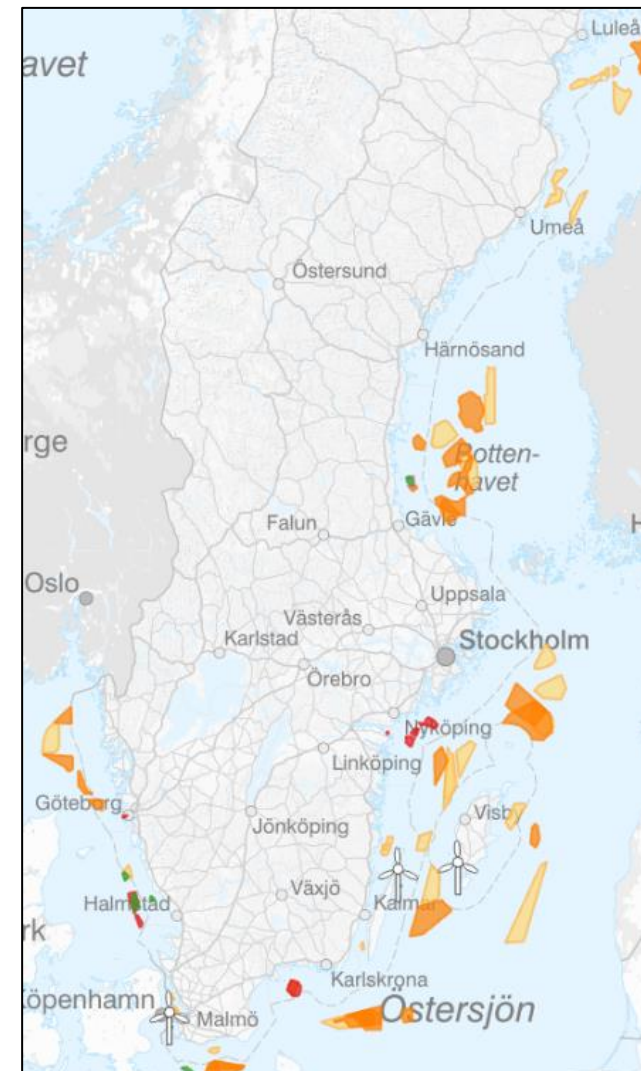
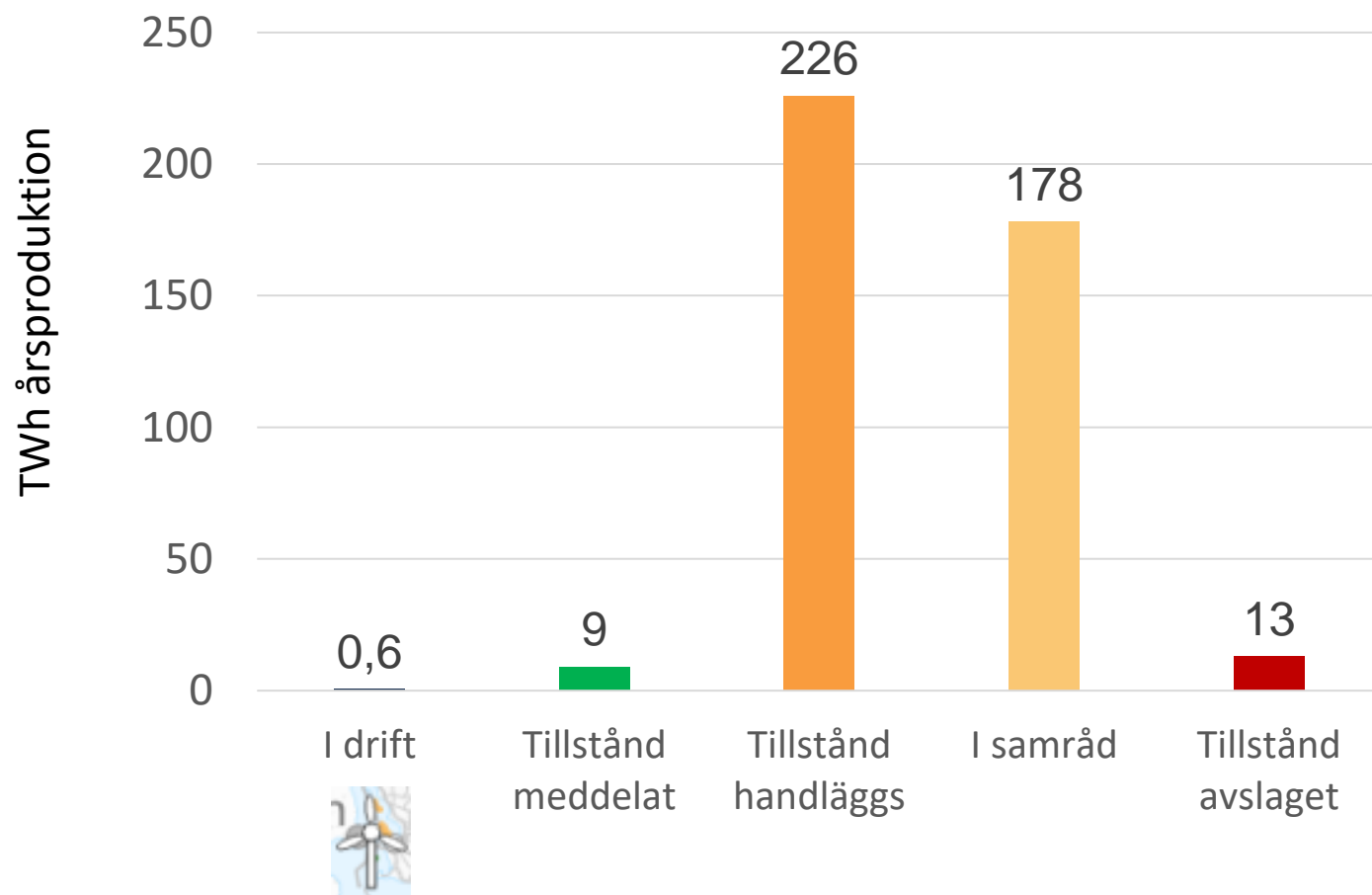
Tankar om statlig riskdelning från utredningen om havsbaserad vindkraft
Mattias Schain, huvudsekreterare

Helåger

Region	Produktion (TWh)
Öst	100
Väst	100
Öst	100
Väst	100

+15

Nuläge





Kommittédirektiv

En ordnad prövning av havsbaserad vindkraft
Beslut vid regeringssammanträde den 4 maj 2023

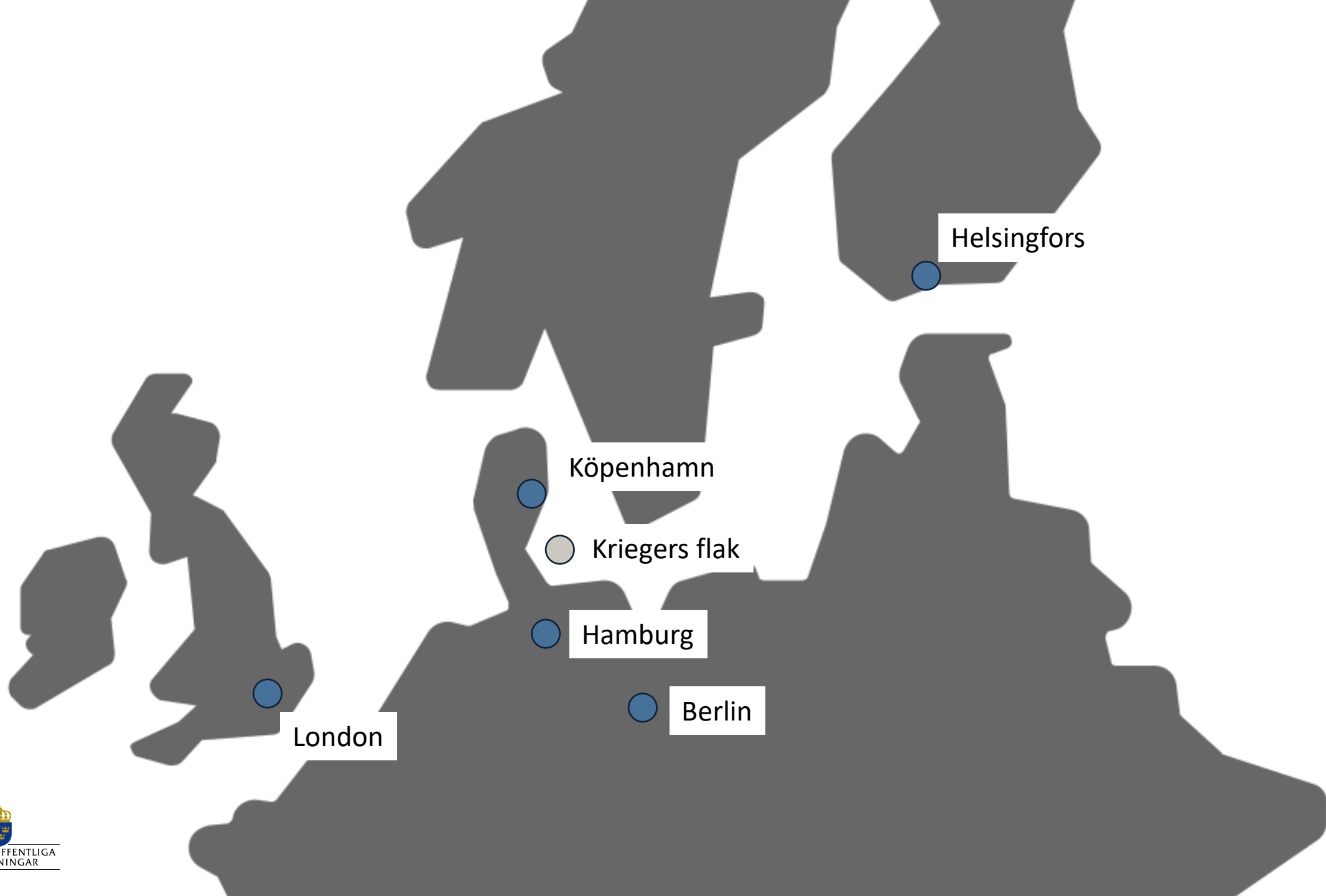
Sammanfattning

En särskild utredare ska analysera hur regelverket för användning av havs-områden vid etablering av vindkraft kan förbättras och hur tillståndsprövningen av vindkraft i Sveriges ekonomiska zon kan bli mer effektiv och tydlig. Syftet är att åstadkomma en prövningsordning som ger förutsättningar för en ökad utbyggnad av havsbaserad vindkraft, samtidigt som andra samhällsintressen beaktas.

Utredaren ska bl.a.

- analysera hur ensamrätt till etablering av vindkraft i ett område i allmänt vatten och i Sveriges ekonomiska zon bör regleras,
- analysera hur ett anvisningssystem kan utformas för områden i allmänt vatten och i Sveriges ekonomiska zon som är särskilt lämpliga för havsbaserad vindkraft,
- analysera hur en avgift eller ersättning för att bedriva verksamheter inom allmänt vatten och i Sveriges ekonomiska zon bör tas ut,
- analysera hur prövningen enligt lagen om Sveriges ekonomiska zon och kontinentalsockellagen, i de delar de avser havsbaserad vindkraft, kan samlas i en lag som ger förutsättningar till en samordnad, modern och effektiv prövning av sådan verksamhet, och
- lämna nödvändiga författningsförslag.

Uppdraget ska redovisas senast den 28 juni 2024.



Helsingfors

Köpenhamn

Kriegers flak

Hamburg

Berlin


London

	Planering och prövning	Försvaret	Vindkraftsbranschen	Yrkesfisket	TSO
Danmark	Energistyrelsen Søfartsstyrelsen	Försvarmakten	Green Power DK CIP, RWE, Vattenfall och Örsted	Danmarks Fiskeriförening Producent Organisation Danmarks Pelagiske Producentorganisation	
Tyskland	The Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH) Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action Bundesnetzagentur	Försvarmakten	Federal Association Wind Energy Offshore (BWO) German Offshore Wind Energy Foundation CIP, RWE, Skyborn Renewables, Vattenfall, Örsted	Deutscher Fischerei- Verband e.V. Euro-Baltic Fischverarbeitungs GmbH	50Hertz
Finland	Arbets- och näringsministeriet Forststyrelsen	Försvarmakten	Finska vindkraftsförbundet Hyötytuuli, OX2, Ilmatar, RWE, Skyborn Renewables	Finlands yrkesfiskarförbund (FYFF R.F.)	Fingrid
Storbritannien	Department of Energy Security and Net Zero The Crown Estate Marine Management Organisation	Försvarmakten Flottan	Renewables UK SSE, Equinor, RWE, BP	Scottish Pelagic Fishermen's Organisation Scottish White Fish Producers' Organisation	National Grid ESO

	Klimat- och näringsdepartementet	Försvarsdepartementet	Energimyndigheten	Försvarsmakten	Svenska Kraftnät	Havs- och vattenmyndigheten
Danmark	X				X	X
Tyskland		X	X		X	X
Finland			X	X	X	
Storbritannien			X	X	X	



Documentation
2024-02-23


SWEDISH GOVERNMENT
INQUIRIES

Inquiry Commission on Offshore Wind Power
KN 2023:01
Mattias Schain
mattias.schain@gov.se

Regulations and procedures for offshore wind power in Denmark, Finland, Germany and the United Kingdom / England

(Revised version 2024-02-23)¹

Table of content


About this documentation	1
Denmark	4
Finland	24
Germany	34
United Kingdom / England	64

About this documentation

The Inquiry Commission on Offshore Wind Power ('the Commission') has been deployed by the Swedish government to develop a new legislative framework for Sweden's planning and permitting of offshore wind power. We are tasked to deliver our report on June 28th, 2024.²

In September–November 2023, the Commission visited Denmark, Finland, Germany and the United Kingdom. We met with relevant ministries and

¹ Minor edits to the chapter on United Kingdom / England. See page 64.
² Directives 2023-01, decided 2023-05-04, available in Sweden on [sps.sps](#).



Mattias Schain
The Swedish Gov't's Inquiry Commission on Offshore Wind Power
[View full profile](#)

Mattias Schain • You
The Swedish Gov't's Inquiry Commission on Offshore Wind Power
1mo • Edited •

The Inquiry Commission on Offshore Wind Power is tasked by the Swedish government to develop a new legislative framework for offshore wind power in Sweden.

In September–November 2023, the commission visited Denmark, Finland, Germany and the United Kingdom to meet with relevant ministries and authorities, as well as with the wind power and fisheries' industries.

The aim was a thorough understanding of not only each country's system, but also the considerations behind them and the systems' pros and cons.


We have now published a 94-page documentation of the trips:
<https://link.in/dlCrQu6>

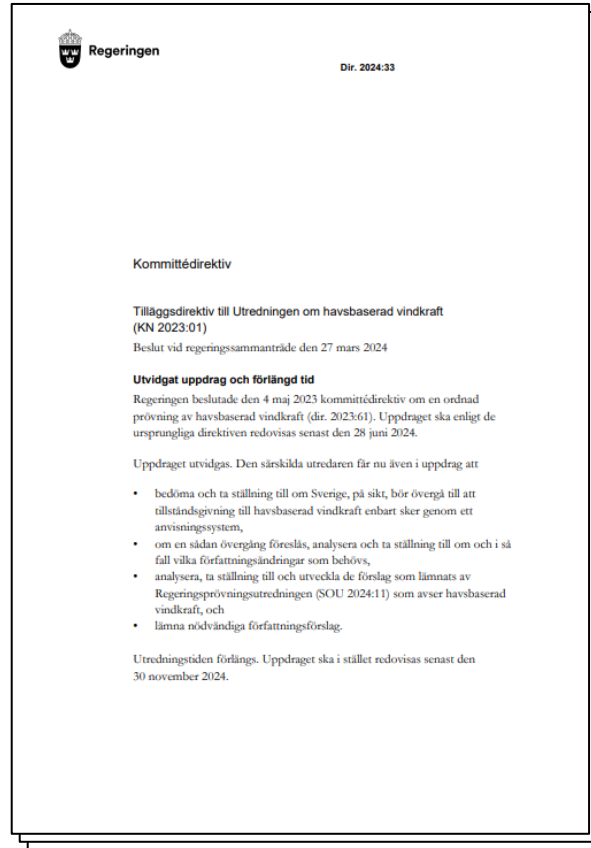
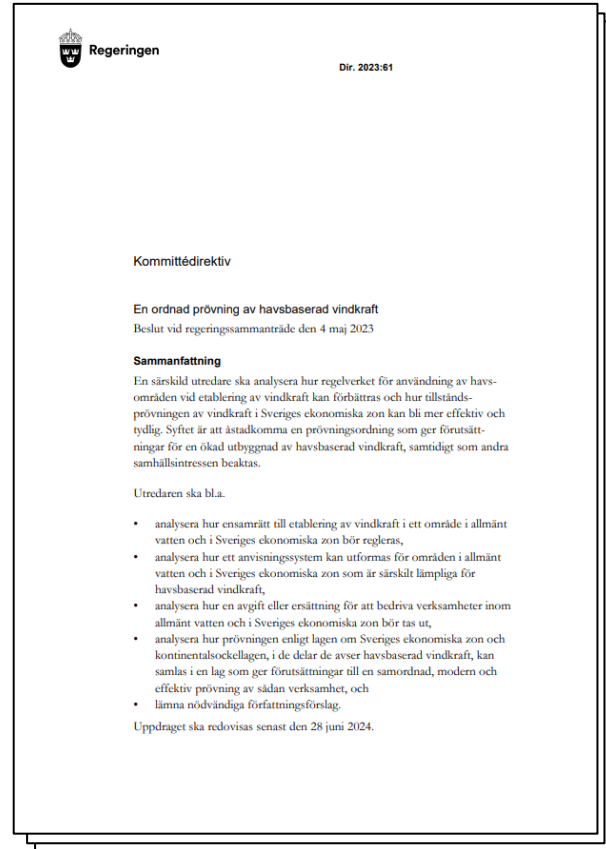
We hope that the documentation will be useful in our dialogue with the many Swedish stakeholders of our process. But also, that it might be of use to the larger, international offshore wind power policy community.

In total, over 30 meetings were held. Many thanks, to all of you who took the time to meet and with us. It has been extremely helpful.

Attached is a picture from one of these many meetings, with Nico Nolte, Kai Trümpler and Janine Sanger-Graef of the Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (Federal Maritime and Hydrographic Agency) in Hamburg. The Commission was represented by myself and secretary colleague Anna Månsson, Björn Fagerström and Richard Ellström-Jonforsen of Svenska kraftnät, Maximilian Hartmann of the Swedish Energy Agency, Ulrika Gustafsson of the Ministry of Defence, and Fredrik T Lindgren of the Havs- och vattenmyndigheten (Swedish Agency for Marine and Water Management).

And a picture from our visit to Vattenfall's wind farm on the Danish Krieger's Flak, to which also commission head Magnus Hermansson and experts Katrin Strömberg of the Ministry of Climate and Enterprise joined.



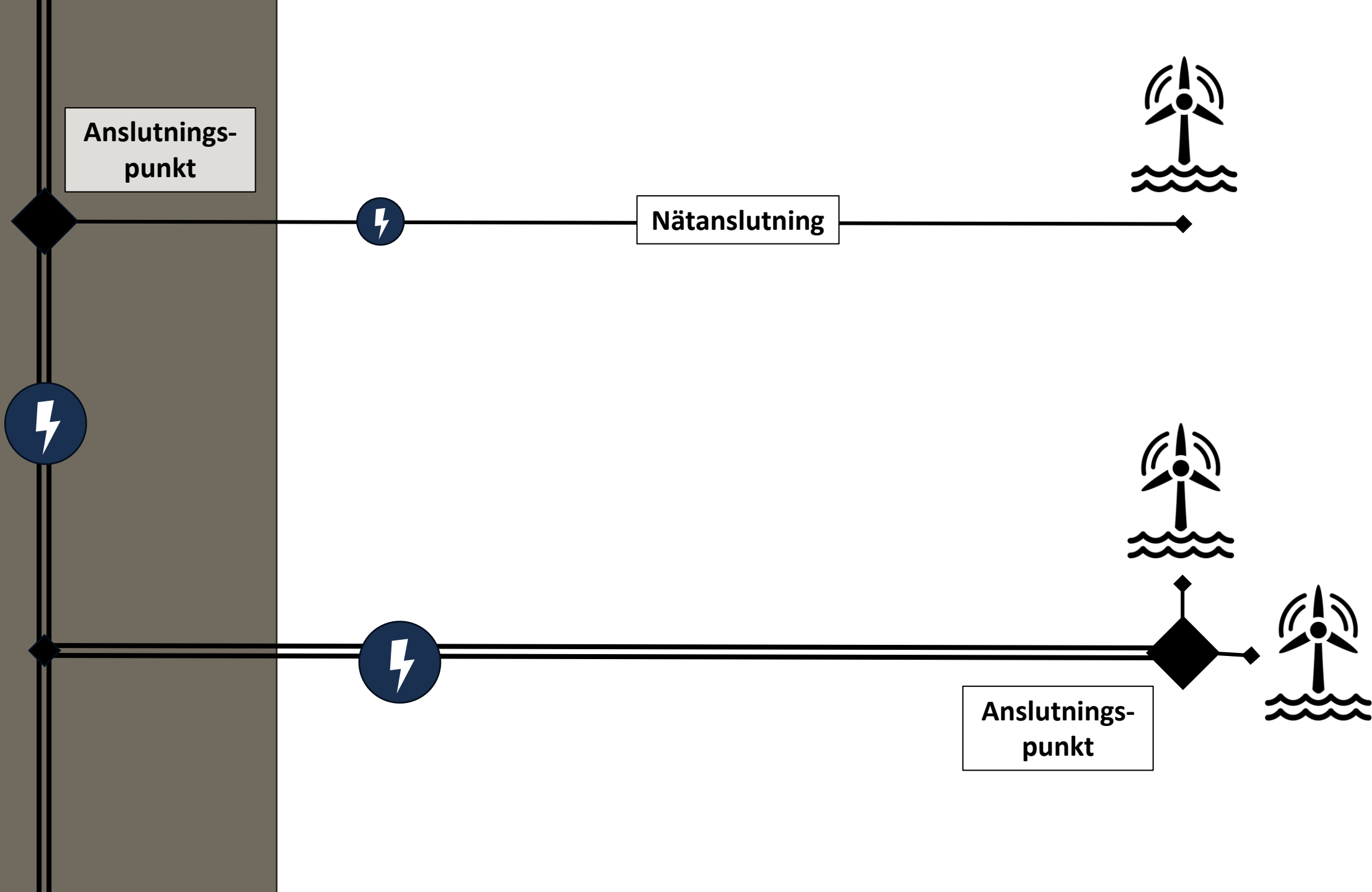


Överlämning 13 december
(prel.)

Riskdelning och liknande åtgärder

- Självklar och central del av systemen i Tyskland, Storbritannien och tidigare Danmark
- Men: Ingår ej i vårt uppdrag

	För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisningssystem?
Tysklands modell:		
Storbritanniens modell:		
Danmarks modell:		



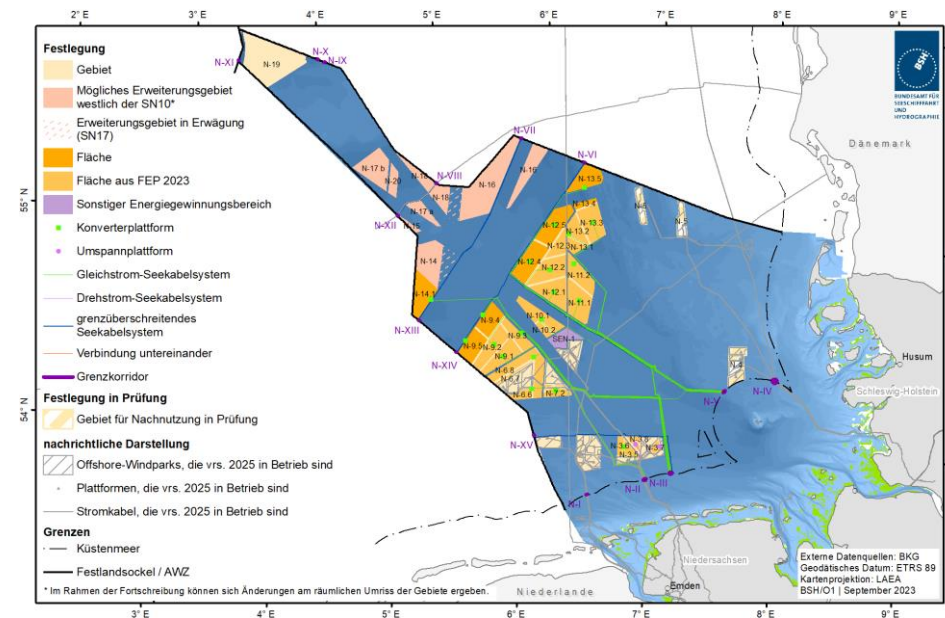
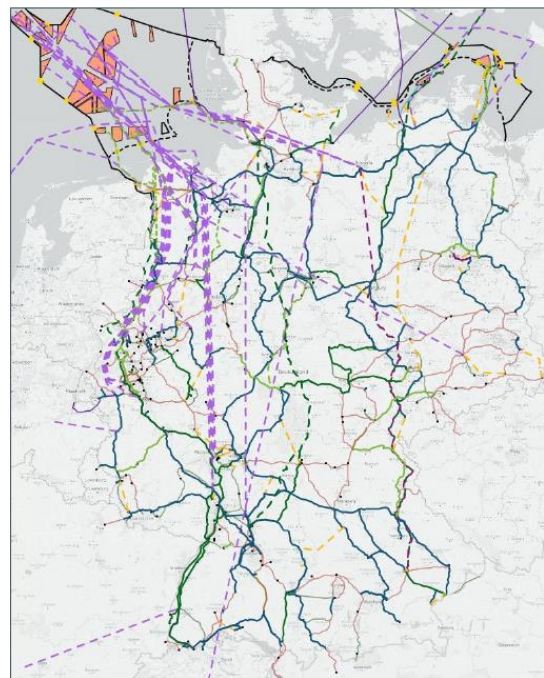
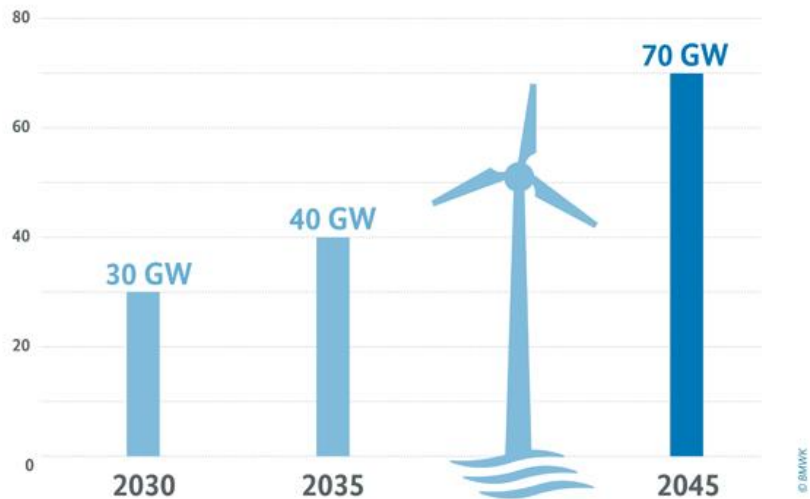
Anslutningspunkt

Nätanslutning

Anslutningspunkt

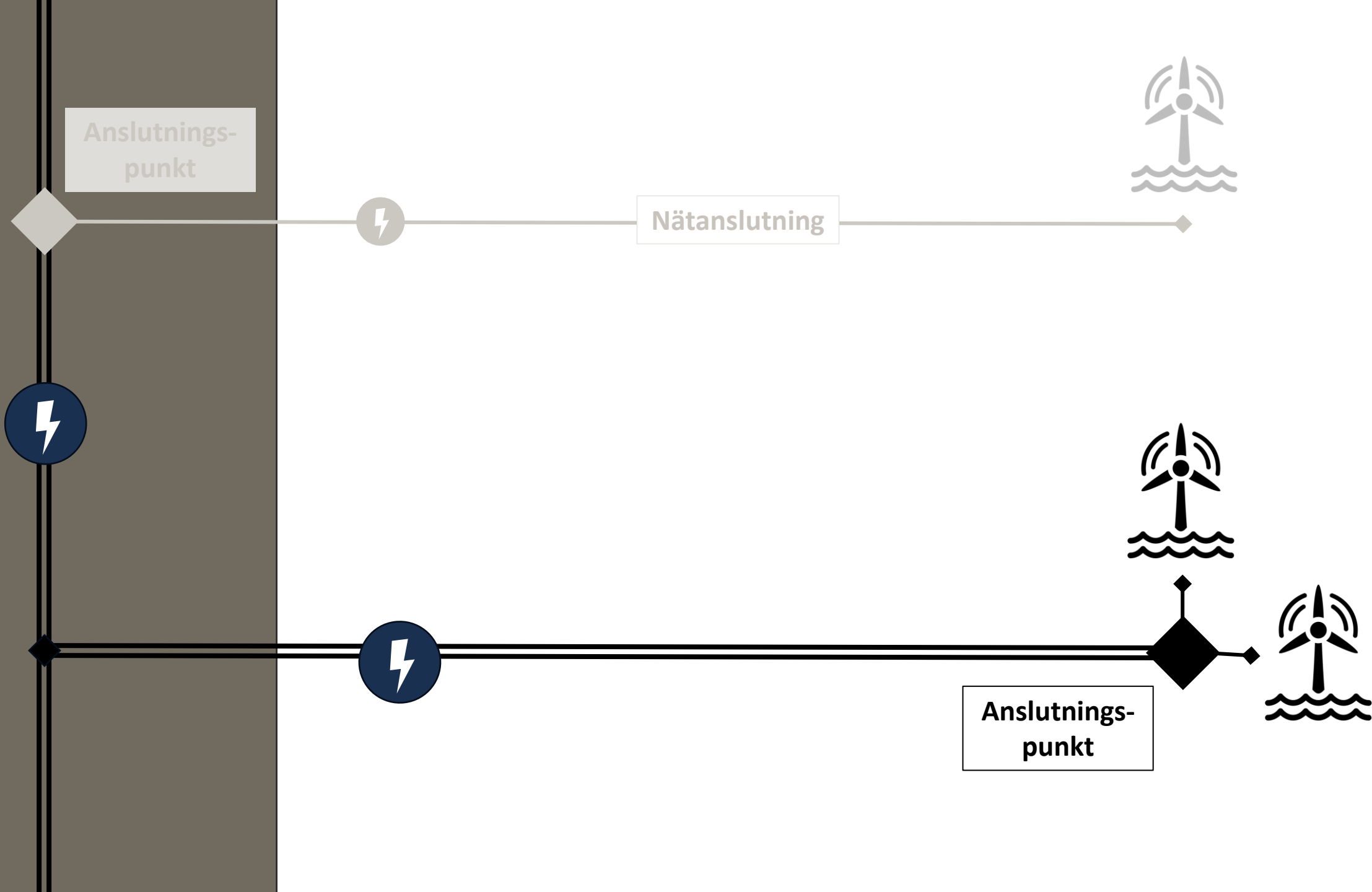
	För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisningssystem?
Tysklands modell:		
Storbritanniens modell:		
Danmarks modell:		

	För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisningssystem?
Tysklands modell:		
Storbritanniens modell:		
Danmarks modell:		



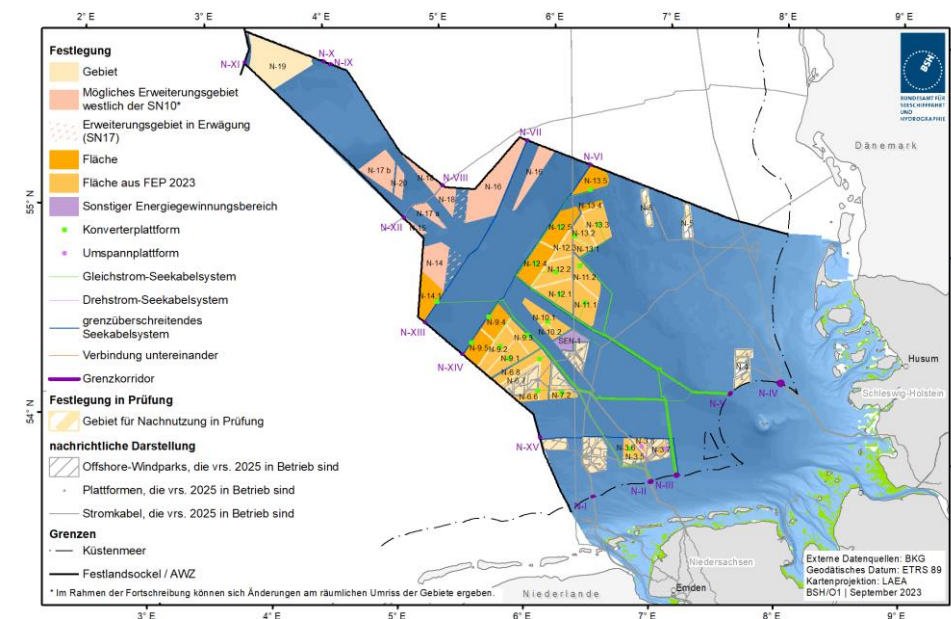
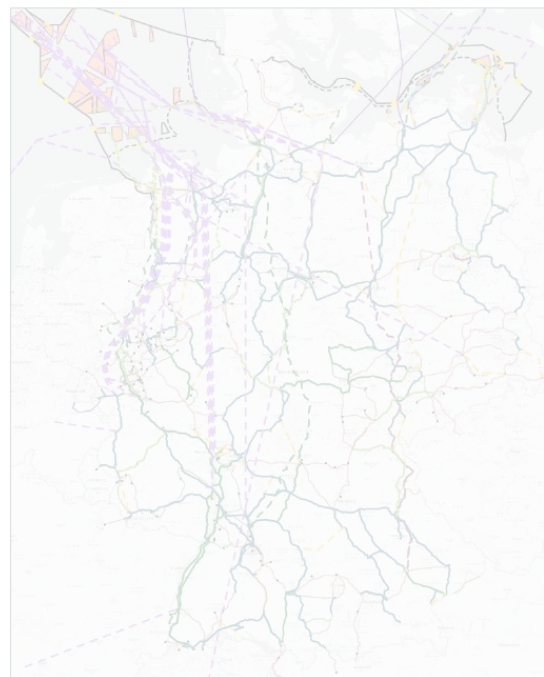
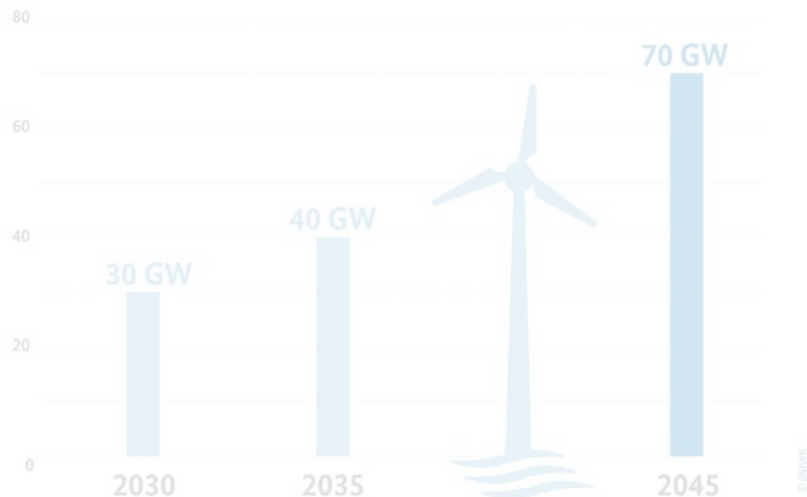
Name Site	Expected Capacity [MW]	Tender Year	Commission Year	Grid Connection	Grid Connection Commission	Capacity [MW]
N-11.1	2.000	2023	2030 (QIII)	NOR-11-1	2030 (QIII)	2.000
N-12.1	2.000	2023	2030 (QIII)	NOR-12-1	2030 (QIII)	2.000
N-12.2	2.000	2023	2030 (QIV)	NOR-12-2	2030 (QIV)	2.000
O-2.2*	1.000	2023	2030 (QIII)	OST-2-4	2030 (QIII)	2.000
N-11.2	1.500	2024	2031 (QIII)	NOR-11-2	2031 (QIII)	2.000
N-12.3	1.000	2024	2031 (QIV)	NOR-13-1	2031 (QIV)	2.000

**Vinnande bud,
koncessionsavgift:**
2023: 0,4-1,8 BEUR / GW
2024: 0,06-1,2 BEUR / GW



	För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisningssystem?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet minus koncessionsavgift		
Storbritanniens modell:		
Danmarks modell:		

	För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisningssystem?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet minus koncessionsavgift		
Storbritanniens modell:		
Danmarks modell:		

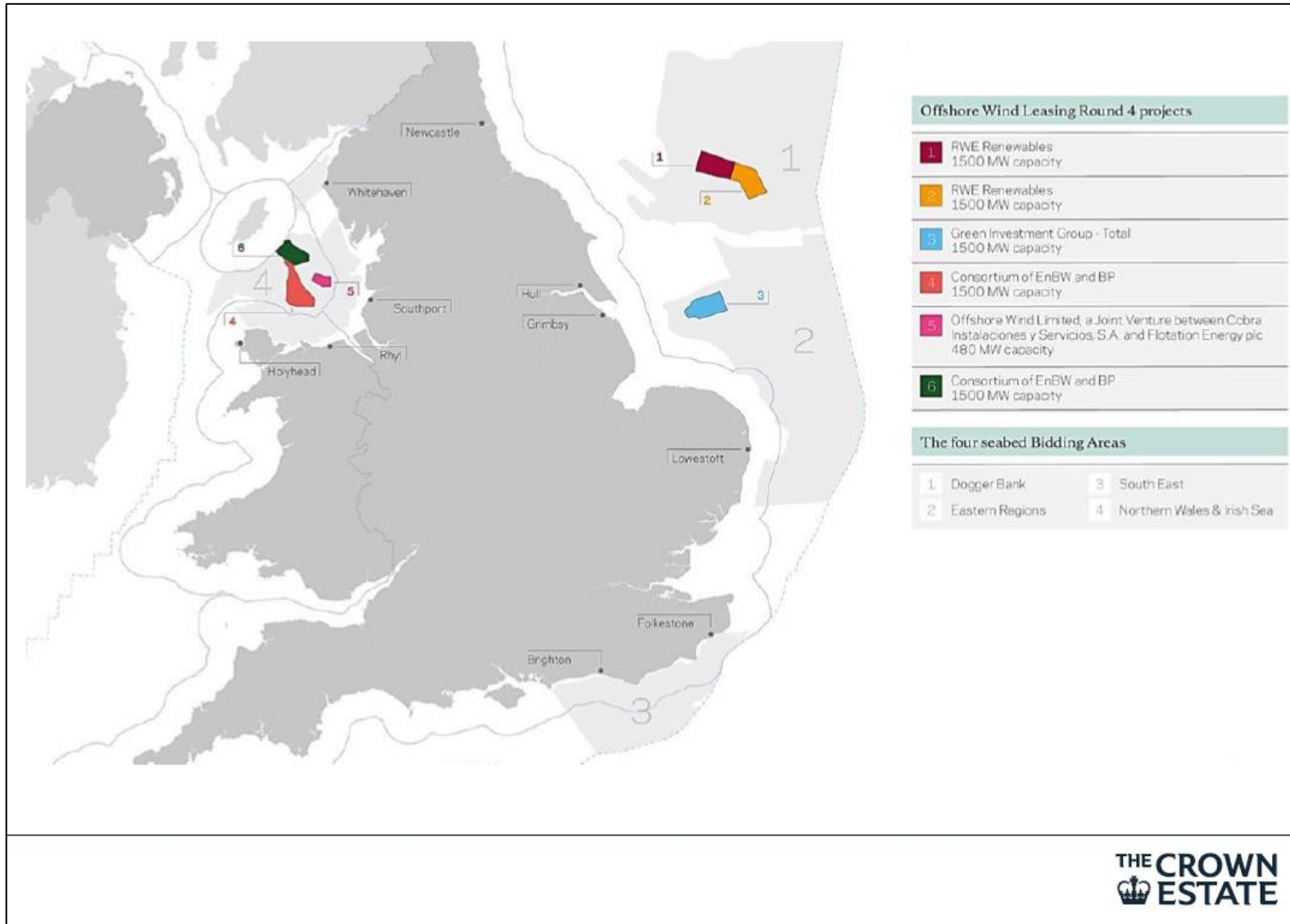


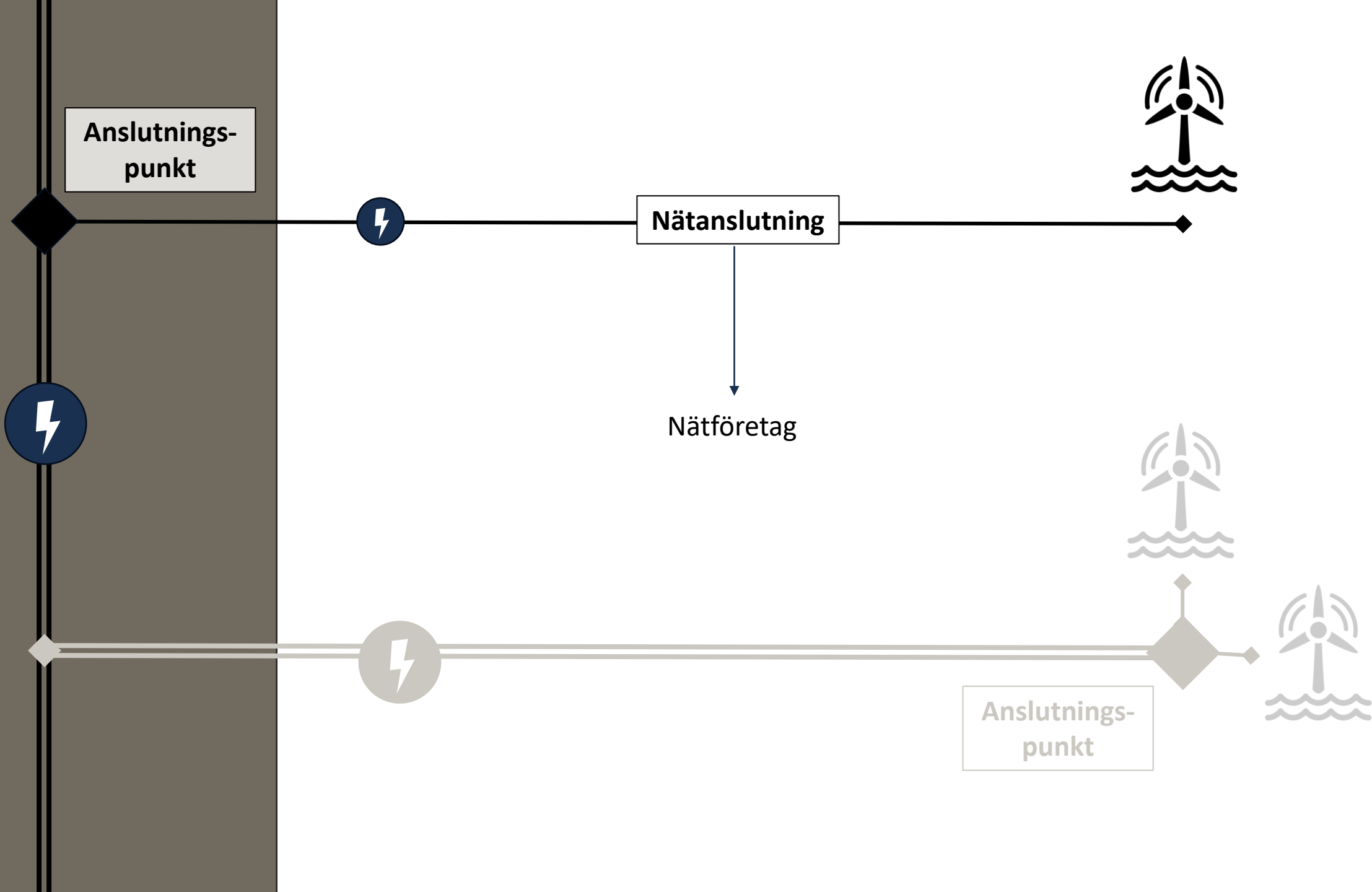
Name Site	Expected Capacity [MW]	Tender Year	Commission Year	Grid Connection	Grid Connection Commission	Capacity [MW]
N-11.1	2.000	2023	2030 (QIII)	NOR-11-1	2030 (QIII)	2.000
N-12.1	2.000	2023	2030 (QIII)	NOR-12-1	2030 (QIII)	2.000
N-12.2	2.000	2023	2030 (QIV)	NOR-12-2	2030 (QIV)	2.000
O-2.2*	1.000	2023	2030 (QIII)	OST-2-4	2030 (QIII)	2.000
N-11.2	1.500	2024	2031 (QIII)	NOR-11-2	2031 (QIII)	2.000
N-12.3	1.000	2024	2031 (QIV)	NOR-13-1	2031 (QIV)	2.000

Vinnande bud,
koncessionsavgift:
2023: 0,4-1,8 BEUR / GW
2024: 0,06-1,2 BEUR / GW

	För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisningssystem?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet minus koncessionsavgift		
Storbritanniens modell:		
Danmarks modell:		

	För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisningssystem?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet minus koncessionsavgift		
Storbritanniens modell:		
Danmarks modell:		





Site-neutrala dubbelsidiga differenskontrakt

Technology Groups

The technology groups ('pots') are as follows:

- Pot 1: Energy from Waste with CHP, Hydro (>5MW and <50MW), Landfill Gas, Onshore Wind (>5MW), Remote Island Wind (>5MW), Sewage Gas, and Solar Photovoltaic (PV) (>5MW).
- Pot 2: Advanced Conversion Technologies (ACT), Anaerobic Digestion (AD) (>5MW), Dedicated Biomass with CHP, Floating Offshore Wind, Geothermal, Tidal Stream, Wave.
- Pot 3: Offshore Wind.

Table 1: CfD Budget, in monetary terms, for the sixth Allocation Round, 2024

	2026/7	2027/8	2028/9	2029/30	2030/31
Overall Budget (£ million in 2011/12 prices)	120	1,025	1,025	1,025	905
Pot 1	120	120	120	120	-
Pot 2	-	105	105	105	105
Pot 3	-	800	800	800	800

Site-neutrala dubbelsidiga differenskontrakt

Contracts for Difference Allocation Round 6 results

The Department for Energy Security and Net Zero has today 03 SEPTEMBER 2024 published the outcome of the Sixth Allocation Round to coincide with National Grid ESO notifying applicants of the outcome of the round.

(A) Information on the successful applicants, split by pot, as follows – strike prices are in 2012 prices:

Project Name	Project Location	Region	Applicant	Technology Type	Size (MW)	Strike Price (£/MWh)	Delivery Year	Pot
Charleston	NO348333	Scotland	SONNEDIX WESTON LTD	Solar PV (>5MW)	20.00	50.07	2026/27	Pot 1
MONTREATHMONT ENERGY CENTRE LIMITED	NO590539	Scotland	MONTREATHMONT ENERGY CENTRE LIMITED	Solar PV (>5MW)	34.37	50.07	2026/27	Pot 1
STRATHRUDDIE ENERGY CENTRE LIMITED	NT217974	Scotland	STRATHRUDDIE ENERGY CENTRE LIMITED	Solar PV (>5MW)	20.00	50.07	2026/27	Pot 1

Project Name	Project Location	Region	Applicant	Technology Type	Size (MW)	Strike Price (£/MWh)	Delivery Year	Pot
Hornsea Project Four Offshore Wind Farm	TA042348	England	ORSTED HORNSEA PROJECT FOUR LIMITED	Offshore Wind	2400.00	58.87	2028/29	Pot 3
Gunthorpe Road	TF471175	England	ENSO GREEN HOLDINGS R LIMITED	Solar PV (>5MW)	49.90	50.07	2027/28	Pot 1
Bilbo Solar	NK058557	Scotland	LEL BILBO SOLAR LIMITED	Solar PV (>5MW)	25.00	50.07	2026/27	Pot 1
Tamworth Solar LTD	SK238052	England	TAMWORTH SOLAR LTD	Solar PV (>5MW)	30.00	50.07	2026/27	Pot 1
South Park Solar Farm	SU280494	England	SOUTH PARK FARM ENERGY CENTRE LIMITED	Solar PV (>5MW)	14.93	50.07	2027/28	Pot 1
Glenniston Solar Farm	NT213922	Scotland	GLENNISTON SOLAR PROJECT LTD	Solar PV (>5MW)	39.00	50.07	2027/28	Pot 1
Crays Hall Solar Farm	TQ705933	England	CRAYS HALL SOLAR LIMITED	Solar PV (>5MW)	25.92	50.07	2026/27	Pot 1
Skeeby Solar Farm	NZ201017	England	SKEEBY SOLAR LIMITED	Solar PV (>5MW)	39.00	50.07	2027/28	Pot 1
Grey Street Solar Ltd (Fiskerton 3)	TF045728	England	GREY STREET SOLAR LIMITED	Solar PV (>5MW)	49.90	50.07	2026/27	Pot 1

	För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisningssystem?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet minus koncessionsavgift		
Storbritanniens modell:		
Danmarks modell:		

		För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisnings-system?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet - koncessionsavgift			
Storbritanniens modell:	Förvärv av nätanslutning		
	Site-neutrala differenskontrakt		
Danmarks modell:			

		För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisnings-system?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet - koncessionsavgift			
Storbritanniens modell:	Förvärv av nätanslutning		
	Site-neutrala differenskontrakt		
Danmarks modell:			

		För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisnings-system?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet - koncessionsavgift			
Storbritanniens modell:	Förvärv av nätanslutning		
	Site-neutrala differenskontrakt		
Danmarks modell:			

		För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisnings-system?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet - koncessionsavgift			
Storbritanniens modell:	Förvärv av nätanslutning		
	Site-neutrala differenskontrakt		
Danmarks modell:			

		För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisnings-system?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet - koncessionsavgift			
Storbritanniens modell:	Förvärv av nätanslutning		
	Site-neutrala differenskontrakt		
Danmarks modell:			

ADDITIONALLY MINIMUM 9 GW BY THE END OF 2030



Thor 2021



Additional agreement for tendering of min. 6 GW OWF and Energy Island Bornholm

In total minimum 9 GW:

- 3 - 3.8 GW – Energy Island Bornholm
- Min. 3 GW – Nordsøen I (a)
- Min. 1 GW – Kattegat (II)
- Min. 1 GW – Kriegers Flak II
- 0.8-1.2 GW – Hesselø

With the possibility of overplanting

OWF under construction:

- Thor 1 GW – to be commissioned in 2027
- Vesterhav Syd and Nord 350 MW – to be commissioned in 2023

By the end of 2030 12.6 GW OWF will be commissioned in Denmark.

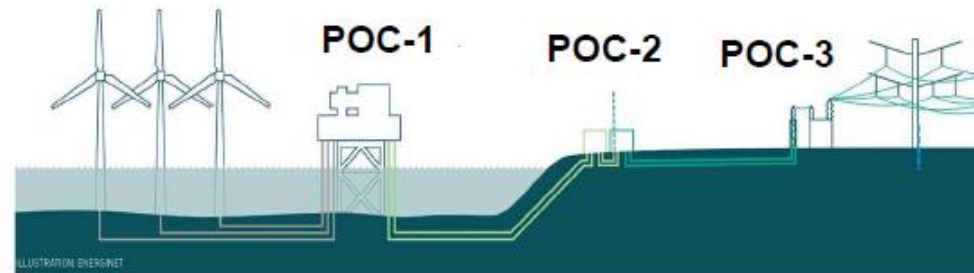


MODEL FOR GRID CONNECTION - TENDER

As a part of the political decision to tender the min. 9 GW, it was decided to try a new model for grid connection

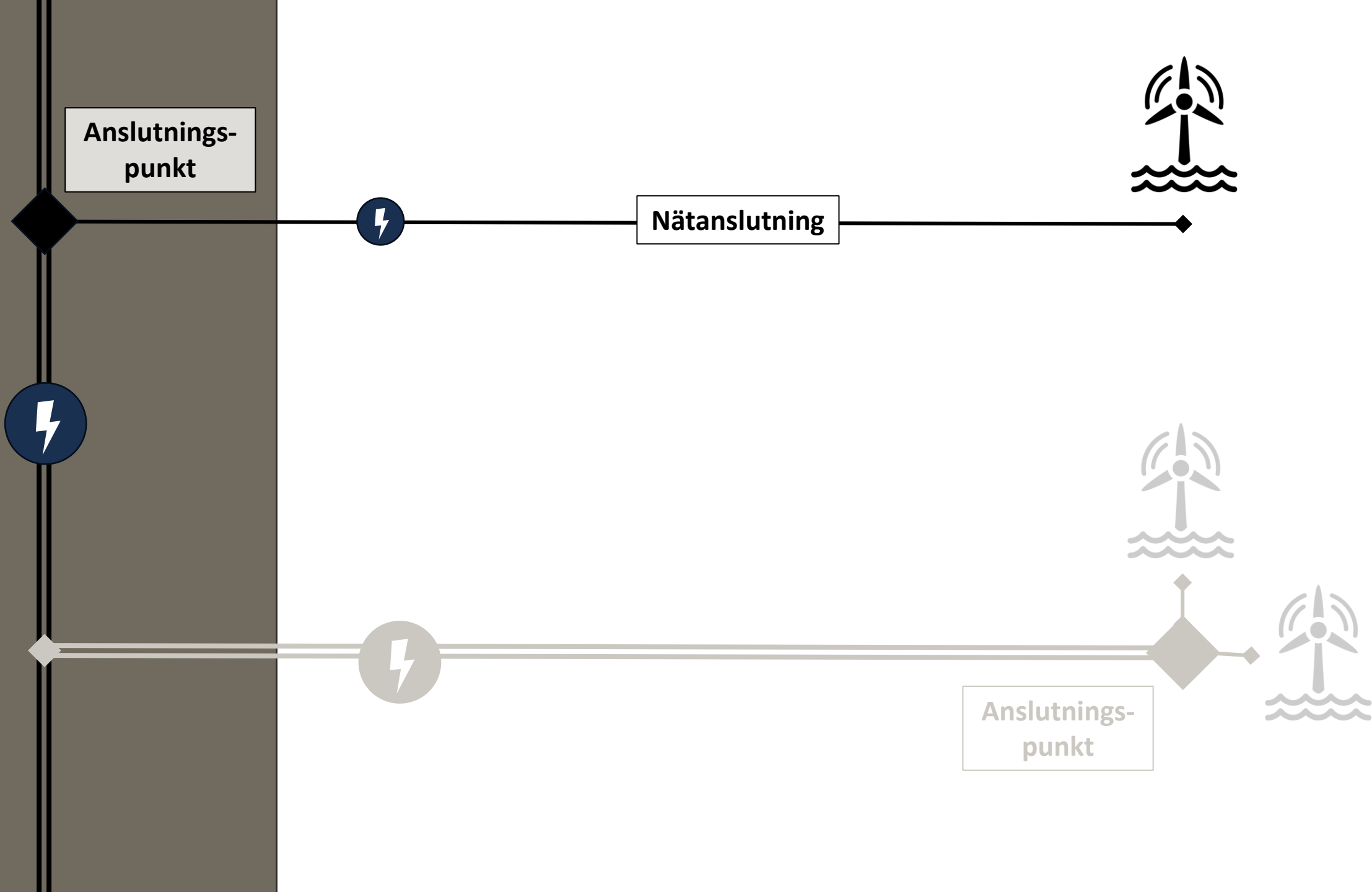
TSO + Thor models -> TSO provide POC(s) by constructing, operating and owning the grid connection from the platform/nearshore POC to the existing transmission grid.

2030-model -> Concession winner will construct, operate and own the part of the grid connection from the OWF to the existing (or extended) transmission grid (POC-3).



TSO-model (KF)	Concession winner	Energinet
Thor-model	Concession winner	Energinet
2030-model	Concession winner	Energinet



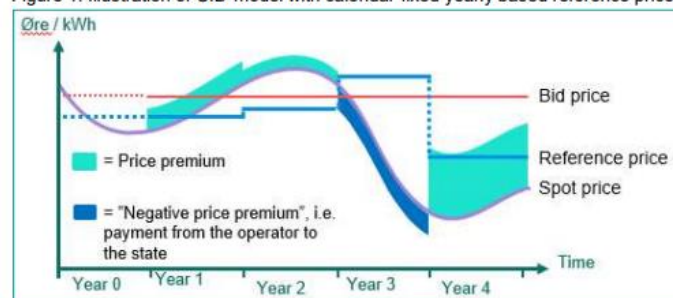


Site-specifika dubbelsidiga differenskontrakt



Figure 1 below shows the price premium as a product of the difference between the 12-months based reference price and the offered bid price.

Figure 1: Illustration of CfD-model with calendar-fixed yearly based reference price and symmetric payment



Note: Subsidy payments begins Year 1, where the reference price is calculated as an average of the hourly spotprice in Year 0.

Figure 1 illustrates the price premium from the State to the concession owner in year 1 and 2, since in those

		För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisnings-system?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet - koncessionsavgift			
Storbritanniens modell:	Förvärv av nätanslutning		
	Site-neutrala differenskontrakt		
Danmarks tidigare modell: Site-specifika differenskontrakt			

		För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisnings-system?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet - koncessionsavgift			
Storbritanniens modell:	Förvärv av nätanslutning		
	Site-neutrala differenskontrakt		
Danmarks tidigare modell: Site-specifika differenskontrakt			

		För befintliga projekt?	I ett eventuellt anvisnings-system?
Tysklands modell: Anslutningspunkt i havet - koncessionsavgift			
Storbritanniens modell:	Förvärv av nätanslutning	?	
	Site-neutrala differenskontrakt	?	
Danmarks tidigare modell: Site-specifika differenskontrakt			?

Utredningen om havsbaserad vindkraft

Mattias Schain, huvudsekreterare

BENSTRÄCKARE

Nästa pass börjar 14:30