

# NEPPS INLEDANDE HÖGELSCENARIER

Baserade på "Energimyndighetens  
högelscenario"

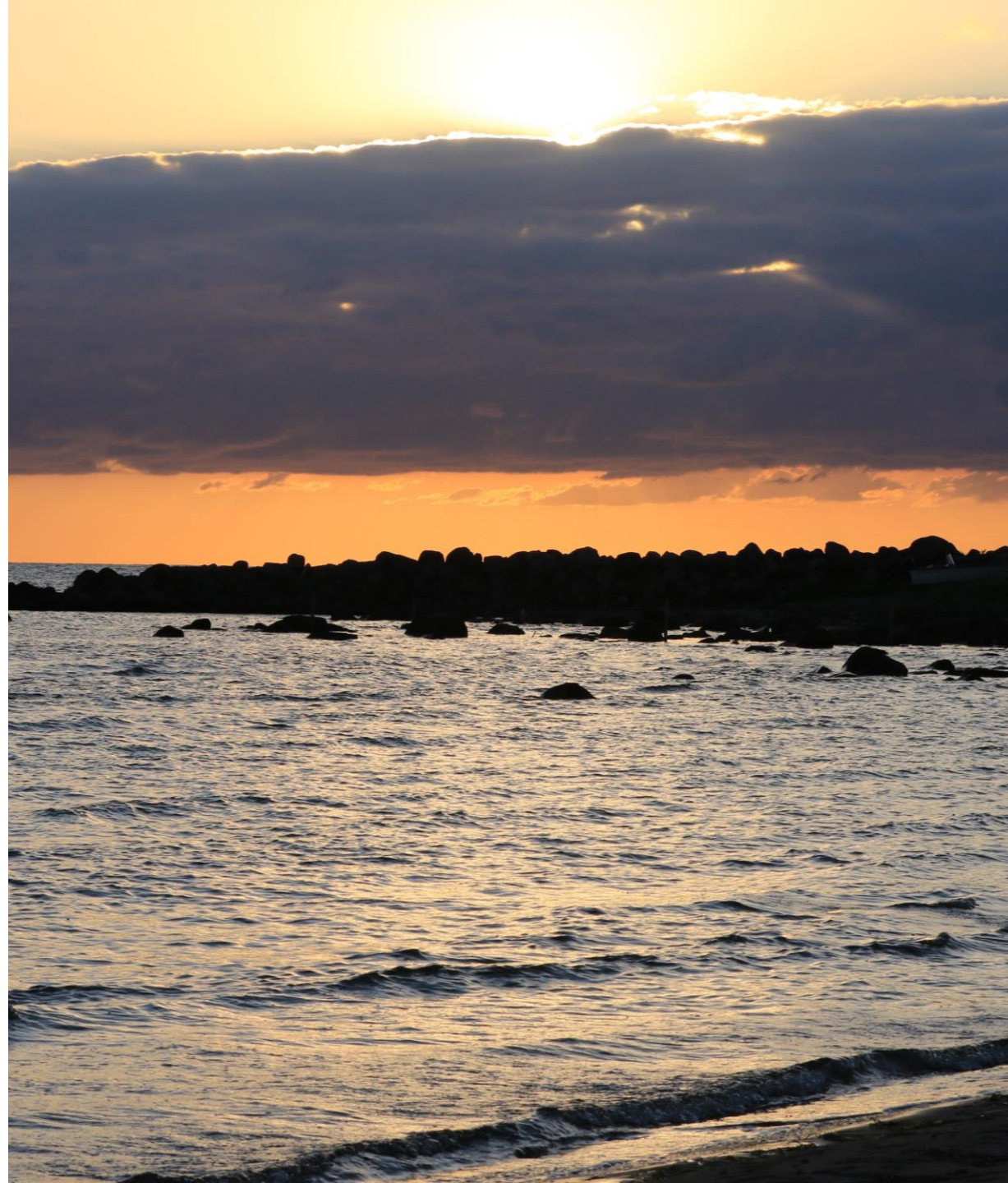
Författare:

Thomas Unger, Profu

Anders Kofoed-Wiuff, EA Energianalyse

2024- 1052

 Energiforsk  **Profu** nepp



# Innehåll

**DELRAPPORT 1.** NEPPS inledande Högelscenario – En beskrivning av scenariot samt ett axplock av modellresultat som beskriver den långsiktiga utvecklingen inom hela energisystemet

- Författare: Thomas Unger, Profu

**DELRAPPORT 2.** European Power System Scenarios with a focus on Sweden

- Författare: Anders Kofoed-Wiuff, EA Energianalyse



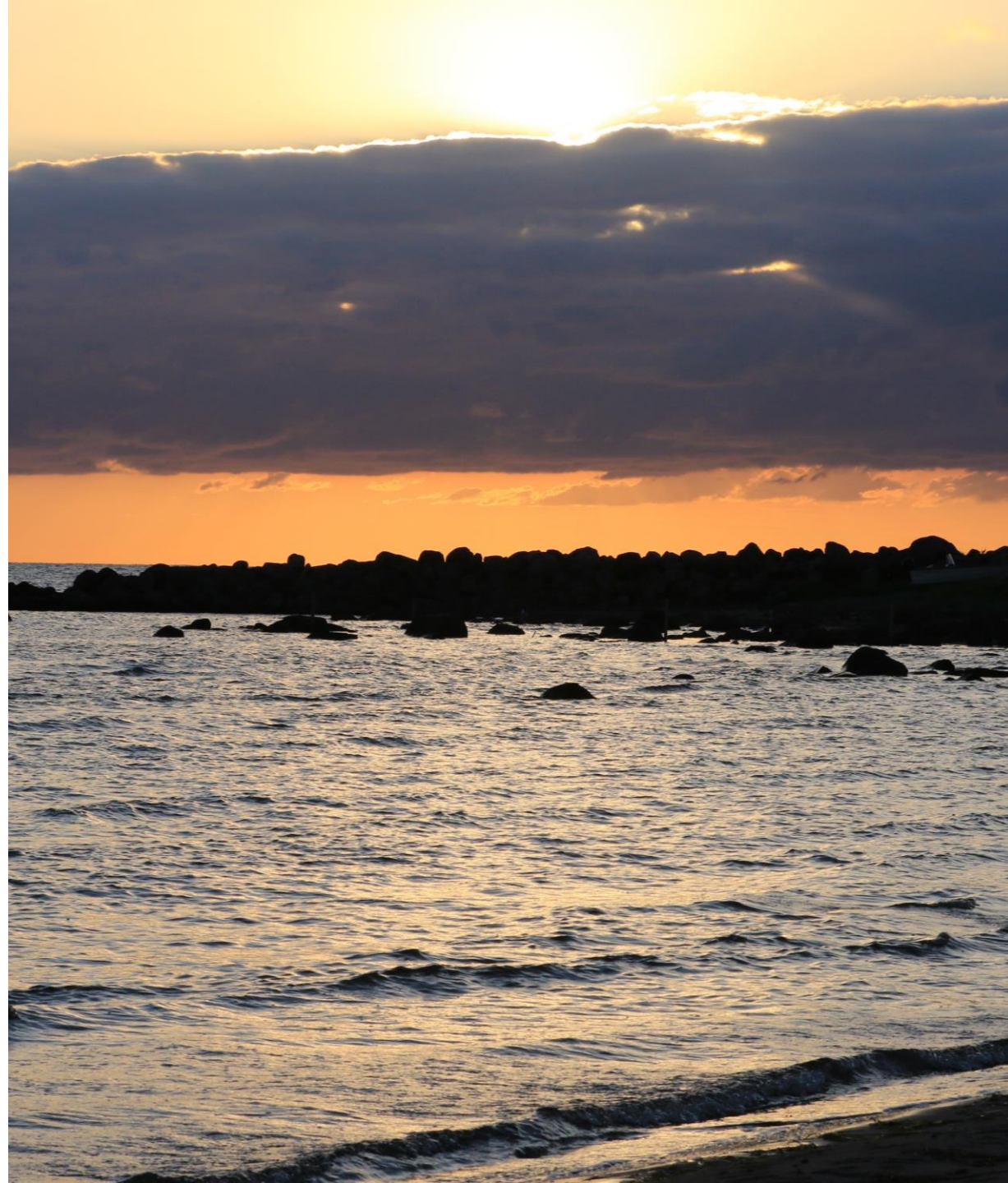
# DELRAPPORT 1.

## NEPPS INLEDANDE HÖGELSCENARIO

En beskrivning av scenariot samt  
ett axplock av modellresultat som  
beskriver den långsiktiga  
utvecklingen inom hela  
energisystemet

THOMAS UNGER, PROFU  
2024

 Energiforsk  **Profu** nepp



# NEPPS INLEDANDE HÖGELSCENARIO

Den här rapporten är framtagen inom ramen för forskningsprogrammet Nepp.  
Författare till rapporten är: Thomas Unger, Profu

NEPP RAPPORT, SEPTEMBER 2024

# Bakgrund och syfte

- Hösten 2023 redovisade Energimyndigheten sitt uppdaterade "högelscenario", se Energimyndigheten 2023, "Uppdaterade långsiktiga scenarier 2023"  
<https://www.energimyndigheten.se/48ea22/globalassets/statistik/prognoser-och-scenarier/langsiktiga-scenarier/uppdaterade-langsiktiga-scenarier-2023.pdf>
- Ovanstående scenario utgör grunden för **Nepps första högelscenario** där dock vissa uppdateringar av såväl metod som indata har tillkommit. Dessa uppdateringar omfattar i huvudsak:
  - Integrerad modellering av transportsektorn
  - Uppdaterade fossilbränsle- och ETS-priser
  - Uppdaterad och utökad beskrivning av den svenska biobränslemarknaden
  - Vissa kostnadsjusteringar av ett antal tekniker
  - Uppdaterad vätgasefterfrågan i grannländerna
- Syftet med rapporten är att ge en översikt över ett antal viktiga analysresultat avseende Nepps:s högelscenario. Vi har därmed valt att redogöra för resultat som speglar samtliga sektorer i det svenska energisystemet: elsystemet, fjärrvärmeförsörjningen, industrins energianvändning samt energianvändningen inom bostäder, servicesektorn och transporter. I något enstaka fall belyser vi också osäkerheterna i utfallet med en känslighetsanalys.
- Dessutom ackompanjeras analysresultaten av en redovisning av ett antal viktiga beräkningsförutsättningar. Dessa utgör dock endast en bråkdel av alla de antaganden som görs i anslutning till den modellering som gjorts här.
- I rapporten reflekterar vi också kort kring några av analysresultaten.
- Vi understryker att det som redovisas här baseras på ett enda scenario. De stora osäkerheterna i ett flertal viktiga omvärldsfaktorer motiverar användningen av flera scenarier och känslighetsberäkningar - i synnerhet som tidsperioden sträcker sig ända bort till 2050 - och är också något som vi avser att återkomma till under arbetets gång. Med det sagt tjänar det föreliggande högelscenariot syftet att vara en utgångspunkt för dels kommande analyser, dels mer detaljerade och sektorsspecifika analyser kring exempelvis elsystemet som redan tagits fram och som rapporteras i andra publikationer.
- Modellresultaten som redovisas avser Sverige såvida inget annat anges.

# Analysverktyget: TIMES-NORDIC - Ett modellverktyg för den långsiktiga utvecklingen inom energisystemet

- Analysen av den långsiktiga utvecklingen i energisystemet med utgångspunkt från den beskrivna omvärldsutvecklingen (se föregående och nästa bild) baseras på modellberäkningar med Profus energisystemmodell Nordic.
- TIMES-Nordic är ett modellverktyg som beskriver *hela* energisystemet (el- och fjärrvärmeförsörjning, hushåll, lokaler, industri och transporter) i Sverige och utvecklingen från idag till 2050.
- Omfattar även el- och fjärrvärmeförsörjningssystemen i Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen, Estland, Lettland och Litauen.
- Kostnadseffektivitet är drivkraften givet en lång rad bivillkor.
- Viktiga beräkningsantaganden: bränsleprisutveckling, teknisk utveckling, energibehov, styrmedel, politik och tillgång till energiresurser.
- Används löpande i olika forskningsprojekt såsom Nepp samt på uppdrag av Energimyndigheten, Naturvårdsverket och energibranschen.
- TIMES-metodiken är ett mångårigt resultat av ett internationellt samarbete inom IEAs program ETSAP (<https://iea-etsap.org/>)
- Modellen ägs, hanteras och uppdateras av Profu.



# Viktiga beräkningsförutsättningar – allmänt

- Stigande ETS-priser över tid till följd av ökad stringens i klimatpolitiken (ca 95 EUR/t 2030 och 155 EUR/t 2040).
- ETS-2-systemet omfattas plus en rad andra klimatpolitiska styrmedel inom transportsektorn. Dessutom energi- och koldioxidskatter som påverkar värmesektorn och transportsektorn.
- En omfattande elektrifiering inom industrin. Detta är i princip uteslutande ett exogent antagande baserat på EMs högelscenario från hösten 2023. En viss priskänslighet finns i produktionen av processvärme som även kan ske på annat sätt.
- En omfattande elektrifiering även inom transportsektorn som är ett beräkningsresultat till följd av olika antaganden avseende trafikarbete, teknikutveckling, styrmedel, bränsleprisutveckling med mera.
- Elförbrukningen inom övriga delar av energisystemet är dels ett modellresultat (elbaserad uppvärmning), dels ett exogent antagande (hushållsel och driftel).
- Även i Sveriges grannländer antas elefterfrågan stiga avsevärt.

# Viktiga beräkningsförutsättningar – priser på bränslen och ETS

- Fossilbränslepriserna baseras på IEA/WEO2023, "*Stated Energy Policies Scenario*" men med en annan prisbild fram till 2030 baserat på rådande (våren 2024) terminspriser. ETS-priset baseras istället på den högre klimatpolitiska ambitionsnivån i IEA/WEO2023 "*Announced Pledges Scenario*".
- Råoljepriset utgör basen för prissättningen av eldningsolja och fossila drivmedel (och därigenom också värdet av fossilfria alternativ).
- Priserna anges i 2021 års prisnivå och avser priser "fritt systemgräns", det vill säga Nordeuropa. Det tillkommer distributionskostnader som är specifika för nationer och för sektorer.

| Bränsle             | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---------------------|------|------|------|------|
| Råolja (USD/fat)    | 40   | 85   | 84   | 83   |
| Naturgas (SEK/MWh)  | 115  | 295  | 265  | 245  |
| Stenkol (SEK/MWh)   | 60   | 105  | 100  | 98   |
| Skogsflis (SEK/MWh) | 200  | 335  | 430  | 500  |
| ETS (EUR/t)         | 25   | 87   | 150  | 175  |



# Viktiga beräkningsförutsättningar – kostnader för vissa kraftslag

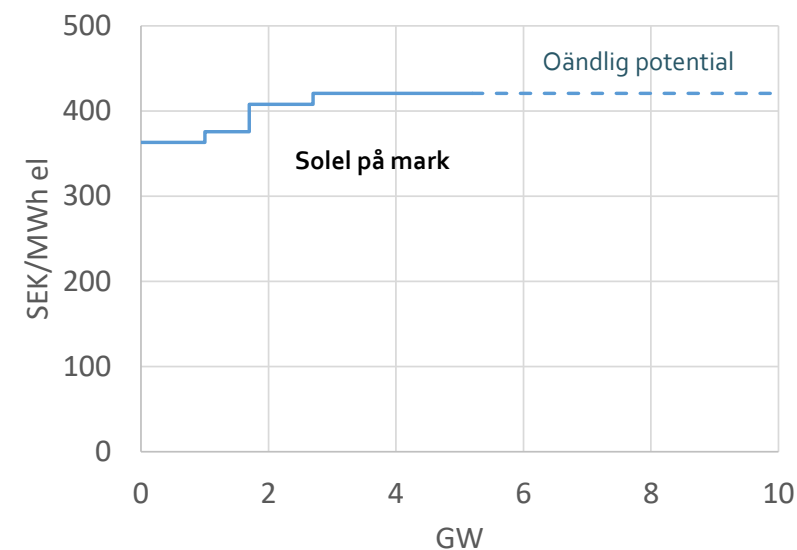
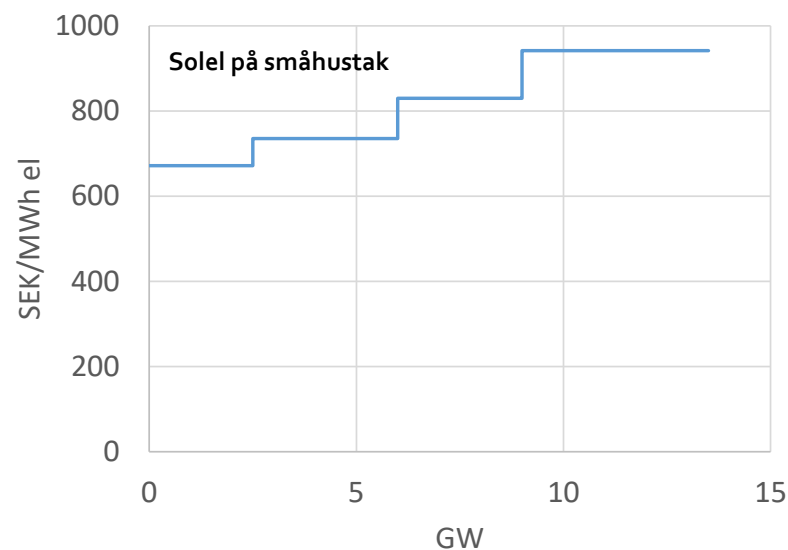
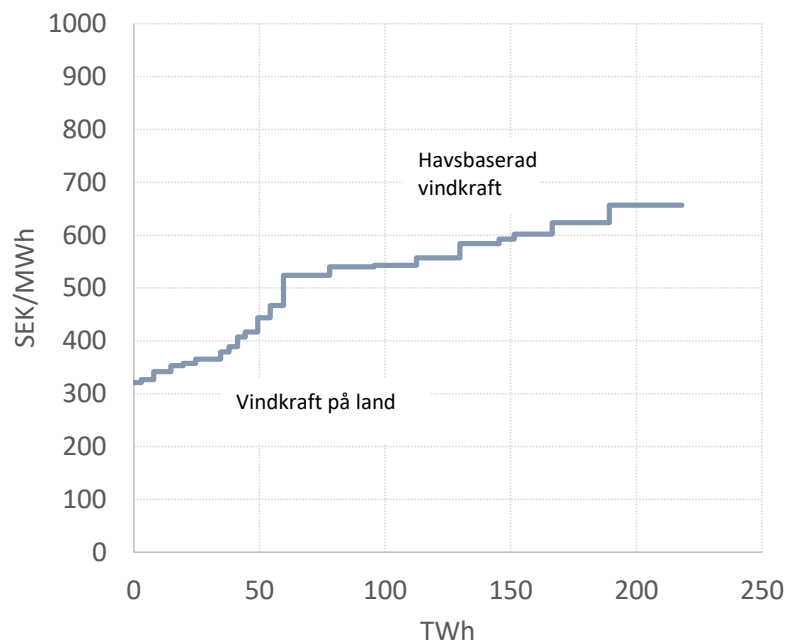
- Modellbeskrivningen omfattar ett mycket stort antal olika tekniker. Vi ger här **endast ett axplock** för ett antal nyckeltekniker för kraftproduktion.
- Bränslekostnader tillkommer till kostnaderna i tabellen.
- För vindkraft och solet kan kostnaden variera beroende på lokalisering (exempelvis vindläge och orientering för solcellerna). För kraftvärmeverk kan kostnaden variera beroende på storlek.
- För vissa tekniker antas en kostnadsreduktion över tid, exempelvis solet och vätgasturbiner (kostnaden i tabellen avser läget för 2025).
- Kostnaderna kan i modellen också variera något mellan länder beroende på nationsspecifika förutsättningar (exempelvis skalfördelar eller lokalisering).
- Kostnadsbedömningarna baseras på olika källor, exempelvis publikt tillgänglig litteratur och dialog med olika aktörer och uppdragsgivare samt egna antaganden. Energiforsks rapport "El från nya anläggningar 2021" är ett exempel på källa.

|                                             | Vindkraft, land | Vindkraft, hav | Solet, tak   | Solet, mark | Biokraftvärme | Vattenkraft, effekthöjning | Kärnkraft | Gasturbin (enkel cykel) | Vätgasturbin (kombicykel) |
|---------------------------------------------|-----------------|----------------|--------------|-------------|---------------|----------------------------|-----------|-------------------------|---------------------------|
| Investeringskostnad (SEK/kW <sub>el</sub> ) | 9 000-11 000    | 25 000-27 000  | 9 000-13 500 | 6 000-7 000 | 35 000-60 000 | 3 500                      | 58 000    | 4 500                   | 8 000                     |
| Fix D&U (SEK/kW <sub>el</sub> )             | 400-600         | 550-750        | 100          | 100         | 400-900       | 300                        | 750       | 80                      | 40                        |
| Rörlig D&U (SEK/MWh <sub>el</sub> )         | 0               | 0              | 0            | 0           | 80-90         | 0                          | 30        | 45                      | 5                         |
| Teknisk livslängd (år)                      | 25              | 30             | 30           | 30          | 30            | 40                         | 60        | 40                      | 30                        |

Kostnaderna är uttryckta i 2021 års prisnivå

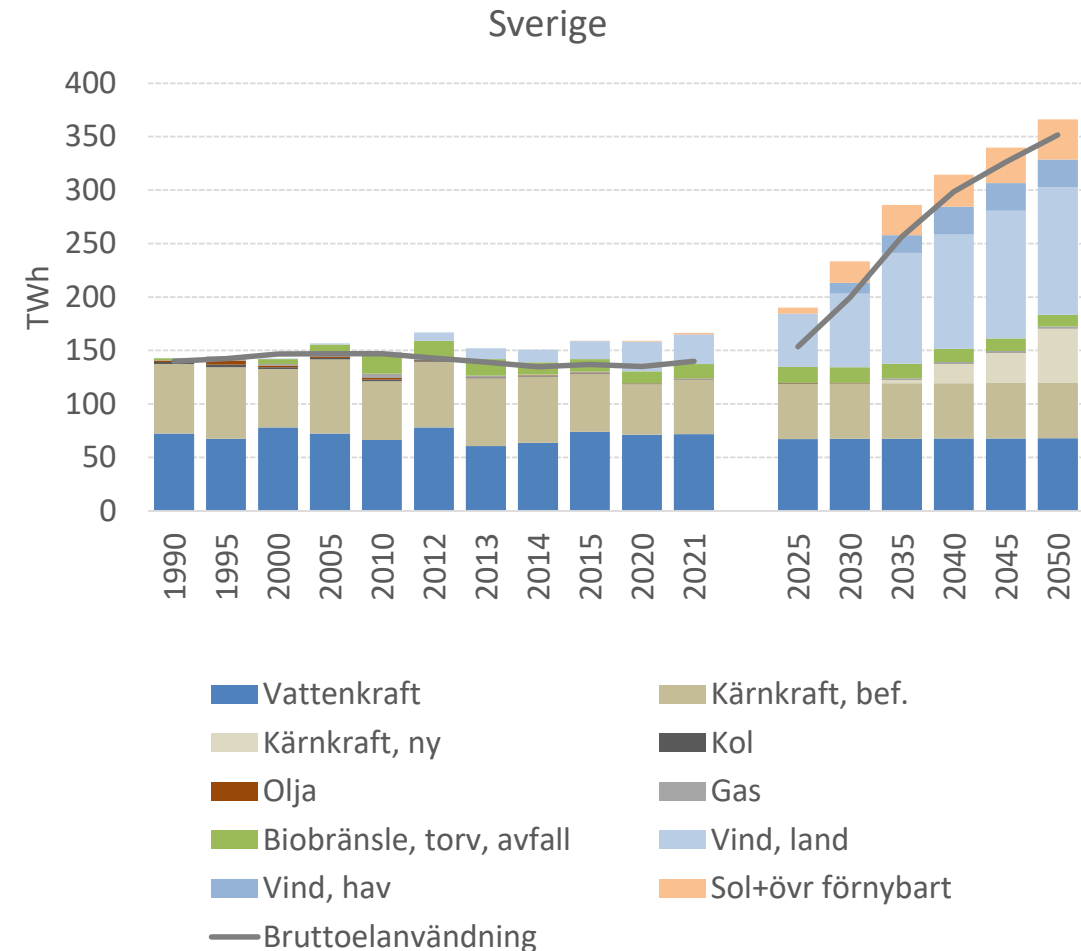
# Viktiga beräkningsförutsättningar – vindkraft och solel (i Sverige)

- Vindkraft och solel beskrivs i modellen i form av utbudskurvor bestående av ett flertal olika kostnadsklasser som huvudsakligen bestäms av vindlägen och lokalisering för solceller (tak, mark och väderstreck).
- Diagrammen nedan visar produktionskostnader som funktion av potentialen för nya investeringar (för vindkraft avser detta tillkommande produktion utöver de ca 50 TWh som totalt antas vara på plats till 2025 och som är under uppförande).
- För solel redovisas här investeringar på småhustak (diagrammet i mitten) och på mark (diagrammet till höger). Därutöver finns i modellen även en beskrivning av installationer på lokaler och flerbostadshus, men dessa redovisas inte här.
- Underlaget till dessa siffror bygger på flera källor: tidigare potential- och kostnadsstudier studier i samverkan med, och av, Energimyndigheten samt löpande uppdateringar av dessa, vanligen i samråd med Energimyndigheten inom ramen för arbetet med Energimyndighetens långsiktiga scenarier.



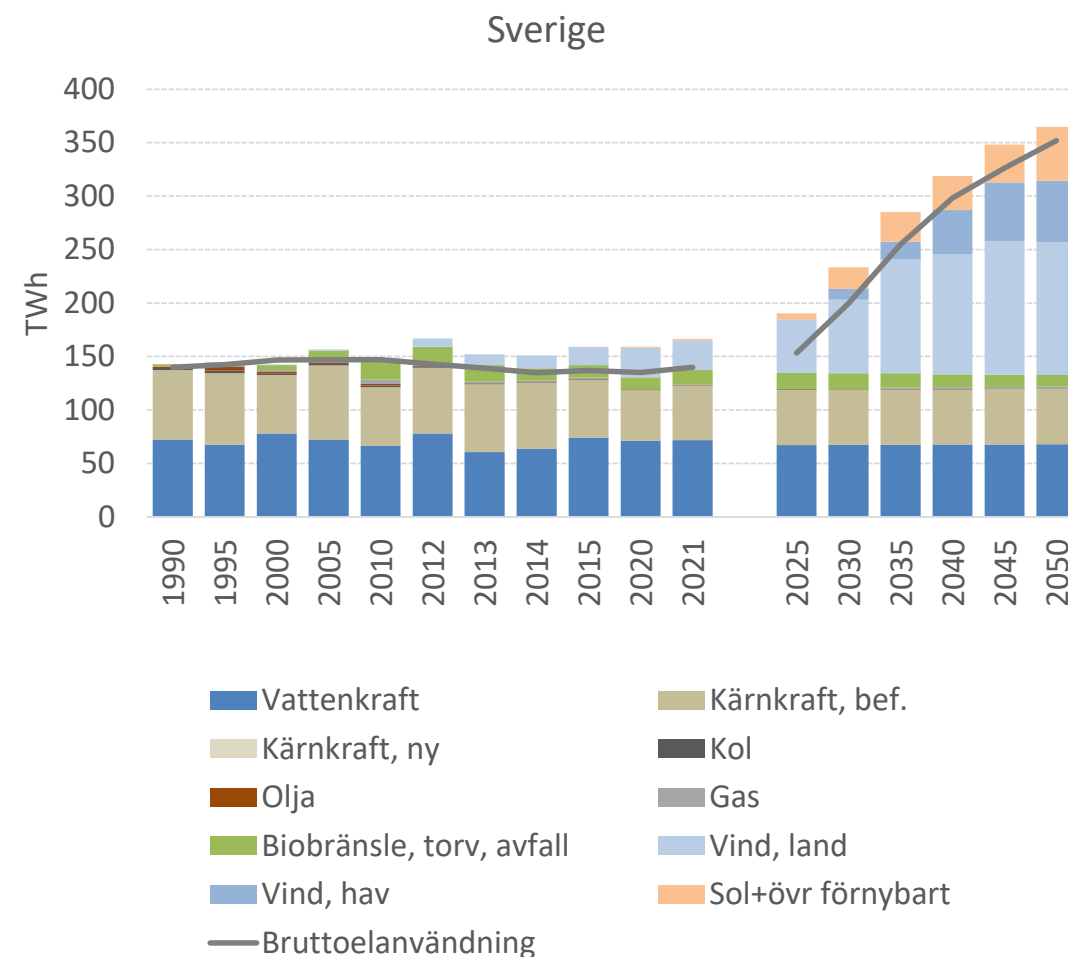
# Elsystemet - elproduktion

- En omfattande elektrifiering inom industri och transport medför en fortsatt snabb utbyggnad av väderberoende elproduktion, där framför allt landbaserad vindkraft dominerar utbygganden fram till modellår 2035. Produktionen från landbaserad vindkraft uppgår till omkring 110 TWh runt 2040.
- Bruttoelanelvändningen passerar i detta scenario 300 TWh en bit in på 2040-talet.
- Utbyggnaden av havsbaserad vindkraft tar fart en bit in på 2030-talet och uppgår till närmare 30 TWh runt 2040 (vi antar att nätanslutning sker utan stöd).
- Efter 2035 tar även utbyggnaden av ny kärnkraft fart. Utbyggnadstakten antas vara begränsad till följd av ledtider (precis som för de flesta andra kraftslagen, åtminstone fram till 2035) och ny kapacitet antas som mest kunna uppgå till knappt 10 GW till 2050. Av detta byggs lite drygt 6 GW ut till samma år.
- Investeringskostnaden för ny kärnkraft är synnerligen osäker och är avgörande för utvecklingen i beräkningarna (se nästa bild).
- Livstidsförlängningar (drift bortom 60 års drifttid) i befintlig kärnkraft antas ske till sådana kostnader att det i princip alltid är en lönsam option. Alla sex befintliga reaktorer antas vara lämpliga för sådana livstidsförlängningar.
- Solel byggs ut i stor omfattning och genererar ca 30 TWh runt 2040. Utvecklingen drivs på av ett antagande om fortsatt minskande kostnader och ett bibehållt imatningsstöd ("60-öringen") för små anläggningar.
- Kraftvärme och industriellt mottryck begränsas i praktiskt hänseende av fjärrvärmeunderlaget respektive det industriella ångbehovet. Elproduktionen från dessa anläggningar ändras inte nämnvärt under modellperioden.
- På årsbasis är Sverige genomgående en nettoexportör av kraft (stapelhöjden överstiger linjen i diagrammet). Inom ett år kan dock importen vara signifikant under vissa perioder, även från Kontinenten (betydligt större än idag).



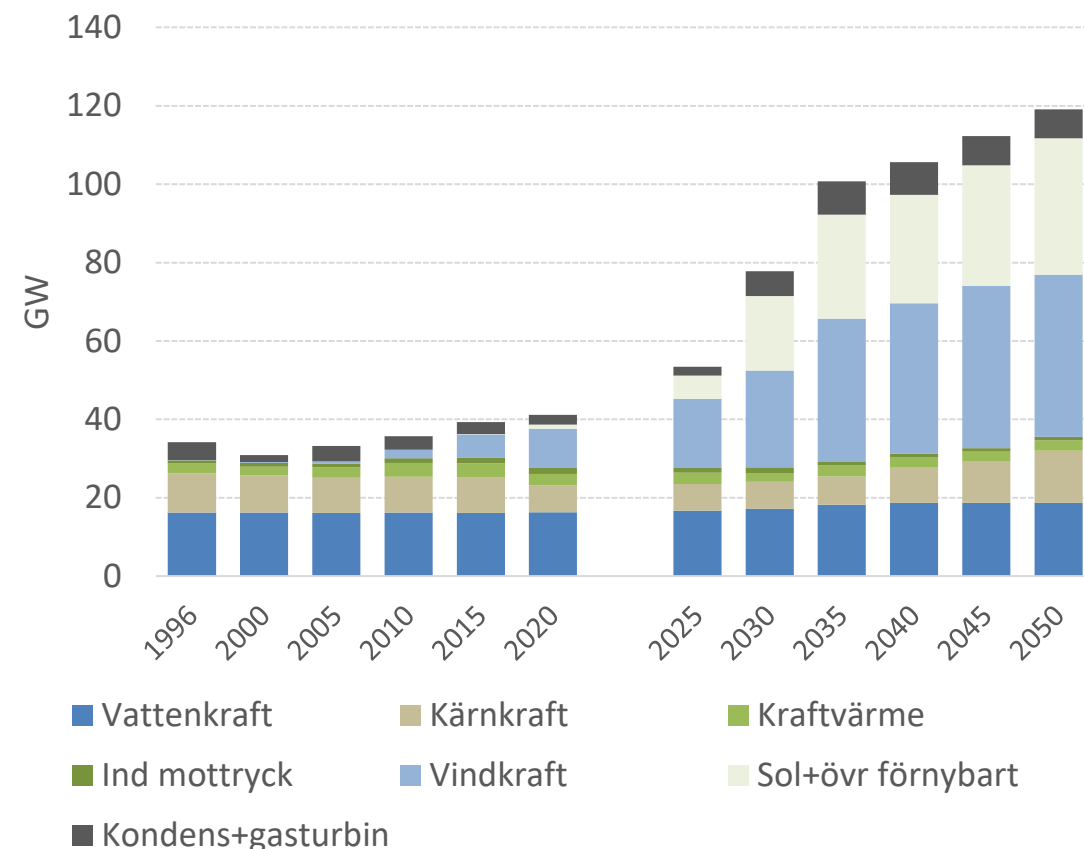
# Elsystemet – känslighetsanalys: kostnader för ny kärnkraft

- Det finns många osäkerheter i den framtida utvecklingen. Kostnaderna för ny kärnkraft är en sådan osäkerhet och den är av stor betydelse de investeringar som görs i modellberäkningarna.
- I högelscenariot antas långsiktigt en total produktionskostnad på ca 60- 65 öre/kWh (beror bland annat på utnyttjningstiden, som är ett beräkningsresultat från modellanalysen).
- En känslighetsanalys där kostnaden antas ligga 20% högre medför att investeringar i ny kärnkraft helt uteblir i Sverige men fortfarande sker (dock i mindre utsträckning) i andra "kärnkraftsregioner" där elpriserna är högre.
  - Kostnadsantagande: 58 000 SEK/kW → 70 000 SEK/kW
- I Sverige investeras då istället mer i havsbaserad vindkraft, solel, energilager, kraftvärme och gasturbiner.
- Hänsyn har inte tagits till värdet av de systemstabiliserande egenskaperna som kärnkraft (och andra kraftslag eller elsystemkomponenter) har.



# Elsystemet – installerad kapacitet

- Den omfattande utbygganden av väderberoende elproduktion leder till en massiv utbyggnad av installerad effekt. Runt 2040 svarar den väderberoende elproduktionen för över 60% av den installerade effekten medan planerbar effekt (vattenkraft, kraftvärme, kärnkraft, övrig termisk effekt som topplasteffekt) svarar för återstoden. Effekttillgängligheten varierar därmed avsevärt under året och beror i hög grad av tillgången till vind och sol.
- Topplasteffekt, typiskt gasturbiner, efterfrågas i relativt stor omfattning och byggs ut till ca 8 GW till 2040. Drifttiden för dessa anläggningar är mycket kort och deras funktion är i första hand att förse systemet med effekt när övrig kapacitet inte räcker till eller är otillgänglig.
- Förutom topplasteffekt, kraftvärme, vattenkraft och kärnkraft bidrar även batterier och vätgasflexibilitet till planerbarhet och effekttillgänglighet i elsystemet. Batterikapaciteten uppgår i Sverige till ca 10 GWh el 2030 respektive ca 20 GWh el 2040. Just nu planeras investeringar motsvarande nästan 3 GWh inom något eller några år (Källa: NyTeknik, feb 2024). Till modellår 2040 investeras det också i ca 800 GWh vätgaslager vilket motsvarar ungefär 11 fullskalelager i Hybrit-projektet. Detta är lika mycket som den övre potentialbegränsning som finns införd i modellen med tanke på ledtiderna för att bygga vätgaslager (i synnerhet om det innebär helt nya berggrum). Om denna övre gräns tas bort i modellanalysen blir beräkningsutfallet istället nästan det dubbla för 2040, 1 500 GWh vätgaslager. Man kan diskutera rimligheten i dessa siffror men beräkningsresultaten indikerar tydligt efterfrågan på flexibilitet och lagerlösningar i detta scenario.



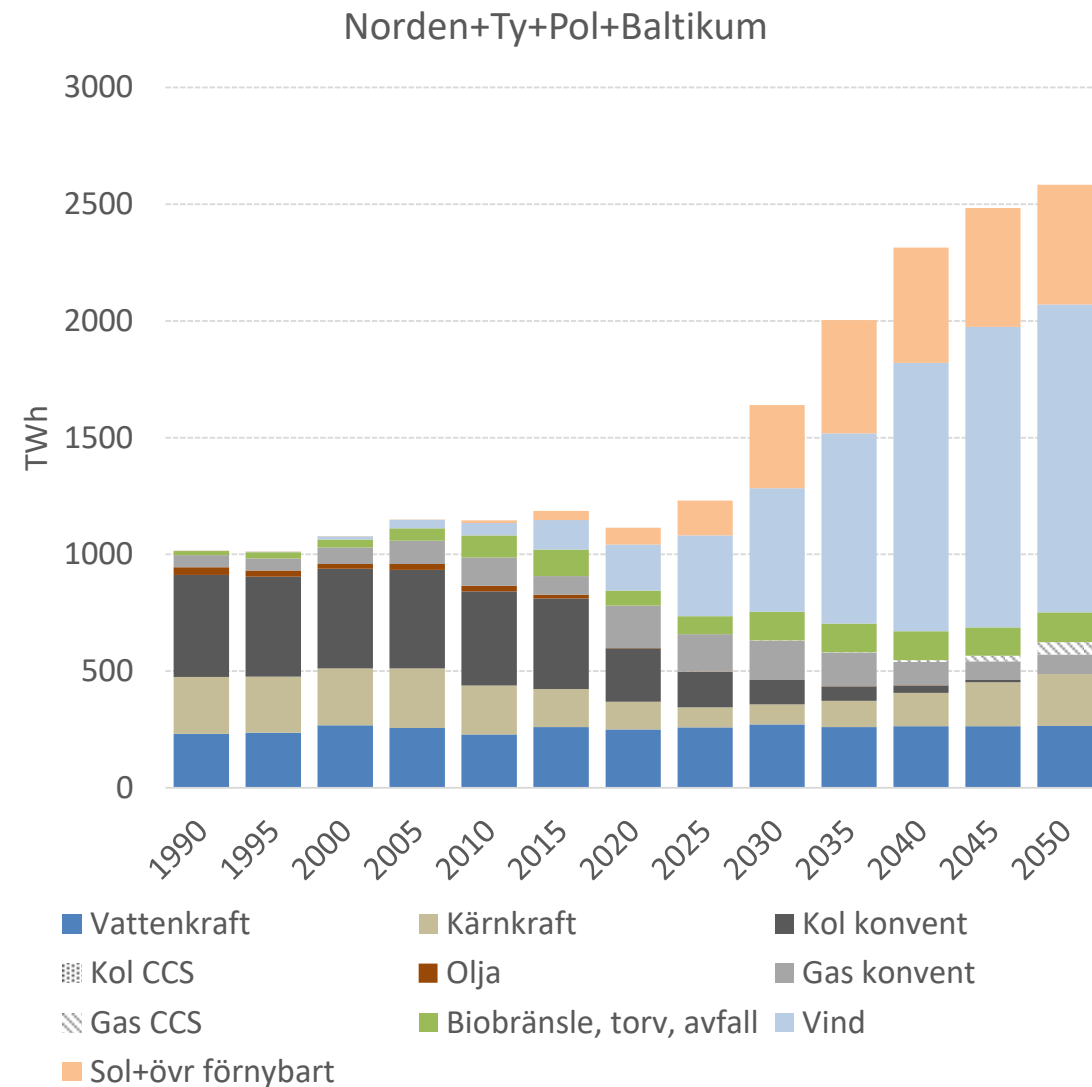


# Elsystemet – ytterligare reflektioner

- I scenarier med en omfattande ökning i efterfrågan på el, såsom i detta fall, pekar modellanalyser på att ett flertal olika kraftslag kommer att behövas. Det gäller i synnerhet som varje kraftslag har sina egna utmaningar och begränsningar men även sina egna nyttor. Beroende på vilka antaganden man gör avseende exempelvis den möjliga utbyggnaden av landbaserad vindkraft (acceptansproblematiken), havsbaserad vindkraft (acceptans och kostnader) och kärnkraft (acceptans men kanske framförallt kostnader) så påverkar detta den långsiktiga balansen mellan dessa tre kraftslag, som är de som har potential att på sikt leverera de riktigt stora volymerna el i Sverige. Även solen har en i princip obegränsad potential men begränsas under modellperioden av det faktum att produktionen sker mer eller mindre samtidigt och koncentrerat till dagtid under sommarhalvåret i hela regionen. Det får på sikt stora negativa konsekvenser för lönsamheten och fordrar därmed omfattande investeringar i energilager för att ytterligare öka andelen solen i systemet. Därmed ökar också kostnaden för att få in ytterligare solen.
- I modellanalysen kan man genom olika känslighetsanalyser också tydligt studera balansen mellan olika åtgärder och tekniker som bidrar till planerbarhet i det framtida elsystemet, nämligen termisk effekt med längre (kraftvärme, kärnkraft och industriell mottrycksproduktion) och kortare (topplastkapacitet som gasturbiner) utnyttjningstider över året, vattenkraft samt energilager (batterier och vätgaslager) och efterfrågefleksibilitet. Utgår man från att exempelvis genomslaget för olika typer av efterfrågefleksibilitet och energilager blir stort på framtidens elmarknad minskar incitamenten för exempelvis nya gasturbiner, och vice versa.
- I denna modellanalys görs inga känslighetsanalyser av olika väderår och det faktum att den årliga (och den inom-årliga) variationen i elsystemet därmed kan vara avsevärd i ett scenario där elproduktionen domineras av väderberoende kraftslag. Det talar för att planerbarheten och reglerbarheten bör dimensioneras även för sådana utfall och lyfter också svårigheten för investerare att fatta beslut om exempelvis investeringar i topplastkapacitet där utnyttjningstiden redan i utgångsläget är mycket kort och vissa år kanske rent av noll. Det berör naturligtvis också planerbar (termisk) produktionseffekt med längre utnyttjningstider såsom kraftvärme och kärnkraft där drifttiderna kan skilja sig avsevärt mellan blåsiga/soliga år och år med dålig tillgång till kanske främst vind men även sol.

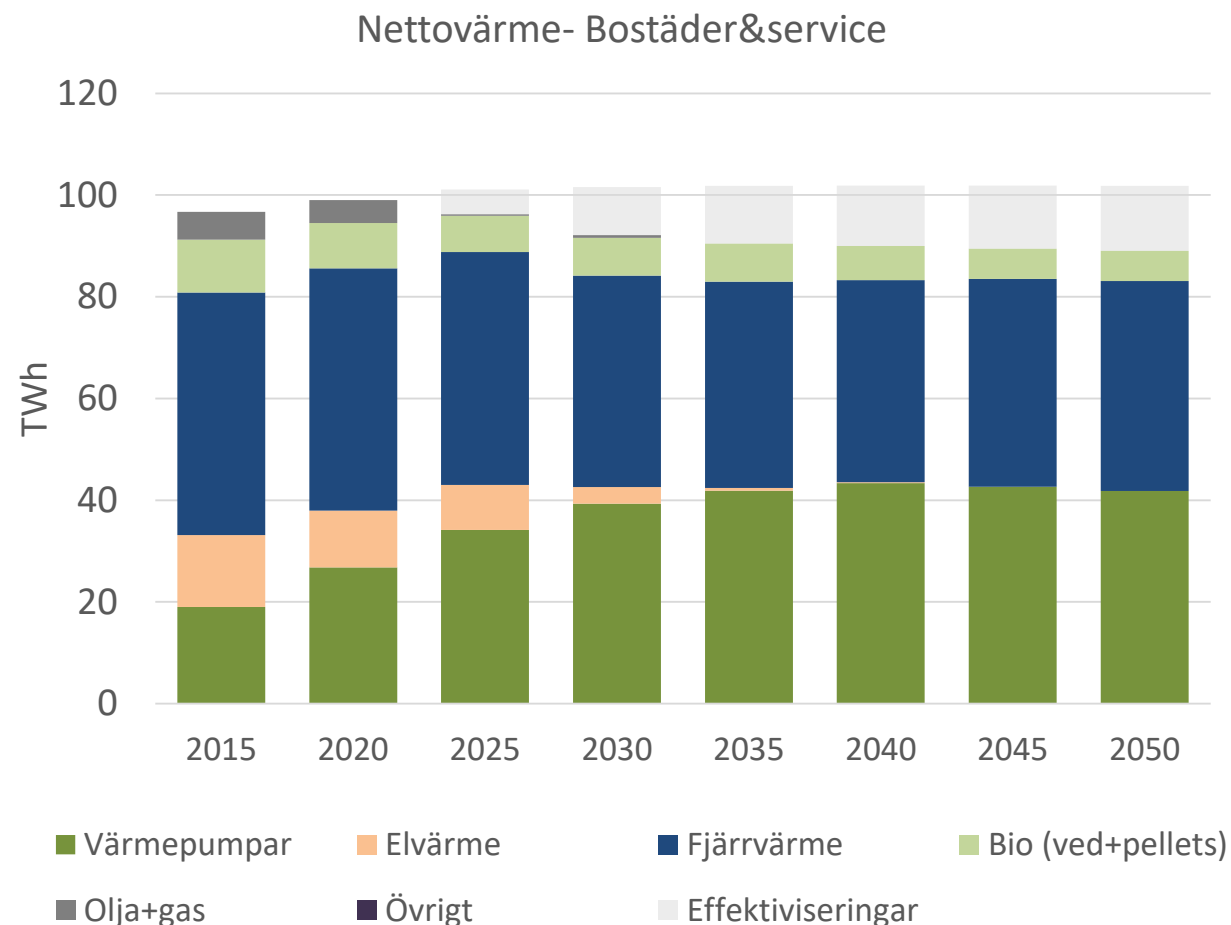
# Elsystemet – elproduktionen i Nordeuropa

- Utvecklingen i hela regionen (Nordeuropa) är tämligen lik den som redovisats för det svenska elsystemet.
- En omfattande elektrifiering antas ske även i våra grannländer även om utvecklingen i Sverige jämförelsevis är något mer "exceptionell" i detta scenario.
- Antagandena om den framtida efterfrågan i Tyskland har stor betydelse för beräkningsresultaten eftersom det kan röra sig om väldigt stora tillkommande volymer.
- I detta scenario blir vindkraft det största enskilda kraftslaget i hela regionen till modellår 2025, medan sol tar över andraplatsen en bit in på 2030-talet.
- På lång sikt görs vissa mindre investeringar i CCS (naturgas). Därutöver utnyttjas även konventionell naturgaskraft men i mycket liten omfattning.
- Detta scenario förutsätter inte nollutsläpp på lång sikt från den nordeuropeiska kraftproduktionen. Att utsläppen går ner (kraftigt) beror på stigande ETS-priser, fortsatt gynnsam teknikutveckling för förnybar elproduktion, lönsam ny kärnkraft och att åldrande fossilanläggningar därmed ersätts av fossilfri elproduktion. Dessutom inkluderar detta scenario vissa politiska utfästelser som exempelvis den tyska utfasningen av kolkraft till senast 2038.



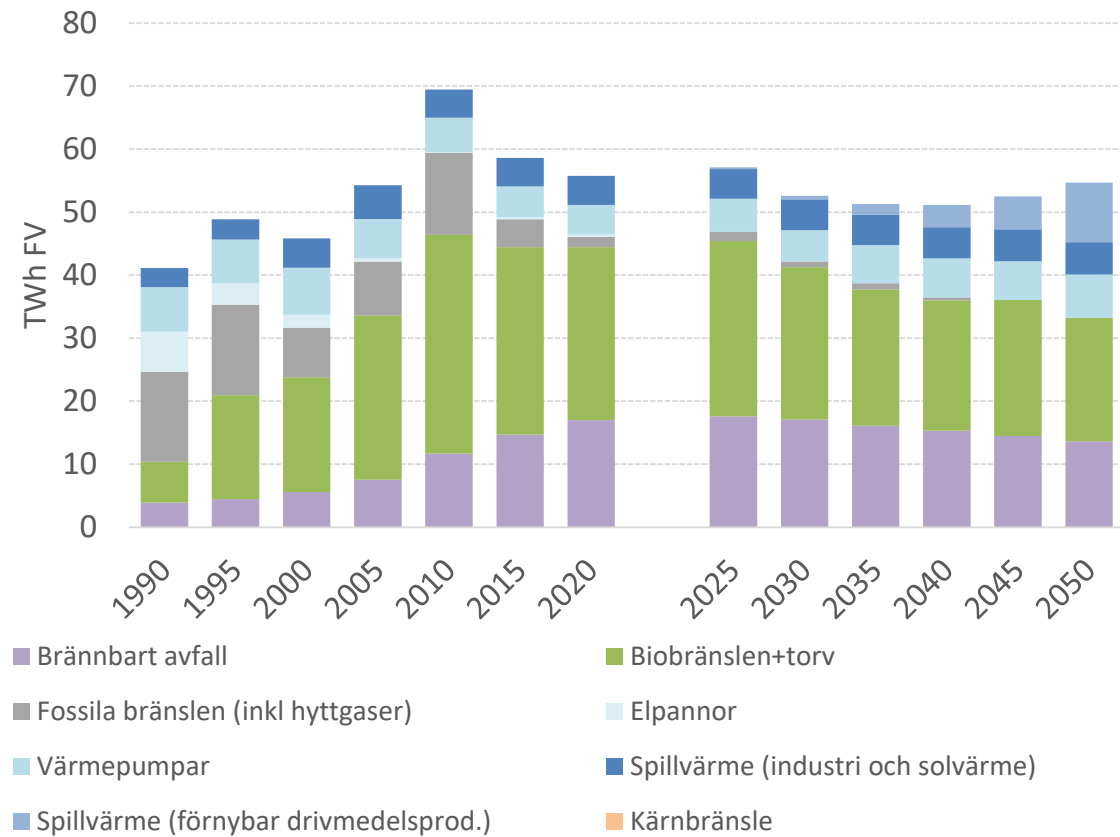
# Värmemarknaden

- Den globala uppvärmningen antas dämpa behovet av nyttig värme över tid.
- Ett långsamt ökande nettovärmebehov tillkommer i nya byggnader.
- Värmepumpar och fjärrvärme levererar långsiktigt över 90% av det totala nettovärmebehovet och med ungefär lika stora andelar.
- Renodlade elvärmehus (direktel eller vattenburen elvärme) fasas ut helt i modellberäkningarna.
- Effektiviseringar reducerar efterfrågan på slutlig energianvändning motsvarande knappt 15% av det totala behovet av nyttig värme på lång sikt.
- Inga specifika effektiviseringskrav antas i detta scenario utöver de styrmedel som är i bruk idag.



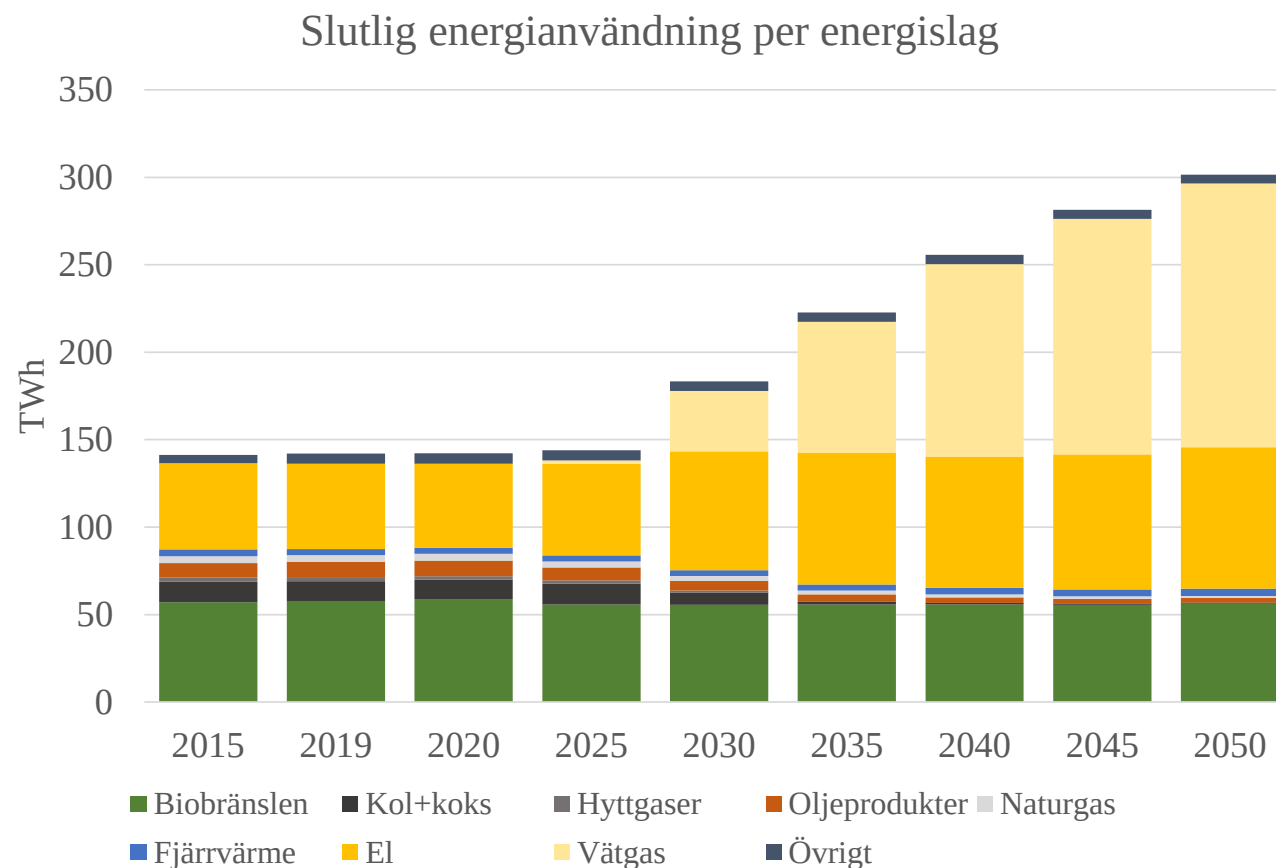
# Fjärrvärmeproduktionen

- Fjärrvärmeproduktionen domineras idag av biobränsle och avfall. Dessa bägge energislag fortsätter i detta scenario att prägla fjärrvärmeproduktionen även på längre sikt men flankeras i ökande omfattning av spillvärme. Det gäller både högtemperaturspillvärme från olika industriella processer och spillvärme på lägre temperaturnivåer, som exempelvis från förnybar drivmedelsproduktion. Det tillkommer även lågtempererad spillvärme som växlas upp med värmepumpar.
- Den biobränslebaserade fjärrvärmeproduktionen påverkas negativt av den ökande konkurrensen om skogsråvaran där främst den ökande efterfrågan inom transportsektorn pressar upp prisbildningen på biobränslen.
- Avfallsförbränningen påverkas av antaganden om framtida avfallsmängder och plastandelen i det brännbara avfallet. Bägge dessa faktorer antas minska över tid. Importen av brännbart avfall antas öka över tid men "kompenserar" inte fullt ut de minskande avfallsmängderna som genereras i Sverige i detta scenario.
- En dryg tredjedel av den biobränslebaserade fjärrvärmeproduktionen 2040 kommer från anläggningar utrustade med CCS, det vill säga genererar negativa utsläpp. För avfallsförbränningen är andelen som är utrustad med CCS ungefär lika stor. Där är dock endast en del av de avskilda och deponerade utsläppen negativa eftersom avfallet till viss del är fossilt. Utfallet för CCS är ett resultat av antagandet om en långsiktig efterfrågan på negativa utsläpp på ca 4 Mton per år.
- Observera att den andelen av biobränslet och avfallet som åtgår för elproduktionen i kraftvärmeverken inte ingår i diagrammet till höger.



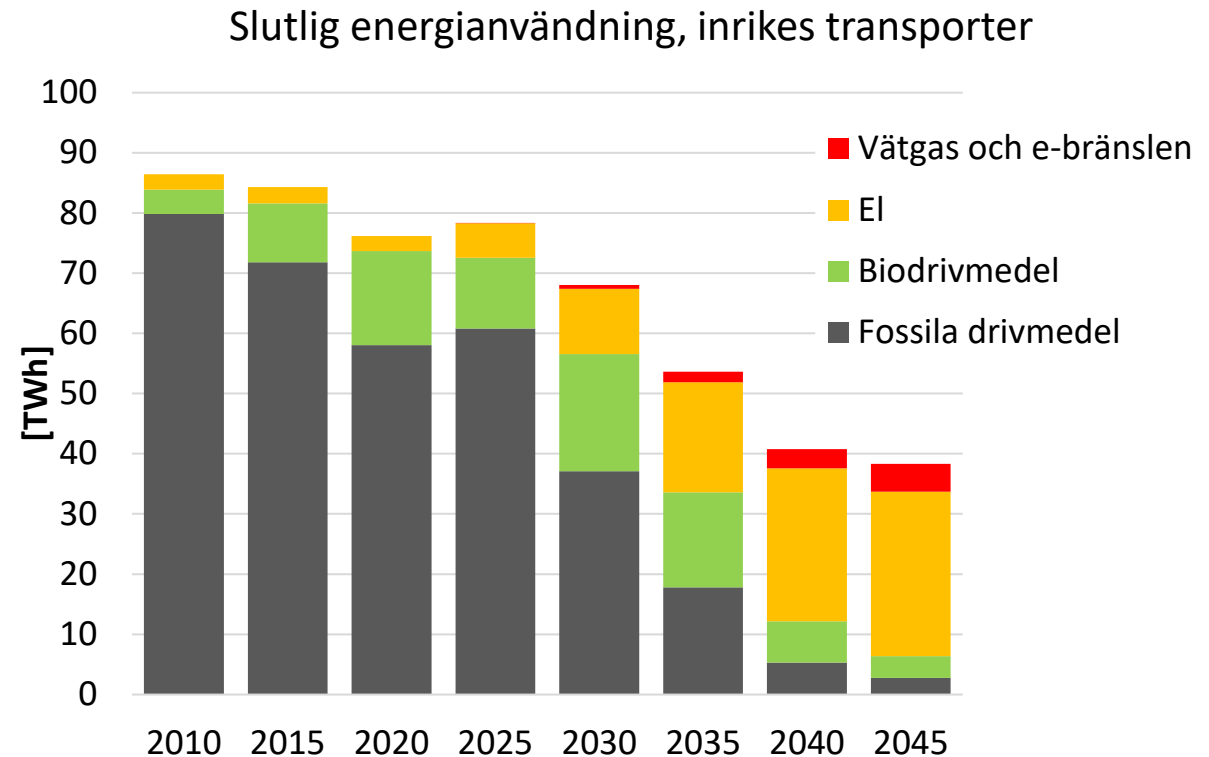
# Industrisektorn

- Användningen av fossila bränslen inom industrin är jämförelsevis liten idag där el och biobränslen dominerar användningen. Utsläppen av växthusgaser från industrin är dock signifikant i Sverige och står för ca en tredjedel av de totala utsläppen.
- Användningen av kol och koks ersätts helt av vätgasbaserad ståltillverkning vilket är ett antagande som görs exogent i detta scenario.
- Detta leder till en ökad efterfrågan på vätgas vilket förstärks ytterligare av en efterfrågan på vätgas även för andra industriella ändamål som exempelvis inom kemiindustrin.
- All vätgas antas produceras med elektrolys vilket därmed bidrar till den omfattande ökningen i efterfrågan (ungefär 70% verkningsgrad antas i elektrolysörerna). Detta framgår inte riktigt i diagrammet till höger där endast slutlig energianvändning redovisas. Men elanvändning även för andra ändamål än vätgasproduktion antas öka över tid vilket tydligt syns i diagrammet.



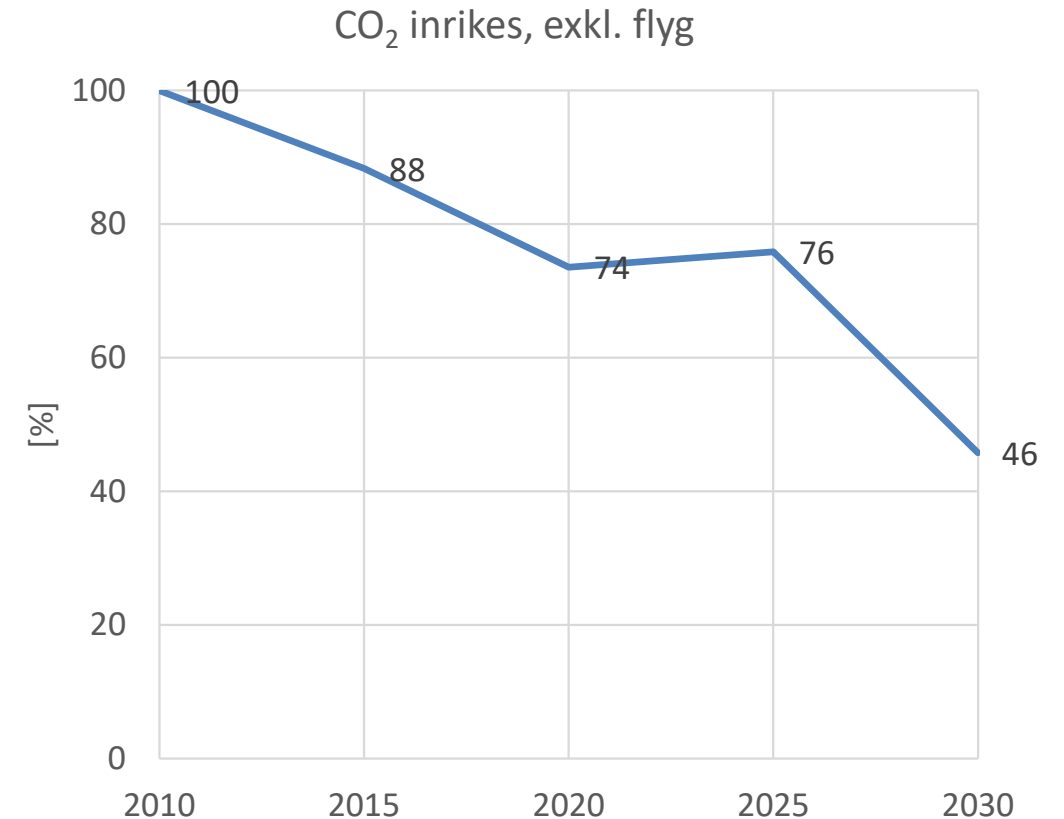
# Transportsektorn

- Utfasningen av fossildrivna (inrikes) transporter går relativt snabbt efter 2025 till följd av en snabb expansion av elfordon och en fortsatt (efter 2025) ökande inblandning av biodrivmedel.
- Ett gradvis återinförande av reduktionsplikten eller ett motsvarande styrmedel antas efter 2025.
- EUs CO<sub>2</sub>-standard för nya tunga fordon bidrar till den snabba och omfattande elektrifieringen av fordonsflottan.
- I styrmedelsuppsättningen ingår också ett förbud mot nya förbränningsmotordrivna fordon från och med 2035.
- Biodrivmedelsbaserade transporter utgör i första hand en "övergångslösning", om än en relativt långvarig sådan, och ersätts efter 2040 nästan helt av elfordon och vätgasfordon.
- För elfordon (och vätgasfordon) antas, till skillnad från förbränningsmotorfordon, en fortsatt kostnadsminskning över tid.
- På lång sikt: vätgasfordon används företrädesvis i den tunga trafiken medan elfordon dominerar personbilsflottan och lättare varutransporter.



# Transportsektorn – CO<sub>2</sub>-utsläpp

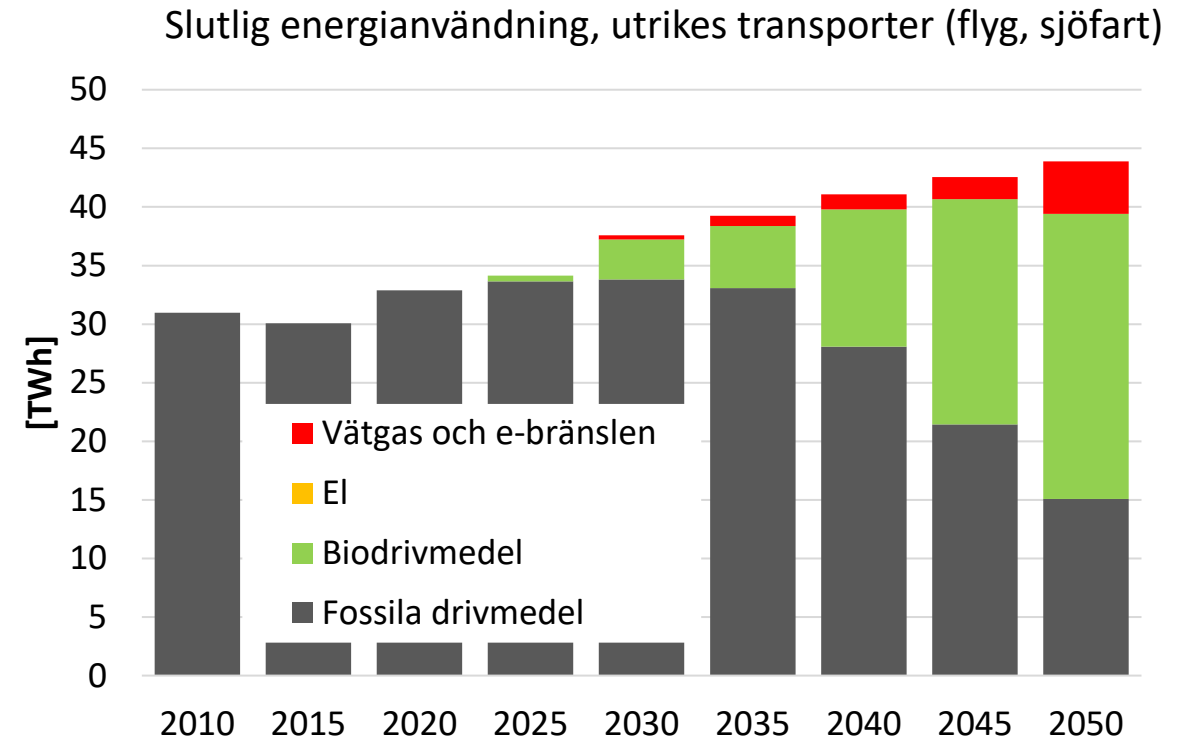
- Transportsektorn står idag för drygt 30% av de totala utsläppen av växthusgaser i Sverige.
- I detta scenario leder en relativt snabb elektrifiering och en gradvis återinförd reduktionsplikt eller motsvarande styrmedel till att utsläppen relativt snabbt, efter en tillfällig uppgång till 2025, minskar till 2030 och därefter.
- Målbilden för transportsektorn om en 70%-ig minskning till 2030 jämfört med utsläppen 2010 nås emellertid inte utan uppgår till 54%, se diagrammet till höger. Detta ligger däremot i paritet med Sveriges åtagande inom ESR ("Effort Sharing Regulation") om endast transporter betraktas.





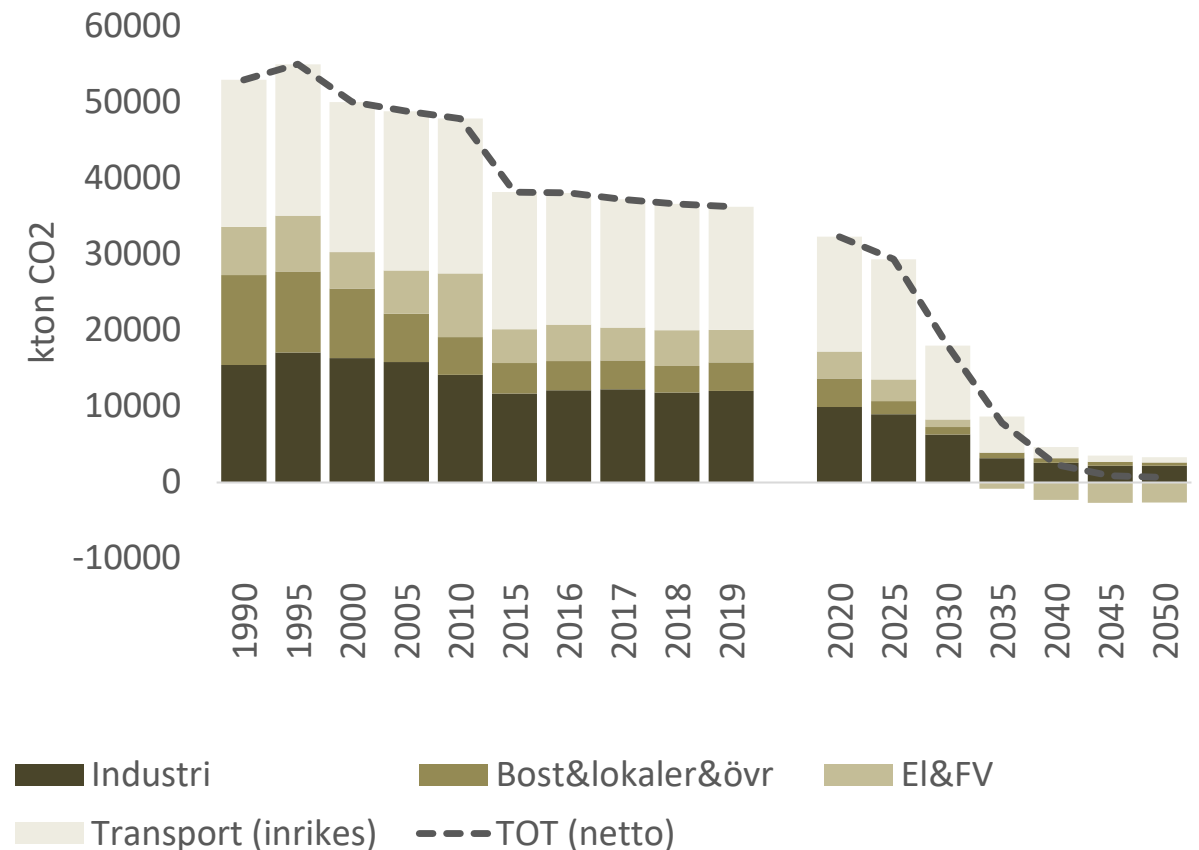
# Transportsektorn – utrikes

- Stor betydelse för biobränslemarknaden i Sverige till följd av inblandningskrav från EU.
- I beräkningsförutsättningarna ingår också ett så kallat delmandat för elektrobränslen och vätgas (RFNBOs; *Renewable fuels of non-biological origin*).
- Sjöfarten: krav på minskning av växthusgasintensiteten i bränslena (på samma sätt som reduktionsplikten).
- Flyget: här ingår inblandningskrav på förnybara bränslen.
- Eldrift inom utrikes flyg och sjöfart omfattas inte av modellbeskrivningen.



# CO<sub>2</sub>-utsläpp, Sverige

- Målbilden till 2045 ("nettonollutsläpp") infrias nästan för de utsläpp som omfattas av modellbeskrivningen. Scenariot är inte på förhand definierat som ett måluppfyllande scenario utan beskriver en konsekvens av befintliga styrmedel samt planerade åtgärder inom exempelvis bio-CCS.
- Utsläppssiffrorna exkluderar utsläpp från vissa industriella processutsläpp, raffinaderier, utrikes transporter (endast Sveriges territoriella utsläpp omfattas av diagrammet) och jordbruk (de modellerade utsläppen **omfattar nästan 3/4 av de aktuella faktiska utsläppen** enligt Naturvårdsverkets statistik).
- Mellan 2030 och 2035 blir nettoutsläppen från el- och fjärrvärmeproduktionen negativa tack vare bio-CCS. En förbättrad utsortering av plastinnehållet i det brännbara avfallet bidrar också till minskande utsläpp inom denna sektor.
- Elektrifieringen inom industrin, i synnerhet relaterad till järn- och stålbranschen, bidrar väsentligt till utsläppsminskningarna. I beräkningsförutsättningarna bakom denna modellanalys så antas en viss fossilbränsleanvändning inom industrin vara icke-substituerbar. I de fallen är alltså modellbeskrivningen avseende konverteringsmöjligheterna till utsläppsfria alternativ ofullständig.

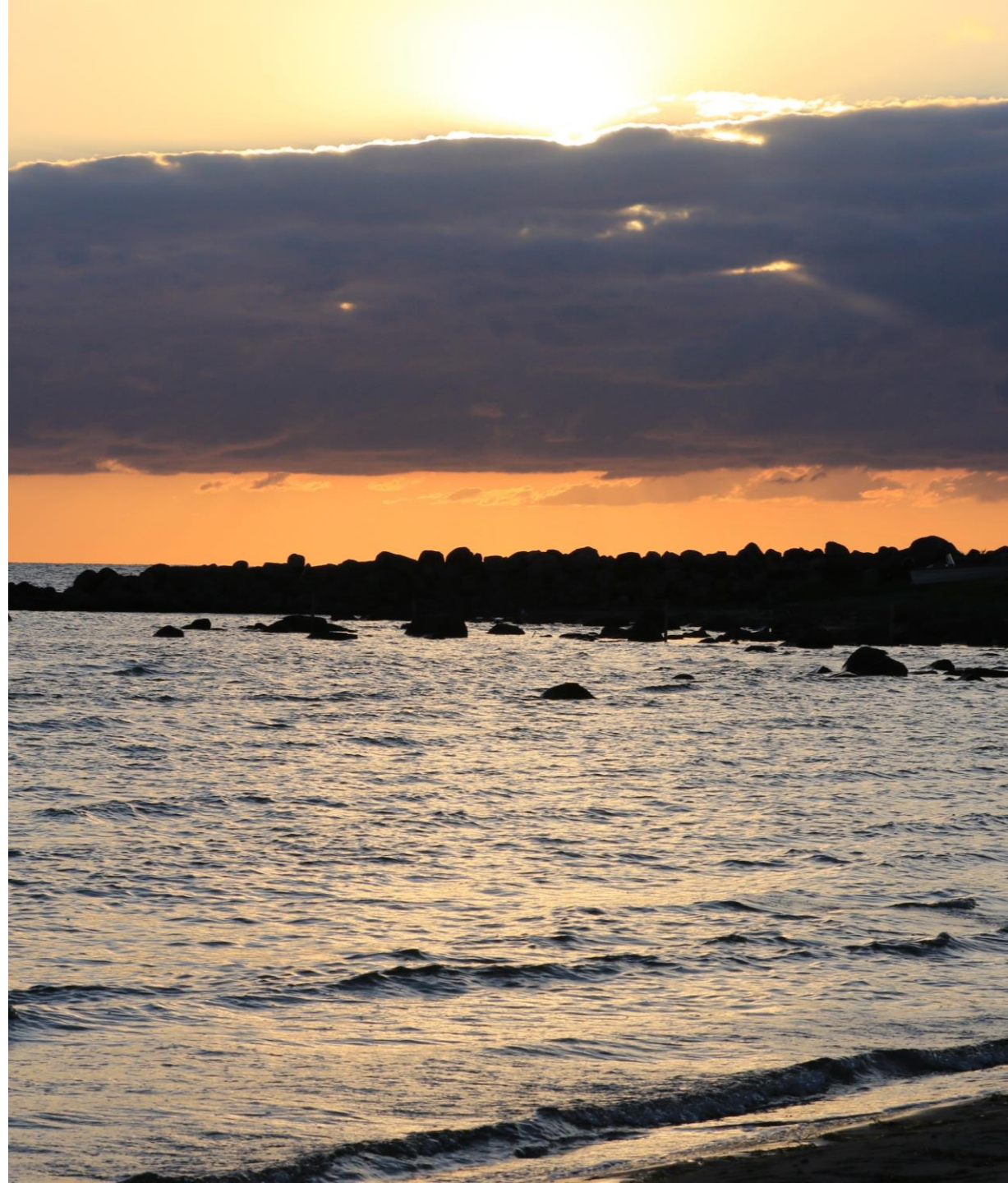


## DELRAPPORT 2.

# EUROPEAN POWER SYSTEM SCENARIOS WITH A FOCUS ON SWEDEN

ANDERS KOFOED-WIUFF, EA ENERGIANALYSE  
2024

 Energiforsk  Profu nepp





Ea Energy Analyses

# European Power System Scenarios with a focus on Sweden

*Prepared for NEPP by Ea Energianalyse*

*August 2024*

nepp

 Energiforsk



# Table of content



Executive summary



Assumptions



Analysis results



Appendix A: Grid connection costs

Appendix B: Methodology and data

# Executive Summary

# Executive summary

- We explore scenarios where Swedish electricity demand increases to 190 TWh by 2030 and roughly doubles towards 2045.
- Two cases are studied for 2045: a Nuclear Case with addition of 12.5 GW nuclear capacity and a No New Nuclear Case.
- The analysis shows:
  - Investments in onshore wind take place in both cases limited mainly by acceptance. Solar power plays a complementary role, providing about 2% of generation in 2045.
  - Some level of offshore wind deployment is attractive by 2045 in both cases, more in the No New Nuclear Case
  - The nuclear capacity expansion is turning Sweden from being an importer of hydrogen to exporting 7 TWh hydrogen in 2045.
  - The Nuclear Case also displays significantly higher electricity exports (+35 TWh)
  - Nuclear capacity expansion reduces average power prices, including capture prices for wind generators which drop by up to 8 €/MWh.
- The analysis *does not* include a comparison of the total costs of the two trajectories.



# Assumptions



# Approach to power market modelling

**Europe** pursues a **net zero energy system in 2050**, which drives energy demand and short-term targets. Important sources are

- ENTSO-E's Global Ambition scenario for electricity demand (TYNDP2022)
- ENTSO-E's National trends scenario for short term targets towards + selected adjustments (TYNDP2022)
- ENTSO-E's projects towards 2030 for transmission system development
- The European Commissions REPower Europe strategy for hydrogen demand
  - **2030 hydrogen production expected to lack behind REPowerEU target**

## Sweden

- Demand projection based on "Energimyndighetens högelscenario"
  - Increasing electricity demand through electrification
  - Large need for green hydrogen for green steel industry in the north

## Technology scope

- Power generation technologies, transmission capacity between bidding zones, district heating, hydrogen production and related infrastructure
- Offshore wind with close to site level detail

Europe pursues a green transition driving demand + short term minimum targets (2030).  
  
H2 production is expected to lack behind REPowerEU target for 2030

Sweden pursues green transition with increasing H2 demand for green steel production in the north and doubling of demand by 2045. Limitations to onshore wind deployment due to planning constraints

Model optimization of Energy system development and distribution of green H2 production

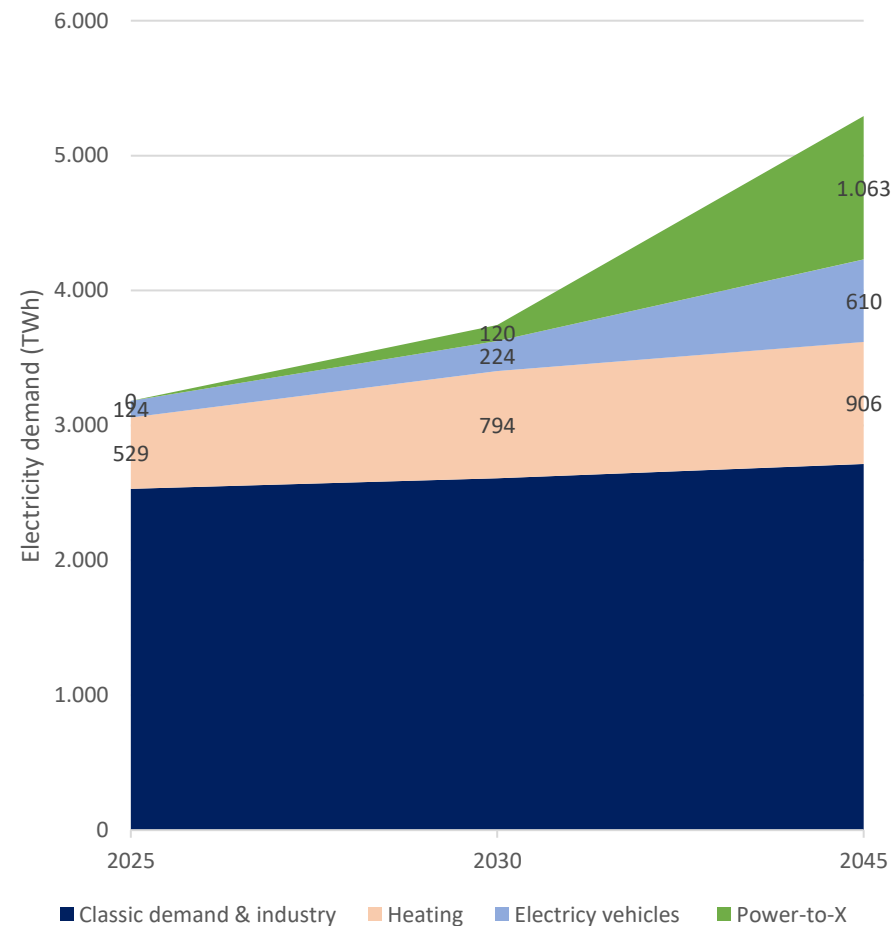


# Electricity demand in Europe

The current energy market situation is expected to increase electrification ambitions and is a major factor for the demand increase towards 2030.

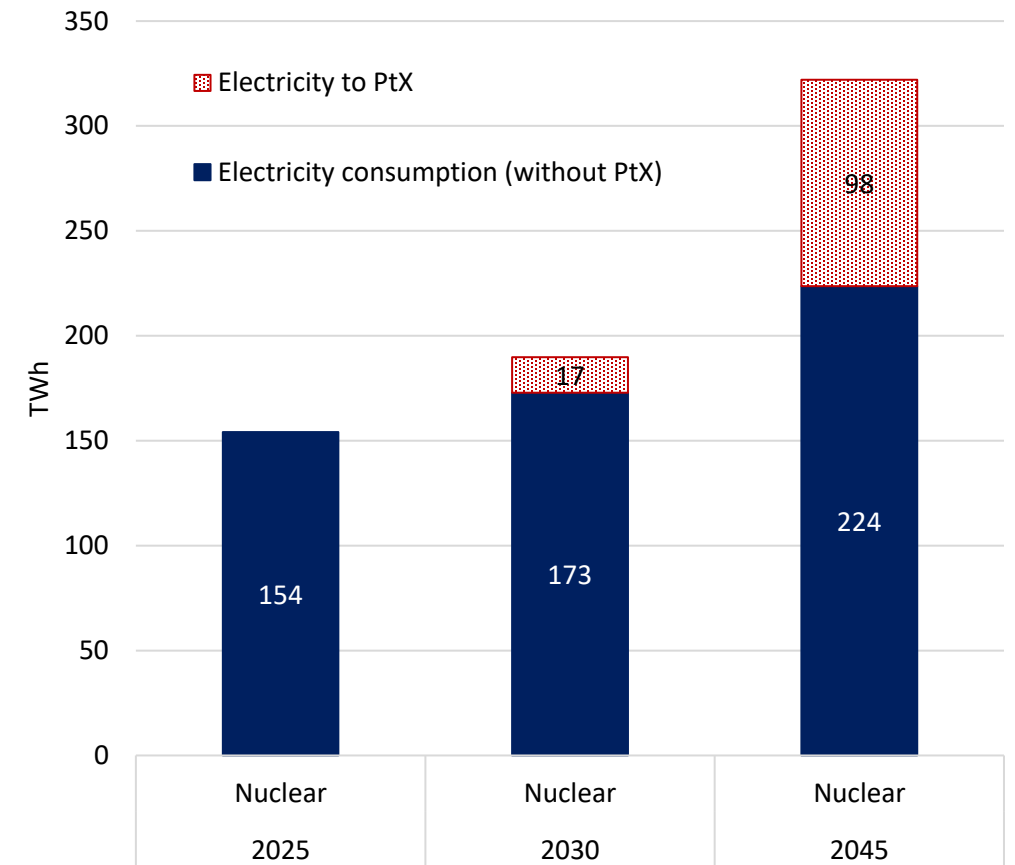
The following sources are used for demand projections:

- Hydrogen demand.
  - REPowerEU has been developed in the wake of Russia's invasion of Ukraine and assumes 10 mill. ton domestic hydrogen production in the EU already by 2030. Considering that only a very limited number of projects have reached FID, only 20% of the target is expected to be fulfilled by 2030.
  - The EU Commission MIX-scenario have been used for the long-term hydrogen demand. The TYNDP Global Ambition scenario has been used as distributed key between countries.
- TYNDP's Global Ambition scenario for the development of total demand for classic demand, electric vehicles and individual heating
- Electricity use for district heating is subject to model optimisation



# Swedish electricity demand to double by 2045

- The Swedish electricity and hydrogen demand is based on the Energimyndighetens högelscenario
  - 'Regular' demand increases by about 75 TWh in 2045
  - Hydrogen demand increases by almost 100 TWh
- The model may produce the hydrogen outside of Sweden and import it
  - or produce the hydrogen in Sweden and export it to its neighbouring countries
  - Import and export of hydrogen between the model's bidding zones comes with a fee, resembling the cost of transportation through a dedicated hydrogen grid.



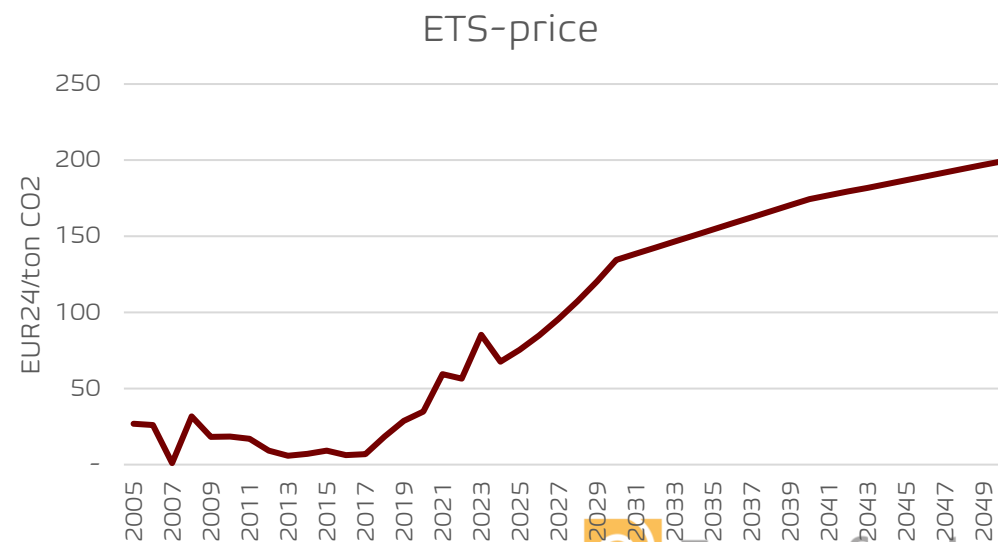
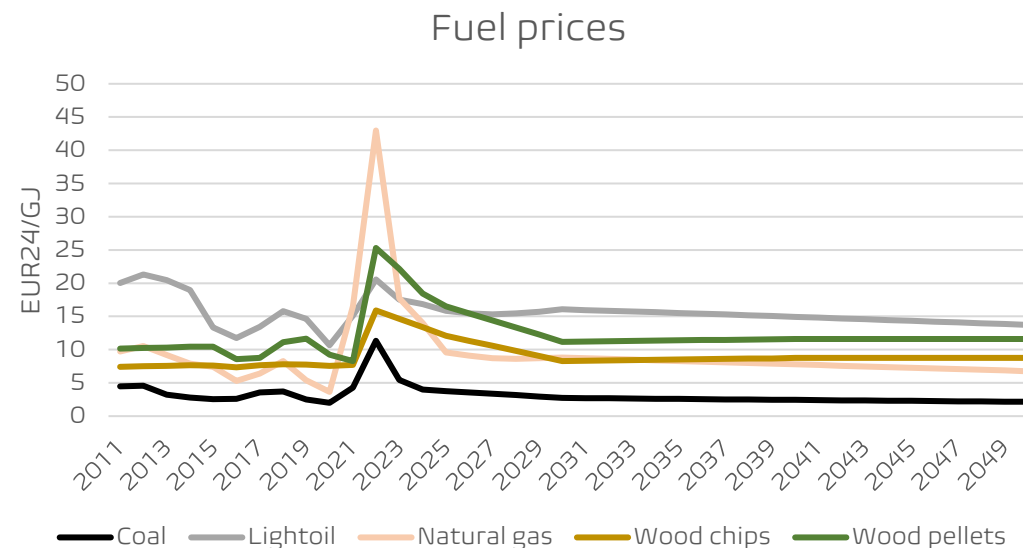
# Fuel and CO<sub>2</sub> prices

## Fuel prices

- Futures (March 2024). Until and including 2026
- Long term. Prices are expected to converge to long term equilibrium prices in 2030
  - IEA World Energy Outlook 2023 , Announced Pledges scenario
  - Natural gas: LNG import price to reflect that LNG is on the margin in Europe.
- High gas prices from 2022 have reduced significantly, and towards 2030, reduced dependence on natural gas and high global buildout of renewables further lowers demand for fossil fuels and thus prices.

## CO<sub>2</sub>-prices

- Forward prices (March 2024). Until and including 2026. Current levels are lower than anticipated in 2022, but expected to increase towards 2030, following expected extension of the EU ETS and EU policy-development.
- Long term. Prices expected to converge to Announced Pledges scenario from WEO2023 in 2030 and onwards.



# Power transmission capacities

- Transmission grid expansion based on TYNDP 2022 until 2030. After 2030, transmission expansion is subject to model optimization.

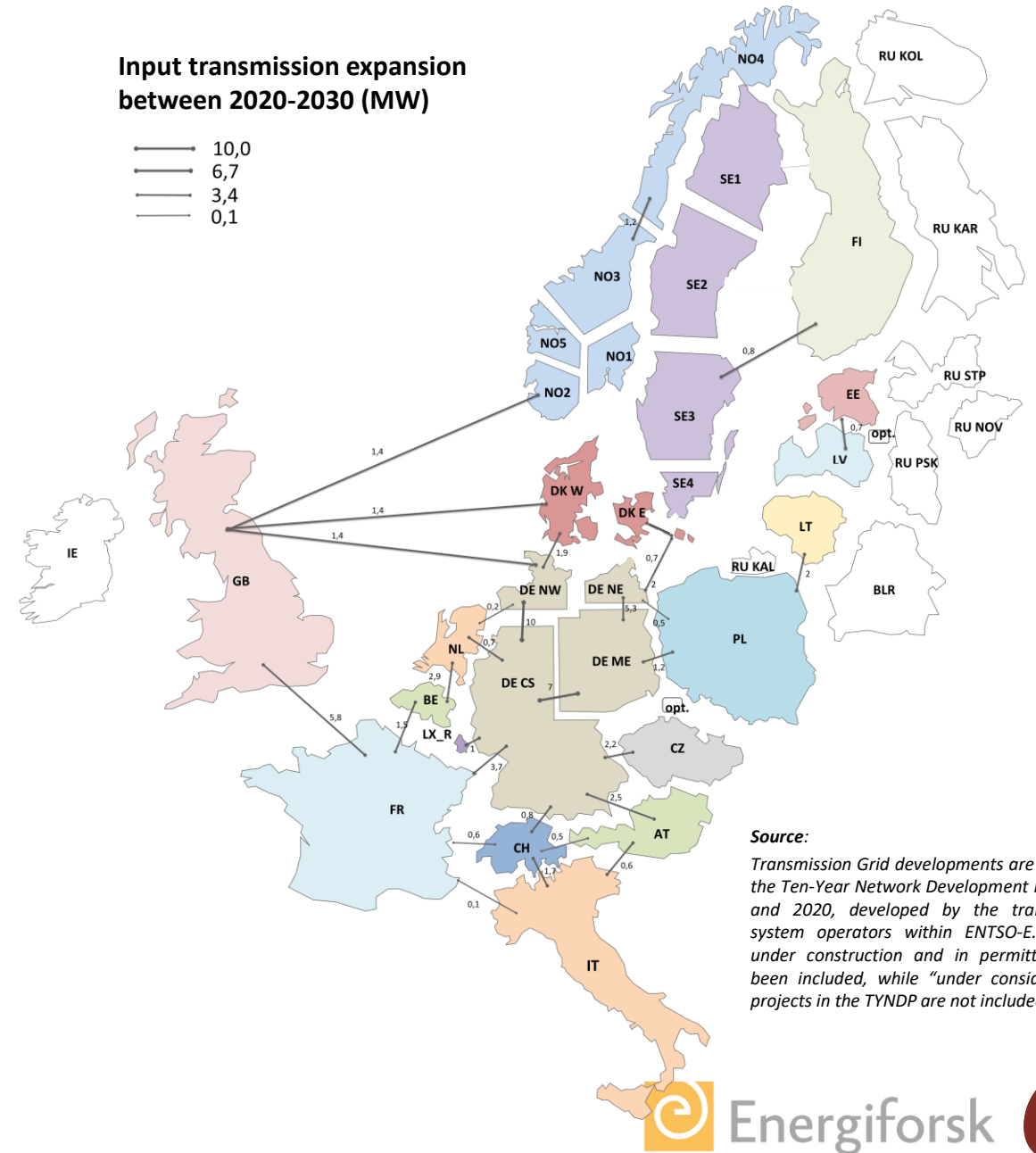
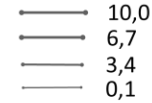
## Overall development

- Between 2020 and 2030 the transmission system is expanded by 55% according to ENTSO-E's plans. Between 2030 and 2040, further buildout is restricted to 750 MW pr. transmission corridor pr. 5 years.
- German internal grid: based on the TSOs' grid development plan (NEP2017), scenario B.
- Germany is represented by four electricity regions to reflect physical bottlenecks in the grid.

## Significant changes for Denmark

- Viking Link: 1.4 GW (DK-GB) by 2023
- Baltic Energy Island (2029): Adding 1.2 GW to Baltic Energy Island and 2 GW transmission capacity between Baltic Energy Island and Germany
- North Sea Energy Island: Adding 2 GW transmission to Belgium by 2035
- *Note: The planned Hansa PowerBridge linking SE4 with Germany is not included in the simulations by 2030.*

## Input transmission expansion between 2020-2030 (MW)

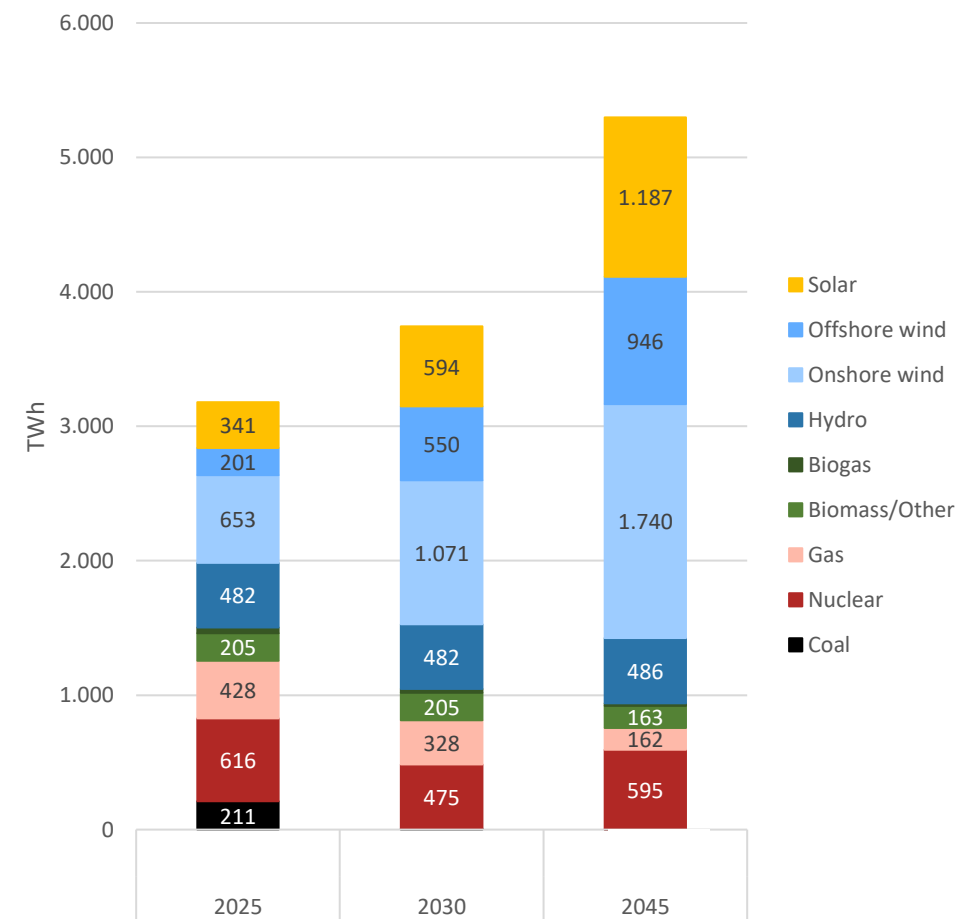


# Analysis Results



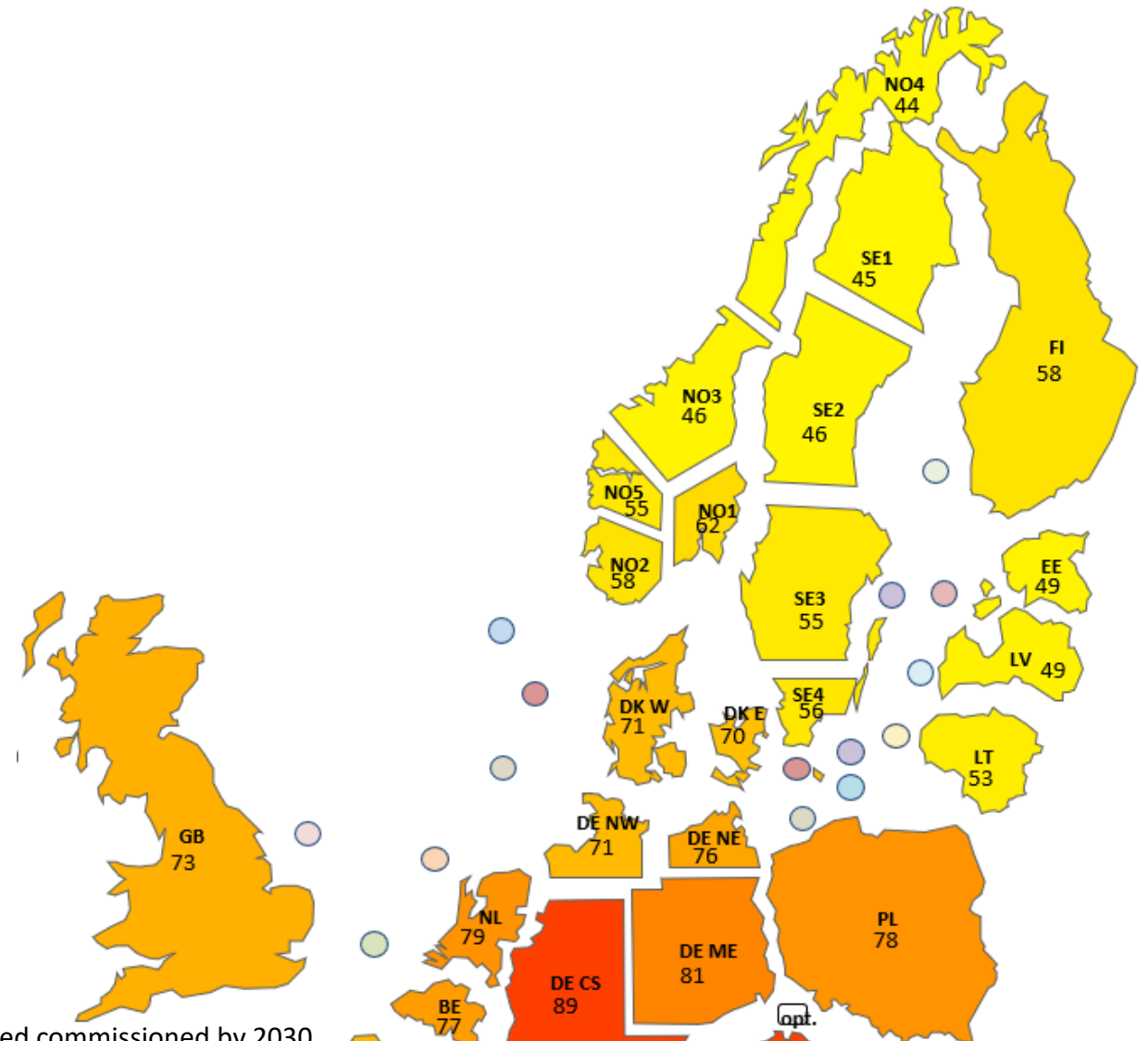
# Electricity generation in Europe

- The European electricity demand increases by 65% between 2025 and 2045.
- Solar and wind energy is replacing coal and gas generation as well as supplying the additional demand from electrification.
- Variable renewable energy generation goes from 38% in 2025 to 73% in 2045.
- Natural gas capacity increases to support periods with low infeed from renewables. Full load hours remain low in all the years simulated.



# Average electricity prices in 2030

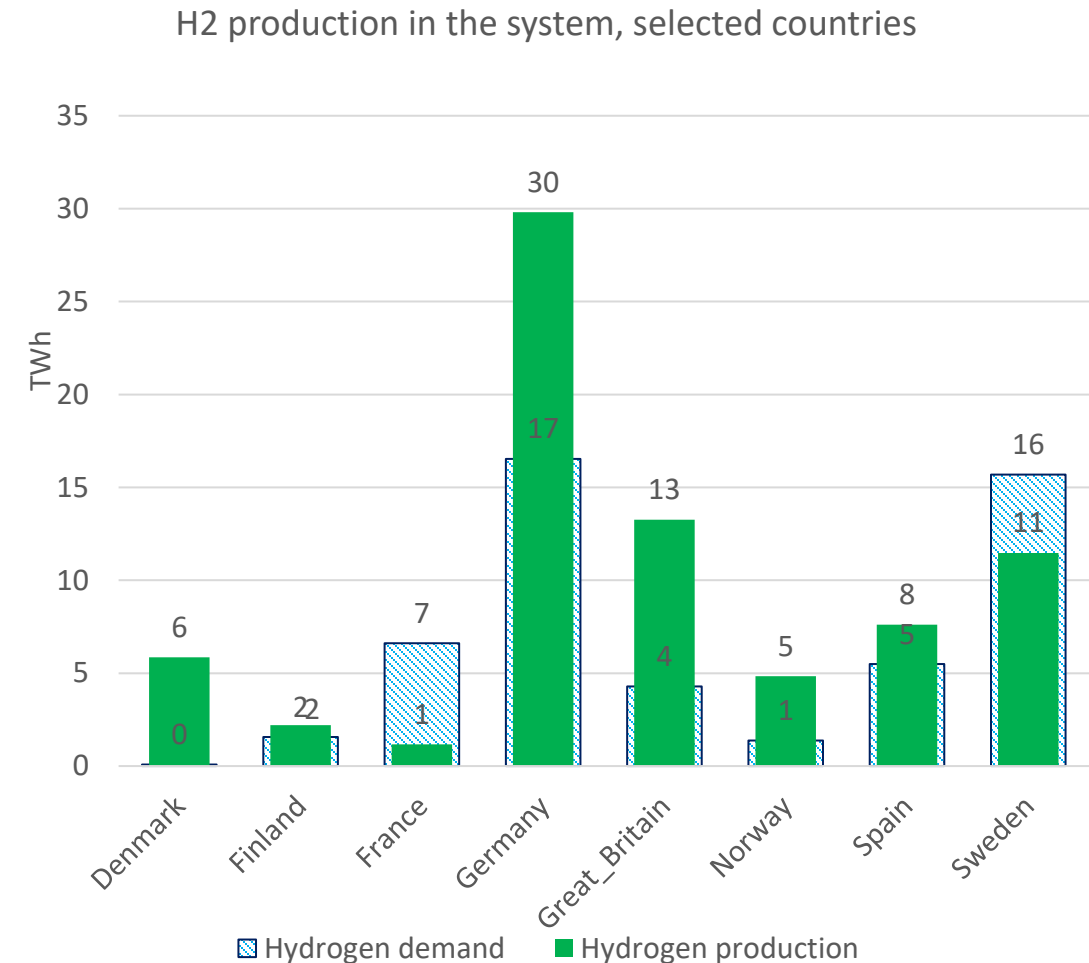
- Average prices in Northern Scandinavia are the lowest in Europe.
- Important bottlenecks between:
  - SE2 and SE3
  - SE4 and DK/DE/PL
  - SE3 and NO1
  - SE1 and FI
- The Hansa Bridge could resolve the bottleneck between SE4 and DE partially but was not included in the simulation



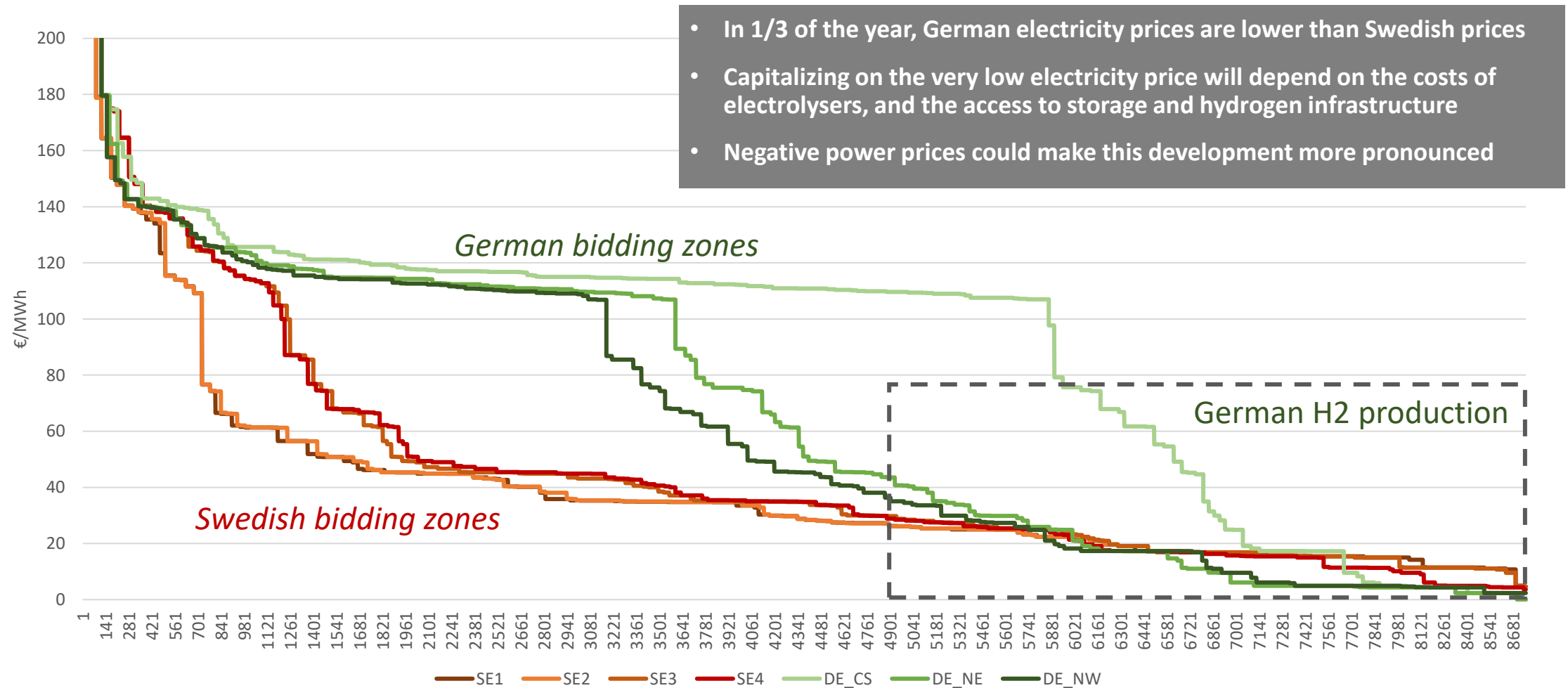
Note: HansaBridge not assumed commissioned by 2030

# Where is the H2 produced by 2030?

- Firm governmental expansion plans for offshore wind and solar in Germany is leading to most of the system's hydrogen demand being produced in Germany in the short term.
- Sweden imports portion of the required hydrogen against a transport fee.
  - Note, it is not likely that a hydrogen infrastructure between Sweden and neighbouring countries is realized already by 2030, but the results indicate that PtX projects in Sweden are in fierce competition with projects in Germany and UK.
- As depicted on the subsequent slide, Germany demonstrates much more fluctuating power prices than Sweden.
  - Electrolyzers in Germany benefit from the approximately 3000 hours with very low prices.
  - Due to the differences in the profiles of the price duration curves, the capacity factor for electrolyzers in Germany is lower than for electrolyzers in Sweden.
  - Therefore, a development with low electrolyzer capital cost would favour Germany over Sweden and vice versa.

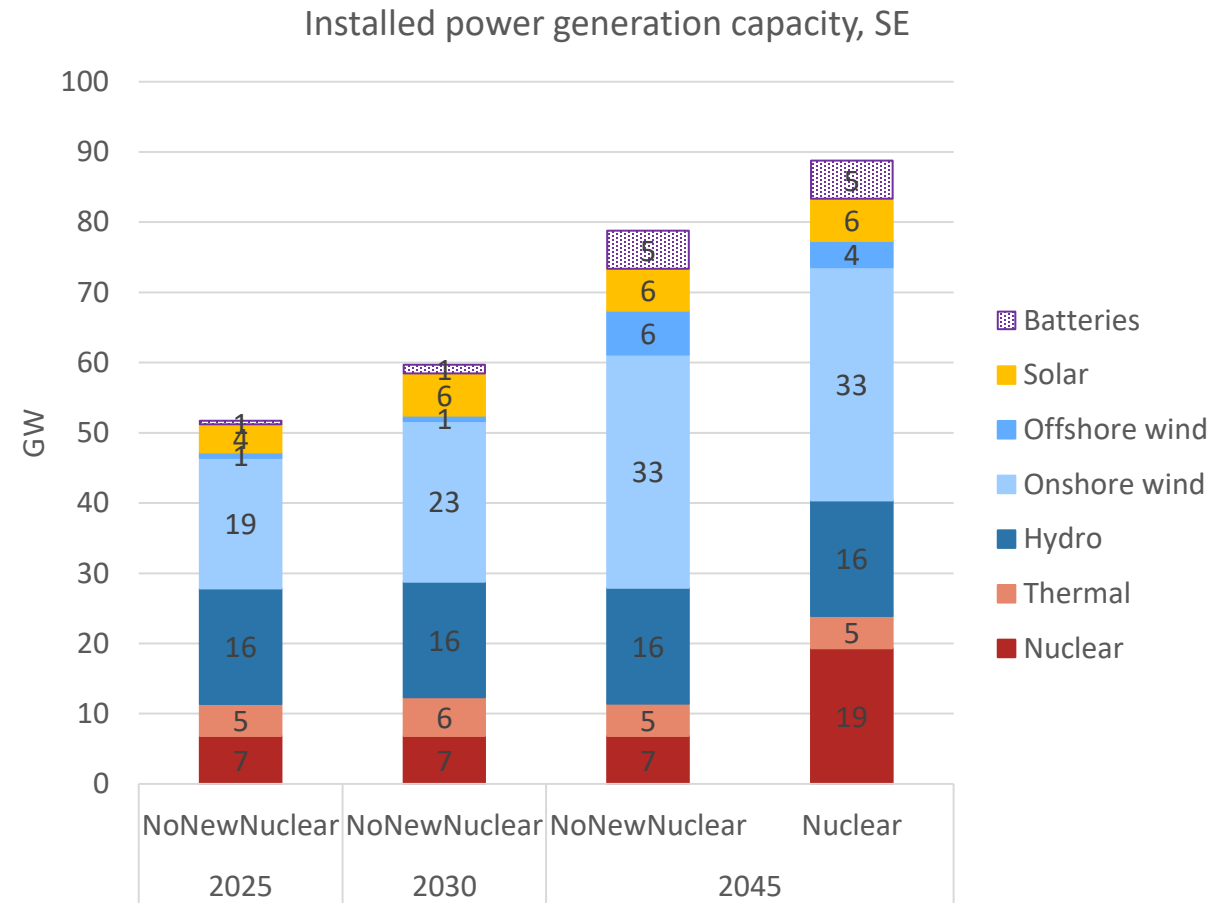


# Price duration curves for Sweden and Germany



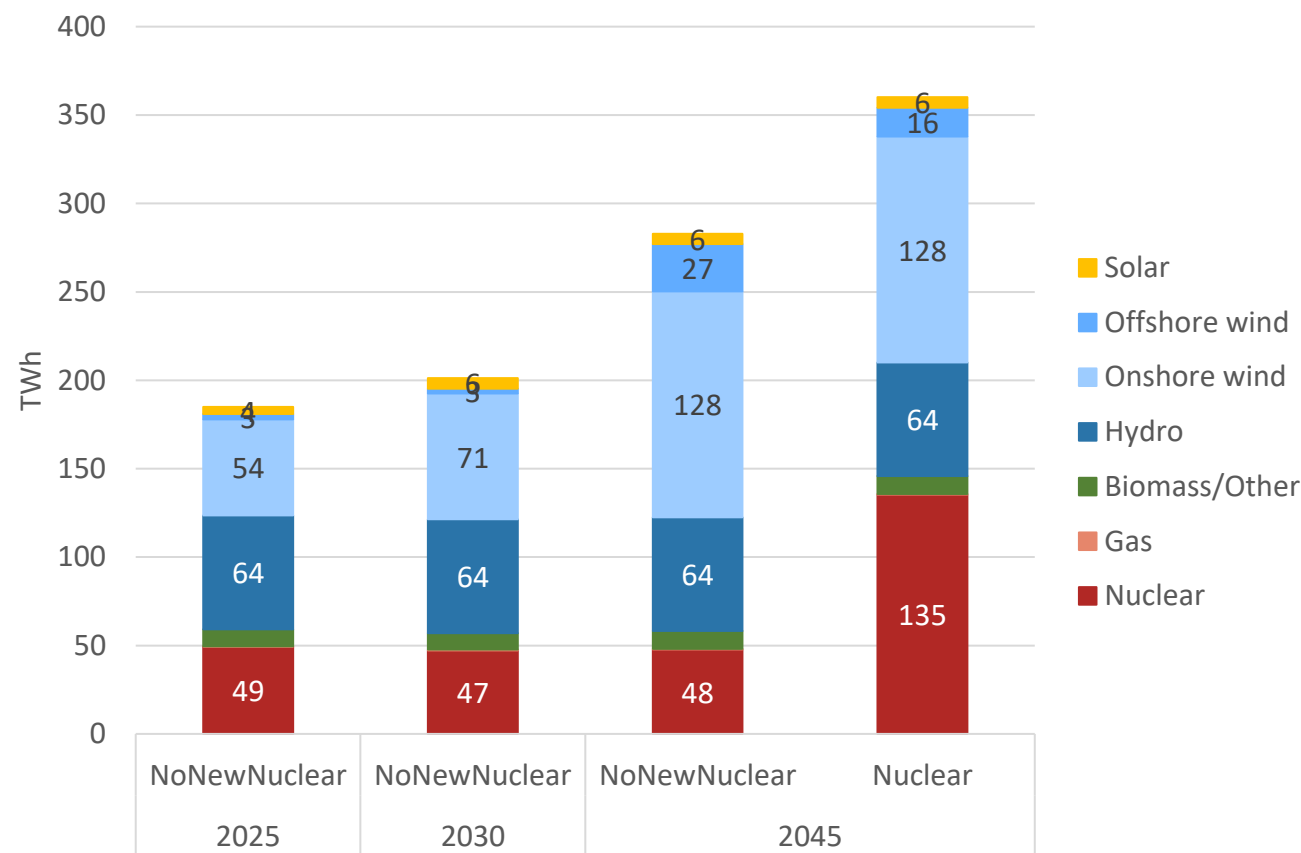
# We consider two scenarios for Sweden by 2045

1. Nuclear (+10 units in 2045, +12.5 GW)
  2. No new nuclear
- Investments in onshore wind take place in both cases (limited by acceptance, etc.).
  - Some level of offshore wind is attractive on market terms in both scenarios, more in the No New Nuclear case.
  - Batteries appear feasible and are sensitive to technology cost development.
  - No additional solar investments. However, solar is close to being in the money.



# Power generation Sweden

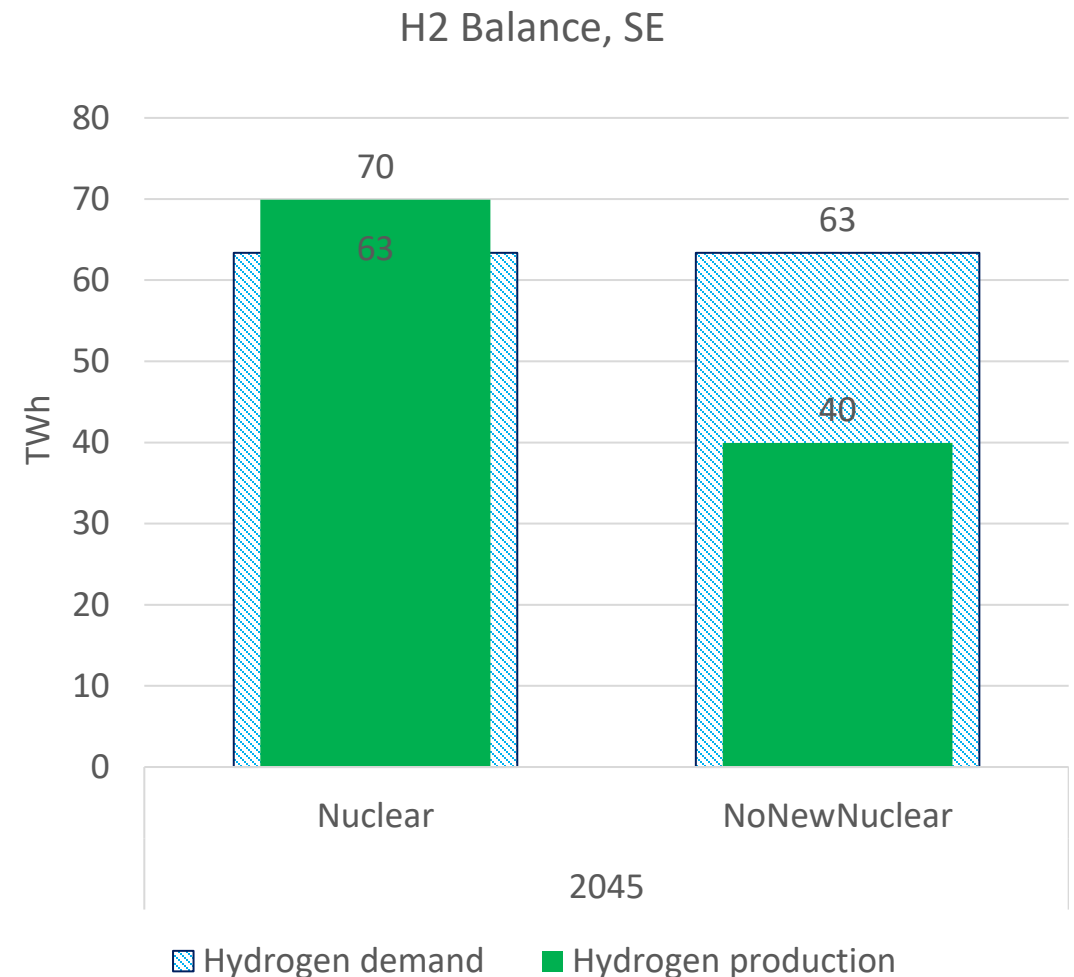
- Electrification and growing green hydrogen demand drives strong increase of 74 TWh onshore wind generation and additional 13 TWh of offshore wind in Sweden.
- The envisioned 10 units of new nuclear add another 88 TWh of generation.
- The total generation increases by additional 77 TWh in the nuclear case.
- Of that additional 77 TWh in the nuclear case:
  - 35 TWh are exported to neighbouring countries
  - 42 TWh are used for hydrogen production within Sweden





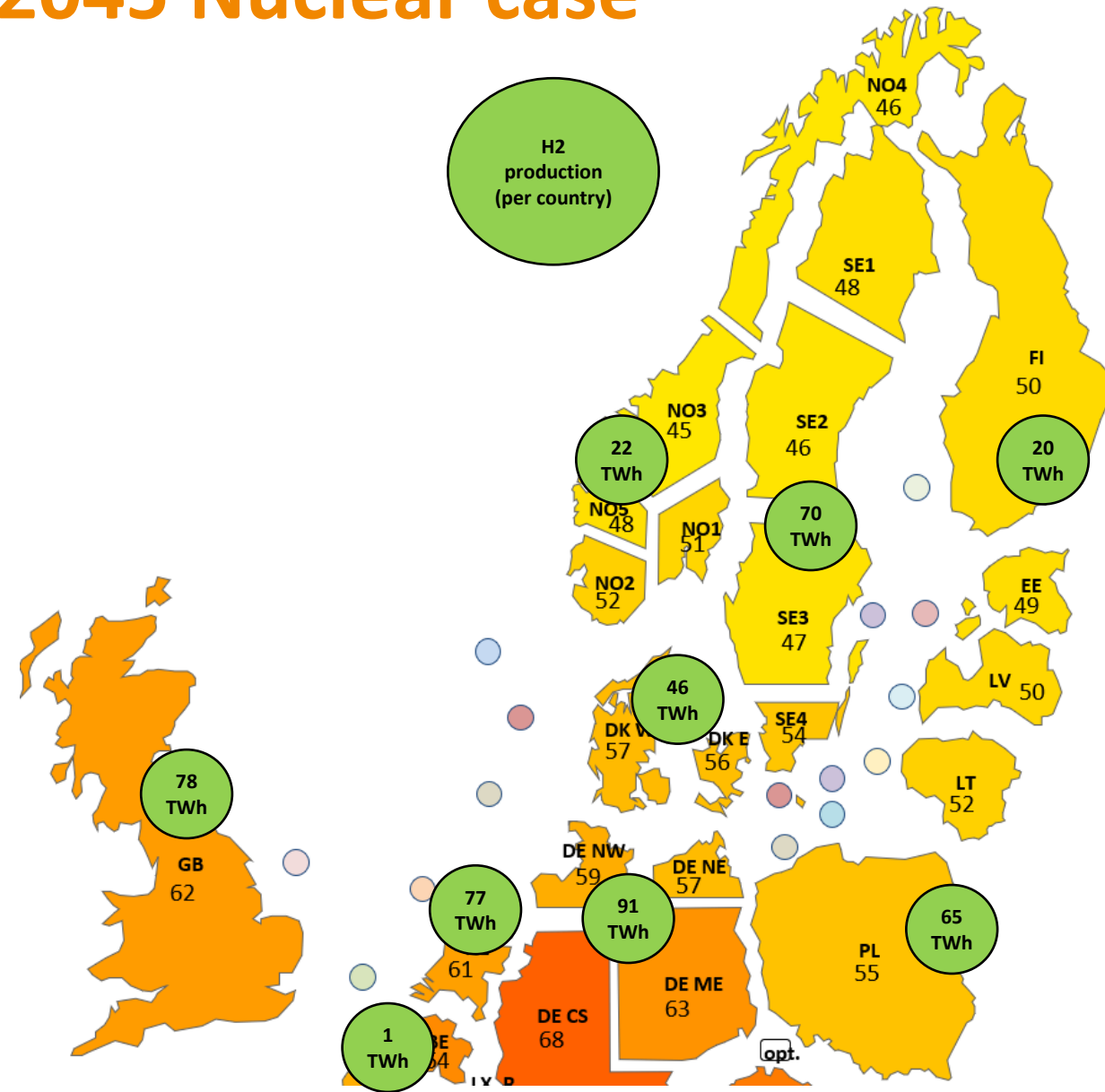
# Nuclear buildout increases H2 production in Sweden

- Hydrogen production capacities are increased in SE3 and SE2 with nuclear capacity expansion.
- The nuclear capacity expansion is turning Sweden from being an importer of Hydrogen to exporting 7 TWh hydrogen in 2045.
- 42 TWh of the additional 77 TWh electricity generation in the nuclear cases are used for hydrogen production.

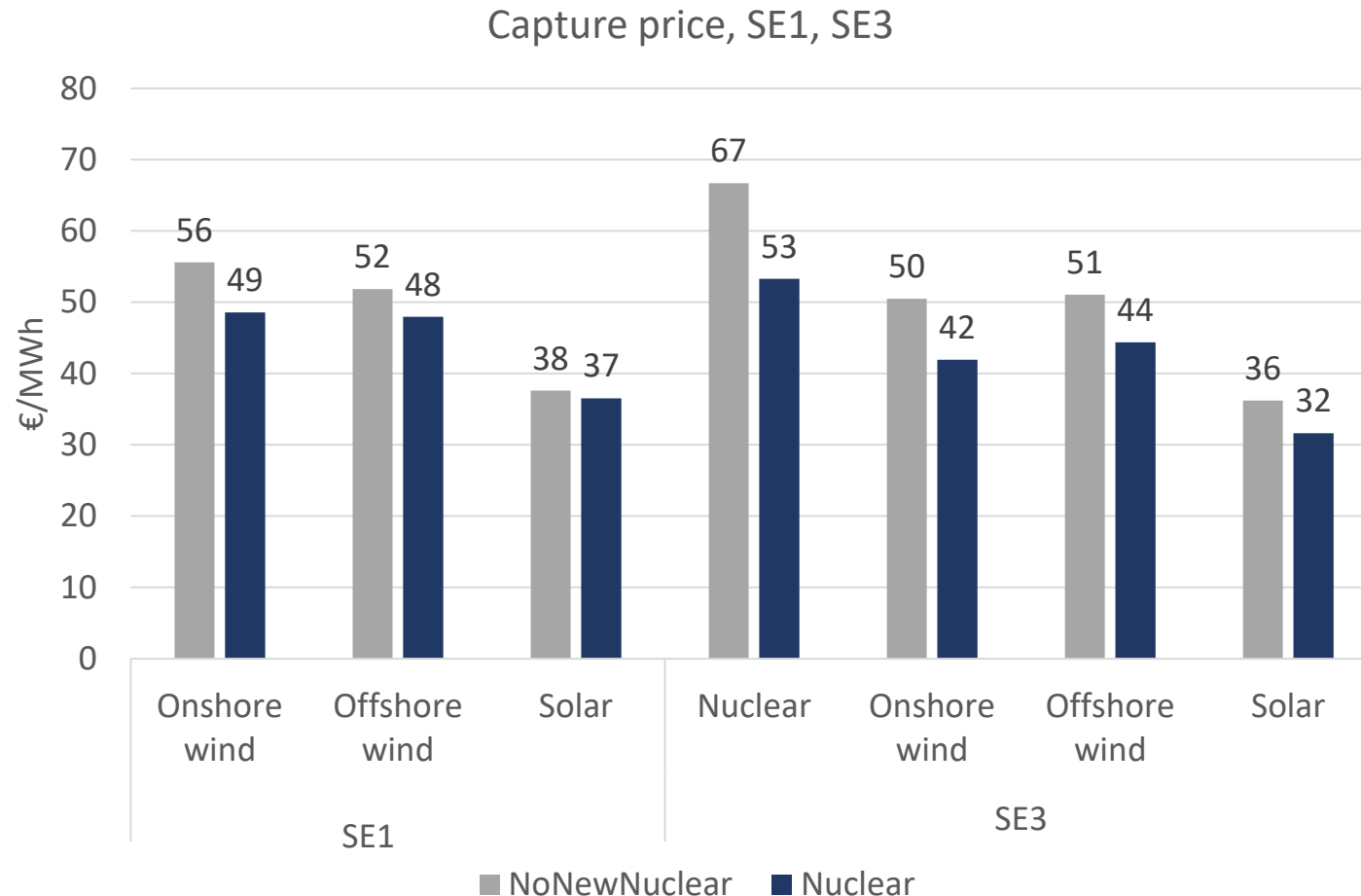


# Average electricity prices in 2045 Nuclear case

- Increasing demand for hydrogen – particularly in SE1 evens out power prices.
- Limited need for new internal transmission capacity in Sweden.
- If new nuclear is located at existing sites, reinforcements between SE3 and SE4 may be required.
- Attractive to increase interconnector capacity, in particular to Germany and Denmark.



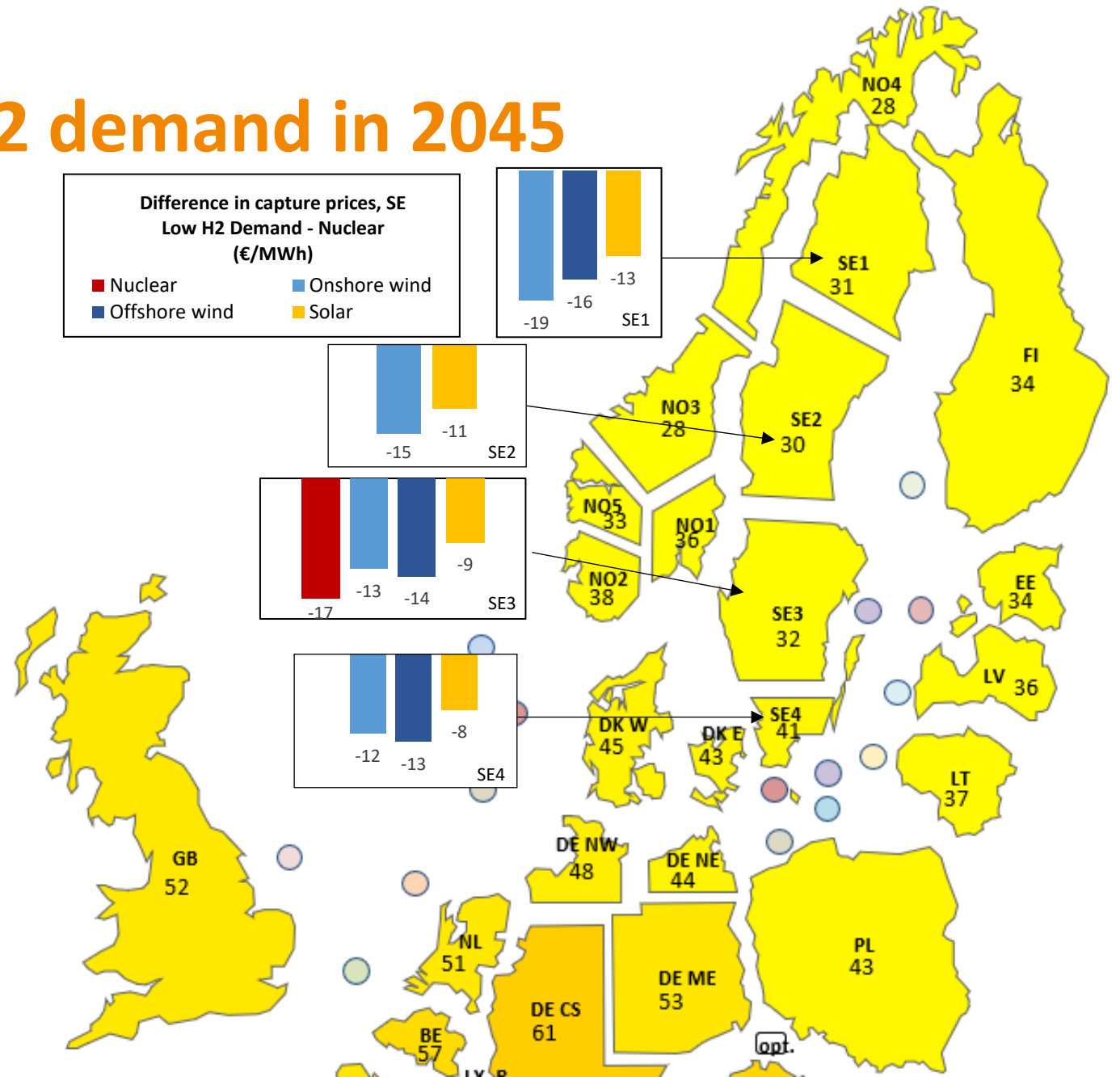
# Swedish capture prices 2045



- Nuclear capacity expansion reduces Swedish capture prices by up to 14 €/MWh
- Effects are most pronounced in SE3 where new nuclear capacity is assumed to be established, co-located to existing nuclear sites.

# Sensitivity: 10% lower European H2 demand in 2045

- Corresponds to approx. 3% lower total electricity demand
- Reduces Swedish average electricity prices by 17 and 15 €/MWh in SE1 and SE3, respectively.
- European power prices are sensitive to demand changes because the dispatchable capacity is limited.
- The capture prices of onshore wind in SE1 and nuclear generation in SE3 are most affected by the hydrogen demand reduction.



# Appendix A: Grid connection costs

# Grid investments components

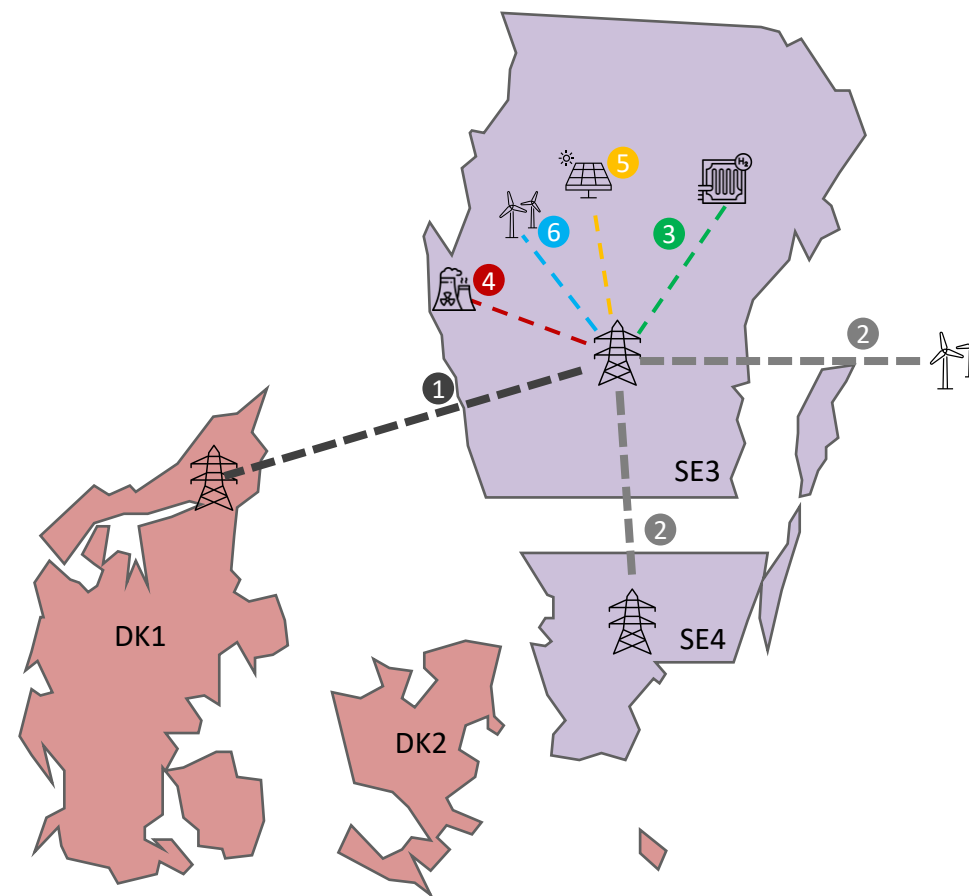
The **grid investment costs include** the following parts:

- ❶ Transmission investments (external)  
(from one country to another)
- ❷ Transmission investments (internal)  
(between Swedish bidding zones and to Swedish offshore sites)
- ❸ Electrolyser (grid): 227 k€<sub>24</sub>/MW  
(grid reinforcement for interconnection with PtX systems)
- ❹ Nuclear (grid): 42 k€<sub>24</sub>/MW  
(grid reinforcement for nuclear power)
- ❺ Solar (grid): 83 k€<sub>24</sub>/MW  
(grid reinforcement for solar power)
- ❻ Wind (grid): 83 k€<sub>24</sub>/MW  
(grid reinforcement for onshore wind power)

## Non included:

Grid reinforcement costs for increasing classic and electric vehicle demand.

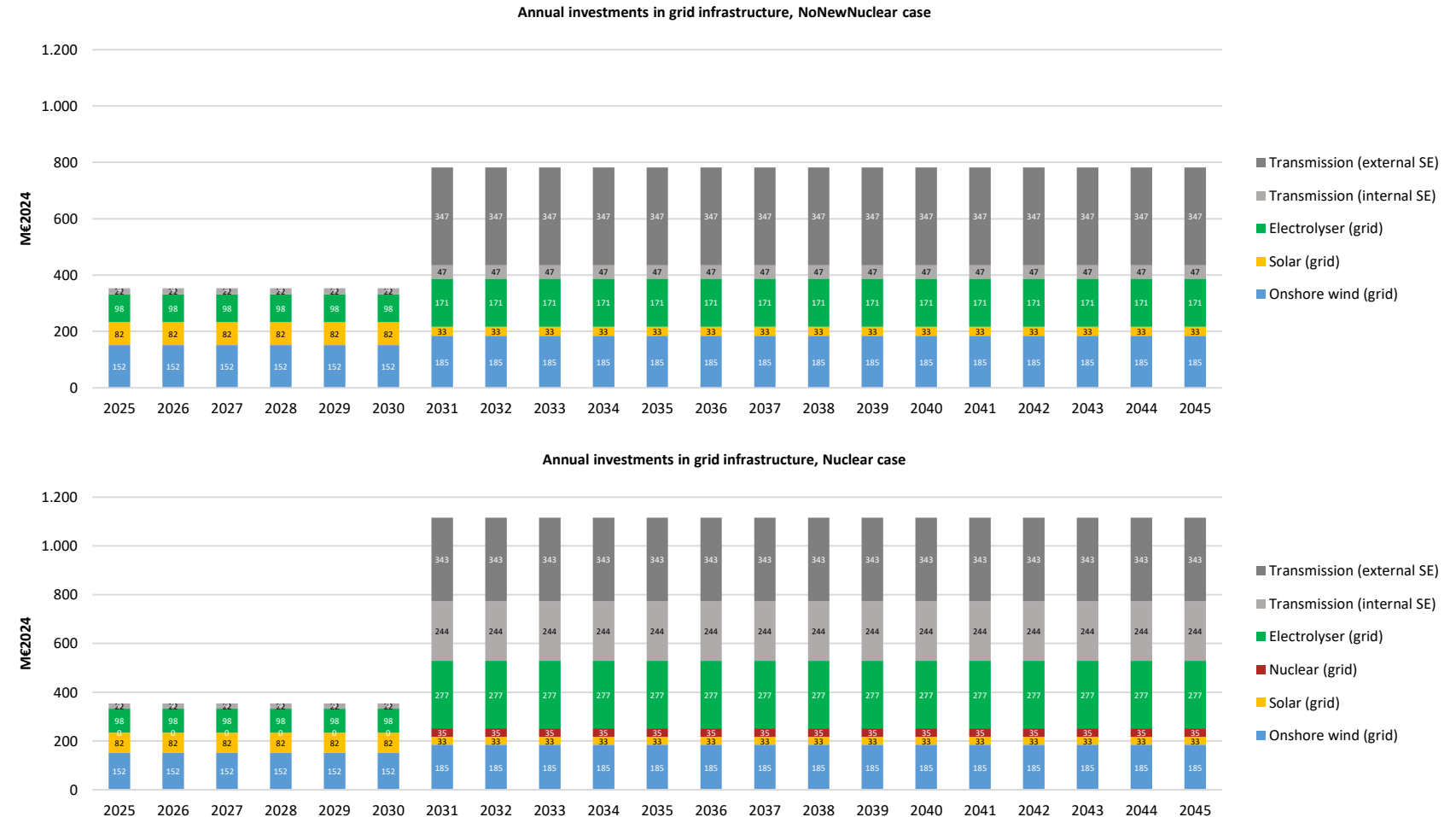
Existing grid maintenance/re-investments costs.



*\*Additionally to the electrolyser grid reinforcement costs, the model includes 4.4 k€<sub>24</sub>/MW/y operational costs*

# Swedish annual grid investments

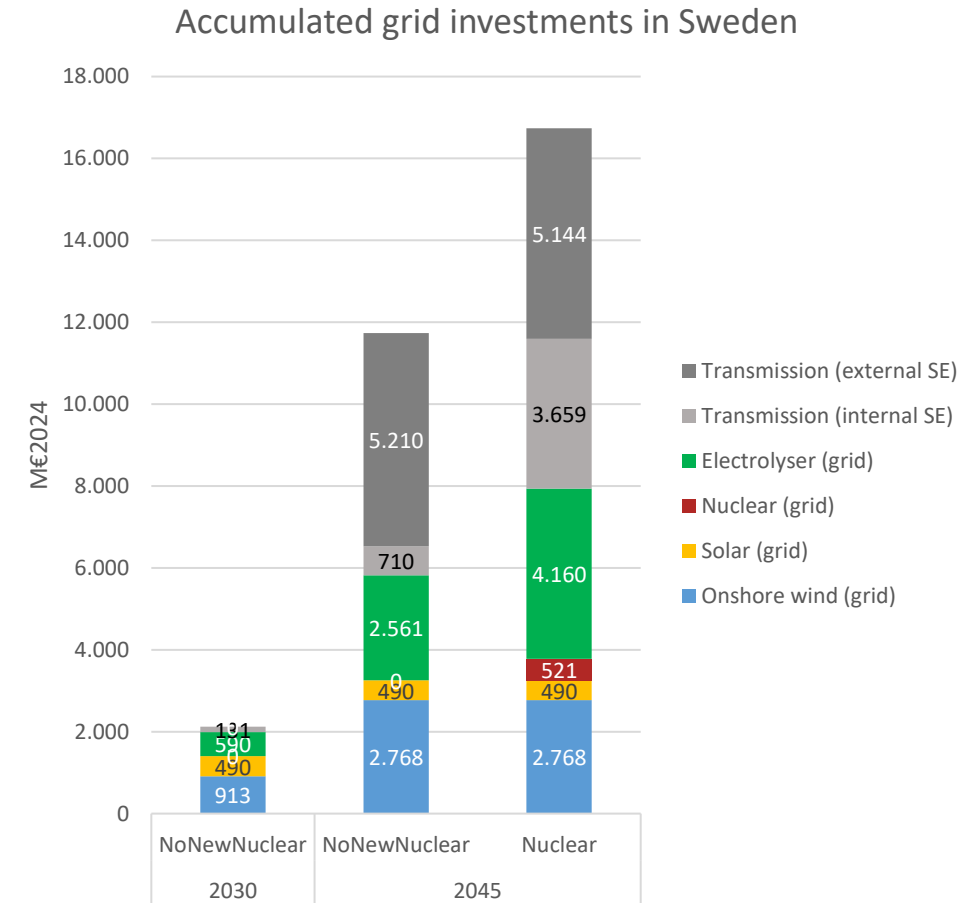
- The annual grid investments are different from 2030 when the additional nuclear power is installed.
- The system with additional nuclear power has 40% higher annual grid infrastructure investments than the scenario without new nuclear capacity.





# Swedish total grid investments

- The accumulated internal grid investments in Sweden increase from 2,100 M€<sub>2024</sub> in 2030 to:
  - 11,700 M€<sub>2024</sub> in the NoNewNuclear case in 2045 (+450%)
  - 16,700 M€<sub>2024</sub> in the Nuclear case in 2045 (+ 690%)
- The new 12.5 GW (+10 units) of nuclear capacity in 2045 are resulting in additional:
  - 2,900 M€<sub>2024</sub> investments in internal Swedish transmission capacity
  - 1,600 M€<sub>2024</sub> investments in grid capacity for the additional installed electrolyser
  - 500 M€<sub>2024</sub> investments in grid capacity for the additional nuclear capacity
- While transmission infrastructure investments between bidding zones (internal and external connections) make up around 50% of the total grid investments, distribution and transmission investments for additional wind, solar and PtX capacities represent the other half.
- Transmission cost for offshore wind integration is included under internal Swedish transmission investments
- Note:
  - Grid investment cost are associated with a high level of uncertainty since they depend on that nature of the specific projects.
  - Co-location of generation facilities (wind, solar and nuclear) and new demand (electrolyzers, data centres etc.) may significantly reduce connection costs.
  - The new nuclear generation capacity is assumed to be located on the existing active nuclear sites, all in the SE3. A more dispersed distribution of the nuclear capacity would reduce the need for strengthening the internal grid.



# Appendix B: Methodology and data



Balmore energy system modelling tool

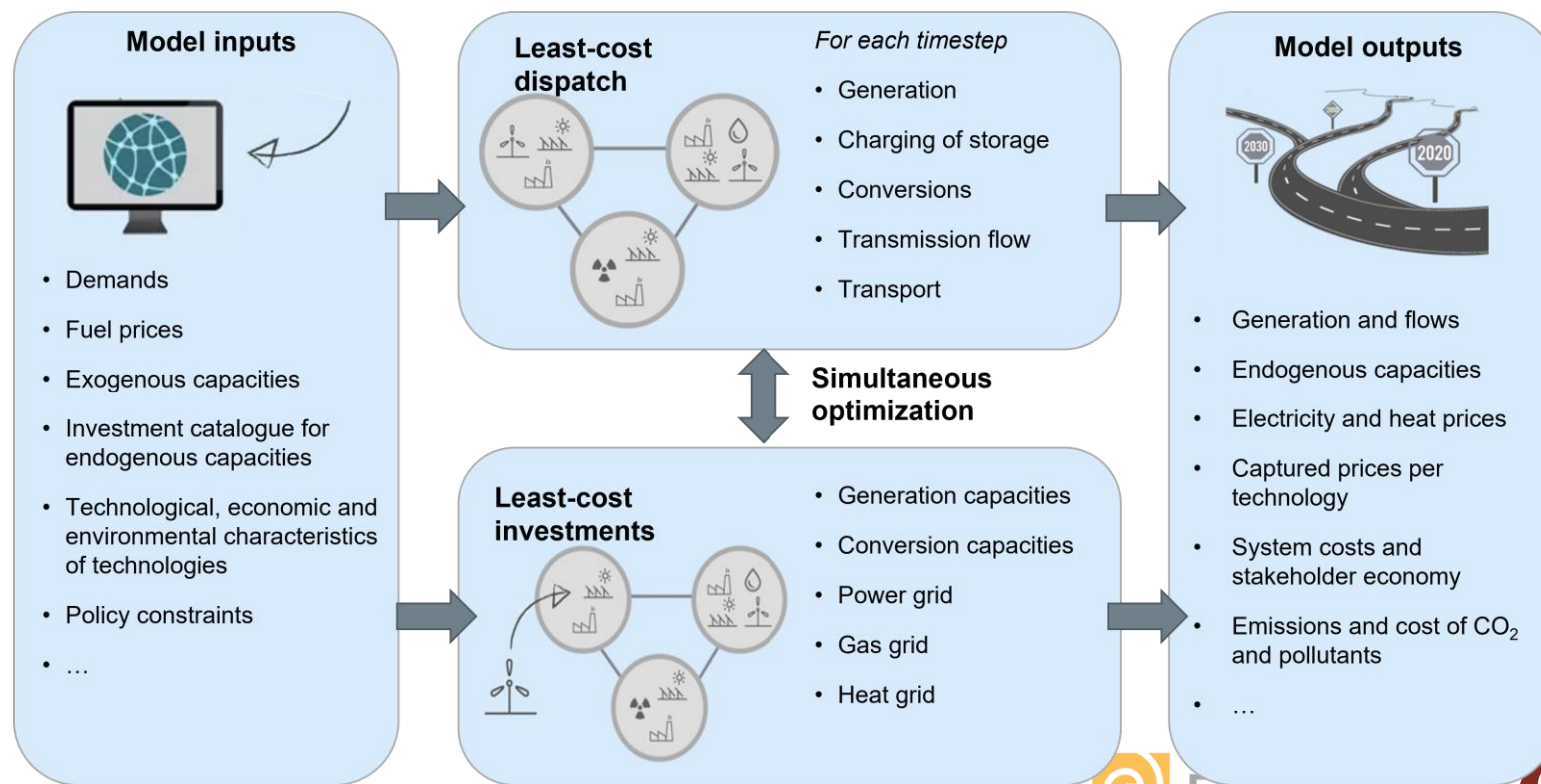
Model developed to support **technical and policy analyses** of power systems.

Optimization of **economical dispatch and capacity expansion solution** for the represented energy system.

**Characteristics:** open-source, customizable, scalable, transparent

Balmore is a fundamental partial-equilibrium model of the power and district heating system. The model finds least-cost solutions based on assumptions such as the development of fuel prices, demand development, technology costs and characteristics, renewable resources and other essential parameters.

The model is capable of **simultaneous investment and dispatch optimisation**, showing optimal solutions for **power generation and interconnector capacity, dispatch, transmission flow and electricity prices**.



# Model dimensions

## Main evaluation measures

- Power prices and market values
- Generation & capacity balances
- CO2 and pollutant emissions
- Socio-economic system costs

## Temporal scope

- Selected optimization years
- Time aggregated investment optimization
- Hourly dispatch optimization

## Geographical scope

- Nordics (bidding zones)
- Germany (4 regions)
- Baltics
- Central Europe, UK and Italy

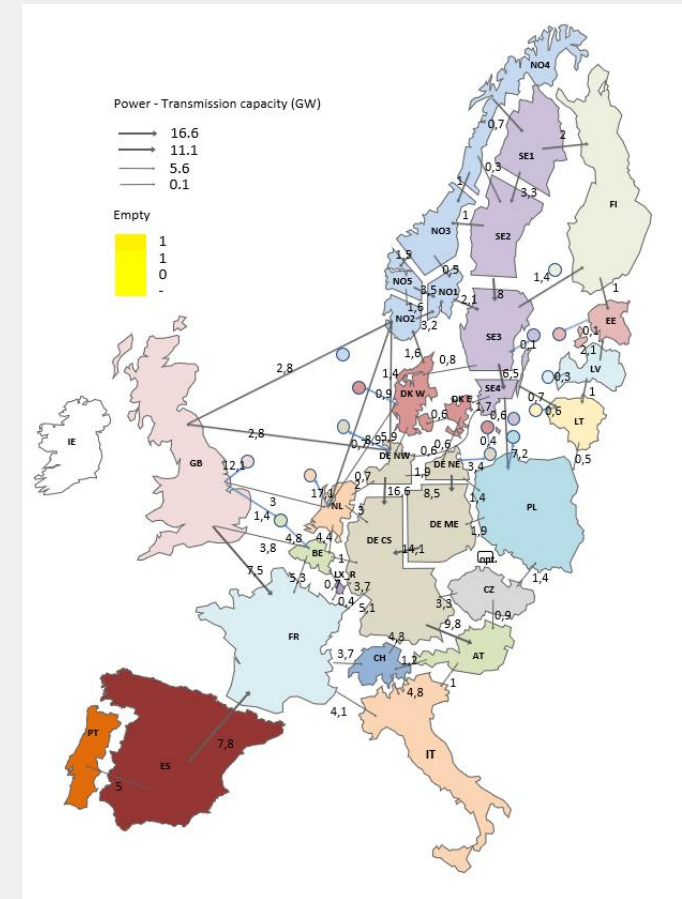


# Representation of the international power market

## Modelling power transmission and price areas

Development in the international and interconnected power and energy system has significant implications on the development in any singular price area.

- The analysis includes calculations in the regions shown in color on the map. The included countries are hereafter called the 'Entire system'.
- Individual countries are subdivided into regions, between which the most significant power transmission congestions occur.
- In the Nord Pool countries, these regions coincide with the price zones in Nord Pool.
- The German power market has one price zone (together with Austria), in spite of congestions in the internal grid. In the model however, Germany consists of four price zones interconnected by transmission links. The model takes the internal bottlenecks into account in order to have a better representation of the actual operation of the German power system.



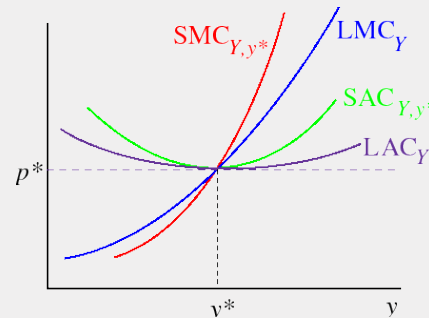
Transmission grid 2030

# Electricity price and marginal production costs

Balmorel output includes marginal values of each of the many constraints in the model. The marginal value of the equation ensuring that power supply is equal to power demand in each power price regions at each point in time, can be interpreted as the wholesale electricity market price. This relies on the assumption of perfect competition. The level derives from the equilibrium with the marginal production costs, which emulates market actors' incentive for bidding in the market, as well as the market clearing mechanism.

If the model is allowed to make new investments, the prices which arise satisfy equilibrium conditions with the long-run marginal costs of the capacity installed by the model. Thereby, at certain times the prices will exceed the short-run marginal costs.

## Model result interpretation



### Calculations with investments

- Power prices in equilibrium with long-run marginal costs of production.

### Calculations with given capacities

- Power prices in equilibrium with short-run marginal costs of production in at any time.

*In a market with adequate demand response or sufficient variable cost intensive technology options, the long-run and short-run marginal costs converge towards the same equilibrium.*

## Investment runs to hourly prices

- Power prices in model runs without endogenous investments are typically lower than runs with endogenous investments, assuming the generation capacity mix is the same. Thereby, it is possible to get model results with lower prices, but with the same overall costs.
- Model determined investments in generation and/or transmission capacity can be transferred to a model without endogenous investments. The two models will result in the same dispatch and only slightly different power prices all else being equal.
- Endogenous investments are computationally taxing and therefore it is a common approach to determine the capacity mix first using an aggregate representative representation of time and transfer the capacity mix to an hourly simulation without investments.

## Hydro power

Hydro power reservoirs work as an energy storage. Bidding of hydro generation capacity depends on the expectations for future earnings possibilities, which thereby creates an equilibrium over time.

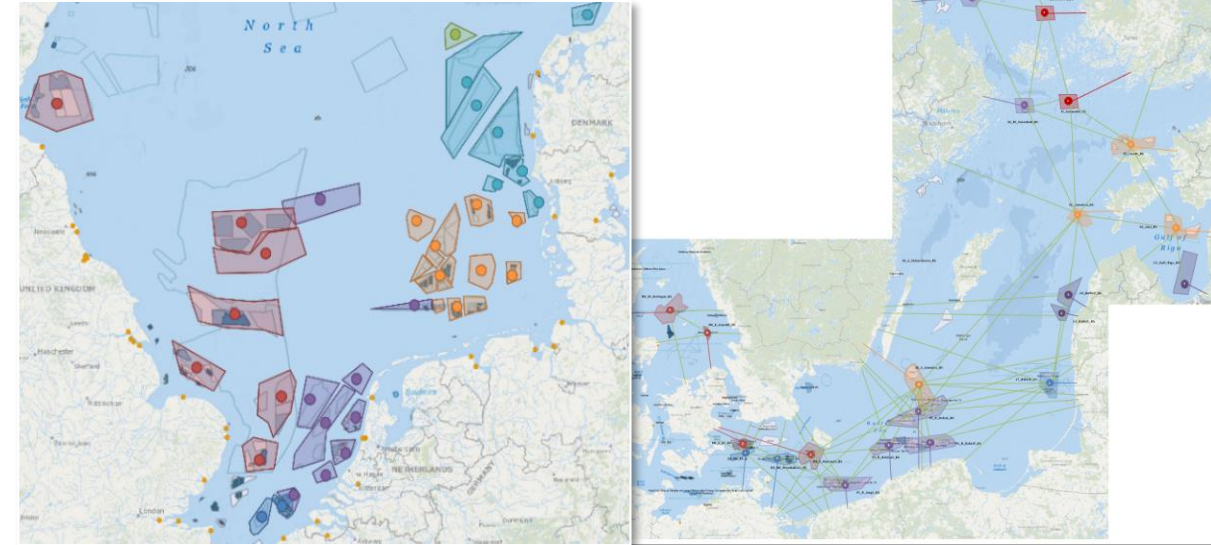
Linkage options for investment and hourly simulations:

- Fixed generation quantity: The price equilibrium for hydro determined in the investment run is shifted. This may consequentially yield a price which cannot be said to represent the long-run equilibrium expectation.
- Fixed bidding prices for hydro power: This may result in minor changes in hydro power output, but the prices are more in line with the long-run equilibrium.

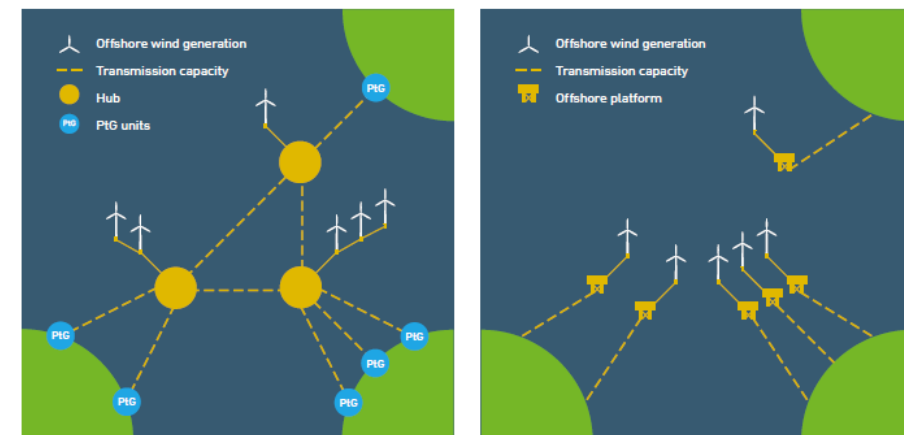


# Offshore wind modelling

- The Balmorel model holds information on sites for offshore wind including, depth, distances, capacity potentials and wind resources. Main information for sources are the 4C Offshore database, earlier work for the European commission on potentials in the Baltic Sea (BEMIP) and the MERRA2 dataset for wind resources. As existing databases on specific sites have not mapped the full offshore potential, which might be utilized towards 2050, information on specific sites is combined with estimates on total potentials from the JRC ENSPRESO database, by scaling potentials at known sites to reach the total potentials in a wider region.
- Existing and firmly planned offshore sites towards 2030 are defined exogenously, but the model can invest in additional offshore wind towards 2030 and 2050. The model will invest in capacity in offshore areas that are economically profitable, so that revenue will match annual investment and operational costs. Similar to sites in the North Sea and the Baltic Sea illustrated on the right, potential (with lower accuracy) are also defined for the Mediterranean Sea and the Atlantic Sea.
- These offshore areas can either be connected radially or in a meshed grid. For example, Danish offshore hubs can be connected to other offshore hubs in UK and the Netherlands, or directly to said countries. For computational reasons, number of potential combinations of potential connections needs to be limited.
- For Denmark, the first two Energy Islands at Bornholm and in the North Sea are defined exogenously. The energy island at Bornholm, is defined with 3 GW wind turbines with 2 GW transmission to Germany and 1,2 GW to Denmark in 2030. For energy island west, we assume 3 GW offshore wind with 2 GW electrical transmission to Belgium and 1,4 GW to Denmark in 2035. The model is able to invest in further offshore wind capacity including energy Islands with transmission to both Denmark and neighboring countries.
- Generation profiles are based on wind speeds and assumptions for aggregated power curves for future wind farms. (see also upcoming slides regarding meso-scale wake effects).



Offshore sites in the North Sea and the Baltic Sea

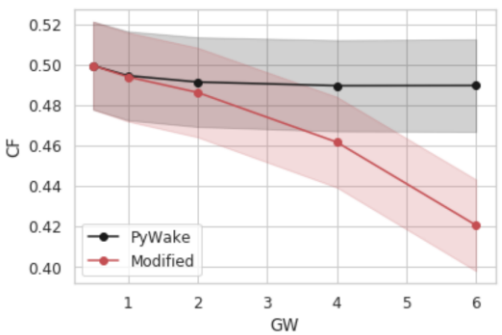


Meshed connections vs radial. Source for illustration: North Sea Wind Power Hub



# Meso-scale wake effects

- Inspiration for level of meso-scale wake losses is based on publications by the Technical University of Denmark This is called meso-scale wake effects.
- Marginal losses up to 33% - even excluding region wide impacts. Estimates uncertain.
- Model implementation
  - To account for wake effects, we can only reduce the production of new sites, since we cannot modify the production of existing sites that may experience wake effects from the commissioning of nearby sites
  - The production loss from wake effects in new sites are determined by the marginal loss of adding capacity, as shown in the table.
  - The underlying assumption is that new sites will have to compensate nearby sites and thus essentially pay for the wake effects.



DTU-estimates for meso-scale wake effects within a cluster (Does not include region wide-impacts). See reference a)

Figure 2. The difference between the microscale wake (PyWake) results and the modified wake results, where the wake losses are scaled using mesoscale wake results (Modified), on offshore energy hub wind generation capacity factors (CFs) in the Baltic Sea.

| GW | CF % | Marginal CF % | Loss % | Marginal loss % |
|----|------|---------------|--------|-----------------|
| 0  | 50%  |               |        |                 |
| 1  | 50%  | 50%           | 1%     | 1%              |
| 2  | 49%  | 48%           | 2%     | 4%              |
| 4  | 46%  | 44%           | 8%     | 13%             |
| 6  | 42%  | 34%           | 16%    | 33%             |

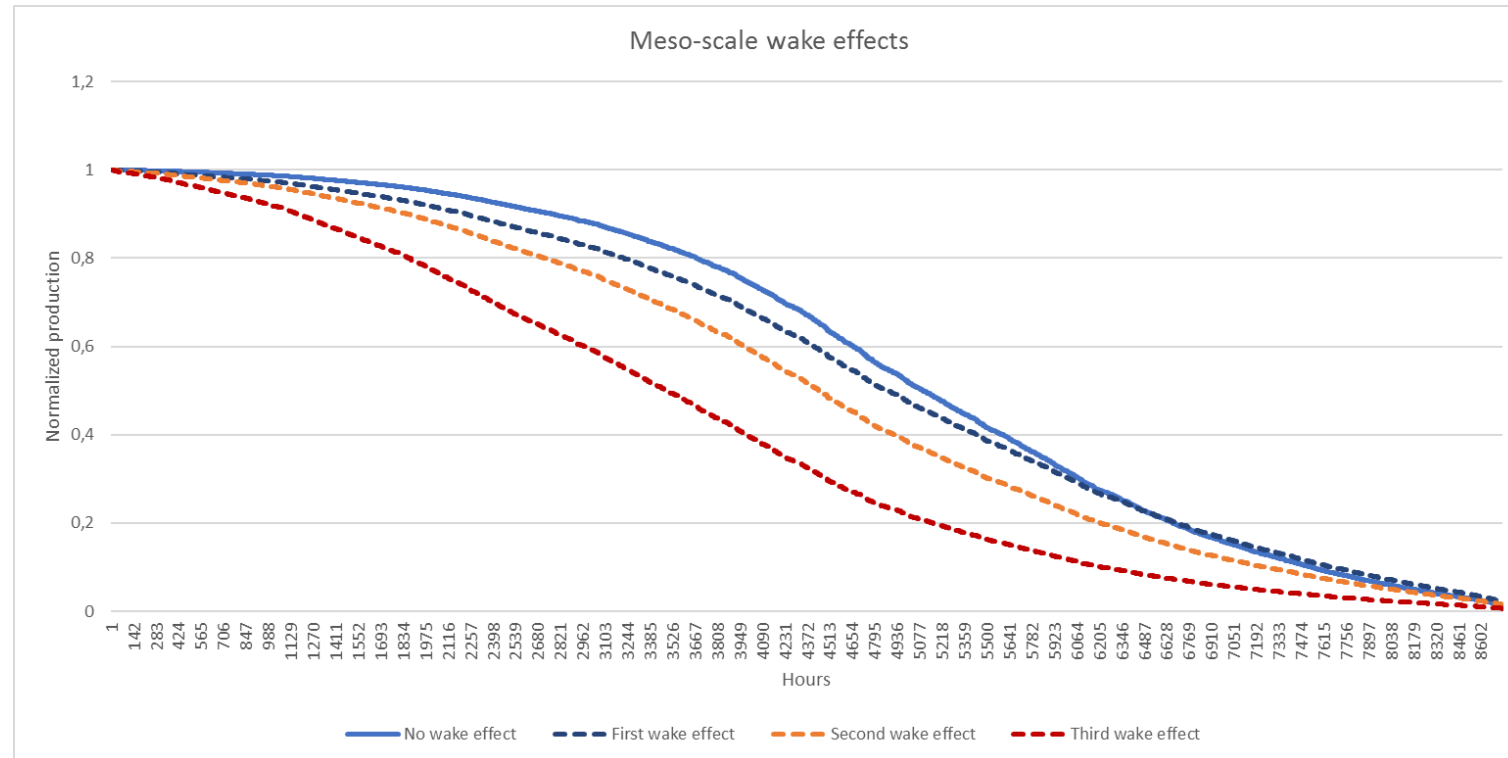
| Hub potential         | 15% | 35% | 35% | 15% |
|-----------------------|-----|-----|-----|-----|
| Loss on marginal wind | 0%  | 4%  | 13% | 33% |

Model implementation

\* a) Offshore energy hubs: Cost-effectiveness in the Baltic Sea energy system towards 2050 (2022), Koivisto, Matti Juhani; Kanellas, Polyneikis; Pedersen, Rasmus Bo Bramstoft; Koduvere, Hardi ; Murcia Leon, Juan Pablo  
 b) Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Technical University of Denmark and Max-Planck-Institute for Biogeochemistry (2020): Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea.  
 c) Simulations of wind generation profiles carried out by the Technical University of Denmark for the NSWPH.  
 DTU has not provided direct inputs to model simulations and the evaluation of estimated wake effects is Ea’s assessment and actual impacts are uncertain

# Implementation of meso-scale wake effects

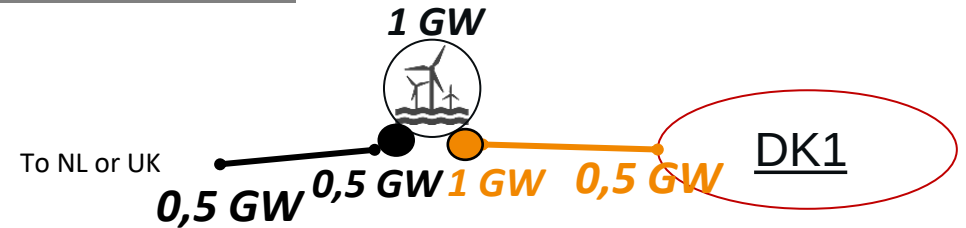
- This graph shows the implemented meso-scale wake effects on the generation duration curve for an offshore site.
- The first 15% of potential at any site do not include meso-scale wake effect.
  - The next 35% will have 4% lower FLH (First wake effect).
  - The next 35% will have 13% lower FLH (Second wake effect)
  - The last 15% will have 33% lower FLH (Third wake effect)



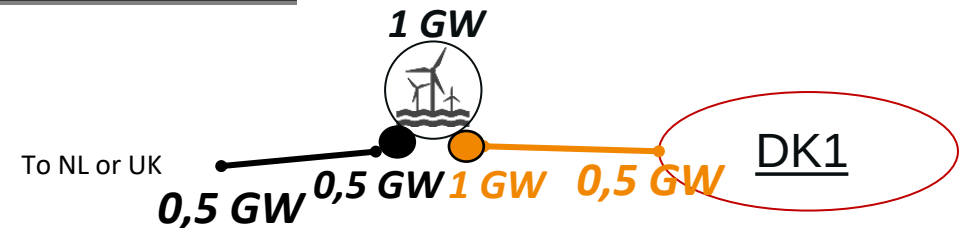
# Interconnection of offshore wind

- Sites that are up to 50 km from shore can be AC connected.
- These AC connected sites can also connect to other countries via HVDC connections, as distances are very long. However, if they do so, they must pay for a new HVDC platform and substation. The size of the AC substation cannot be reduced (modeling wise), but the cable to the home country can (but does not have to)

<50 km from shore

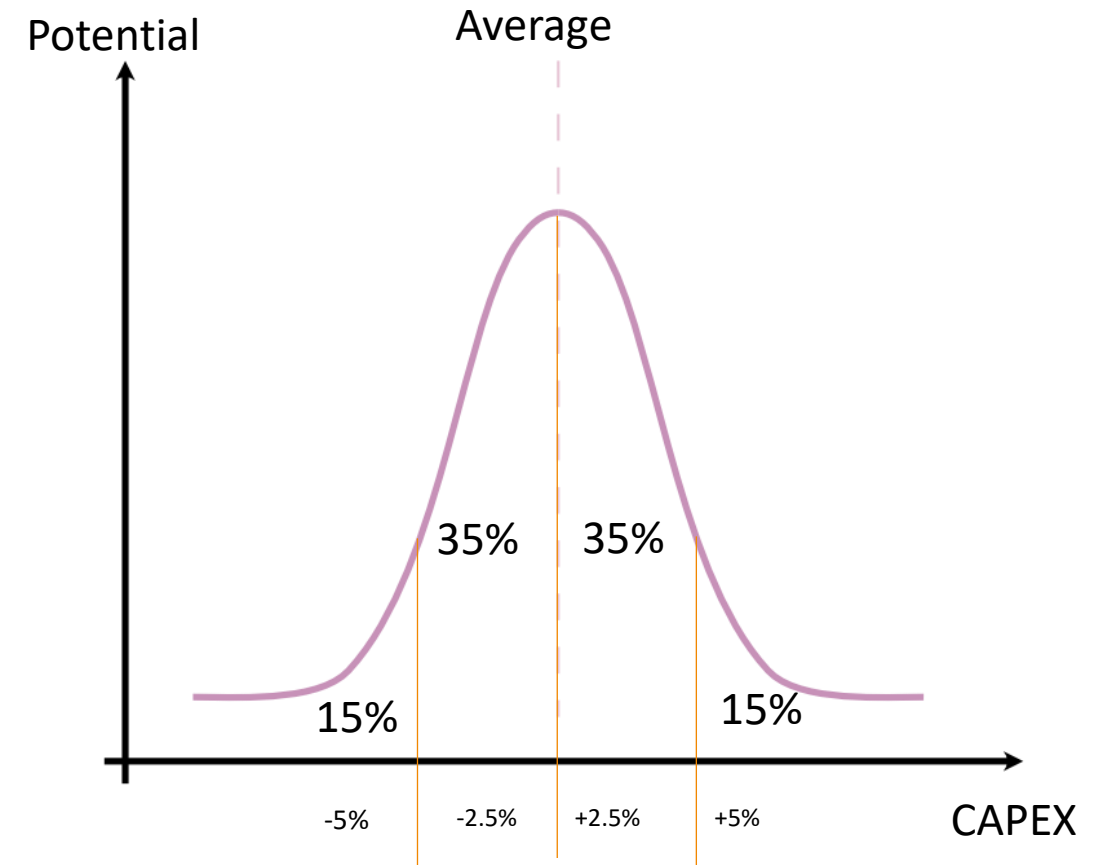


>50 km from shore

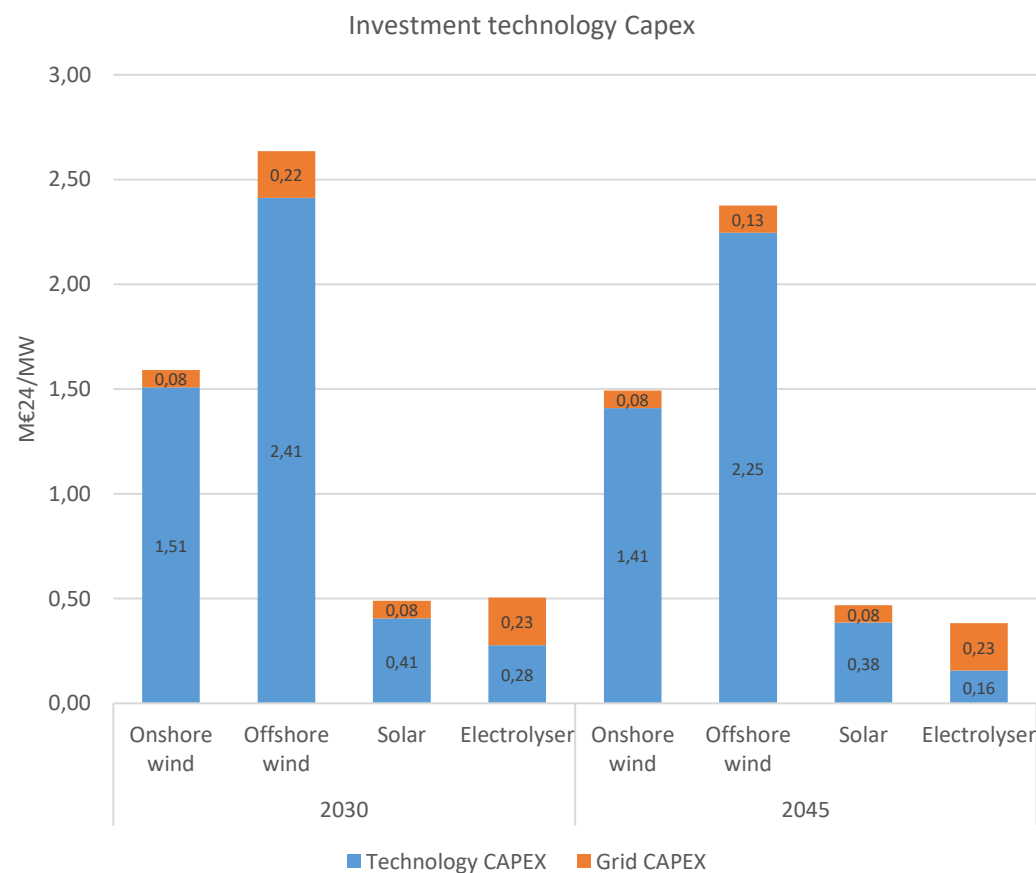


# CAPEX differentiation within site

- Each site is split in four different costs and potentials, which vary around the central estimate for CAPEX. OPEX is assumed unchanged
  - 15% of potential at each site has a 5% cost reduction
  - 35% of potential at each site has a 2,5% cost reduction
  - 35% of potential at each site has a 2,5% cost increase
  - 15% of potential at each site has a 5% cost increase



# Technology investment costs



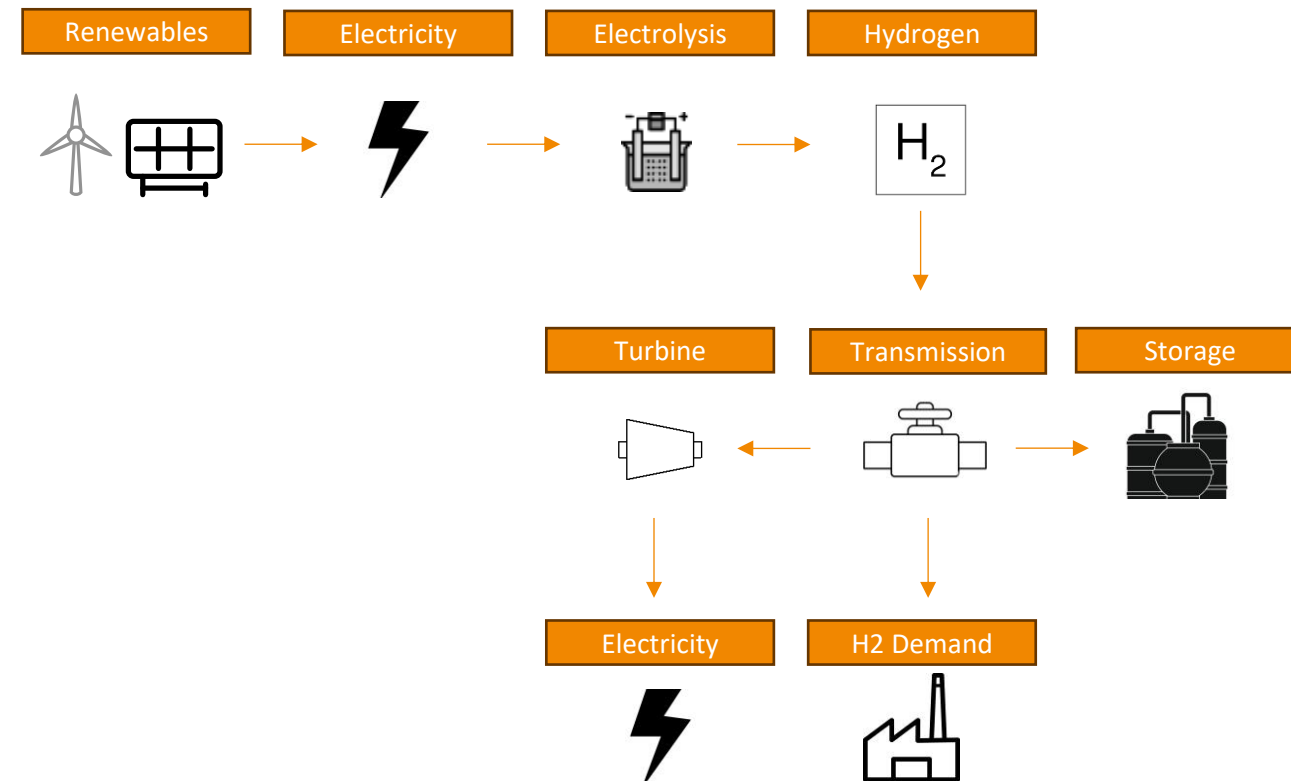
*\*Average over all technology types invested in the year.*

| Opex                            | 2030  | 2045  |
|---------------------------------|-------|-------|
| Technology FO&M (kEUR24/MW/y)   |       |       |
| Onshore wind                    | 29.58 | 19.21 |
| Offshore wind                   | 61.09 | 43.78 |
| Solar                           | 9.81  | 9.81  |
| Electrolyser                    | 36.03 | 28.6  |
| Electrolyser (grid investments) | 4.41  | 4.41  |
| Technology VO&M (kEUR24/MWh)    |       |       |
| Onshore wind                    | 3.15  | 2.07  |
| Offshore wind                   | 5.18  | 3.96  |
| Solar                           | 0     | 0     |
| Electrolyser                    | 0     | 0     |

*\*Average over all technology types installed in the year.*

# Hydrogen cycle

- The model operates with a full hydrogen cycle, meaning the model has to build power capacity to produce electricity, which can be used to produce hydrogen, which can then be used for fueling hydrogen G2P turbines or supply hydrogen demand.
- This means that increasing the need for hydrogen for electricity generation to balance the system, will increase the electricity demand for hydrogen production as well.
- Costs of storage and transportation is also included.

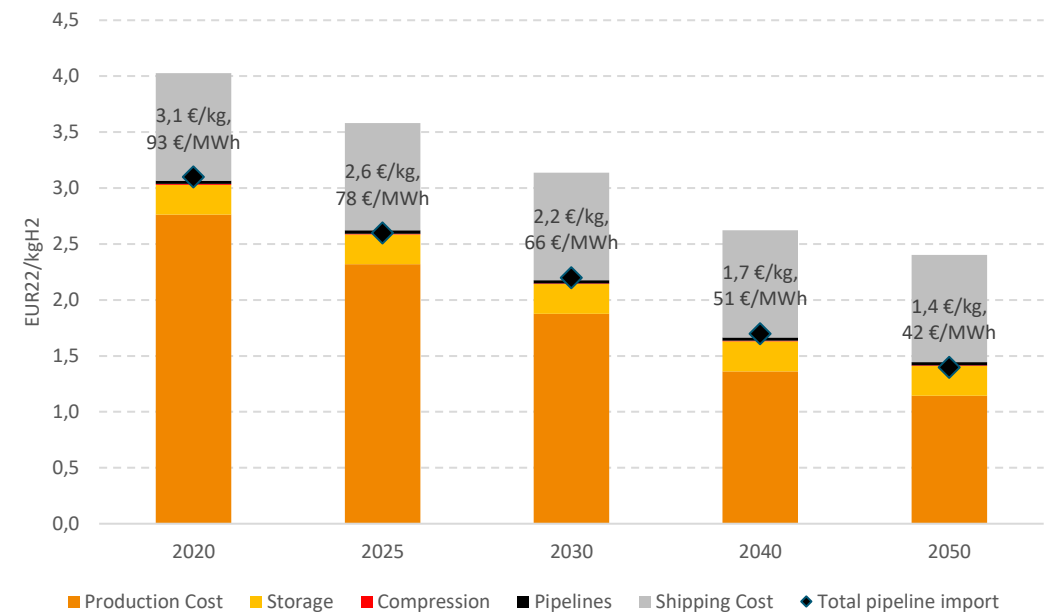


# Hydrogen imports to Europe

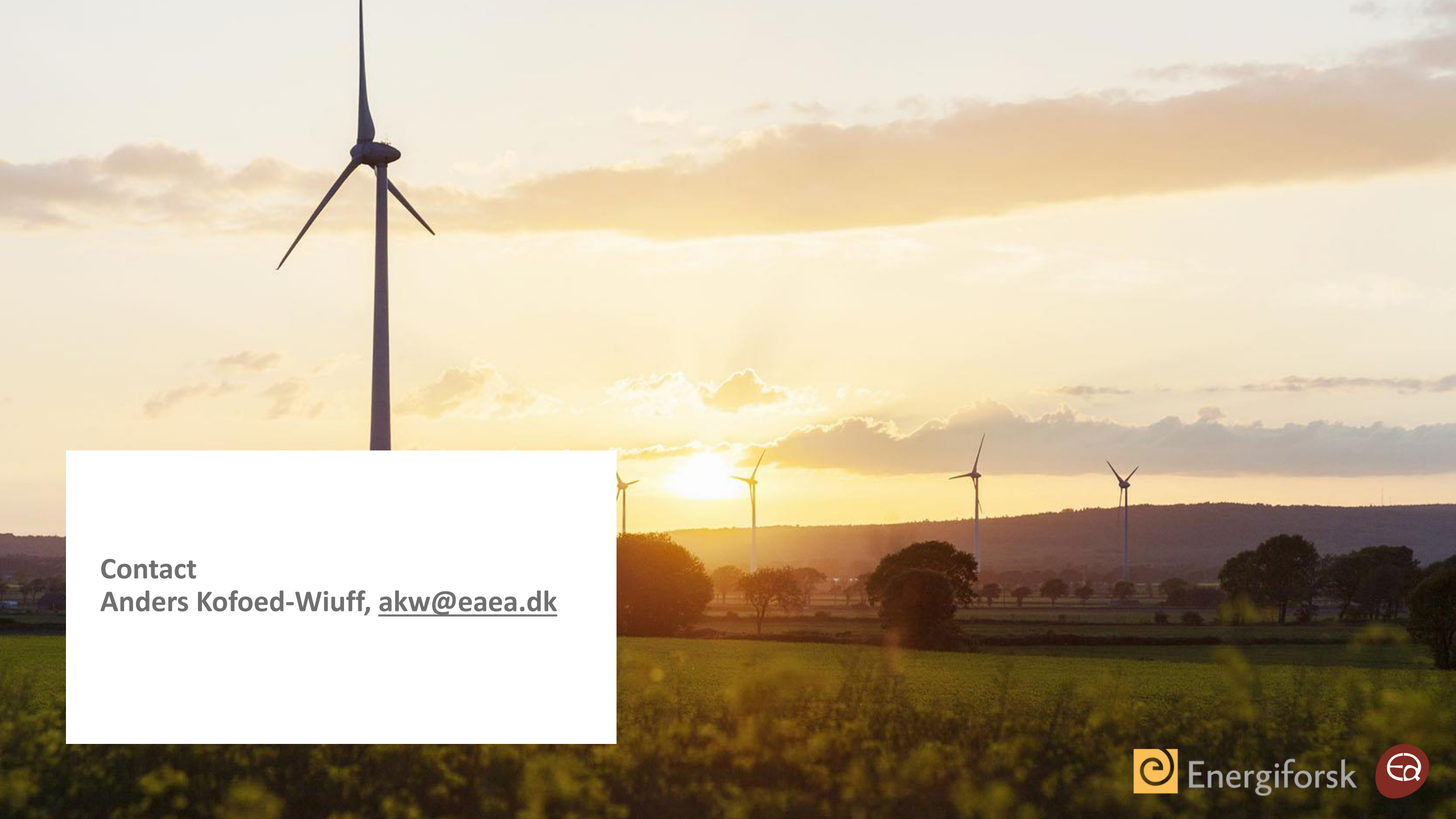
- The model has the option to import hydrogen through two pipelines from North Africa. These two pipelines has a maximum capacity of around 8 mtons/year from 2040.
- Additionally, each ocean connected bidding zone can import hydrogen through shipping at a higher price.
- H2 prices shown to the right are based on a calculation using standalone solar PV in Morocco to produce hydrogen. Pipeline import price is around 2,2 EUR22/Kg hydrogen in 2030, decreased to 1,4 EUR22/kg in 2050. The shipping price has the added shipping cost on top.



Pipelines are located between Morocco and Spain and Tunisia and Italy





A photograph of a wind farm at sunset. The sky is filled with soft, golden clouds, and the sun is low on the horizon, creating a warm glow. Several wind turbines are visible, with one in the foreground on the left and others in the distance. The foreground shows a green field with some trees and bushes.

**Contact**  
**Anders Kofoed-Wiuff, [akw@eaea.dk](mailto:akw@eaea.dk)**

Forskningsprogrammet Nordeuropeiska energiperspektiv, Nepp, spänner över flera forskningsdiscipliner. Syftet med Nepp är att visa hur balanserade och hållbara utvecklingsvägar för energisystemen i Sverige, Norden och Nordeuropa kan åstadkommas samt hur energisystemen kan bidra till samhällets omställning i stort.

Programmet fungerar som ett sammanhållande forskningskluster, där forskare från olika forskningsföretag och lärosäten anlitas för att genomföra olika studier med utgångspunkt från identifierade samhällsutmaningar. Nepp är också en mötesplats för dialog, samskapande och systemsyn för energisektorn och energiforskningen.

Forskningsföretaget Energiforsk är projektvärd för Nepp och ansvarar för programmets övergripande inriktning. Konsult- och forskningsföretaget Profu är projektledare för Nepp.

