



RAPPORT

# BEHOVSANALYSE FOR ELTRANSMISSION 2023

Energinets langsigtede udviklingsplan 2024

## Indhold

<b>1. Indledning.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Sammenfatning .....</b>	<b>5</b>
2.1 Temaanalyser .....	5
2.2 Nye krav til nettet .....	6
2.3 Behov på kort sigt .....	6
2.4 Behov på langt sigt.....	7
<b>3. Grundlag for behovsanalysen .....</b>	<b>9</b>
3.1 Det nuværende elsystem (netreferencen) .....	9
3.2 Analyseforudsætninger 2022.....	12
3.3 Andre netplanlægningsforudsætninger.....	16
<b>4. Temaanalyser .....</b>	<b>20</b>
4.1 Temaanalyse: Stabilitet i elnettet .....	20
4.2 Temaanalyse: Stigende kortslutningsniveau i elnettet .....	22
4.3 Temaanalyse: Direkte linjers påvirkning på de langsigtede behov .....	23
4.4 Temaanalyse: Udvidelse af grundstrukturen er grundlaget for øget VE .....	25
<b>5. Behov for nye tiltag .....</b>	<b>27</b>
5.1 Øvrige behov.....	27
5.2 Kortsigtede behov.....	28
5.3 Langsigtede behov .....	29
5.3.1 Vestjylland (og Nordvestjylland) .....	30
5.3.2 Nordjylland (til og med Aalborg) .....	34
5.3.3 Østjylland (Fra Aalborg til Aarhusområdet).....	37
5.3.4 Horsens og Trekantområdet.....	41
5.3.5 Fyn .....	45
5.3.6 Sydjylland .....	48
5.3.7 Sydsjælland og Lolland-Falster .....	49
5.3.8 Midt- og Vestsjælland.....	51
5.3.9 Nordsjælland .....	55
5.3.10 Københavnsområdet .....	56
5.3.11 Bornholm.....	60
<b>6. Bilag .....</b>	<b>61</b>
6.1 Projekter i netreferencen .....	61
6.2 Dekomponering af kystnære- og havvindmølleparker .....	63
6.3 Kendte mulige Power-to-X-projekter brugt til dekomponering .....	64
6.4 Planlægningskriterier .....	64
6.5 Planlægningsbalancer og analyser.....	66
6.6 Overbelastningskort.....	69

## 1. Indledning

Denne rapport er en analyse over de fremtidige behov i eltransmissionssystemet. Behovsanalysen identificerer fremtidige behov for ny infrastruktur eller tilpasninger i den eksisterende og danner grundlag for de fremtidige investeringsbeslutninger – og dermed de løsninger, der skal sikre danskerne en høj forsyningsikkerhed hele vejen frem mod et klimaneutralt samfund senest i 2050.

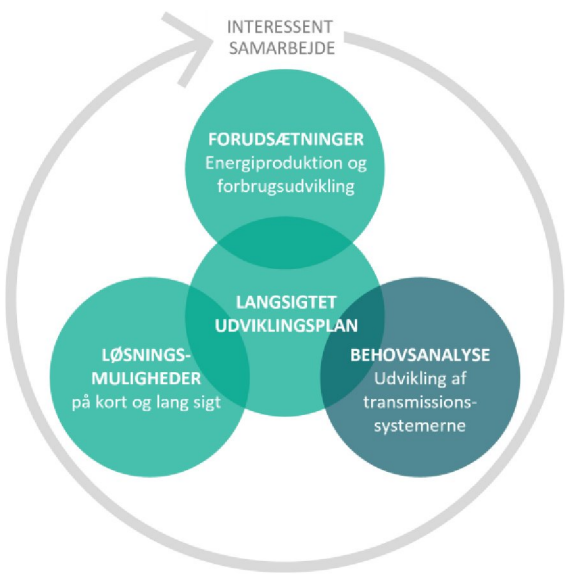
Tilsvarende udarbejdes behovsanalyser for gastransmissionssystemet og det kommende brintsystem. De er en del af Energinets langsigtede udviklingsplan, som udkommer hvert andet år.

**Behovsanalyserne er en vigtig del af Energinets langsigtede udviklingsplan**

Energinets langsigtede udviklingsplan (LUP) udgør et helt centralt element i Energinets fremtidige investeringsgrundlag. Den indeholder et overblik over, hvor der kan være behov for udbygninger og forstærkninger – og hvilke projekter Energinet planlægger at igangsætte de næste 20 år. Ud over behovsanalyserne består den langsigtede udviklingsplan også af et katalog med løsningsmuligheder og en projektlister. Behovsanalyserne er udgangspunktet for drøftelser med Energinets interessenter om blandt andet udviklinger og løsninger.

Lovgrundlaget for Energinets arbejde med den langsigtede udviklingsplan og Energinets arbejde hermed fremgår af Lov om Energinet, og er udmøntet i systemansvarsbekendtgørelserne for henholdsvis eltransmissionsnettet og gassystemet.

Energinets langsigtede udviklingsplan udkommer hvert andet år. Den første udgave udkom i 2022, og du kan se resultatet på [Energinets Langsigtede Udviklingsplan 2022](#).



The diagram illustrates the interconnected components of Energinet's long-term development plan. At the center is a teal circle labeled 'LANGSIGTET UDVIKLINGSPLAN'. Surrounding it are three overlapping circles: 'FORUDSÆTNINGER' (top, teal), 'LØSNINGS-MULIGHEDER' (left, teal), and 'BEHOVSANALYSE' (right, dark teal). The 'BEHOVSANALYSE' circle contains the sub-text 'Udvikling af transmissions-systemerne'. All these elements are enclosed within a larger grey circle labeled 'INTERESSENT SAMARBEJDE' at the top, with a grey arrow pointing clockwise around the perimeter.

### Hvorfor udarbejder Energinet behovsanalyser?

Den accelererede internationale klimadagsorden og de store forandringer i vores energilandskab betyder, at behovet for langsigtet planlægning aldrig har været større: Infrastrukturen skal udbygges, og det skal ske til en samfundsøkonomisk acceptabel pris.

Det kan vi kun lykkes med, hvis vi sørger for den optimale sammenhæng på tværs af el-, gas- og brintsystemerne, så vi binder grøn produktion og forbrug effektivt sammen – også om 20-30 år. Det er en kompleks opgave, da vi opererer med mange ubekendte, samtidig med at løsningerne typisk har en lang planlægningshorisont. Derfor er behovsanalyser en vigtig del af Energinets samlede langsigtede planlægning.

### Hvordan analyserer vi fremtidens behov i eltransmissionssystemet?

Hvert år leverer Energistyrelsen i tråd med de politiske målsætninger et bud på udviklingen i danskernes energiforbrug og -produktion til Energinet. De går under betegnelsen "Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet" og danner det primære grundlag for behovsanalyserne. Behovsanalyse for eltransmission 2023 bygger på Analyseforudsætninger 2022.

Derudover har vi en tæt dialog med vores interessenter. Kommuner, producenter og forbrugere af vedvarende energi bidrager blandt andet med input om, hvor fremtidige anlæg placeres. Vigtige input, som vi kan omsætte til viden om, hvor der er behov for udbygninger og forstærkninger af transmissionssystemerne.

Behovsanalysen for eltransmissionssystemet indeholder en række analyser, dels en geografisk gennemgang af nettet indtil 2050, dels en række temaanalyser, der afdækker forskellige dele af de udfordringer og behov, der på sigt stiller krav til nettets udformning. Behovsanalysen er bygget op over de lokale geografiske ubalancer mellem produktion og forbrug, dvs. overbelastninger i Energinets elnet, opdelt på 11 områder i Danmark. For hvert område beskrives de forventede overbelastninger i elnettet og hvad der forventes at forårsage ubalancerne i det pågældende område. Behovsanalysen indeholder også en beskrivelse af grundlaget for analyserne. Analysegrundlaget er sammensat af den såkaldte netreference, inklusive besluttede udbygninger, og fremskrivninger fra Analyseforudsætninger 2022 opdelt geografisk. Behovsanalysen starter med en sammenfatning af temaanalyserne og de identificerede behov for tiltag i elnettet.



## 2. Sammenfatning

Dette kapitel præsenterer hovedkonklusionerne i Energinets behovsanalyse for eltransmissionssystemet. I sammenfatningen gennemgås først temaanalyserne, hvorefter der er en kort beskrivelse af behovene på langt sigt inden for de enkelte geografiske områder.

### 2.1 Temaanalyser

#### Stabilitet i elnettet

Stabiliteten i elnettet udfordres i disse år af to tendenser. Dels betyder den løbende nødvendige udbygning af nettet, at det bliver stadigt sværere at opretholde spændingsstabiliteten i nettet. Hvis spændingen ikke kan opretholdes inden for acceptable niveauer, kan det resultere i nedsat ydeevne eller endda beskadigelse af elektronisk udstyr. Statisk spændingsregulering er afgørende for at beskytte investeringer og sikre tilfredshed blandt slutbrugere. Dertil kan pludselige ændringer i belastningen forårsage spændingsudsving. Dette kan have skadelige konsekvenser for følsomt udstyr og endda forårsage udfald. Alle producenter<sup>1</sup>, tilsluttet transmissionssystemet, er i stand til at bidrage til kontinuert spændingsregulering. På længere sigt er der stor usikkerhed om, hvordan det behov vil udvikle sig, da der er mange faktorer, som kan påvirke behovet, hvorfor Energinet løbende følger det.

Den anden tendens, der kræver opmærksomhed i forhold til stabilitet i elnettet, er, at de historiske leverandører af stabilitet i nettet, nemlig termiske kraftværker, der har leveret systemstabiliserende ydelser i form af levering af inert, spændingsregulering og kortslutningseffekt, er ved at blive udfaset og erstattet af enheder, der ikke nødvendigvis besidder de samme egenskaber.

Det kan derfor blive nødvendigt for Energinet at etablere netkomponenter, der kan levere de nødvendige systembærende egenskaber.

#### Stigende kortslutningsniveau

Eltransmissionsnettet i Danmark er historisk dimensioneret til 40 kA. Det stigende kortslutningsniveau gør dog, at der vil være områder, hvor designgrænsen ikke kan overholdes. Hvis designgrænsen overskrides, er der risiko for, at anlæg beskadiges i forbindelse med fejl, hvilket kan medføre lange udetider, med betydning for forsyningsikkerheden. Mere kritisk kan det have betydning for personsikkerheden for de personer, der befinder sig i nærheden af det elektriske anlæg, når fejlen indtræder.

#### Direkte linjer

Med bekendtgørelsen for direkte linjer er det blevet muligt for et forbrugsanlæg og et produktionsanlæg at etablere en samlet tilslutning til det kollektive elnet. Dermed er rammerne sat for, at en stor del af energien fra produktionsanlæg kan forbruges bag måleren, som dermed ikke påvirker det kollektive elnet. Anlægsejerne kan dermed opnå en tarifbesparelse ved ikke at ønske samme høje kapacitet fra det kollektive elnet. En anden afledt fordel er desuden, at det skaber incitament til, at forbrug og produktion placeres geografisk samlet, så energien ikke skal transporteres over samme lange afstande, som det ses i dag.

#### Udvidelse af grundstrukturen er grundlaget for øget VE

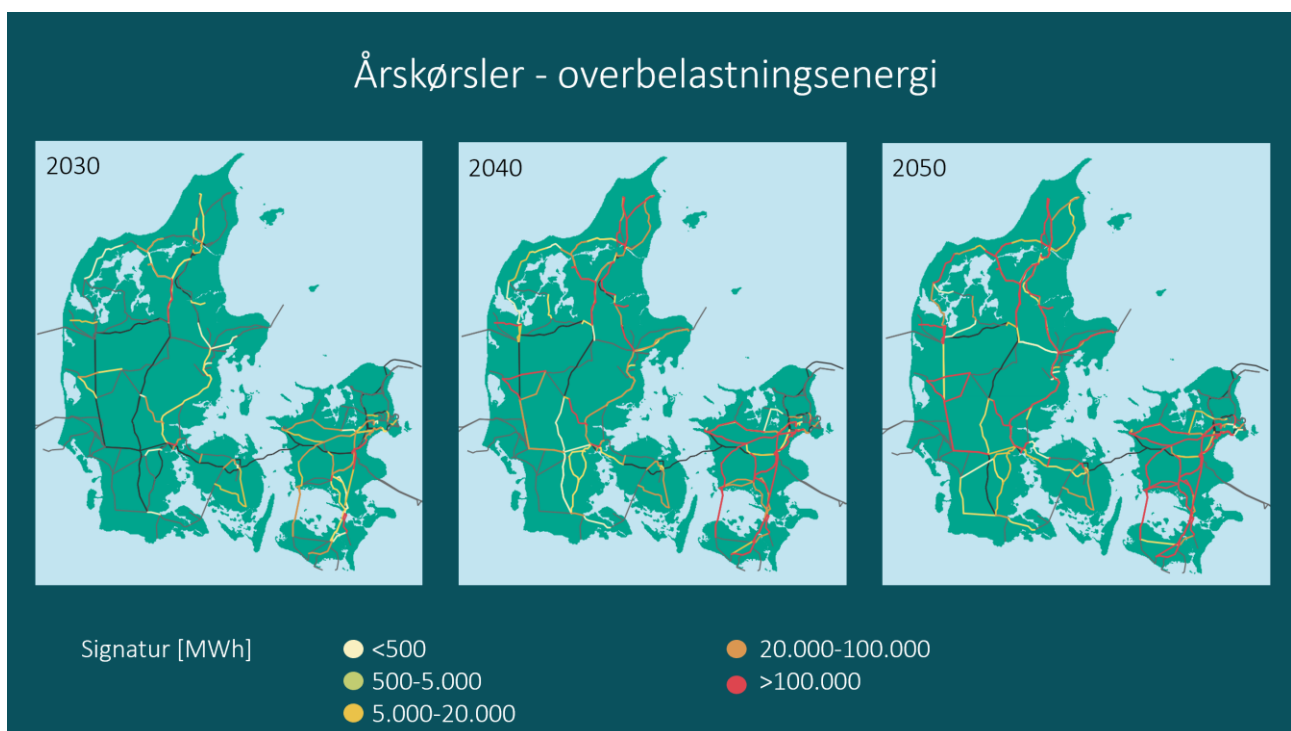
For at imødekomme de store mængder vedvarende energi og Power-to-X, der forventes at komme i nettet fremadrettet, har Energinet besluttet, at Energinet fremover som udgangspunkt vil søge at opgradere 400 kV-systemet fra enkelt til dobbeltsystem, når store dele af 400 kV-systemet det næste årti skal renoveres. Dette er en nødvendig forudsætning for at kunne understøtte den grønne omstilling.

<sup>1</sup> Alle producenter som er tilsluttet transmissionssystemet under netreglen "Requirements for grid connection of Generators".

## 2.2 Nye krav til nettet

Analyserne baseret på (AF22)<sup>2</sup> viser, at der vil være behov for nye tiltag i eltransmissionsnettet efterhånden, som både VE-produktion og elforbrug stiger. På Figur 1 ses et overblik over de komponenter, der overbelastes i perioden frem til 2050. Analyserne viser overordnet set, at der over tid opstår en række begrænsninger i eltransmissionsnettet, som skaber behov for nye tiltag.

Den massive udbygning med vedvarende energi vil betyde, at energimængderne i perioder langt vil overstige det indenlandske forbrug. Det er i overensstemmelse med de politiske målsætninger om, at Danmark skal være nettoeksportør af grøn energi. Det stiller dog også krav til, at infrastrukturen skal forstærkes til at håndtere eksporten.



Figur 1 Overbelastningsenergi affødt af AF22 under hensyntagen til de værste udfald i eltransmissionsnettet (N-1) tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Figuren findes i en forstørret version i Overbelastningskort.

## 2.3 Behov på kort sigt

På kort sigt er der en række behov, der skal håndteres. For så vidt angår Vestjylland, viser analysen, at en del af begrænsningerne i 2023 er afhjulpet i 2027, når den nye 400 kV-forbindelse på Vestkysten forventeligt er taget i drift. I Østdanmark viser analysen, at en række forbindelser på Sydsjælland og mellem Sydsjælland og Lolland-Falster er udfordrede. Det er i overensstemmelse med, at det i få timer er nødvendigt allerede i dag at nedregulere noget af VE-produktionen på Lolland-Falster – som følge af utilstrækkelig transportkapacitet til at flytte produktionen væk fra området. Der er et projekt i gang i Energinet, der undersøger, hvordan mulighederne for at aftage VE-produktion i området kan øges. Indtil de nødvendige udbygninger er gennemført, vil der være risiko for, at der på grund af et driftshensyn vil

<sup>2</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

ske nedregulering af VE-produktion. Ligeledes må det forventes, at udbygningen af nettet vil sætte pres på det eksisterende net, da det vil medføre behov for udkoblinger i forbindelse med reinvesteringer mm.

## 2.4 Behov på langt sigt

Nedenfor opsummeres kort de vigtigste konklusioner opdelt på geografiske områder. Jo længere ud i fremtiden der ses, jo større bliver usikkerheden omkring de identificerede behov, da udviklingen vil være afhængig af den politiske, teknologiske og markedsmæssige udvikling.

For alle områderne gælder det, at der, ud over den udvikling, der er forudsat i AF22-analyserne, er en række potentielle forbrugs- og produktionsprojekter, som kan medføre behov for tiltag, som ikke er afdækket af analyserne. Energinet behandler konkrete henvendelser fra forbrugere eller producenter, der ønsker tilslutning til elnettet og analyserer eventuelle afledte behov for udvikling af eltransmissionsnettet.

**Vestjylland:** Behovene i området er primært drevet af VE-udbygningen, og Vestjylland forventes også fremover at have et markant effektoverskud. Allerede besluttede projekter i området, blandt andet opgradering af 400 kV-forbindelsen Endrup-Idomlund samt dertilhørende kabellægning af 150 kV-nettet, løser udfordringerne på kort sigt. Dog vil der på langt sigt opstå nye udfordringer som følge af den markante stigning i produktionsoverskud. Der er store usikkerheder i de endelige behov. Dels er tilgang af nye forbrugsanlæg, særligt Power-to-X, med til at begrænse det samlede maksimale effektoverskud – der er store usikkerheder om, hvornår og i hvilket omfang disse realiseres, dels er en stor del af VE-kapaciteten drevet af havvindudbygning i Nordsøen, som ligeledes er behæftet med en vis usikkerhed.

**Nordjylland:** Behovene i området har i tidligere analyser været af begrænset karakter, og de har primært omhandlet transport af energi til og fra Nordjylland. Imidlertid er dette billede ændret markant på grund af den stigende interesse i området for integration af vedvarende energi og Power-to-X. Nu er der begrænsninger i næsten alle forbindelser fra området; især på langt sigt, og der konstateres ligeledes behov for tiltag internt i området. Energiforbruget i området, som helhed er domineret af en betydelig vækst i etableringen af Power-to-X-anlæg, mens de øvrige kategorier kun oplever en mindre udvikling. Når det kommer til produktionskapacitet, forventes udviklingen at blive drevet af en kombination af solcelle- og havvindmølleanlæg.

**Østjylland:** Behovene i den nordlige del af området er primært drevet af den generelle VE-udbygning med sol og landvind samt havvind. I og omkring Aarhus er behovene drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. En øget eller hastigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. Power-to-X-anlæg i Aarhusområdet kan ligeledes øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

**Horsens og Trekantområdet:** Behovene i området er primært drevet af forbrugsudviklingen. Det øgede forbrug, som følge af elektrificering, medfører begrænsninger. Ligeledes vil forbruget fra de antagne storforbrugere i området være afgørende for de identificerede begrænsninger. Flere Power-to-X-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet, som anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

**Fyn:** Forbrugsudviklingen er dækket ind af tilsvarende flere solcelleanlæg, men vil på langt sigt skabe en ubalance, der giver anledning til overbelastning i linjerne ind mod Odense (Fynsværket). Den øgede mængde solcelleanlæg vil ligeledes presse nettet i den sydlige region, der ikke kan absorbere den store mængde effekt. Fremtidig udvikling af kraftværksområdet på Fynsværket vil have stor indvirkning på flowet i nettet.

**Syddjylland:** Der konstateres ingen væsentlige overbelastninger ud fra de forventninger, der er angivet i AF22. Både konkrete og potentielle udviklinger i området kan bidrage til, at behovet øges betydeligt.

**Sydsjælland og Lolland-Falster:** Behovene i området er drevet af VE-udbygningen – især den landbaserede vedvarende energi, som primært består af solcelleanlæg. Dog udgør potentialet for yderligere havvindmølleparker en betydelig usikkerhed for behovene, eftersom det ikke indgår i AF22. Størrelsen af de langsigtede behov, og hvornår de indtræder, er derfor meget afhængig af den konkrete VE-udbygning. Etablering af lokale forbrugsenheder som Power-to-X- eller batteri-anlæg kan bidrage til at reducere de forventede begrænsninger. Hvorvidt udbygning med nyt forbrug i sig selv giver anledning til begrænsninger, vil afhænge af fx kapacitet, samtidigheden med VE-produktion eller graden af fleksibilitet.

**Midt- og Vestsjælland:** Der konstateres begrænsninger i området omkring Køge-Roskilde-snittet, som er centralt placeret mellem et område med produktionsoverskud og et område med produktionsunderskud og eksportmuligheder. Det medfører, at begrænsningerne i området er følsomme over for en lang række usikre forudsætninger. Det gælder både udvikling i distribueret vedvarende energi, åben dør-havvind og udviklingen inden for Power-to-X. Der konstateres behov for øget 400/132 kV-transformerkapacitet i området. Desuden observeres der begrænset overføringskapacitet og nettilslutningsmuligheder i den vestlige del af Sjælland.

**Nordsjælland:** Udviklingen i det Nordsjællandske område er især præget af havvindmølleparken Hesselø, som er planlagt tilsluttet i station Hovegård. Derudover forudsættes en mere moderat tilvækst i solcelleanlæg end i andre dele af landet samt en generel stigning i forbruget. Disse udviklinger kan håndteres uden større ændringer i det eksisterende transmissionsnet ud over de ændringer, der kræves for selve tilslutningen af Hesselø.

**Københavnsområdet:** Behovene i området er drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. En øget eller hurtigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. Et Power-to-X-anlæg i området kan ligeledes øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet, som anlæggene har i forhold til transmissionsnettet. Givet ved AF22-udviklingen vil der på sigt være behov for afhjælpende tiltag ved forsyning af forbrugere i Københavnsområdet. Der arbejdes p.t. i Energinet på et modningsprojekt, som skal identificere de langsigtede behov for Københavnsområdet. Introduceres der VE-produktionskapacitet i Københavnsområdet, kan denne bidrage til et mindre effektunderskud og derved bevirke mindre behov for afhjælpende tiltag. Det vil dog være nødvendigt med nærmere analyser, om hvorvidt det reelt vil reducere behovene relateret til forsyning af forbrug, idet der ikke nødvendigvis vil være sammenfald mellem højt forbrug og VE-produktion.

**Bornholm:** Der forudsættes en mere moderat tilvækst af landbaseret VE-produktion end i andre dele af landet, samt en generel stigning i forbruget. Derudover forudsætter AF22 etablering af EnergiØ Bornholm med 3 GW havvind i Østersøen. Syd for Aakirkeby etableres en kombineret vekselstrøms- og HVDC-station, som skal modtage produktionen og omforme den til jævnstrøm, som kan sendes over store afstande til henholdsvis Sjælland og Tyskland.

### 3. Grundlag for behovsanalysen

#### 3.1 Det nuværende elsystem (netreferencen)

Behovsanalysen tager afsæt i det eksisterende eltransmissionsnet og godkendte projekter, der endnu ikke er idriftsatte – herefter betegnet netreferencen. Nye projekter i netreferencen skal være godkendt af alle relevante instanser, både i Energinet, Energistyrelsen og af klima-, energi- og forsyningsministeren.

Herunder fremhæves større projekter, hvor årstallet i parentes refererer til det første hele år, projektet forventes i drift:

- Kabellægning af 132 kV Kamstrup-Spanager og opgradering af 400/132 kV-transformerkapacitet i Bjæverskov (2024)<sup>3</sup>.
- 132 kV-tilslutning af forbrug fra Femern Bælt-tunnel og etablering af ny 132 kV-station Gloslunde på Lolland (2026).
- Nye 132 kV-stationer Vordingborg Nord og Nørre Radsted. Etablering af to 132 kV-kabelsystemer imellem Vordingborg Nord og Orehoved. Etablering af et nyt 132 kV-kabelsystem imellem Nørre Radsted og Rødby (2027).
- Ny 132 kV-station Oceankaj, samt etablering af 132 kV-kabelsystemerne Glentegård-Oceankaj og Amagerværket-Oceankaj (2028).
- Energiø Bornholm. Heraf etablering af 3 GW Havvind, og ny 400 kV-station Solhøj samt HVDC-stationer (2030).
- I forbindelse med reinvestering af 132 kV-station Haslev og luftledningssystemet Haslev-Spanager etableres ny 132 kV-station Haslev Øst samt 132 kV-kabelsystemerne Haslev Øst-Spanager1, Haslev Øst-Spanager2 og Vordingborg Nord-Haslev Øst (2027).
- Ny 400/132 kV-station Ørslevvester samt kabellægning af 132 kV-luftledningen Nyrup-Ringsted med indsløjfning i Ørslevvester (2029).
- Forskønnelsesprojekt ved Roskilde Fjord. Nedtagning af to dobbeltluftledningssystemer imellem 132 kV-stationerne Lyngerup-Ølstykkegård-Hovegård samt nedtagning af det ene dobbeltluftledningssystem imellem 132 kV-stationerne Lyngerup og Kyndbyværket. Til erstatning etableres 132 kV-kabelsystemerne Kirkeskovgård-Lyngerup, Lyngerup-Ølstykkegård og Ølstykkegård-Hovegård (2027).
- Viking Link-forbindelsen mellem Jylland og England – 1.400 MW handelskapacitet (2024)
- 400 kV-forbindelsen Endrup-Grænsen; øger handelskapaciteten mellem Tyskland og Vestdanmark med ca. 1.000 MW (2026)
- 400 kV-forbindelsen Idomlund-Endrup med ny 400 kV-station i Stovstrup (2024)
- Kompenserende kabellægning af 150 kV-nettet i Vestjylland (2025).
- Ny 150 kV-kabelstruktur som erstatning for luftledninger mellem Kassø og Lykkegård (2023-25)
- 400 kV-kabelforbindelse mellem Revsing og Landerupgård (2028).
- Nettilslutning af Lillebælt Syd havvindmøllepark i en ny 150 kV-station på Als (2028).
- Ny 150 kV-station Odense Vest som indsløjfes på eksisterende luftledning mellem Abildskov og Fynsværket (2027).

<sup>3</sup> Projektet blev § 4-godkendt i juni måned, men er taget med i netreferencen, fordi der var forventning om, at projektet ville blive godkendt inden offentliggørelse af behovsanalysen. Projektet indgår i analyserne i hele 2024, men forventes, jf. seneste tidsplan, først idriftsat i 3. kvartal 2024.

- Ny 150 kV-kabelforbindelse mellem Hatting og Ryttergård (2027).
- Etablering af fire nye 150 kV-stationer i Nordjylland – til opsamling af vedvarende energi (2028).
- Ny 150 kV-station Galten – til opsamling af vedvarende energi (2030).
- Reinvestering og opgradering af 400 kV-luftledning mellem Idomlund og Tjele (2030).

Derudover indgår der en række mindre igangværende projekter, som er præsenteret i bilag 1. Alle eksisterende anlæg antages som en del af netreferencen i hele perioden – også selvom de har endt levetid inden for perioden. Netreferencen er vist på Figur 2.





Figur 2 Netreferencen: Eltransmissionsnettet, når alle godkendte projekter er gennemført.

### 3.2 Analyseforudsætninger 2022

Behovet for både nye tiltag og for at opretholde det eksisterende eltransmissionsnet afhænger i høj grad af forventninger til udviklingen i det danske energisystem.

De primære drivere for behov for nye tiltag, som følge af udvikling i det energisystem eltransmissionsnettet, skal understøtte, er:

- Elforbrugsændringer
- Udvikling i VE-produktionskapacitet
- Nye handelsforbindelser.

For de nye traditionelle handelsforbindelser<sup>4</sup>, der idriftsættes de kommende år, gælder det, at de interne netforstærkninger, der er nødvendige for at kunne indpasse dem i det danske eltransmissionsnet, allerede er en del af netreferencen. Undtagelsen herfor er de udlandsforbindelser, der skal etableres i forbindelse med de energioverførselsaftaler, der er indgået politisk aftale om at undersøge. Forventninger til udviklingen i forudsætningerne beskrives overordnet i de efterfølgende afsnit. For yderligere detaljer henvises til materialet om AF22 på Energistyrelsens hjemmeside<sup>5</sup>.

#### Forbrugsændringer

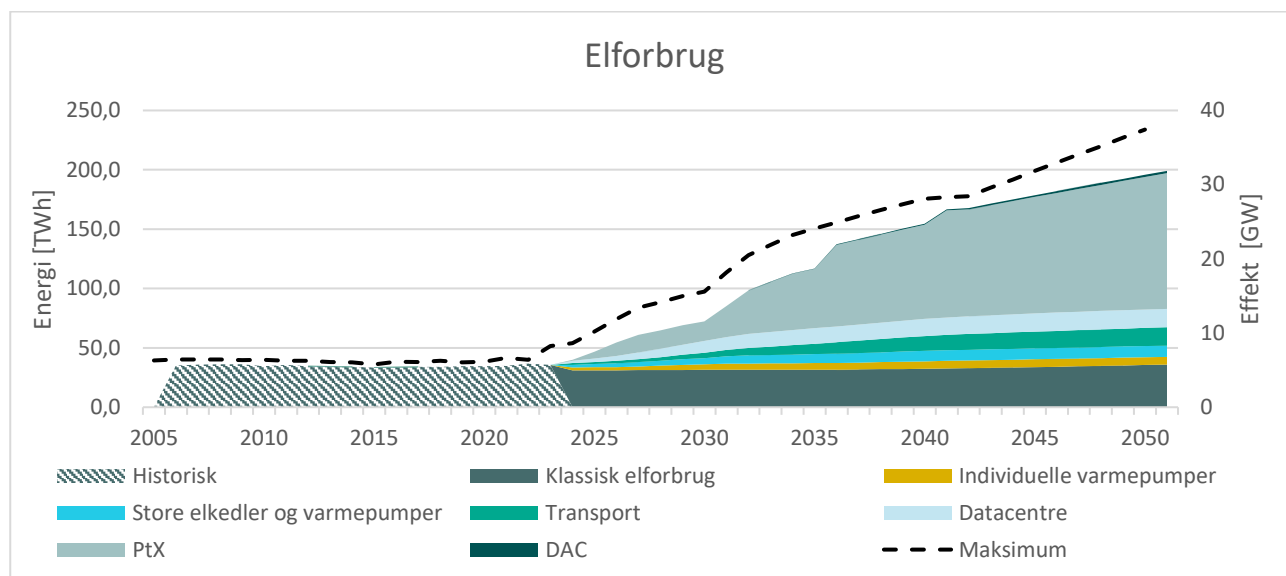
Af Figur 3 fremgår det, at der forventes et øget elforbrug frem mod 2050. De seneste 20 år har elforbruget været næsten konstant, men som følge af elektrificeringen ser vi ind i et markant skifte i udviklingen de næste 20-30 år. Mens det klassiske forbrug fra husholdninger og erhverv forventes at være næsten konstant, sker der en stigning i det øvrige forbrug som følge af en øget elektrificering af samfundet. Det gælder især en øget elektrificering af varme- og transportsektoren. Derudover forventes en stigning i elforbruget som følge af flere store datacentre i Danmark og på længere sigt udbygning med CO<sub>2</sub>-fangst-anlæg kaldet Direct Air Capture (DAC), som skal være med til at sikre, at Danmark er klimaneutral i 2050, jf. AF22.

Det største forbrug af el på længere sigt forventes at komme fra indirekte elektrificering gennem Power-to-X, hvor elektricitet omdannes til forskellige former for brændsler, især brint, der fx kan anvendes i transportsektoren, industrien og til eksport. Der antages udbygning med 4,9 GW elkapacitet til Power-to-X i 2030 på baggrund af Power-to-X-aftalen 2022<sup>6</sup>. Vi ser også – som en konsekvens af det stigende elforbrug – en voksende maksimal-effekt.

<sup>4</sup> Opgradering af kapaciteten mellem Tyskland og Vestdanmark på både vestkysten og østkysten, Kriegers Flak og Viking Link.

<sup>5</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

<sup>6</sup> [Aftale om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer \(regeringen.dk\)](https://www.regeringen.dk/nyheder/2022/04/af22-om-udvikling-og-fremme-af-brint-og-gronne-brændstoffer)



Figur 3 Bruttoelforbrug og maksimalt elforbrug på baggrund af AF22 og historiske data. Områderne angiver energiforbrug og kan aflæses på den venstre akse, strengen angiver maksimalt effektforbrug og kan aflæses på den højre akse.

### Udvikling i VE-produktionskapacitet

Det er udviklingen i vindmøller og solceller, der primært driver behovet for tiltag i eltransmissionsnettet afledt af udvikling i VE-produktionskapacitet. VE-baseret termisk kapacitet såsom biomasse-fyrede kraftvarmeverker forventes etableret på eksisterende kraftværkspladser, hvor de kommer til at erstatte eksisterende fossile anlæg. I mange tilfælde kommer de nye anlæg til at have lavere kapacitet end de eksisterende, og de vil derfor ikke umiddelbart give anledning til nye tiltag i eltransmissionsnettet.

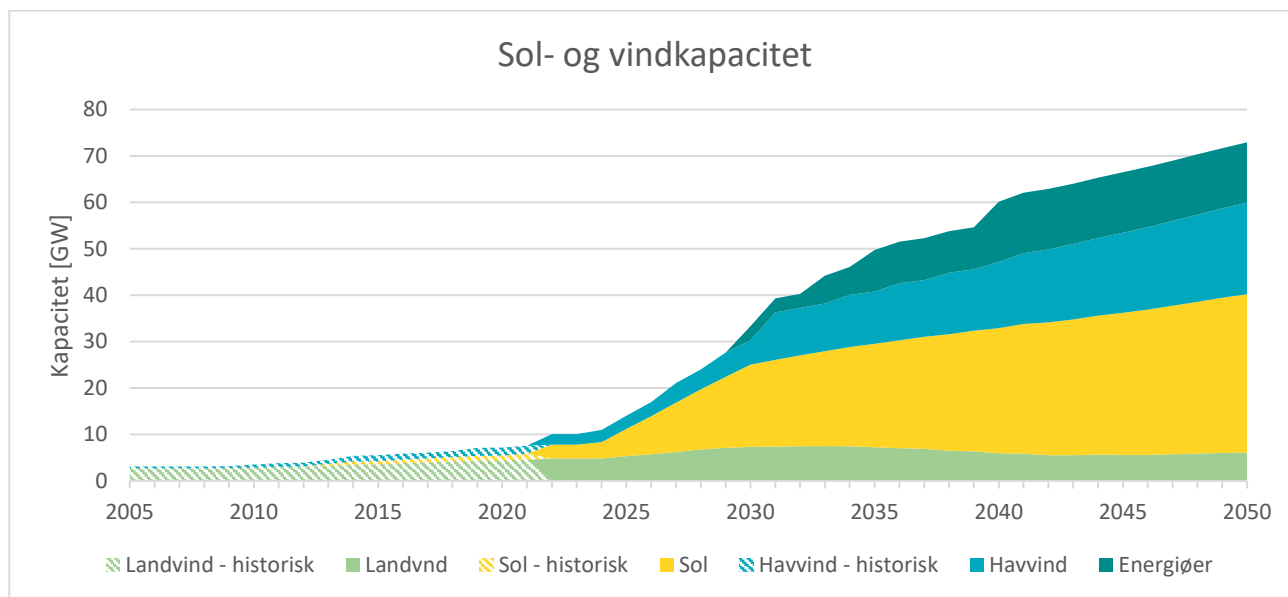
Som det fremgår af Figur 4, forventes en markant stigning i sol- og vindkapaciteten frem til 2050 – en væsentligt større tilvækst end de seneste 20 år. Det stiller store krav til eltransmissionsnettet, når denne øgede produktion skal udnyttes. Der antages ca. en firedobling af landbaseret vedvarende energi – sol og landvind – i 2030, jf. Klimaaftalen om grøn strøm og varme 2022<sup>7</sup>. Havvind forventes særligt på langt sigt at udnytte arealer i den danske Nordsø.

Af analyseforudsætningerne fremgår de to energiøer i Nordsøen og ved Bornholm på henholdsvis 10 GW og 3 GW som en del af klimaaftalen fra 2020, mens antagelser er opdateret til AF22 med afsæt i Esbjerg-erklæringen<sup>8</sup> samt tillægsaf-tale om Energiø Bornholm 2022<sup>9</sup>. Det forventes, at kapaciteten skal fordeles mellem Danmark og et eller flere nabo-lande. Forbindelserne mellem energiøerne og Danmark skal også fungere som handelsforbindelser, og udvekslingen mellem øerne og det danske eltransmissionsnet vil derfor være en blanding af handel med nabolande og ilandføring af havvind. Energiøen i Nordsøen antages at have brintproduktion enten på eller omkring energiøen fra 2035.

<sup>7</sup> [Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022 \(regeringen.dk\)](#)

<sup>8</sup> [Historisk erklæring skal sikre grøn strøm til 230 mio. europæiske husstande \(kefm.dk\)](#)

<sup>9</sup> [Bredt flertal: Energiø Bornholm udvides og forbindes til Tyskland \(kefm.dk\)](#)



Figur 4 Installeret kapacitet fra solceller og vindmøller. Faktisk installeret kapacitet frem til 2022 (skravet) og herefter udvikling, jf. AF22.

### Balance mellem forbrug og produktion

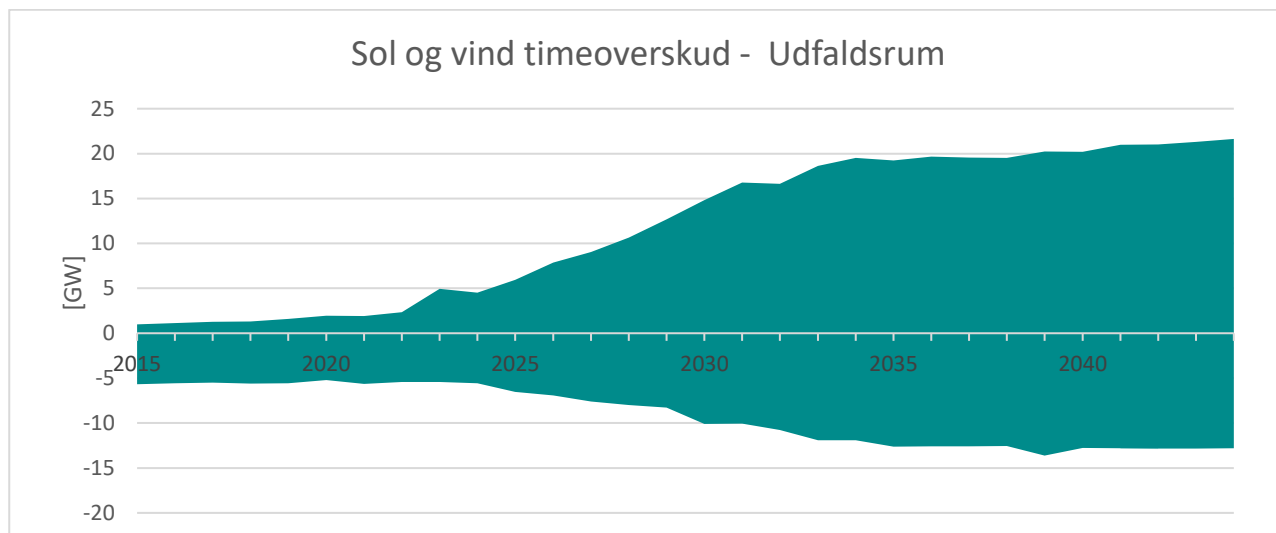
Hvad angår udfordringer i transmissionsnettet, er det ikke et stigende forbrug eller produktion i sig selv, der driver behovene, men en geografisk og/eller tidsmæssig ubalance imellem forbruget og produktionen. I dette afsnit beskrives udviklingen i den tidsmæssige balance. Dette gøres på et overordnet niveau for hele Danmark. Den geografiske balance og udviklingen heri beskrives i afsnit 3.3 – Andre netplanlægningsforudsætninger.

Baseret på historiske målinger samt markedssimuleringer af AF22 opgøres, time for time, overskuddet af national sol- og vindproduktion i forhold til det nationale forbrug. Et overskud i en given time indikerer, at noget af den danske vind- og solproduktion eksporteres på udlandsforbindelserne. Modsat betyder et underskud, at termisk kapacitet og/eller import på udlandsforbindelserne bidrager til at dække det danske forbrug. På Figur 5 vises, hvordan udfaldsrummet for denne opgørelse ændrer sig over tid frem mod 2044.

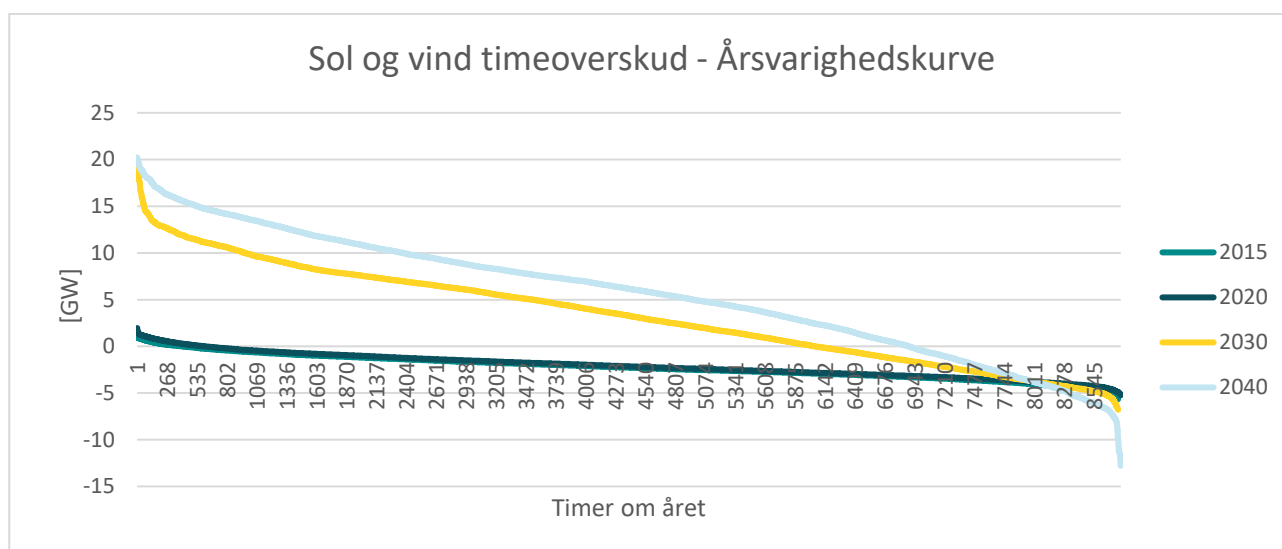
Det ses i figur 5, at frem til ca. 2019 har udfaldsrummet været relativt fast. Det vil sige, at det maksimale produktionsoverskud har været på ca. 1 GW, mens det maksimale underskud har været ca. 5,5 GW, hvilket er lidt mindre end det maksimale danske forbrug. Opgørelserne viser, at det er en markant udvikling, vi ser ind i frem mod 2044, og at elsystemet fremadrettet vil blive præget af væsentligt større tidsmæssige ubalancer mellem nationalt forbrug og produktion. Det er en følge af sol- og vindproduktionens fluktuerende og ukontrollerbare karakteristika, der ikke altid falder sammen med forbruget. Opgøres den samlede energimængde over året, er der tilnærmet balance mellem nationalt forbrug og sol- og vindproduktion. Der ligger nogle store tidsmæssige udsving bag den betragtning. Det er blandt andet disse store udsving, der stiller nye krav til eltransmissionsnettet, når overskudsstrømmen skal transporteres væk fra produktionsstedet, og modsat strøm skal transporteres frem til forbrugerne, når der ikke er lokal produktion til at dække det.

Fordelingen inden for udfaldsrummet ses for udvalgte nedslagsår illustreret med en årsvarighedskurve nederst på Figur 6. Det ses generelt på tværs af årene, at de mest ekstreme situationer forekommer i relativt få timer. Særligt fra 2030

og frem er der markante spidser i begge ender af varighedskurven, men særligt mange timer med et overskud af sol- og vindproduktion. Det er altså i relativt få timer om året, vi befinder os i den ydre del af udfaldsrummet på Figur 5.



Figur 5 Udfaldsrum for overskud af sol og vind i årets timer ud fra både historiske data og Energinets markedssimuleringer af AF22. Al den energi, der produceres på energigørerne, indgår i opgørelsen – i praksis fordeles produktionen mellem Danmark og nabolande. En del af elforbruget til Power-to-X, den del som i AF22 antages at bruges indlands, skal dækkes på årsniveau, ellers antages Power-to-X-anlæg fleksible for alle år.



Figur 6 Varighedskurver for overskud af sol og vind i årets timer ud fra både historiske data og Energinets markedssimuleringer af AF22. Al den energi, der produceres på energigørerne, indgår i opgørelsen – i praksis fordeles produktionen mellem Danmark og nabolande. En del af elforbruget til Power-to-X, den del som i AF22 antages at bruges indlands, skal dækkes på årsniveau, ellers antages Power-to-X-anlæg fleksible for alle år.

### 3.3 Andre netplanlægningsforudsætninger

For eltransmissionsnettet er det ikke kun de samlede forventninger til udviklingen i energisystemet, som beskrevet ovenfor, der er afgørende, men i mindst lige så høj grad den geografiske fordeling af forbrug og produktion, og i hvor høj grad forbrug og produktion udbygges geografisk tæt på hinanden.

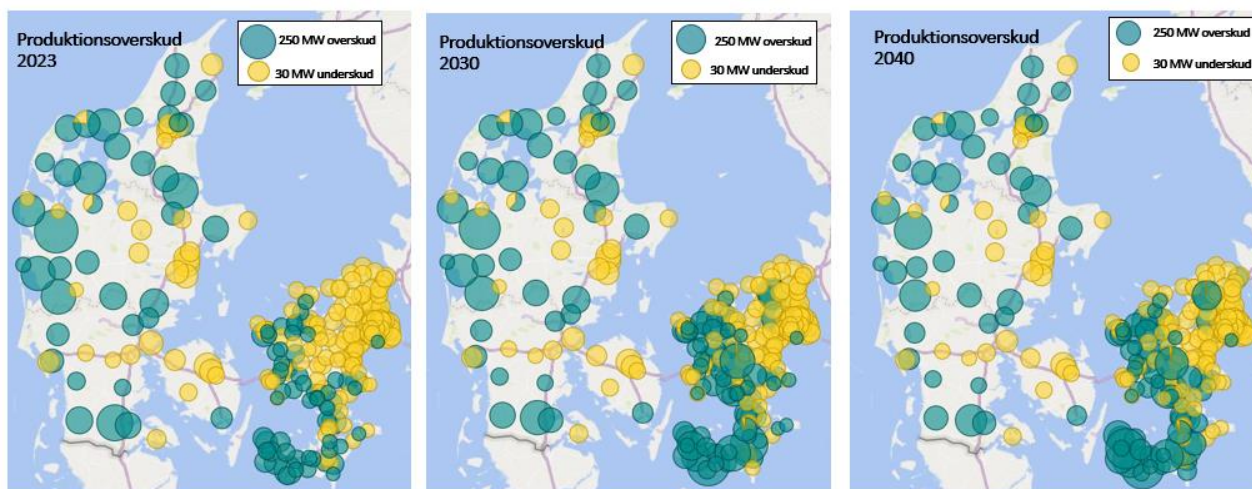
For at kunne anvende forudsætningerne til behovsanalysen for eltransmissionsnettet, er der behov for en stor geografisk detaljeringsgrad. Derfor fastlægges, med udgangspunkt i fremskrivningerne i AF22, mere detaljerede lokale forhold til brug for netplanlægning. For hver enkelt station fastlægges aktuel og fremskrevet forbrug og produktion – herefter omtalt som dekomponering. De metoder, der anvendes til dekomponeringen, er beskrevet i notatet *Fra Analyseforudsætninger til Netplanlægningsforudsætninger* som kan findes på [Energinetts hjemmeside](#). I dette afsnit beskrives nøgleantagelser og resultater af dekomponeringen for udvalgte parametre.

#### Distribueret forbrug og produktion

Som et nøgletal, der kan bruges til at repræsentere dekomponeringen af en række af forudsætningerne, præsenteres udviklingen i produktionsoverskud på stationsniveau baseret på AF22 på Figur 7. Produktionsoverskuddet er her defineret som den installerede distribuerede VE-kapacitet fratrukket maksimaleffekten for det distribuerede forbrug. Det distribuerede forbrug omfatter det klassiske forbrug, individuelle varmepumper og vej- og søtransport, og den distribuerede VE-kapacitet omfatter sol og landvind. Maksimaleffekten henviser til det maksimale forbrug for hver enkelt kategori. Hvis produktionsoverskuddet er negativt (gul cirkel), betyder det, at eltransmissionsnettet i mange timer vil skulle transportere elektricitet ind til området, og det vil typisk være forbruget, der er dimensionerende for behovet i eltransmissionsnettet. Hvis produktionsoverskuddet er positivt (grøn cirkel), betyder det, at eltransmissionsnettet ofte vil skulle transportere produktion væk fra området, og det vil typisk være produktionen, der er dimensionerende i det område. Havvind påvirker eltransmissionsnettet anderledes end den generelle udvikling, da der er tale om store produktionskapaciteter, der typisk tilsluttes på 400 kV-niveau. Derfor behandles havvind separat senere i dette afsnit.

Af Figur 7 fremgår det, at der allerede i dag er områder, hvor der er væsentligt mere produktionskapacitet end maksimalt forbrug. Det gælder fx Lolland og dele af Syd- og Vestsjælland i Østdanmark og i Vestdanmark, dele af Nord-, Syd- og Vestjylland. Frem mod 2040 ses det, at det ligeledes er i disse områder, at produktionsoverskuddet stiger. Stigningen skyldes især den stigende solcellekapacitet, hvor en række VE-udviklere viser stor interesse for at opstille anlæg i områderne. Denne viden er anvendt i dekomponeringen af fremskrivningen fra AF22. Det vil også fremadrettet være omkring Hovedstadsområdet, Nordsjælland og omkring de store byer, at der ses det største underskud.





Figur 7 Produktionsoverskud på stationsniveau, jf. dekomponering af AF22. Forbrugsdækning er her forstået som distribueret vedvarende energi (sol og landvind) fratrukket summen af maksimaleffekt for distribueret forbrug (klassisk, vej- og søtransport og individuelle varmepumper). Cirklene er farvet ud fra, om der er over- (grøn) eller underskud (gul) af produktionskapacitet på stationen. Cirklernes størrelse viser størrelsen af produktionsover- eller underskud.

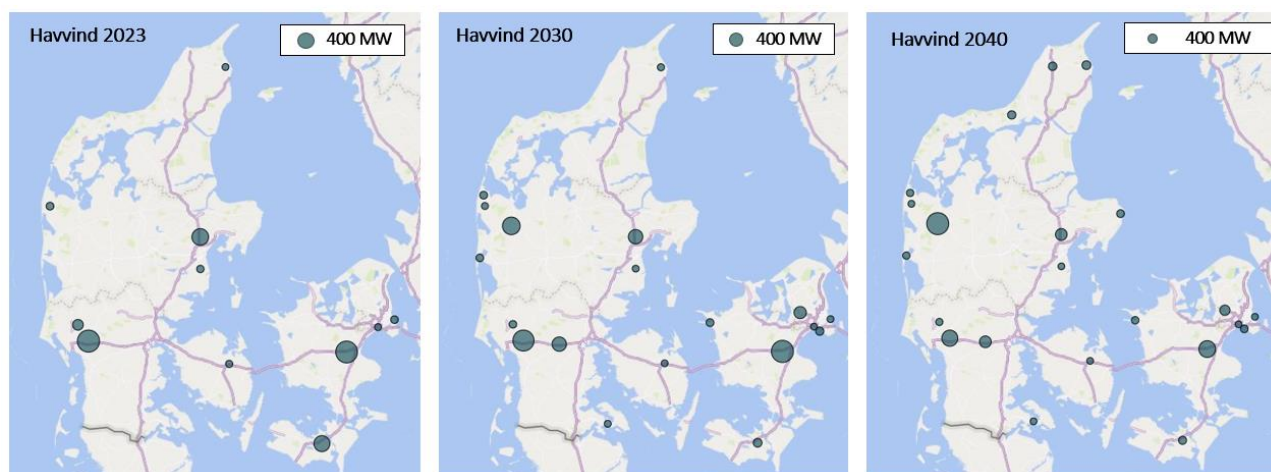
## Havvind

Ud over den distribuerede udvikling, som er illustreret på Figur 7, vil udviklingen af hav- og kystnær vind, hvor større produktionskapacitet tilsluttes i et punkt, også have betydning for de krav, der stilles til eltransmissionsnettet. På Figur 8 ses, hvordan kapaciteten og fordelingen heraf udvikler sig fra 2023 til 2050. Figuren viser de stationer, som kapaciteten antages tilsluttet i. Fra i dag og frem til og med 2030 er de største ændringer parkerne Thor, Hesselø, Kattegat II, Kriegers Flak II, Energiø Bornholm og Nordsø-parkerne, jf. Klimaaftalen om grøn strøm og varme 2022. Det er en total udbygning med 10 GW havvindkapacitet for disse projekter.

For Nordsø-parkerne er det forudsat, at der tilsluttes 2 GW i 400 kV-station Endrup og 1 GW i 400 kV-station Idomlund. Kattegat II forudsættes tilsluttet i 400 kV-station Trige, mens Kriegers Flak II forudsættes tilsluttet i en ny station nær Køge.

Energiøerne er taget med i den ilandføringskapacitet, der er forudsat i AF22 med 1,4 GW og 1,2 GW fra henholdsvis Energiø Nordsøen og Bornholm. Energiø Bornholm tilsluttes i 400 kV-station Solhøj, en ny station som har fået § 4-godkendelse, mens Energiø Nordsøen tilsluttes i 400 kV-station Revsing.

Efter etablering af energiøerne og de besluttede havvindmølleparker er den øvrige havvindudbygning forudsat som traditionelle radialtilsluttede havvindmølleparker placeret i Nordsøen og jævnt fordelt over de tre vestjyske 400 kV-stationer Endrup, Stovstrup og Idomlund. En del af kapaciteten er dog placeret på baggrund af ansøgninger om forundersøgelsestilladelse gennem åben-dør-ordningen. Der skal undersøges alternative muligheder for tilslutningen af parkerne, hvis eller når der bliver mere klarhed om dem – fx alternative metoder til at få ført produktionen længere ind i landet.



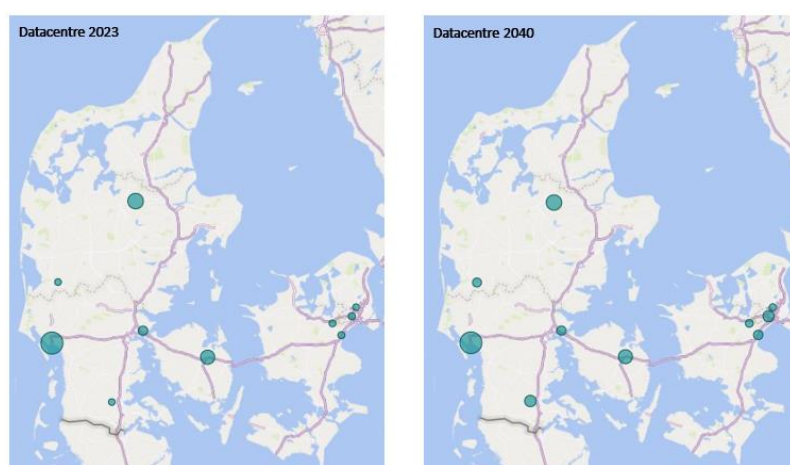
Figur 8 Hav- og kystnær vindkapacitet på stationsniveau, jf. dekomponering af AF22. Cirklernes størrelse viser den installerede kapacitet.

For de kystnære vindmølleparker, der opstilles efter åben-dør-ordningen, er der en række potentielle projekter i pipeline. Projekterne omfatter en betydeligt større kapacitet end den udvikling, der er forudsat i AF22. Ved dekomponeringen er kapaciteten i AF22 fordelt på nogle af de projekter, der er længst i åben-dør-processen. Kapaciteten er fordelt på projekterne Lillebælt Syd, Frederikshavn Havvindmøllepark, Aflandshage og Jammerland Bugt.

I afsnit 6.2 ses en liste over de forudsatte placeringer og tilslutningspunkter for hav- og kystnære vindmølleparker i AF22.

### Datacentre

Jf. AF22 er der en forventning om en betydelig stigning i elforbruget fra store datacentre i det danske elsystem. Dekomponeringen baserer sig på Energinets viden om potentielle projekter og placeringer, der har været interesse for fra aktører eller kommuner. På Figur 9 ses de placeringer, der er anvendt som en forudsætning for behovsanalysen.



Figur 9 Datacentres placering på stationsniveau, jf. dekomponering af AF22. Størrelserne er ikke angivet af hensyn til virksomhedsfølsomme oplysninger.

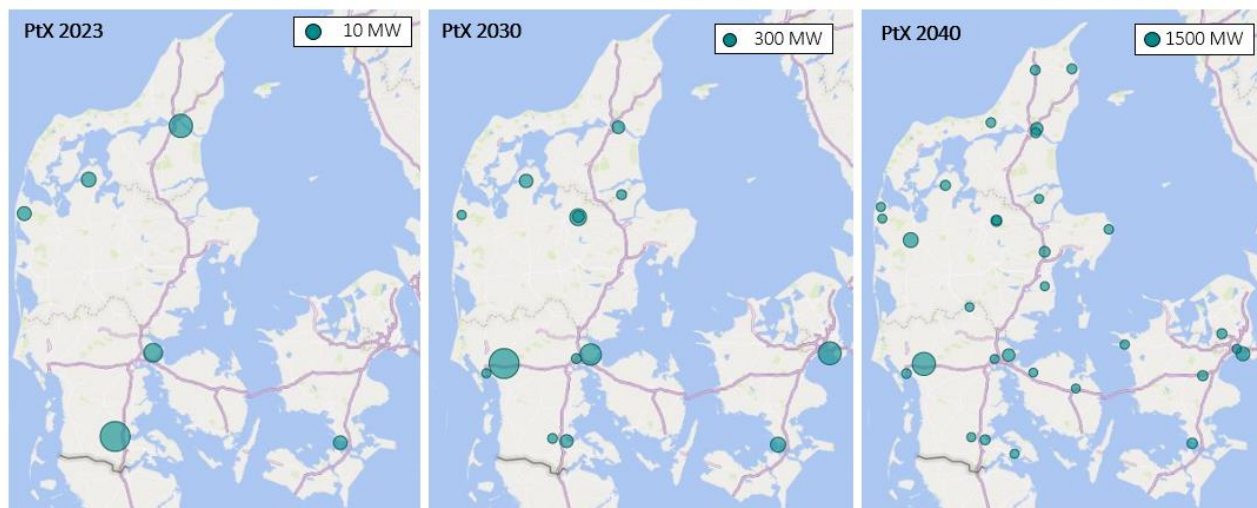
## Power-to-X

Power-to-X indgår i analyseforudsætningerne i AF22 som et elforbrug til Power-to-X-produkter. Der er mange usikkerheder om, hvilke faktorer der bliver drivende for placeringen af anlæggene. Til dekomponeringen af Power-to-X-fremskrivningen i AF22 er der anvendt tre overordnede fordelingsnøgler til hver sin delmængde af den samlede kapacitet:

- Kendte potentielle projekter som eksterne aktører har udmeldt ambitioner og planer om (se liste i "*Kendte mulige Power-to-X-projekter brugt til dekomponering*")
- Tilslutningspunkter for havvind
- Installeret kapacitet af sol og landvind

De sidste to punkter bygger på en forudsætning om en høj grad af samplacering, der bidrager til, at VE-produktionen anvendes der, hvor den produceres. Der er stor usikkerhed forbundet med den antagelse.

Resultatet af dekomponeringen kan ses på Figur 10. Den valgte tilgang til dekomponeringen vil på nogle områder give et optimistisk billede af belastningen i nettet. Det skyldes, at en del af kapaciteten placeres steder med høj VE-produktion, hvor Power-to-X-anlæggene kan bidrage til at reducere behovet for at transportere strøm væk fra området. Den effekt, Power-to-X har på eltransmissionsnettet, vil i sidste ende være meget afhængig af den geografiske placering af anlæggene. Power-to-X er desuden en ny type forbrug, der forventes at indgå i dimensioneringen af nettet på en anden måde end det klassiske forbrug. Blandt andet forventes Power-to-X-anlæg at have en vis grad af fleksibilitet, hvilket betyder, at de fx kan nedreguleres ved overbelastninger i elnettet. Der kan læses mere herom i *Planlægningskriterier*.



Figur 10 Power-to-X-kapacitet på stationsniveau, jf. dekomponering af AF22. Cirklernes størrelse viser den installerede kapacitet.

## 4. Temaanalyser

### 4.1 Temaanalyse: Stabilitet i elnettet

Dette afsnit beskriver Energinets opmærksomhedspunkter i forhold til opretholdelse af det nødvendige behov for systembærende egenskaber i elsystemet på kort og længere sigt.

Begrebet *systembærende egenskaber* omfatter de tekniske egenskaber, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet. Dette er fx spændingsregulering og kortslutningseffekt. Systembærende egenskaber leveres typisk af centrale kraftværker, synkronkompensatorer og i stigende grad af nye inverter-baserede anlæg (fx HVDC VSC-anlæg, solcelleanlæg og vindmølleparker).

Behovet for systembærende egenskaber er generelt begrænset i normaldriftssituationer, mens behovet i en ekstraordinær situation, karakteriseret ved fx en netfejl, vil være større. I begge situationer skal driften være sikker og stabil, og her er det kritisk, at elsystemets systembærende egenskaber er tilstrækkelige, herunder hensigtsmæssigt distribueret i eltransmissionsnettet.

#### Konsekvenser ved udbygning af elnettet

I takt med den hastige tilgang af vedvarende energi står eltransmissionsnettet over for en betydelig udbygning, som bringer en række tekniske udfordringer med sig, herunder opretholdelse af spændingsstabiliteten i elnettet.

Hvis spændingen ikke kan opretholdes inden for acceptable niveauer, kan det resultere i nedsat ydeevne eller endda beskadigelse af elektronisk udstyr. Statisk spændingsregulering er afgørende for at beskytte investeringer og sikre tilfredshed blandt slutbrugere. Dertil kan pludselige ændringer i belastningen forårsage spændingsudsving. Dette kan have skadelige konsekvenser for følsomt udstyr og endda forårsage udfald.

Udbygningen af eltransmissionsnettet medfører en tættere sammenkobling af hele elsystemet, hvilket bevirker, at spændingsdyk i forbindelse med netfejl, både indenlands og udenlands, udbredes over større afstande fra fejlstedet. Konsekvensen er, at flere producenter og forbrugere påvirkes under netfejl med risiko for udkobling, hvorved der opstår risiko for ubalancer mellem forbrug og produktion. Sådanne ubalancer udlignes momentant gennem vekselstrømsforbindelserne til udlandet, indtil de automatiske og manuelle reserver aktiveres, hvormed den opståede ubalance fjernes. Udbredelsen af spændingsdykkene kan i nogen grad reduceres ved etablering af anlæg med systembærende egenskaber, som lokalt kan opretholde spændingsstabiliteten.

Omvendt indebærer udbygningen af eltransmissionsnettet et mere stabilt elsystem i yderområderne, som mindsker konsekvenserne ved netmangler, hvilket normalt reducerer det lokale behov for anlæg med systembærende egenskaber. Dog er det værd at bemærke, at etableringen af produktionsanlæg typisk finder sted i yderområderne, hvor de ofte meget store transporter af elektrisk energi oftest foregår over længere afstande, hvormed der fortsat vil være lokale behov for anlæg med systembærende egenskaber for at kunne opretholde spændingsstabiliteten eller et tilstrækkeligt højt kortslutningsniveau af hensyn til stabil drift af fx de nye inverter-baserede produktionsanlæg.

#### Ændringen i produktions- og forbrugsapparatet

Centrale kraftværker har generelt været et nøgleelement i form af deres naturlige stabiliserende kapacitet (gridforming<sup>10</sup>), der sikrer stabilitet i elsystemet ved levering af inert, spændingsregulering og kortslutningseffekt. Den igang-

<sup>10</sup> Gridforming enheder kan oprette og regulere elnettets spænding og -frekvens – uafhængigt af andre enheder i elnettet.

værende udfasning af fossile brændsler til fordel for fx Power-to-X-anlæg, elkedler og varmepumper vil accelerere anvendelsen af inverter-baserede produktionsanlæg baseret på vedvarende energikilder i form af vindmølle- og solcelleparker.

Inverter-baserede produktionsanlæg er på nuværende tidspunkt ikke udstyret med gridforming kapabilitet, men er derimod gridfollowing<sup>11</sup>. Der vil derfor opstå en periode med et begrænset antal anlæg med gridforming kapabilitet, indtil dette er inkorporeret i de inverter-baserede anlæg. Hvis der ikke er tilstrækkelig med systemstyrke i elnettet i form af kortslutningsniveau fra anlæg med gridforming kapabilitet, kan det påvirke anlæggenes kontrolsystemer, så de ikke kan operere stabilt ved fuld effekt. Desuden kan der opstå interaktioner mellem gridfollowing anlæg, hvis der ikke er tilstrækkelig systemstyrke, eller kontrolsystemerne ikke er tunet korrekt. Energinet skal således sikre den nødvendige systemstyrke i eltransmissionsnettet, hvor dette sker i takt med den planlagte udbygning af eltransmissionsnettet ved etablering af netkomponenter, der kan levere det nødvendige niveau af systembærende egenskaber.

En særlig stabilitetsudfordring eksisterer i form af langsom spændingsgenopbygning på grund af ældre vindmøllers dynamiske egenskaber i forbindelse med netfejl, hvor disse vindmøller optager store mængder reaktiv effekt og dermed påvirker spændingsgenopbygningen negativt. Eftersom disse vindmølletyper oftest er tilsluttet i eldistributionsnettene i yderområderne, vil udfasningen af disse og etableringen af nye inverter-baserede anlæg forbedre spændingsgenopbygningen markant, givet deres evne til understøttelse af elnettet med systembærende egenskaber under netfejl og i normaldrift.

Omstillingen fra centrale og decentrale kraftværker med en planlagt energiproduktion til en fremtid domineret af distribuerede produktionsanlæg med betydelig uforudsigelighed og fluktuation i energiproduktionen vil give anledning til betydelige momentane effektændringer i elsystemet. Erfaringer fra eksisterende anlæg viser, at fluktuationer i vindmølleparkers energiproduktion er tilstrækkelig langsomme til at kunne håndteres enten manuelt eller gennem automatiske løsninger. Fluktuationer i solcelleparkeres energiproduktion er derimod typisk hurtig og stokastisk, fx i forbindelse med passerende skydække. Når solcelleparkeres anlægsstørrelse nærmer sig flere hundrede MW, kan der opstå betydelige spændingsvariationer i elnettet som følge af anlæggenes fluktuerende energiproduktion, hvis der ikke eksisterer tilstrækkelig dynamisk spændingsregulering. Dette forhold forventes håndteret af de inverter-baserede produktionsanlægs egne systembærende egenskaber til stabilisering af spændingsvariationerne og forholdet løbende evalueres i forhold til yderligere afhjælpende tiltag.

### **Energinets nuværende tilgang**

Energinets synkronkompensatorer og HVDC VSC-enheder spiller en stor rolle i forhold til regulering og stabilisering af spændingen i kritiske punkter i elnettet. Synkronkompensatorerne bidrager desuden med inert i og kortslutningseffekt til stabilisering af elsystemet.

Nye inverter-baserede produktionsanlæg vil i fremtiden indgå ved regulering og stabilisering af spændingen i elnettet ved udnyttelse af anlæggenes systembærende egenskaber. De nye inverter-baserede anlæg forventes tilsluttet transmissionsnettet i form af større enheder, hvorfor der vil blive etableret systembærende egenskaber i store dele af eltransmissionsnettet, specielt i yderområderne.

Der bliver i stigende grad implementeret automationsløsninger i elnettet til at kunne udnytte eltransmissionsnettet tættere på grænsen og mere effektivt. Automationsløsningerne kan omfatte automatisk nedregulering af produktions-

<sup>11</sup> Gridfollowing enheder synkroniserer deres effekt med elnettets spænding og frekvens og er derfor afhængige af gridforming enheder i elnettet.

anlæg og HVDC-forbindelserne samt automatisk ind- og udkobling af passive netkomponenter, fx reaktorer til understøttelse af spændingsgenopbygningen i forbindelse med driftsforstyrrelser. Automationsløsningerne benyttes desuden i normaldrift til statisk spændingsregulering og optimering af reaktiv effekt udveksling for anlæg med systembærende egenskaber.

Undersøgelse af behovet for systembærende egenskaber sker løbende, fx i forbindelse med Energinets langsigtede netplanlægning eller i sammenhæng med planlægning af kritiske netrevisioner. Hvis der måtte konstateres et ændret behov for systembærende egenskaber, vil der blive gennemført analyser med henblik på identifikation af den optimale løsning til realisering af dette behov, fx i form af etablering af supplerende anlæg med systembærende egenskaber eller i form af markeds- og driftsløsninger.

#### 4.2 Temaanalyse: Stigende kortslutningsniveau i elnettet

Historisk har der været en forventning om, at kortslutningsniveauet i Danmark ville være faldende, efterhånden som de centrale kraftværker udgik til fordel for vedvarende energi. Dette var baseret på en relativt beskedne elektrificering af samfundet. De massive forventninger til VE-udbygningen og nyt elforbrug har dog gjort, at denne tendens er vendt.

Der er tre primære årsager til denne udvikling:

- For det første forventes markant flere VE-anlæg tilsluttet elnettet. Så selvom bidraget fra det enkelte anlæg er lavere end for et centralt kraftværk af samme størrelse, vil den større mængde øge det samlede bidrag.
- For det andet medfører de mange VE-anlæg, at elnettet skal udbygges ganske betydeligt. Jo længere væk fra et givent anlæg en kortslutning hænder, jo lavere er bidraget fra anlægget. Flere forbindelser og transformere binder nettet tættere sammen og øger dermed bidraget fra de enkelte anlæg i et punkt.
- Derudover udbygges der også yderligere 400 kV-forbindelser til Tyskland, som gennemgår den samme udvikling som i Danmark.

Eltransmissionsnettet i Danmark er historisk dimensioneret til 40 kA. Det stigende kortslutningsniveau gør dog, at der vil være områder, hvor designgrænsen ikke kan overholdes. Hvis designgrænsen overskrides, er der risiko for, at anlæg beskadiges i forbindelse med fejl, hvilket kan medføre lange udetider, med betydning for forsyningsikkerheden. Mere kritisk kan det have betydning for personsikkerheden for de personer, som befinder sig i nærheden af det elektriske anlæg, når fejlen indtræder.

På kort sigt forventes kortslutningsniveauet at overstige 40 kA i enkelte 400 kV-stationer i det sydlige Jylland, specifikt 400 kV-stationerne Kassø, Endrup, Revsing og Landerupgård. Der er påbegyndt projekter, som skal håndtere denne udfordring. På længere sigt forventes det at udbrede sig til større dele af eltransmissionsnettet.

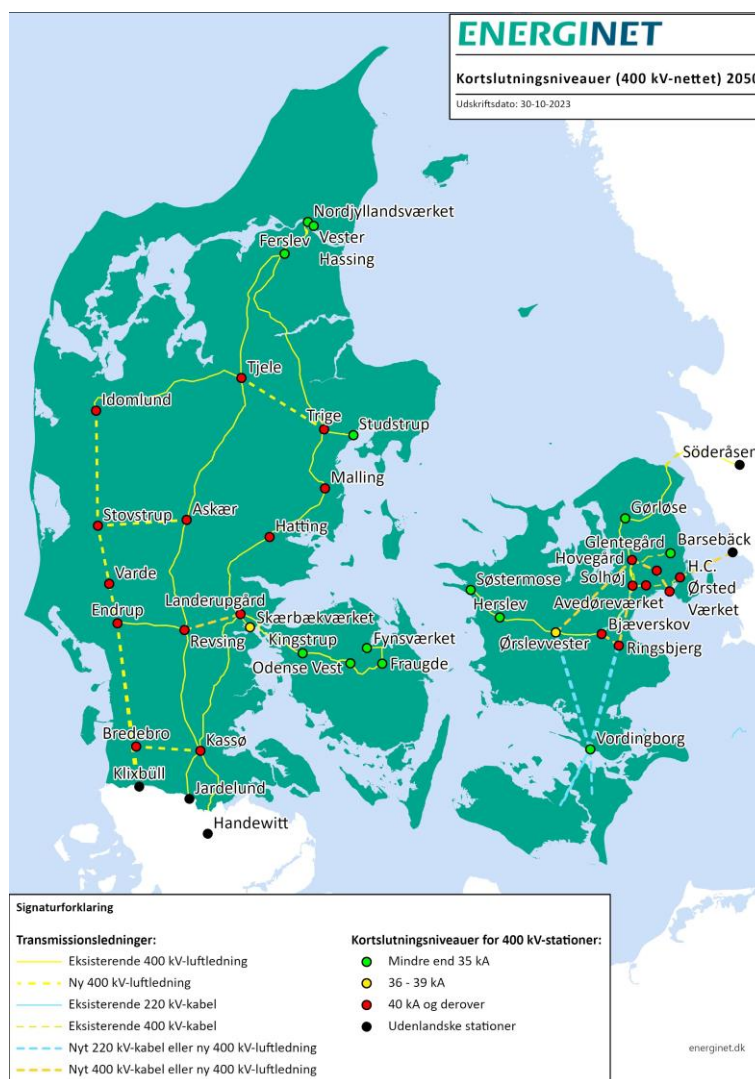
I 132-150 kV-nettet forventes kortslutningsniveauet som udgangspunkt at kunne holdes under designgrænsen. Det forventes dog at kræve en anden tilgang til den langsigtede planlægning, fx ved at bryde den formaskning, som også har karakteriseret disse spændingsniveauer og i stedet drive 132-150 kV-nettet som øer. Det vurderes ikke muligt at holde kortslutningsniveauer under 40 kA i 132-150 kV stationer, hvor der også er transformering til 400 kV, da den stigende VE-udbygning og elektrificering også kræver markant mere transformering i dette snit.

Energinet analyserer løbende kortslutningsniveauet i eltransmissionsnettet og udgiver et offentligt kortslutningskatalog på hjemmesiden<sup>12</sup>. Nedenfor ses resultatet af den seneste analyse af kortslutningsniveauer i 400 kV-nettet. Analysen er baseret på AF21 og den Langsigtede Netstruktur for Eltransmissionsnettet 2022. De stigende forventninger til VE-

<sup>12</sup> <https://energinet.dk/el/eltransmissionsnettet/kortslutningskatalog/>



udbygningen i forbindelse med AF22, og deraf afledte netudbygninger, forventes at øge kortslutningsniveauet yderligere.



Figur 11 Visualisering af det forventede kortslutningsniveau i 400 kV-stationerne i Danmark i 2050.

Alle elektriske anlæg skal være kortslutningssikrede. Det er dermed et element, som Energinet skal forholde sig til.

#### 4.3 Temaanalyse: Direkte linjers påvirkning på de langsigtede behov

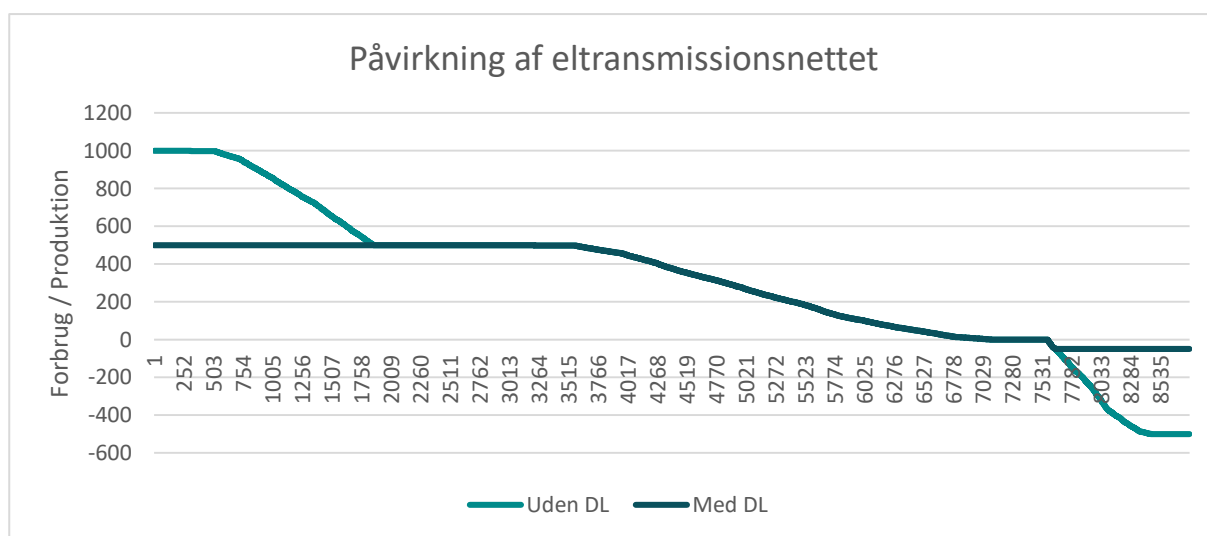
Den øgede elektrificering gør, at omkostningerne til elinfrastruktur er stigende. Ligeledes medvirker omstillingen af elproduktionen til hovedsageligt sol og vind, at afstanden mellem forbrug og produktion øges. Der er derfor behov for massive investeringer for at understøtte det stigende behov for transport af elektricitet mellem forbrugere og producenter. På baggrund af dette er Energinet ved at modernisere tarifdesignet, så elforbrugere og -producenter i højere grad opkræves for den maksimale påvirkning, de påtrykker eltransmissionsnettet, nemlig den kapacitet et anlæg ønskes tilsluttet med.

Med bekendtgørelsen for direkte linjer, Bekendtgørelse 437, blev det i foråret 2023 muligt for et forbrugsanlæg og et produktionsanlæg at etablere en samlet tilslutning til det kollektive elnet. Dermed er rammerne sat for, at en stor del af energien fra produktionsanlægget kan forbruges bag måleren, som dermed ikke påvirker det kollektive elnet. Anlægs-ejerne kan dermed opnå en tariffbesparelse ved ikke at ønske samme høje kapacitet fra det kollektive elnet. En anden afledt fordel er desuden, at det skaber incitament til, at forbrug og produktion placeres geografisk samlet, så energien ikke skal transporteres over samme lange afstande.

I et tilfælde hvor der er etableret en havvindmøllepark på 1.000 MW og et forbrugsanlæg, fx Power-to-X, på 500 MW. Hvert anlæg drives selvstændigt, og der er ikke nødvendigvis nogen samtidighed mellem de to anlæg. Den maksimale påvirkning af eltransmissionsnettet er dermed et sted mellem 1.000 MW produktion og 500 MW forbrug, hvilket er ganske betydeligt.

Når de to anlæg i stedet tilsluttes med en direkte linje, skal der aftales en samlet kapacitet mod eltransmissionsnettet. Dette kunne være ved, at produktionskapaciteten skal være det, som forbrugsanlægget ikke kan forbruge, altså de resterende 500 MW, og at der er behov for en mindre forbrugskapacitet til at holde visse interne processer i gang, fx 50 MW.

Ud fra en havvindsprofil og en forbrugsprofil for et anlæg med et højt antal fuldlasttimer kan en varighedskurve se ud som i Figur 12.



Figur 12 Påvirkning af eltransmissionsnettet henholdsvis med og uden direkte linjer.

Som det ses af Figur 12, reduceres den samlede påvirkning af eltransmissionsnettet ganske betydeligt. Det vil givetvis være en mindre del af forbruget som ikke kan forsynes, men samtidig er det i timer med lav produktion fra vedvarende energi, hvor energien må forventes at være forholdsvis dyr. Ligeledes er der en del af produktionen, som ikke vil kunne afsættes, men med denne simple betragtning vil det kun være tilfældet for ca. 10-15 pct. af den samlede årlige produktion fra vindmølleparken. Dette må ligeledes forventes at være i timer med meget høj produktion fra vedvarende energi – og dermed lave elpriser.

I eksemplet er der blot taget udgangspunkt i varighedskurver for to anlæg, som er tilsluttet enkeltvis. Det må forventes, at anlægsejerne vil forsøge at afpasse forbrugsmønstret, så der er større samtidighed med produktionen, hvorfor det samlede årlige forbrug ikke nødvendigvis ændrer sig væsentligt.

Direkte linjer forventes således at reducere den samlede belastning af eltransmissionsnettet, og dermed mindske behovet for netudbygninger. Det er endnu uvist i hvor høj grad dette vil være tilfældet, og direkte linjer er desuden kun i begrænset omfang inddraget i analyseforudsætningerne.

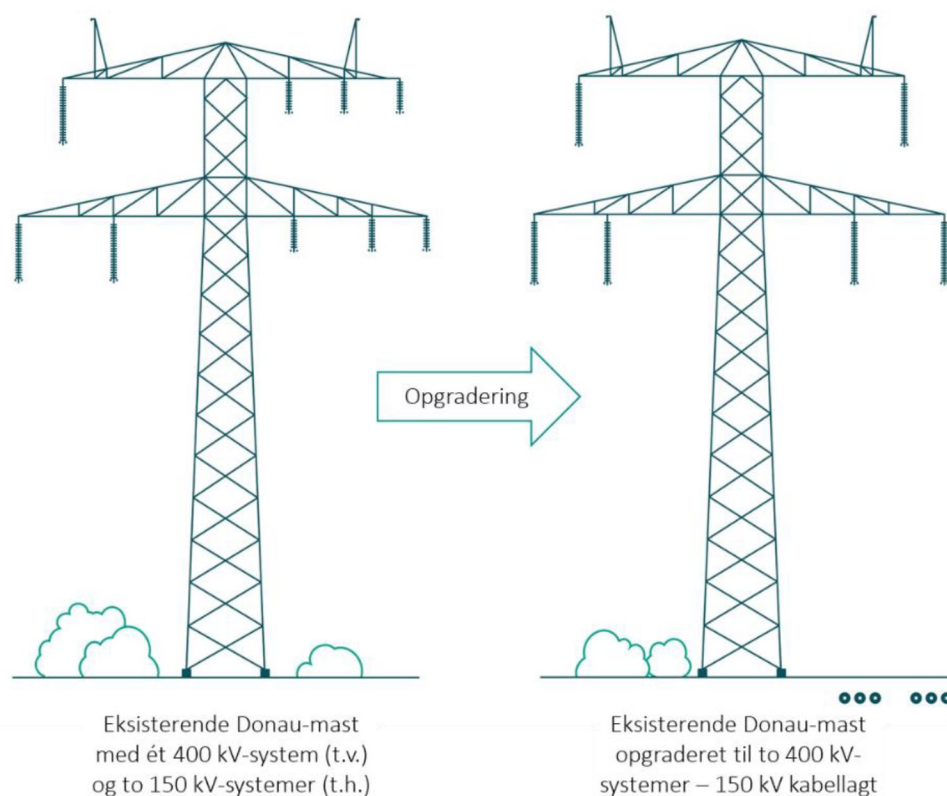
#### 4.4 Temaanalyse: Udvidelse af grundstrukturen er grundlaget for øget VE

Som det fremgår af den geografiske gennemgang i denne rapport, så er det danske transmissionsnet relativt hårdt belastet og har en begrænset ledig kapacitet. Disse begrænsninger i nettet kan hæmme den grønne omstilling, da der dermed ikke nødvendigvis er ledig kapacitet til, at et givent VE-anlæg kan tilsluttes nettet inden for en acceptabel tidshorisont. Samtidig er den grønne omstilling og de store mængder vedvarende energi og Power-to-X, der dels er kommet de senere år, dels men som også i langt højere grad er på vej, den primære driver ift. at presse transmissionsnettet på sigt. Det betyder, at Energinet har et behov for at udbygge grundstrukturen nettet for ikke at umuliggøre indfasningen af den nødvendige vedvarende energi.

For at formindske den begrænsende effekt af nettet på den grønne omstilling har Energinet besluttet et vigtigt princip om som udgangspunkt altid at indstille opgradering af eksisterende enkeltsystem 400 kV-forbindelser til dobbeltsystem, efterhånden som de står over for gennemgribende reinvestering. Det sker for at øge fleksibiliteten i nettet, så nettet i mindre grad bliver den begrænsende faktor.

Den første etape af udbygningen af grundstrukturen, som Energinet sætter i gang, er en opgradering af 400 kV-forbindelserne i Jylland, som samtidig står over for en gennemgribende reinvestering. Flere af strækningerne (i alt 412 km) udgøres i dag af kun ét 400 kV-system. Der er i forbindelse med reinvesteringen af disse forbindelser en unik mulighed for at opgradere disse forbindelser til dobbeltsystemer.

Der er flere fordele ved at opgradere eksisterende 400 kV-forbindelser fra etsytem til dobbeltsystem fremfor at etablere nye parallelle 400 kV-strækninger. Det er – som udgangspunkt – billigere at opgradere eksisterende 400 kV-strækninger end at etablere nye, da en del af de eksisterende elementer kan genanvendes, fx fundamenter.



Figur 13 På lidt mere end halvdelen af de eksisterende 400 kV-strækninger i Jylland er der Donau-master. Donau-master er anvendt i flere forskellige konfigurationer. T.v. ses en Donau-mast anvendt som kombi-mast, med to 150 kV-systemer på højre side og et 400 kV-system på venstre side. T.h. ses en Donau-mast med to 400 kV-systemer.

Lidt over halvdelen af de eksisterende etsystems 400 kV-forbindelser kan opgraderes til dobbeltsystem i samme tracé og på samme fundament og bidrager derfor med minimalt yderligere gene for eksisterende lodsejere og naboer. Opgradering af eksisterende forbindelser vil derudover ikke lægge beslag på nye arealer.

Ud over at opgradere til dobbeltsystemer så ser vi også ind i, at det kan blive nødvendigt at etablere nye 400 kV-forbindelser. Dette afdækkes i den kommende rapport om den langsigtede netstruktur.

## 5. Behov for nye tiltag

Behovet for nye tiltag baserer sig på en analyse af konsekvenserne ved fejl og mangler i eltransmissionsnettet i givne driftssituationer. De tilladelige konsekvenser i forskellige situationer er beskrevet i Energinets netplanlægningskriterier, som er beskrevet i *Planlægningskriterier*. Driftssituationerne analyseres ved brug af markedsbalancer.

Markedsbalancerne baserer sig på Energinets simuleringer af elspotmarkedet i værktøjet SIFRE. SIFRE simulerer spotmarkedet og giver et bedste bud på, hvordan forbrug, produktion og marked spiller sammen time for time for et givent år. Herved opnås 8.760 markedsbalancer for hvert analyse år. En samlet netanalyse af disse kaldes en årskørsel.

Markedsbalancerne anvendes til den primære behovsafdækning, fordi disse muliggør opgørelse af hyppigheden af de identificerede overbelastninger og dermed den energimængde, der ligger i de enkelte overbelastninger. Dette kan bruges til både at vurdere sandsynligheden for, at overbelastningen forekommer, og hvor kritisk den enkelte overbelastning er for systemet.

Markedsbalancerne benyttes hovedsageligt til identifikation ved intakt net eller ved planlagt eller uplanlagt udkobling af én vilkårlig komponent i eltransmissionsnettet – en såkaldt N-1 analyse. N-1 analyserne understøtter primært indpassning af vedvarende energi, som forventes af være dimensionerende for behovene i størstedelen af eltransmissionsnettet.

Til forsyning ved forbrug er der som udgangspunkt højere forventninger til leveringssikkerhed end for produktionsanlæg. Generelt er der en forventning om, at eltransmissionsnettet fortsat kan forsyne forbrug ved udkobling af to vilkårlige netkomponenter (N-2). Størstedelen af den fremtidige forbrugstilgang, fx Power-to-X-anlæg eller elkedler, forventes dog at have en vis grad af fleksibilitet. Det understøttes af nye netprodukter med begrænset netadgang, som giver Energinet mulighed for at afbryde hele eller dele af anlægget i forbindelse med begrænsninger i eltransmissionsnettet. Hvorvidt disse fremtidige anlæg vil benytte sig af fx begrænset netadgang, eller om de på andre måder er fleksible, er endnu ukendt. Der er derfor ikke udarbejdet N-2 analyser i forbindelse med behovsanalysen – det foretages først, når de konkrete anlæg igangsætter processen for nettilslutning, eller når Energinet af andre grunde undersøger behovet i et mere afgrænset område. Til brug for analyser til forsyning af forbrug i kritiske nettilstande benyttes udvalgte driftsbalancer, typisk opsat ud fra historiske data eller udvalgte markedsbalancer.

### 5.1 Øvrige behov

De foregående beskrevne tre typer behov omfatter størstedelen af de behov, Energinet ser ind i. Der kan dog også være andre typer behov, der kan medføre iværksættelse af nye tiltag. Det gælder fx:

- Reaktiv kompensering
- Sektionering af stationer
- Beredskabsmæssige tiltag.

Behov for denne nye type tiltag vurderes løbende, og løsningerne herpå vil blive inddraget i den langsigtede netstruktur, efterhånden som løsningerne identificeres.

Ud over disse andre typer behov kan de tekniske krav, der stilles til funktionaliteten af transmissionsnettet, også medføre en anden type behov, der skal håndteres i løsningsvalg.

I dette afsnit præsenteres de identificerede behov, hvor der kræves nye tiltag for at afhjælpe dem. Der analyseres på alle behov for nye tiltag i eltransmissionsnettet som følge af begrænsninger i nettilstrækkeligheden, med undtagelse af transformere i skillefladen mellem eltransmissions- og distributionsnettet. Behovet for disse vil være afhængigt af konkrete udviklinger i distributionsnettene og håndteres løbende i tæt samarbejde med det relevante distributionselskab.

Der sondres mellem kortsigtede behov (1-5 år) og langsigtede behov (5-20 år). På kort sigt er usikkerhederne omkring de identificerede behov mindre end for de langsigtede. Derudover vil løsningsrummet for de kortsigtede behov være et andet end for de langsigtede, idet det fx er meget begrænset, hvilke nye infrastrukturløsninger der kan bringes i spil inden for 5 år ud over det, der allerede indgår i netreferencen.

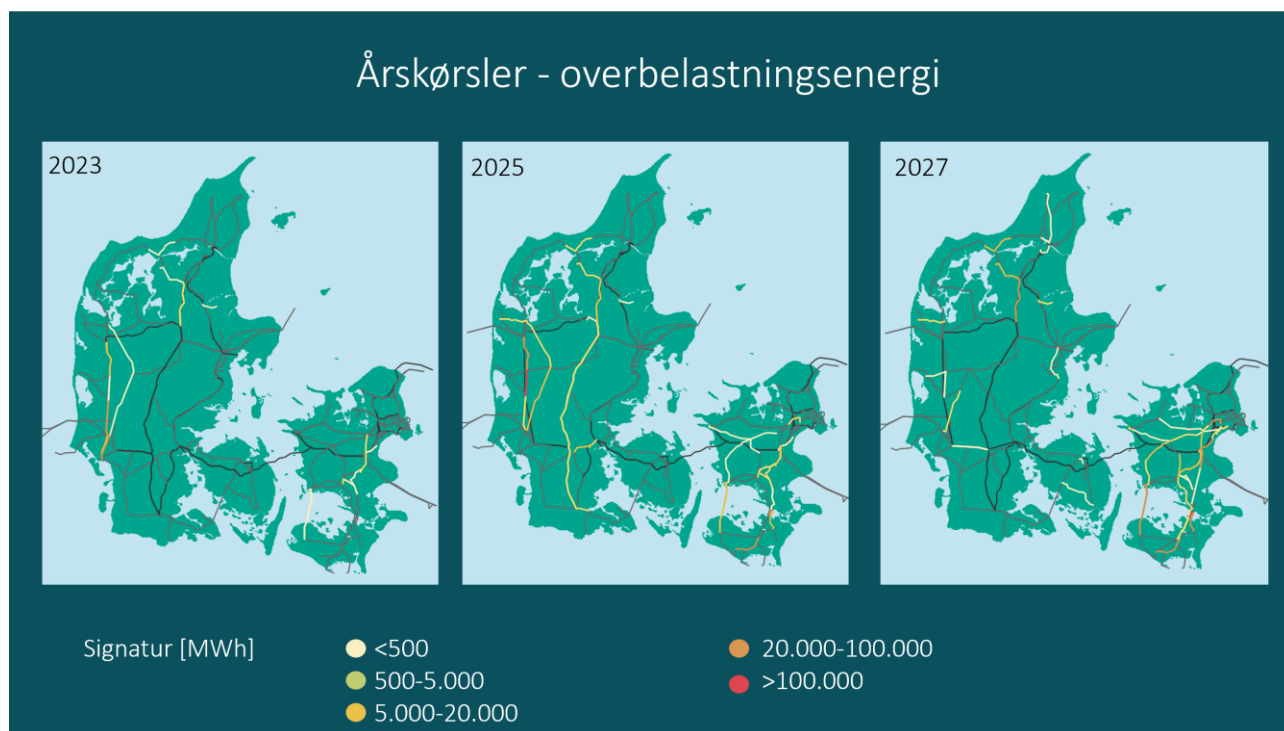
Indledningsvist præsenteres de kortsigtede behov på et overordnet niveau. Dernæst gennemgås de langsigtede behov – først på et overordnet niveau og derefter i flere detaljer for områder i eltransmissionsnettet.

## 5.2 Kortsigtede behov

På Figur 14 ses overbelastningsenergien under hensyntagen til en N-1 situation affødt af udviklingen i AF22 frem mod 2027. Heraf fremgår det, at der allerede på kort sigt er en række behov, der skal håndteres. I Vestjylland ses det, at en del af begrænsningerne i 2023 er afhjulpet i 2027, når den nye 400 kV-forbindelse på Vestkysten forventeligt er taget i drift. I praksis udmønter begrænsningerne i Vestdanmark sig i mindre omfang i dag, end analyserne viser, som følge af specialregulering, hvor blandt andet danske vindmølleejere betales for at nedregulere produktionen for at afhjælpe flaskehalse internt i det tyske transmissionsnet. I Østdanmark konstateres en række begrænsende forbindelser på Sydsjælland og mellem Sydsjælland og Lolland-Falster. Det er i overensstemmelse med, at det i få timer er nødvendigt allerede i dag at nedregulere noget af VE-produktionen på Lolland-Falster som følge af manglende kapacitet i eltransmissionsnettet til at transportere det væk fra området. Der er et projekt i gang i Energinet, som undersøger, hvordan mulighederne for at aftage VE-produktion i området kan øges.

De kortsigtede behov opstår hovedsageligt i situationer med overskud af VE-produktion i forhold til den tilgængelige kapacitet i nettet til at transportere det væk fra overskudsområdet. Der er brug for løsninger til at håndtere dette overskud allerede i dag og i stigende grad inden for den nærmeste årrække.





Figur 14 Overbelastningsenergi affødt af AF22 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Opgørelsen er lavet ud fra 15-minutters-belastningsgrænsen svarende til tilgangen i driften af systemet. Figuren findes i en forstørret version i Overbelastningskort.

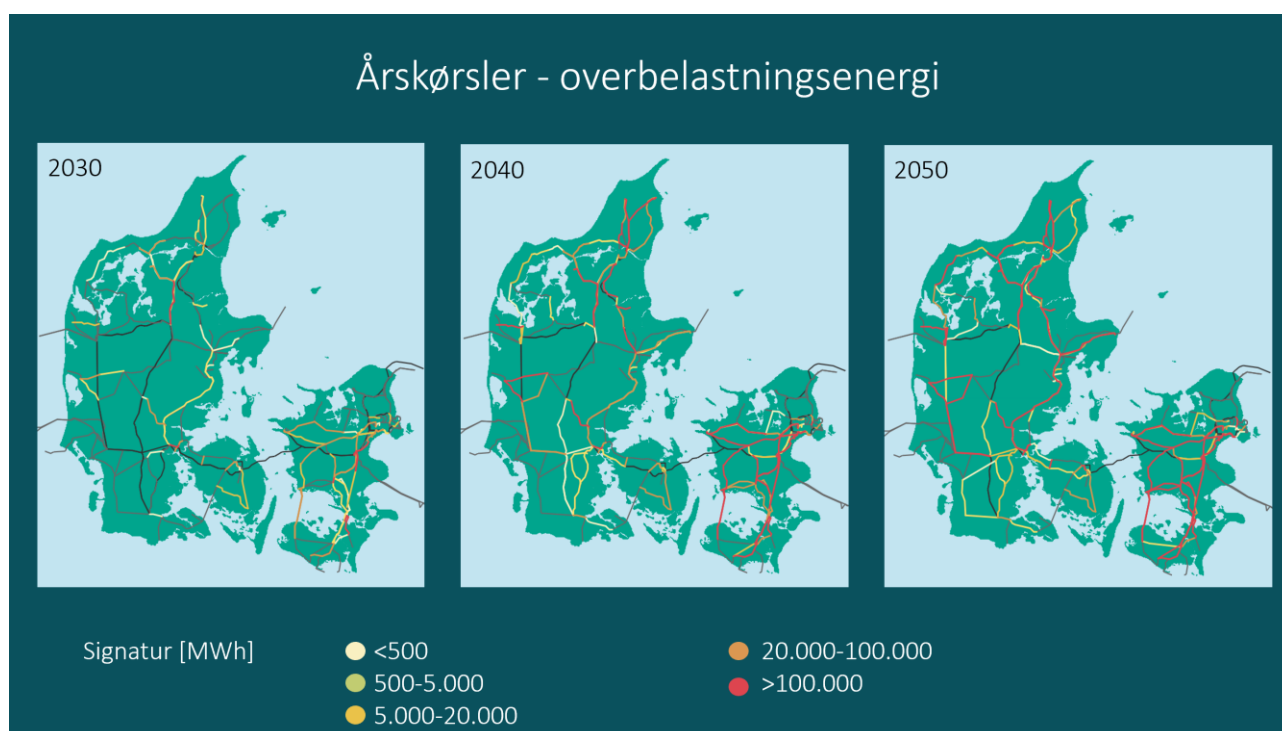
### 5.3 Langsigtede behov

Til at analysere de langsigtede behov anvendes de forskellige forudsætninger beskrevet i afsnit 3 i kombination. Indledningsvist præsenteres et overblik over de identificerede behov, hvorefter der udarbejdes en mere detaljeret analyse af behovene i forskellige delområder.

#### Samlet overblik over langsigtede behov

Som nævnt er det årskørslerne, der bruges til den primære behovsafdækning. Her kan både intakt net og N-1 situationer være udslagsgivende for et behov. I de fleste tilfælde vil det dog være en N-1 situation, der afføder det største behov.

På Figur 15 ses overbelastningsenergien for komponenter, der belastes over deres belastningsevne i en årskørsel baseret på udviklingen i AF22, hvor der tages hensyn til N-1. Af kortene fremgår tydeligt en stigning i behovene over tid, efterhånden som både forbruget og VE-produktionskapaciteten stiger. Ud over de begrænsninger, der er identificeret her, kan der løbende opstå behov for etablering af nye stationer til tilslutning af nyt forbrug og produktion.



Figur 15 Overbelastningsenergi affødt af AF22 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Markering af nye allerede godkendte forbindelser er tegnet ind som lige streger imellem de to stationer og repræsenterer ikke det forventede tracé – det gælder den nye 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Stovstrup. Figuren findes i en forstørret version i Overbelastningskort.

For forsyning af forbrug vil det typisk være hensynet til N-2, der er dimensionerende og dermed også afføder de største begrænsninger. Det er ikke undersøgt, hvorvidt den fremtidige forbrugstilgang fortsat kan forsynes, når der er udfald af én eller flere komponenter i eltransmissionsnettet. Der er stor usikkerhed om, hvilken leveringssikkerhed disse nye forbrugstyper ønsker, hvorfor dette som udgangspunkt først undersøges i forbindelse med en konkret nettilslutning. Ligeledes findes der allerede i dag nogle håndtag i driften, som kan tages i brug i N-2 situationer. Generelt konstateres stigende behov, efterhånden som elektrificeringen øges. Det er især i Københavnsområdet, på Fyn og langs den østjyske kyst, at forsyning af forbrug kan give begrænsninger.

Da analyserne er udarbejdet på årskørslerne, er det vanskeligt entydigt at sige, om overbelastninger skyldes transit eller fx aftag af VE-produktion. Ligeledes kan der være nogle specifikke driftshåndtag, der kan tages i brug i de analyserede udfaldssituationer til at afhjælpe overbelastningerne, som ikke er taget med i disse analyser. Det kræver derfor en nærmere analyse af de enkelte overbelastninger at vurdere, om der skal iværksættes nye tiltag for at håndtere dem, og hvad disse i så fald skal være.

I de efterfølgende afsnit analyseres behovene mere detaljeret i de enkelte områder af nettet. Dette gøres til dels på et overordnet niveau for det enkelte område, dels ved at fremhæve nogle af komponenterne med den største begrænsning i området og udarbejde en dybdegående analyse af disse behov.

#### 5.3.1 Vestjylland (og Nordvestjylland)

Der er stor usikkerhed om tilgangen af nyt forbrug i området frem mod 2030. En stor del af stigningen er drevet af Power-to-X-anlæg, hvor der blandt andet er kendskab til to konkrete projekter ved Esbjerg på hver 1 GW. Disse er ikke fuldt ud indfaset i forudsætningerne i perioden frem til 2030, ligesom der kan være usikkerhed om, hvilket år de går i

drift. Den efterfølgende stigning frem mod 2050 forventes at være af markant større størrelsesorden og er baseret på endnu ukendte Power-to-X-anlæg. De øvrige forbrugskategorier bidrager minimalt til det samlede behov, men kan være betydende for lokale løsninger.

På kort sigt forventes betydelig udvikling i både solcelleanlæg og havvindmølleanlæg. Havvindmølleparken Thor er ved at blive nettilsluttet, ligesom der er besluttet udbud af yderligere 3 GW havvind i Nordsøen. Tilgangen i solcellekapacitet er på kort sigt i samme størrelsesorden. På langt sigt forventes fortsat markant tilvækst i solcellekapaciteten, men dette overstiges af havvindudbygningen. Den enorme tilvækst i havvind beror på forventninger om udnyttelse af havvindpotentialiet i Nordsøen. Der er dog usikkerheder, med hensyn til hvor meget havvind, der udbygges, og hvor meget der rammer eltransmissionsnettet på grund af fx direkte linjer. Ligeledes er der potentiale for, at en del af havvindudbygningen kan blive med brint-møller, som dermed ikke er tilsluttet elnettet.

Der observeres begrænsninger flere steder i området.



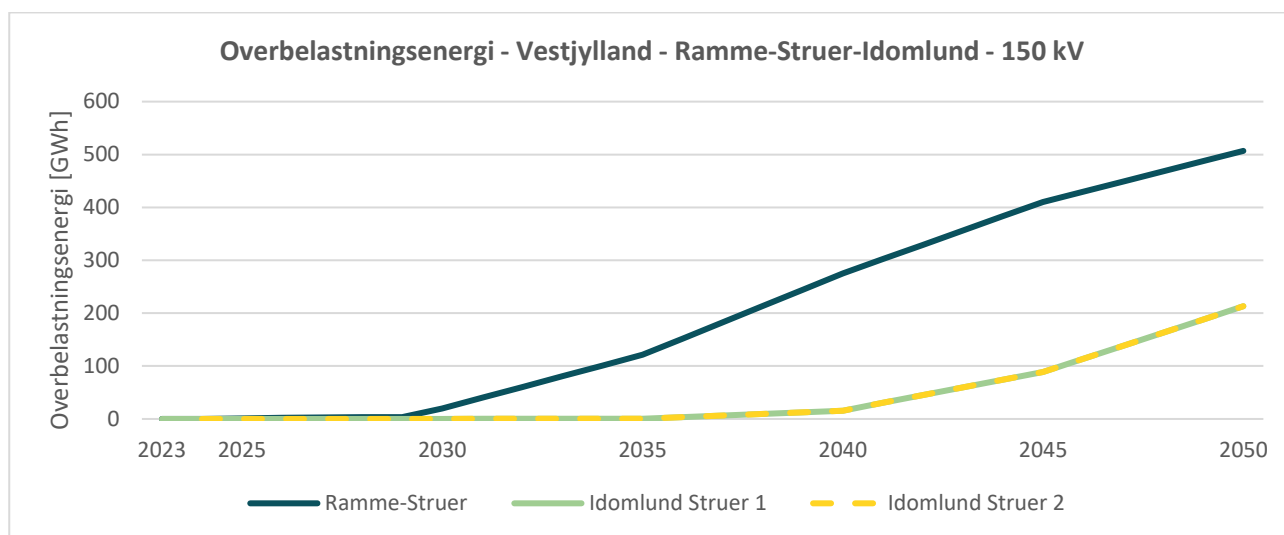
Figur 16 Netreferencen i Vest- og Nordvestjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF22 2050 – udklip fra Figur 15. Den nye, men godkendte 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund er tegnet ind som lige streger mellem stationerne og repræsenterer ikke det forventede tracé.

### Nordvestjylland:

Begrænsningerne i Nordvestjylland (Thy-Mors) er relativt små og optræder primært først efter 2040. Området er kabellagt, og med de nuværende forudsætninger er der på kort sigt ikke behov for forstrækninger. Udviklingen i forudsætningerne skal følges, så langsigtede tiltag kan planlægges i fald forudsætninger rykker sig.

### Ramme-Struer:

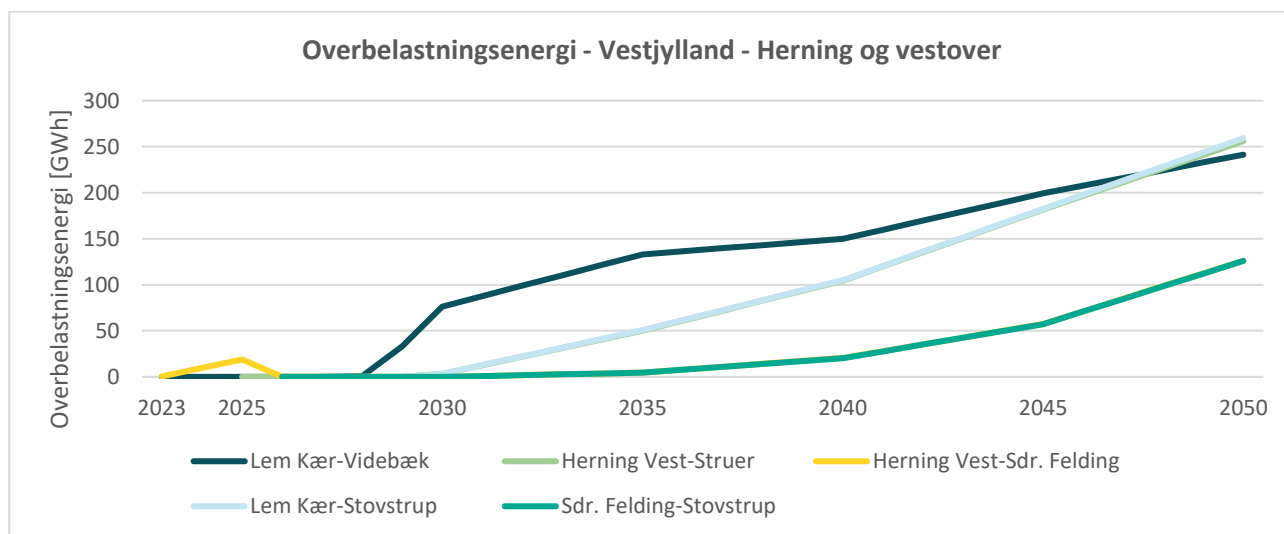
Begrænsningerne i linjen fra Ramme til Struer begynder fra ca. 2030 og skyldes forventningerne til udbygning af sol omkring Ramme. Der er dog to stationer i området omkring Ramme, henholdsvis Engbjerg og Volder Mark, hvor Thor Havvindmøllepark tilsluttes. Eventuel ledig kapacitet i disse kan muligvis afhjælpe behovene mod Ramme på kort sigt. Dobbeltlinjen fra Struer til Idomlund er begrænsende på langt sigt, men vil blandt andet også afhænge af, hvor meget der nettilsluttes i fx Ramme.



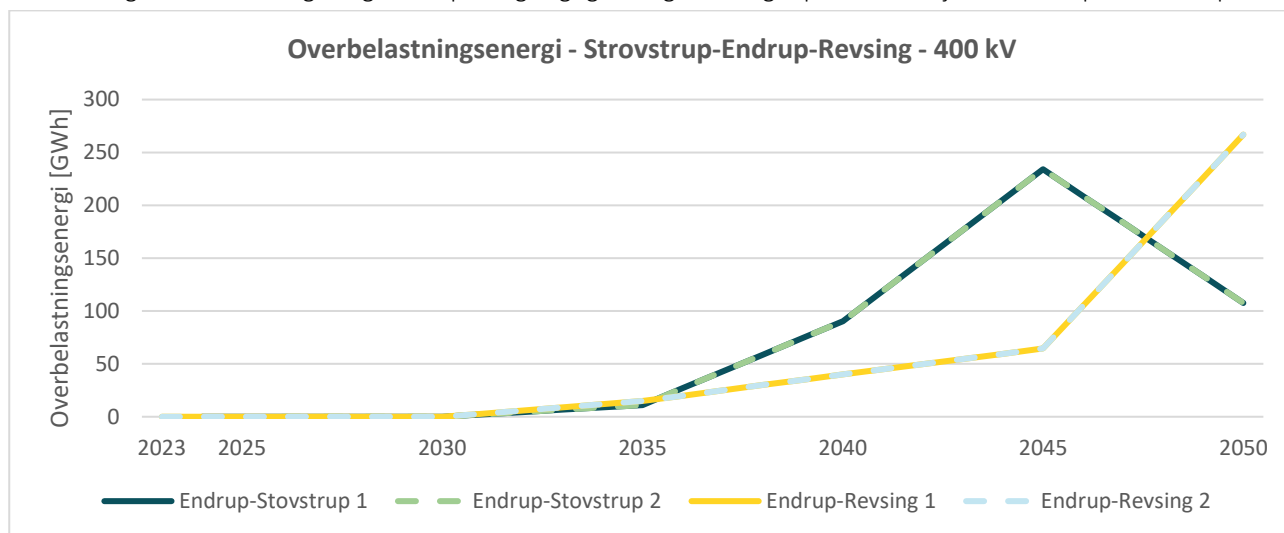
### Fra Lykkegård til Idomlund:

150 kV-luftledningerne mellem Lykkegård og Idomlund er begrænsende på kort sigt. Det er besluttet, at disse kabellægges i forbindelse med opgradering af 400 kV Endrup-Idomlund til dobbeltsystem. Frem til dette er færdigetableret vil eventuelle begrænsninger afhjælpes med fx driftshåndtag.

Den nye netstruktur i området bevirker, at der ikke længere er mulighed for nord/syd transit i 150 kV-nettet. På langt sigt vil der opstå betydelige begrænsninger i 150 kV-nettet fra Herning og vestover. Det kan linkes sammen med en forventning om +2.000 MW sol fra 2030 og frem.



Forventningerne til solanlæg vil ligeledes på langt sigt give begrænsninger på 400 kV-linjen fra Endrup til Stovstrup.



#### Snittet ud af området:

Generelt er hele området karakteriseret ved stort effektoverskud, der skal transporteres ud af området. Snittet fra Vestjylland mod øst og syd har tidligere være hårdt presset. Planlagte og udførte netudbygninger i både 400 kV- og 150 kV-nettet har dog afhjulpet en stor del af denne begrænsning. På langt sigt vil de stigende VE-udbygninger forventeligt give begrænsninger, specielt i 400 kV-nettet. Forudsætningerne bør følges, så konsekvenserne af begrænsningen kan imødegås i takt med ændrede forudsætninger – herunder også ændringer i mængden af Power-to-X.

#### Opsummering:

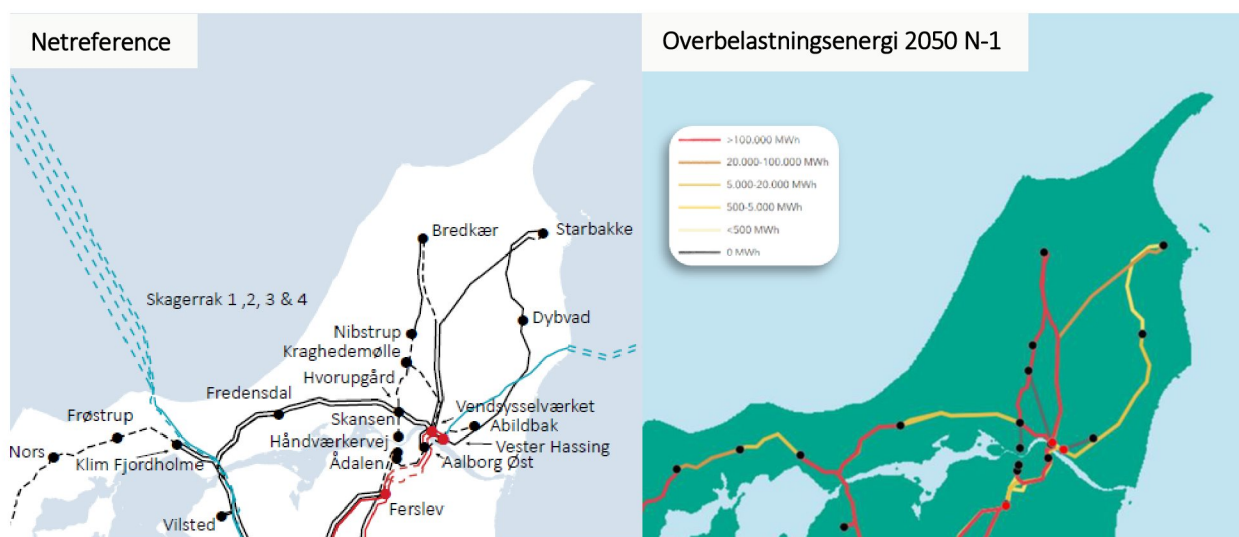
Behovene i området er primært drevet af VE-udbygningen, og Vestjylland forventes også fremover at have et markant effektoverskud. Allerede besluttede projekter i området, blandt andet opgradering af 400 kV Endrup-Idomlund samt dertilhørende kabellægning af 150 kV-nettet, løser udfordringerne på kort sigt. Der vil på langt sigt opstå nye udfordringer som følge af den markante stigning i produktionsoverskud. Der er store usikkerheder i de endelige behov. Dels er tilgang af nye forbrugsanlæg, særligt Power-to-X, med til at begrænse det samlede maksimale effektoverskud – der er dog store usikkerheder i, hvornår og i hvilket omfang disse realiseres, dels er en stor del af VE-kapaciteten drevet af havvindudbygning i Nordsøen, som dels er behæftet med en vis usikkerhed.



### 5.3.2 Nordjylland (til og med Aalborg)

Forbruget i området som helhed er domineret af markant vækst i tilgangen af Power-to-X-anlæg. De øvrige kategorier har kun en mindre udvikling. Derudover er der lokalt store usikkerheder om behovet for fx kapacitet til landstrøm i havnene i området – dette er ikke fuldt ud indarbejdet i forudsætningerne. Derudover er der en tendens til at termiske kraftværker undersøger muligheden for CCS-anlæg, som kan bidrage betydeligt til forbruget i området. Der er dog på nuværende tidspunkt ikke kendskab til, at dette skulle være aktuelt for Nordjyllandsværket. Uanset forventes CCS-kapaciteten ikke at være i samme størrelsesorden som VE-udbygningen.

På produktionsfronten forudsættes udviklingen drevet ligeligt af henholdsvis solcelleanlæg og havvindmøleanlæg. Der er dog betydelige usikkerheder i det samlede behov. På solcellefronten arbejdes der allerede nu på nettilslutning af solcelleanlæg, der modsvarer den udvikling der forventes frem mod 2050 i AF22. Behovet på kort sigt forventes derfor at stige betydeligt, ligesom slutmålet i 2050 forventes at blive øget. Havvindudbygningen er baseret på den interesse, der var for at udbygge havvind i området under åben dør-ordningen, som nu er lukket ned. Der er dermed stor usikkerhed om, hvorvidt og hvornår disse havvindpotentialer vil blive udnyttet.

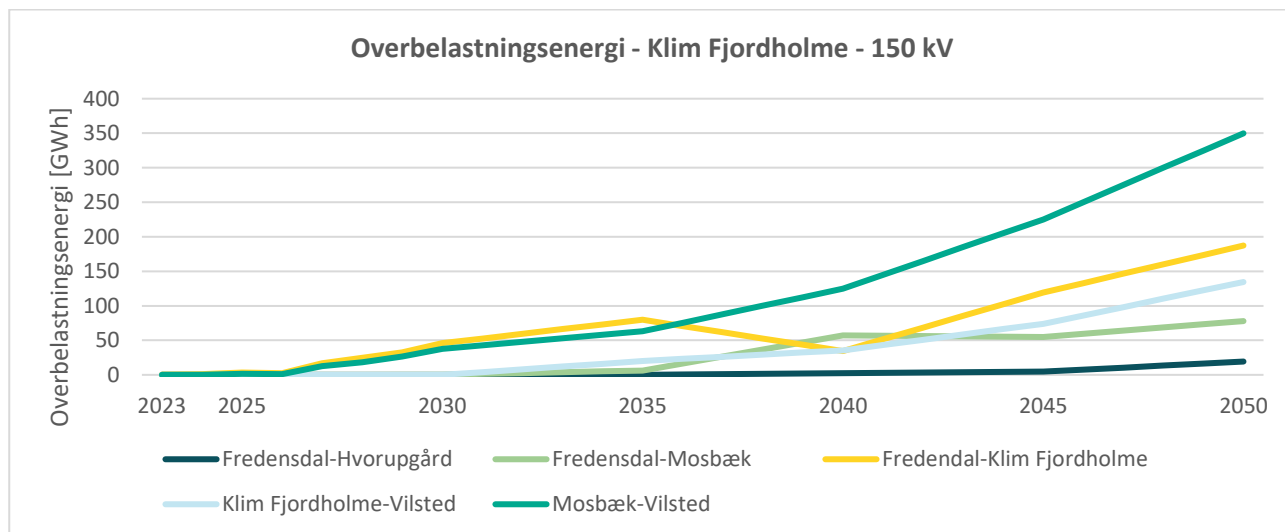


Figur 17 Netreferencen i Nordjylland sammenstillet med overbelastningsenergi under hensyntagen til N-1 i AF22 2050 – udklip fra Figur 15.

Området har ikke tidligere været præget af forventninger til større begrænsninger. Det er mærkbart vendt, efter der er blevet stor interesse for tilslutning af vedvarende energi samt Power-to-X i området. Begrænsninger er nu til stede i næsten samtlige linjer ud af området – specielt på langt sigt.

#### Sløjfen forbi Klim Fjordholme:

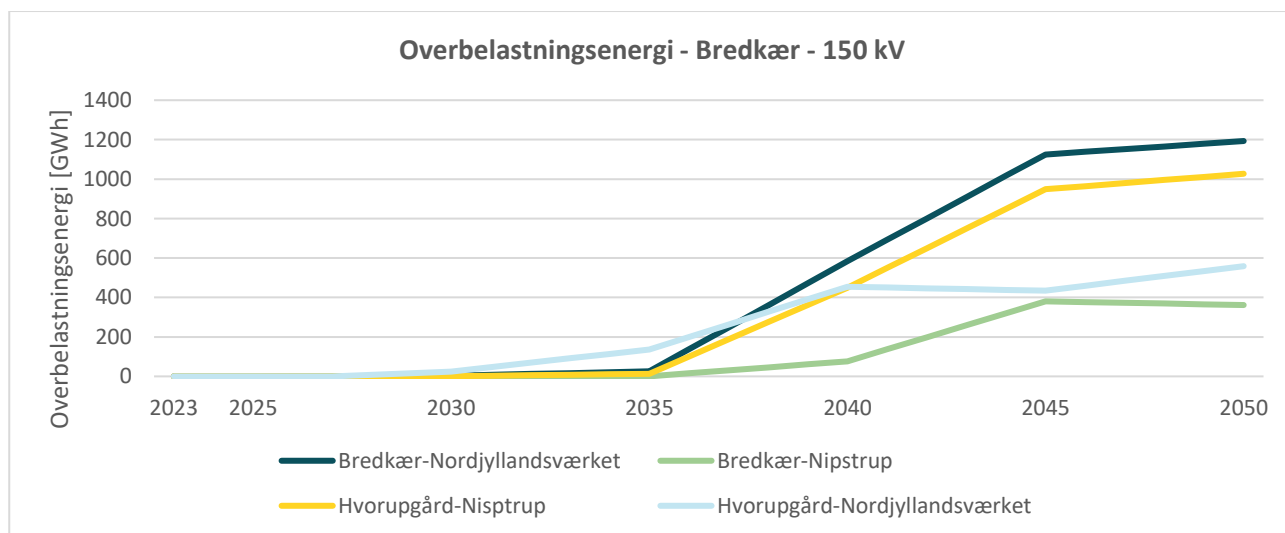
Begrænsningerne i linjerne fra Klim Fjordholme og til Nordjyllandsværket/Mosbæk er betydelige og skyldes tilgang af VE-kapacitet. Der er dog igangsat screening af reinvestering af station Fredensdal samt luftledningsforbindelserne til blandt andet Klim Fjordholme, hvor behovet for øgning af kapaciteten også vil blive undersøgt. Dette må forventes at løse en del af de identificerede udfordringer.

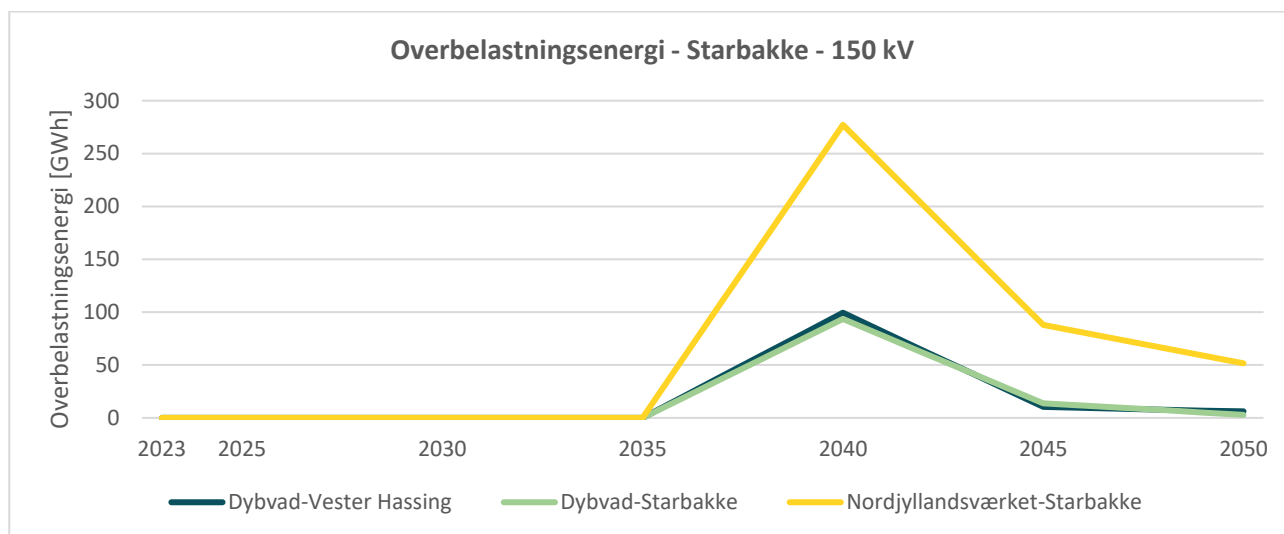


#### Sløjferne omkring Bredkær og Starbakke:

Dette netområde består primært af luftlinjer (kun 2 relativt tynde kabler) og er generelt et område med lav overførings-evne.

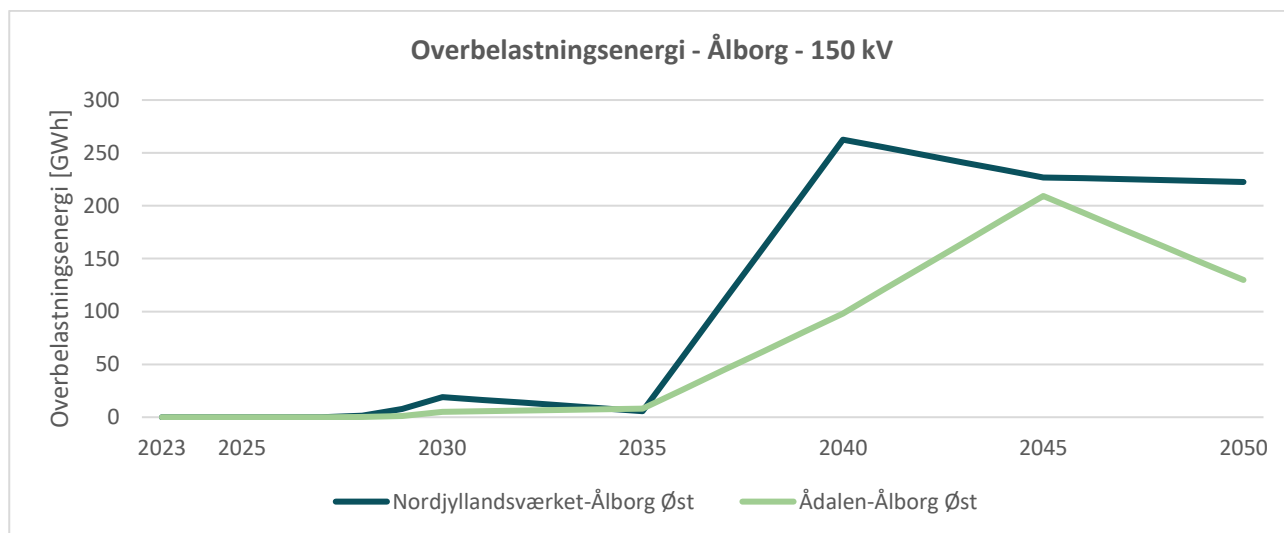
Den tydelige vækst i begrænsningerne omkring 2040 skyldes hovedsageligt de nuværende forudsætninger om implementering af 2,4 GW havvind. Sammen med den i forvejen stigende effekt fra sol "vælder det læsset". Den efterfølgende aftagende trend skyldes voksende mængde Power-to-X, men dette vil langt fra kunne eliminere begrænsningerne.





#### Aalborg og sydover:

I Aalborg giver 150 kV-linjerne fra Nordjyllandsværket til Ådalen via Aalborg Øst anledning til store begrænsninger fra omkring 2040 og frem. Begrænsningerne skyldes hovedsageligt nettilslutning af 1,3 GW havvind i station Starbakke og station Bredkær samt 1,1 GW på 400 kV-niveau i Nordjyllandsværket. Dette bevirker, at 400 kV-nettet er fyldt op, og at der derved opstår sydgående transit i 150 kV-nettet. Den markant udbygning med solcelleanlæg i området forventes også at bidrage til begrænsningerne.



#### Opsummering

Tidligere var området ikke præget af store forventninger om begrænsninger. Imidlertid er dette billede ændret markant på grund af den stigende interesse i området for integration af vedvarende energi og Power-to-X. Nu er der begrænsninger i næsten alle forbindelser fra området, især på langt sigt. Energiforbruget i området som helhed er domineret af en betydelig vækst i etableringen af Power-to-X-anlæg, mens de øvrige kategorier kun oplever en mindre udvikling. Når det kommer til produktionskapacitet, forventes udviklingen at blive drevet af en kombination af solcelleanlæg og havvindmølle-anlæg.



### 5.3.3 Østjylland (Fra Aalborg til Aarhusområdet)

Forbruget i området forudsættes at stige markant frem mod 2050. Særligt indpasning af Power-to-X-anlæg er betydende på langt sigt, mens det på kort sigt er udvikling inden for både datacentre, Power-to-X og varmesektoren, som driver behovet. Med lukning af Studstrupværket forsvinder lokal elproduktion tæt på Aarhus. Samtidig vil varmeproduktionen skulle erstattes af nye enheder som fx varmepumper og elkedler. Det skaber en større ubalance mellem elproduktion og forbrug i Aarhus og dermed et større pres på elsystemet for at bringe effekt fra oplandet og ind til Aarhus.

Tilslutning af solcelleanlæg er den primære faktor for behovet i forhold til produktionsanlæg for området som helhed på både kort og langt sigt. Der kan være lokale udfordringer i forhold til indpasning af havvindmølleparker, særligt Kattegat II i Aarhusområdet, som også kan bidrage til øgede behov.

I området som helhed forventes indpasning af dobbelt så meget solcelle-kapacitet som Power-to-X-kapacitet. Der er allerede i dag markant tilgang af solcelleanlæg. Eventuelle forsinkelser i Power-to-X-teknologien kan dermed øge behovene yderligere på kort sigt.

Området nord for Aarhus er præget af vækst i VE-kapaciteten. På den korte bane er der en række konkrete sol- og vindprojekter undervejs i området, ligesom der på den længere bane forudsættes en betydelig tilvækst af især solcellekapacitet og havvind.

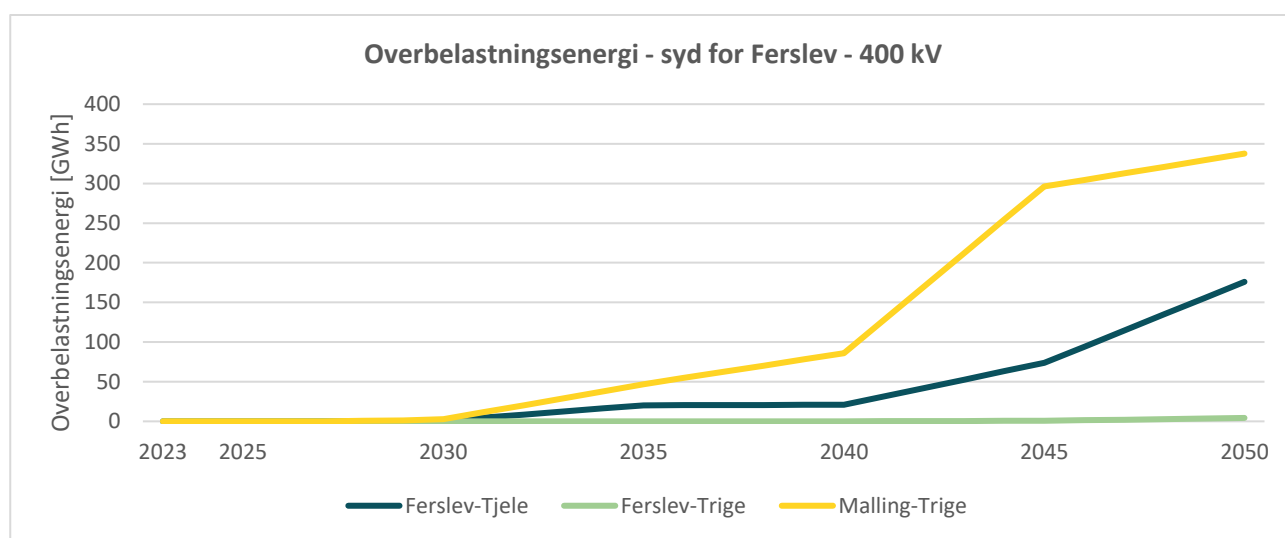
I området er der forudsat en generel forbrugsstigning i det klassiske forbrug, dertil forudsættes der en stor tilgang i Power-to-X-anlæg og en mindre tilgang i store elkedler og varmepumper. Forbruget i området stiger ikke proportionelt med produktionen, hvorfor den lokale produktion skal transporteres væk fra produktionsområderne på Djursland og nord for Aarhus generelt. Forbindelserne i området er desuden præget af store mængder energi fra Nordjylland, hvor der ligeledes er produktionsoverskud. Overbelastningsenergien, affødt af AF22-udviklingen i 2050, er illustreret på Figur 18.



Figur 18 Netreferencen i Østjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF22 2050 – udklip fra Figur 15.

I Østjylland er kapaciteten i 400 kV-forbindelserne ved at være opbrugt mod 2050, som det ses af Figur 19. Ferslev-Tjele og Malling-Trige er svært påvirket af den store tilgang i vedvarende energi, hvor Ferslev-Tjele er ramt af overlastenergi fra 2028, som stiger svagt fra 2030 til 2040 og betydeligt fra 2040 og frem. Den mindre tilgang skyldes den generelle

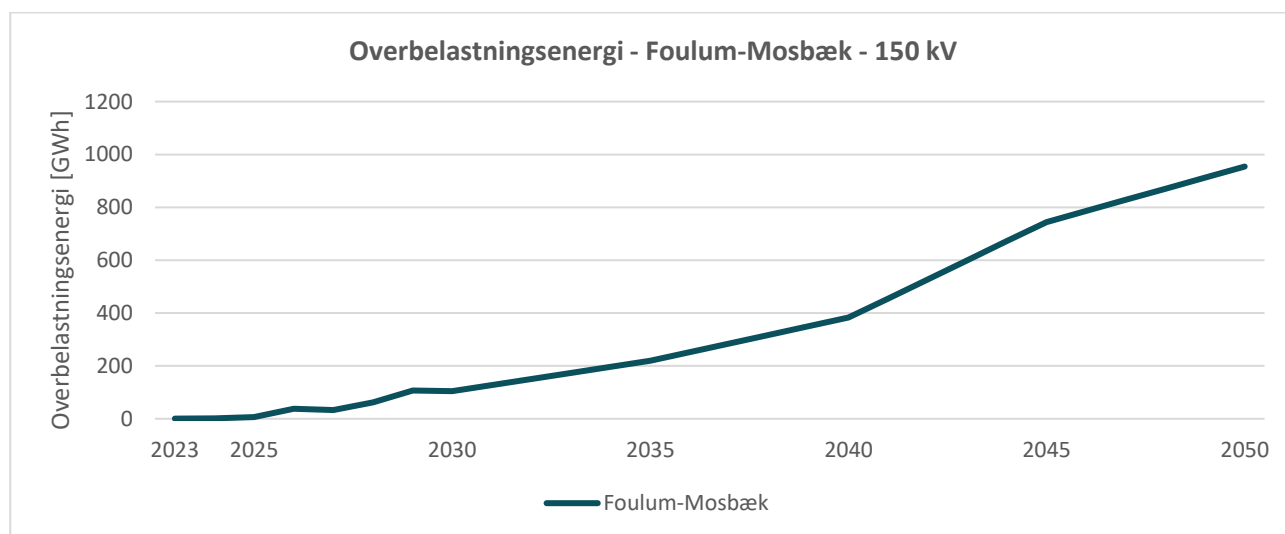
tilgang i VE-produktion fra landanlæg af sol og vind, hvor den store tilgang fra 2040 ligeledes er præget af havvind, hvorfor stigningen er betydeligt større efter 2040. For Malling-Trige ses der samme tilgang, men større, på grund af tilslutning af havvind i Trige, som adderer til den nord for Ferslev. I analyseforudsætningerne er der ikke forudsat øget udlandskapacitet i Nordjylland, ligeledes er der flere konkrete anlæg i området nord for Ferslev, som ikke er med i AF22. Ved realisering af disse inklusive forudsætningerne vil overlastenergien øges tilsvarende.



Figur 19 Overlastenergi i 400 kV-forbindelsen syd for Ferslev under hensyntagen til N-1.

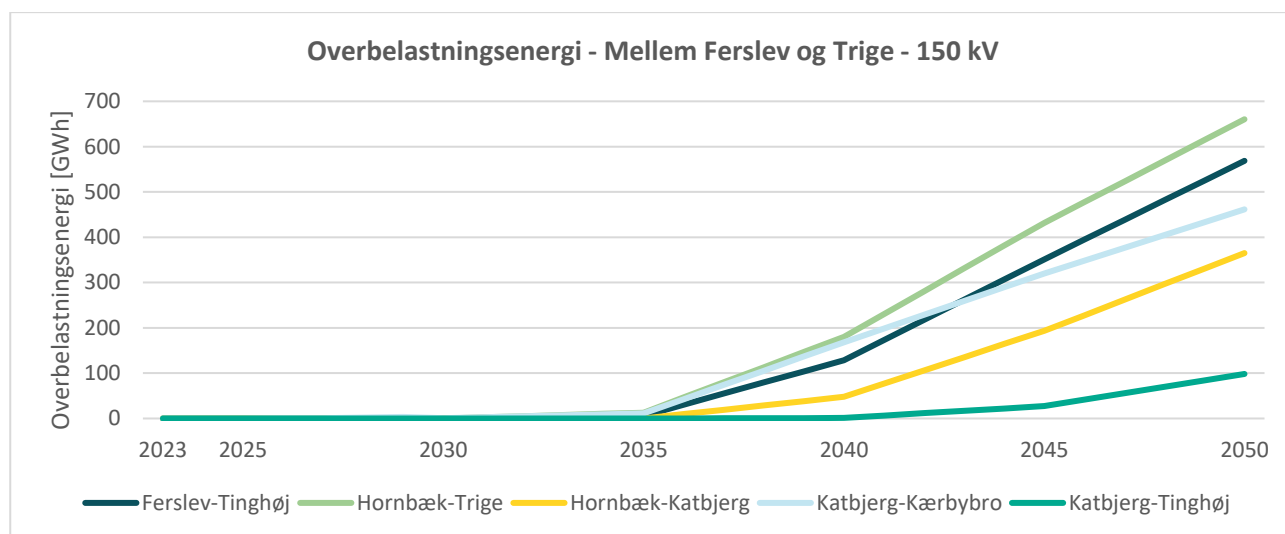
Fra Ferslev og mod syd er der generelt store overlastenergier. I 150 kV-nettet er det hovedsageligt 150 kV-forbindelsen Foulum-Mosbæk, der er stærkt overbelastet.

Udviklingen i overlastenergien for denne forbindelse er illustreret på Figur 20, hvor det ses, at der observeres begrænsninger på forbindelsen allerede i 2023. Tilgangen i overlastenergi fortsætter frem mod 2050. Den store fremgang i overlastenergi for forbindelsen skyldes primært tilgangen i solenergi fra Nordjylland og Nordvestjylland, inkl. direkte i Mosbæk.



Figur 20 Overlastenergi i 150 kV-forbindelsen Foulum-Mosbæk under hensyntagen til N-1.

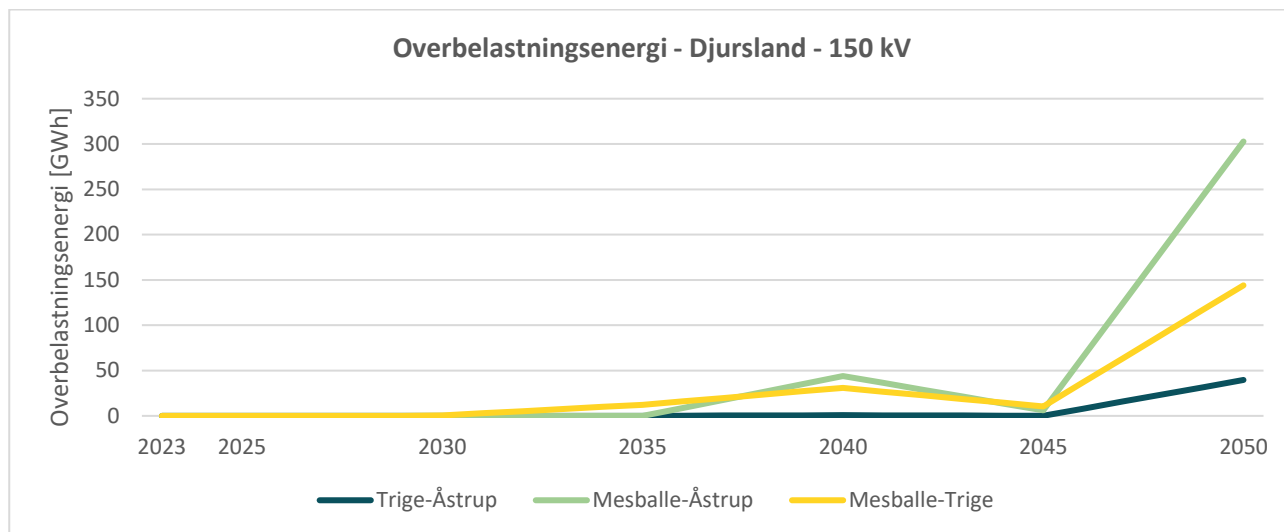
I den østlige del af 150 kV-nettet ses der ligeledes stor tilgang i overlastenergi. Katbjerg-Kærbybro er den første forbindelse til at få overlastenergi; allerede fra 2023 er der minimal overlastenergi. Den generelle fremskrivning af sol og vind gør, at denne mængde stiger støt fra 2025 og frem, og særligt tager til fra i 2032 hvor solcellekapaciteten begynder en støt stigning mod 2050. Da der også kommer store mængder vedvarende energi i Ferslev og tilstødende stationer, ses der også overlastenergi på Ferslev-Tinghøj, Katbjerg-Tinghøj, Katbjerg-Hornbæk og Hornbæk-Trige. Katbjerg-Tinghøj har betydeligt lavere overlastenergi, da dette er en fuld kabelforbindelse, der har højere overføringsevne i forbindelse med N-1.



Figur 21 Overlastenergi i 150 kV-forbindelserne mellem Ferslev og Trige under hensyntagen til N-1.

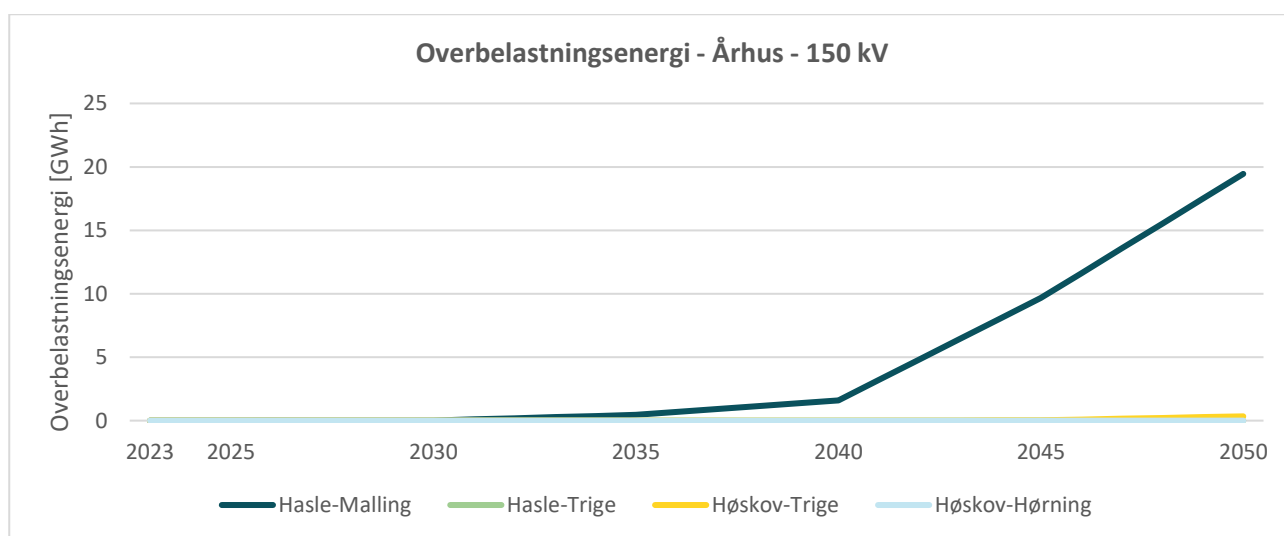
På Djursland ses der ligeledes en fremgang i vedvarende energi, hvor store dele ligeledes er havvind. Der sker en generel stigning i distribueret forbrug, samt i store elkedler og varmepumper generelt. Yderligere forbrug er Power-to-X, der stiger i to trin, henholdsvis i 2039 og 2046. Produktionskapaciteten stiger ligeledes i trin, hvor der ses en stigning i 2030 på grund af sol og i 2040 på grund af havvind, som øges yderligere frem mod 2050.

Havvindudbygningen er baseret på den interesse, der var for at udbygge havvind i området under åben dør-ordningen, som nu er lukket ned. Der er dermed stor usikkerhed om, hvorvidt og hvornår disse havvindpotentialer vil blive udnyttet. Hvis havvindpotentialerne ikke udnyttes, kan behovet være mindre.



Figur 22 Overlastenergi i 150 kV-forbindelserne på Djursland under hensyntagen til N-1.

Forbindelserne ind mod Aarhus er primært præget af en generel stigning i distribueret forbrug samt store elkedler og varmepumper. I station Høskov er der blot tilgang i det distribuerede forbrug, hvor der i station Hasle også er fremskrevet elkedler og varmepumper. Dertil er der en nidobling af solcellekapacitet tilsluttet stationerne. I Hasle station følger forbrugskapaciteten og produktionskapaciteten hinanden, mens Høskov er præget af generelt produktionsunderskud. Der ses minimalt overlastenergi på forbindelserne ind til Høskov samt Hasle-Trige. Hasle-Malling derimod bliver betydeligt overbelastet frem mod 2050, da forbindelsen ligeledes fungerer som transitforbindelse til videre transport af den betydelige mængde vedvarende energi, der samles i 150 kV-station Trige fra nærliggende forbindelser. Da der i Hasle er større sammenhæng mellem den installerede produktionskapacitet og forbrugskapacitet, aftager Hasle station ikke i samme omfang vedvarende energi fra Trige. Det ledes derfor videre mod blandt andet Trekantområdet via 150 kV-nettet.



### Opsummering

Behovene i den nordlige del af området er primært drevet af den generelle VE-udbygning med sol og landvind samt havvind. I og omkring Aarhus er behovene drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. En øget

eller hastigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. Power-to-X-anlæg i Aarhusområdet kan ligeledes øge begrænsningerne, afhængigt af graden af fleksibilitet anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

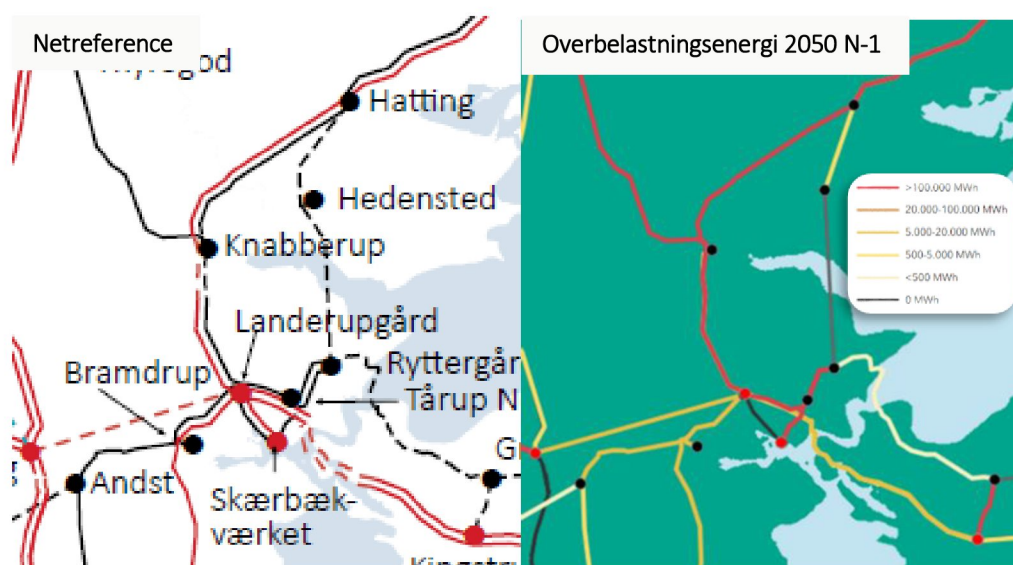
#### 5.3.4 Horsens og Trekantområdet

I området omkring Horsens og Trekantområdet forudsættes en markant tilgang i forbrugskapaciteten på langt sigt. Forbrugsstigningen er fordelt på blandt andet Power-to-X, varmesektoren og generel elektrificering af samfundet. Særligt på Power-to-X-siden er der en betydelig usikkerhed, eftersom der blandt andet er kendskab til ambitioner i Fredericiaområdet, som overstiger analyseforudsætningerne.

Udviklingen i produktionskapacitet er primært drevet af solcelleanlæg. Derudover er der en lokal ændring i forbindelse med, at kapaciteten på Skærbækværket Blok 3 reduceres. Dette vurderes dog ikke at have en væsentlig betydning for behovet, eftersom det kun i begrænset omfang producerer samtidig med fx solcelleanlæggene.

I området som helhed forventes derudover indpasning af dobbelt så meget solcelle-kapacitet som Power-to-X-kapacitet. Der er allerede i dag markant tilgang af solcelleanlæg. Evt. forsinkelser i Power-to-X-teknologien kan dermed øge behovene på kort sigt.

Området omkring både Horsens og Trekantområdet er præget af forsyning af forbrug, og forbruget i området forventes også at stige fremover. Dette gælder både generelle forbrugsstigninger som følge af øget elektrificering, men også som følge af storforbrugere, der forudsættes tilsluttet i eltransmissionsnettet i området. Fx er [HySynergy](#)-projektet ved at blive etableret i Fredericia med ambitioner om op mod 1 GW kapacitet. Da VE-produktionskapaciteten i Fredericiaområdet og Horsens ikke er proportionelt med forbrugsstigningen, og der ligeledes forudsættes en total nedlukning af Skærbækværkets termiske produktion i 2037, ses der generelt en stigning af belastning på forbindelserne ind mod forbrugsområderne. For forbindelserne ind mod forbrugsområderne er det N-1 belastningen, der er dimensionerende for overlastenergien. I Fredericiaområdet er der dog visse forbindelser, der ved intakt net har større overlastenergi end i forbindelse med N-1. Det skyldes, at berørte forbindelser er kabellagte, og kabler har betydeligt større overføringsevne ved N-1 på op til 250 pct. På Figur 23 er N-1 overlasten illustreret. På Figur 26 ses intakt net ved overbelastningen.

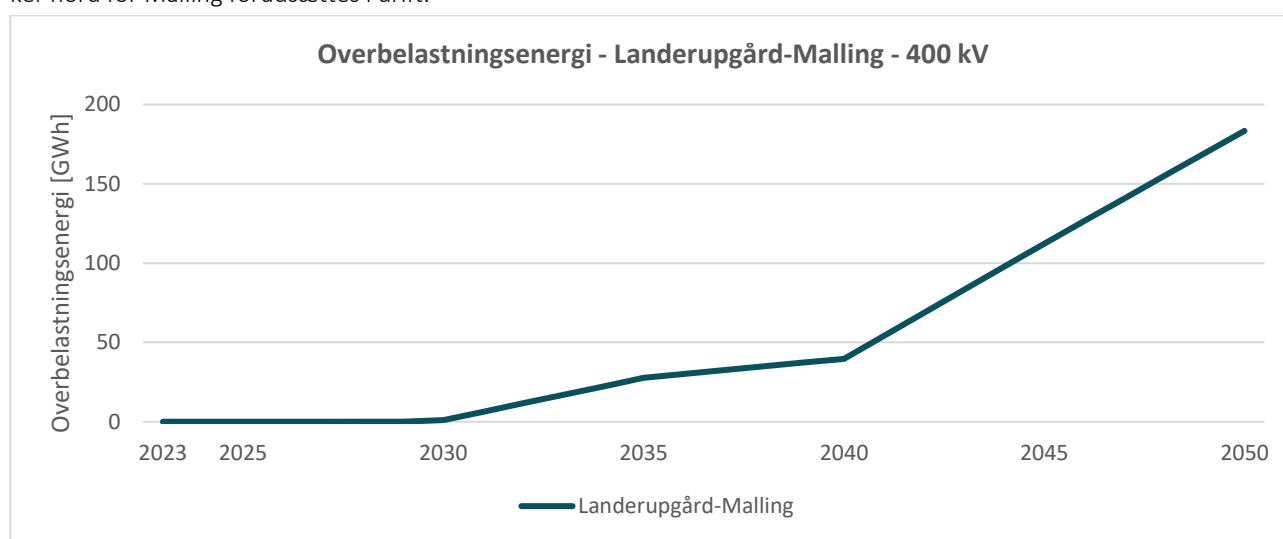


Figur 23 Netreferencen i Trekant- og Horsensområdet sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF22 2050.

Det er ikke undersøgt, hvorvidt den fremtidige forbrugstilgang fortsat kan forsynes, når der er udfald af én eller flere komponenter i eltransmissionsnettet. Der er stor usikkerhed om, hvilken leveringssikkerhed disse nye forbrugstyper ønsker, hvorfor dette som udgangspunkt først undersøges i forbindelse med en konkret nettilslutning.

400 kV-nettet i Horsens og Trekantområdet er præget af stor tilgang af vedvarende energi nord for Malling, hvor dele forventes eksporteret til blandt andet Tyskland. Det kræver transit gennem landet, hvilket generelt øger belastningen på 400 kV-forbindelserne. Den store forbrugstilgang i Fredericiaområdet medfører ligeledes et øget behov for energi til Trekantområdet.

400 kV-forbindelsen Landerupgård-Malling overbelastes af tilgangen særligt fra 2040, hvor flere store havvindmølleparke nord for Malling forudsættes i drift.



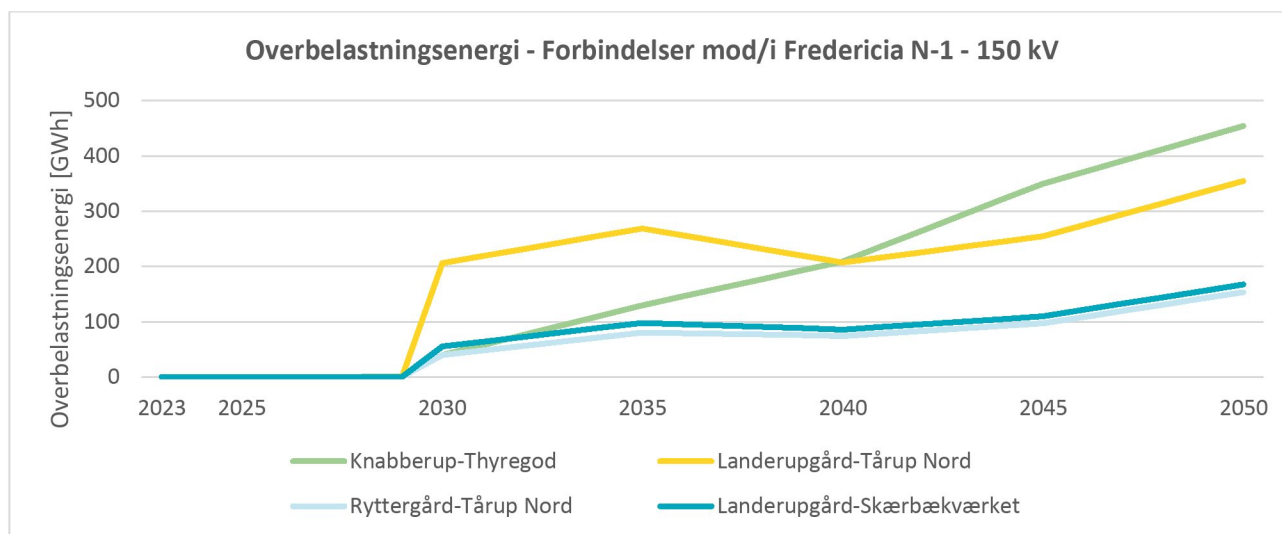
Figur 24 Overlastenergi i 400 kV-forbindelsen Landerupgård-Malling under hensyntagen til N-1.

På grund af det store produktionsunderskud i området omkring Fredericia er kapaciteten i 150 kV-forbindelserne ind til området, og særligt mod station Ryttergård, ligeledes opbrugt og overlastenergien stigende fra 2030 og frem, som det ses af Figur 25.

I 2030 øges Power-to-X-kapaciteten i station Ryttergård med lidt over tre gange, hvilket medfører generelt større forsyningsbehov ind mod stationen. Der er dog stor usikkerhed om, hvordan Power-to-X-tilgang nettilsluttes; og dermed også behovene.

Overlastenergien er fra 2035 til 2040 dalende for forbindelserne omkring Skærbækværket, da Skærbækværket forudsættes at stoppe produktionen i 2037.





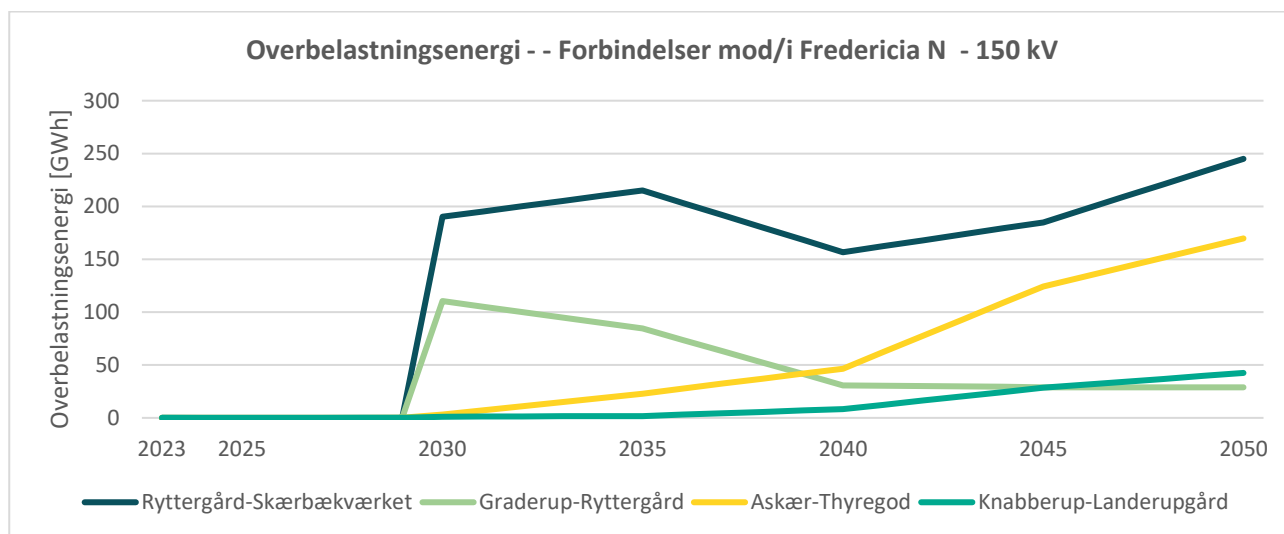
Figur 25 Overlastenergi i 150 kV-nettet til forsyning af Fredericiaområdet under hensyntagen til N-1.



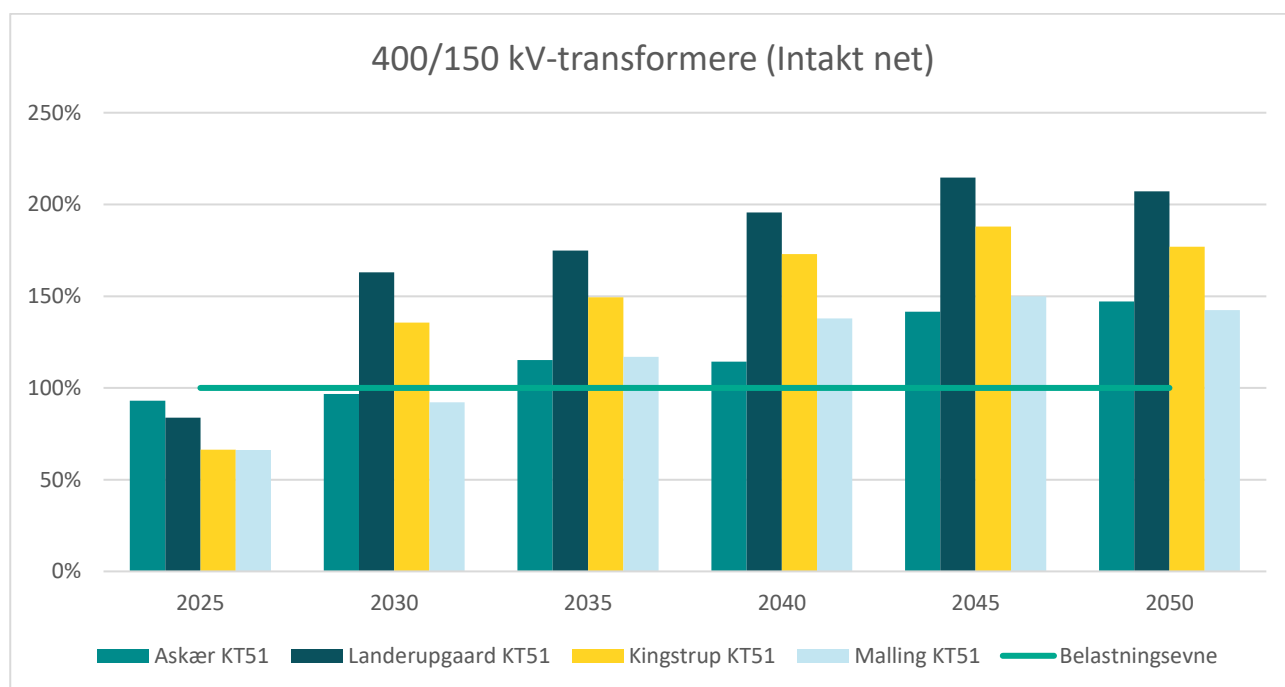
Figur 26 Netreferencen i Trekant- og Horsensområdet sammenstillet med overbelastningsenergien ved intakt net AF22 2050.

For kabelforbindelserne i området er det den kontinuerte belastningsevne, der er dimensionerende for overlastenergien.

Der ses for disse forbindelser samme tilgang, hvor Skærbækværkets udfasning har effekt på forbindelsen Ryttergård-Skærbækværket. Overlastenergien mod Fyn, via Graderup-Ryttergård-forbindelsen, er faldende, da produktionsoverskuddet på Fyn ligeledes er dalende, i takt med at termiske værker lukkes, og forbruget stiger. På grund af lavere produktionsoverskud på Fyn, og den fortsatte tilgang i forbrug i Fredericiaområdet, transporteres en større del af effekten til området fra Vestjylland via Askær-Thyregod, som belastes tilsvarende højere. Dette medvirker også, at Knabberup-Landerupgård overbelastes.



Ud over forbindelserne i området er transformerkapaciteten også begrænset. På Figur 27 illustreres maksimal belastning ved intakt net på 400/150 kV-transformerne i området. Der ses en stabil tilgang i udnyttelsen af transformerkapaciteten i forbrugsretningen, som først vendes fra 2045 til 2050, da der er forudsat større tilgang i produktion end forbrug mellem 2045 og 2050.

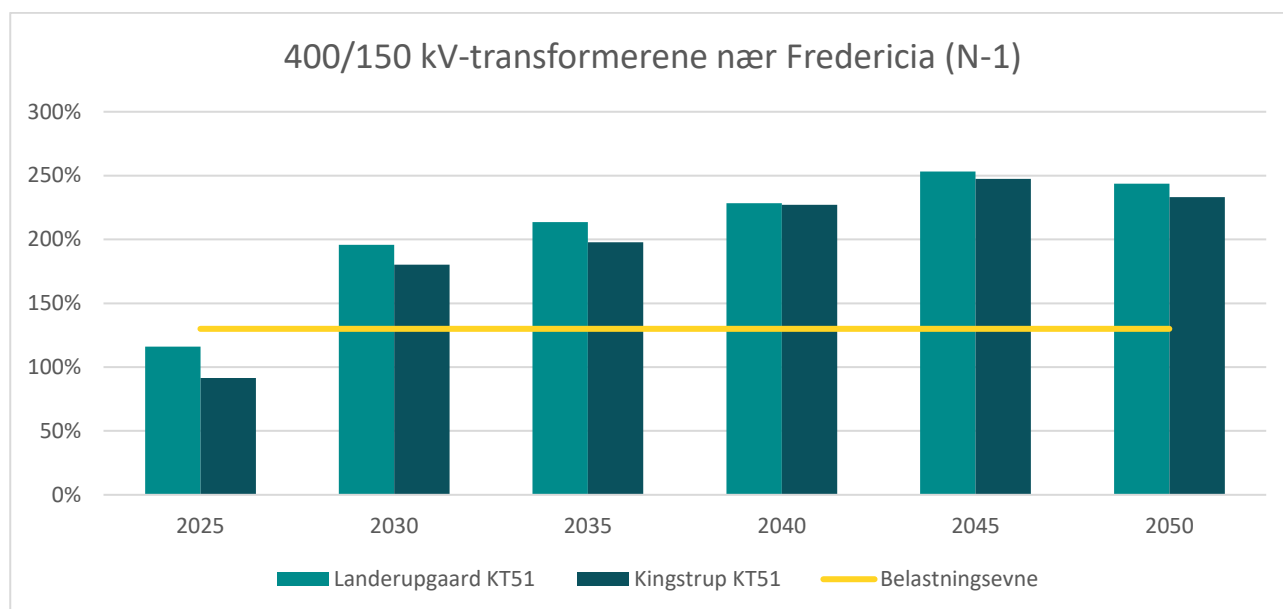


Figur 27 Maksimal belastning for 400/150 kV-transformerne omkring Fredericiaområdet, ved forsyning af forbrug AF22 Intakt net. Belastningen sammenholdes med transformernes belastningsevne.

På grund af det store forbrug i Fredericiaområdet ses der ligeledes en stigning i behovet ved N-1. Af Figur 28 fremgår belastningsgraden af transformerne i Landerupgård og Kingstrup ved N-1. 400/150 kV-transformerne i Askær og Malling



vil være præget af stor tilgang i vedvarende energi, hvorfor dimensionerende flow vil være fra 150 kV til 400 kV. Behovet for transformerkapacitet i Fredericiaområdet opstår primært på grund af den store tilgang af Power-to-X i station Ryttergård. Dertil øges behovet af den generelle fremskrivning af forbruget inklusive elkedler og varmepumper.



Figur 28 Maksimal belastning for 400/150 kV-transformerne omkring Fredericiaområdet, ved forsyning af forbrug AF22 N-1. Belastningen sammenholdes med transformerens belastningsevne.

### Opsummering

Behovene i området er primært drevet af forbrugsudviklingen. Det øgede forbrug, som følge af elektrificering, medfører begrænsninger. Ligeledes vil forbruget fra de forudsatte storforbrugere i området være afgørende for de identificerede begrænsninger. Flere Power-to-X-anlæg i området kan øge begrænsningerne, afhængigt af graden af fleksibilitet som anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

#### 5.3.5 Fyn

På Fyn sker der en moderat stigning i forbruget inden for alle kategorier, hovedsageligt på kort sigt. Særligt datacentre og elektrificering af varmesektoren forventes at bidrage til behovet på kort sigt, mens det på langt sigt hovedsageligt er generel elektrificering af samfundet. Forudsætningerne indeholder dog ingen Power-to-X-anlæg på Fyn. Hvis det skulle komme, vil det ændre betragteligt på produktionsoverskuddet. Derudover er der potentiale for etablering af CCS-anlæg på de termiske værker, som forventes at være af relativt store størrelser og dermed også øge forbruget.

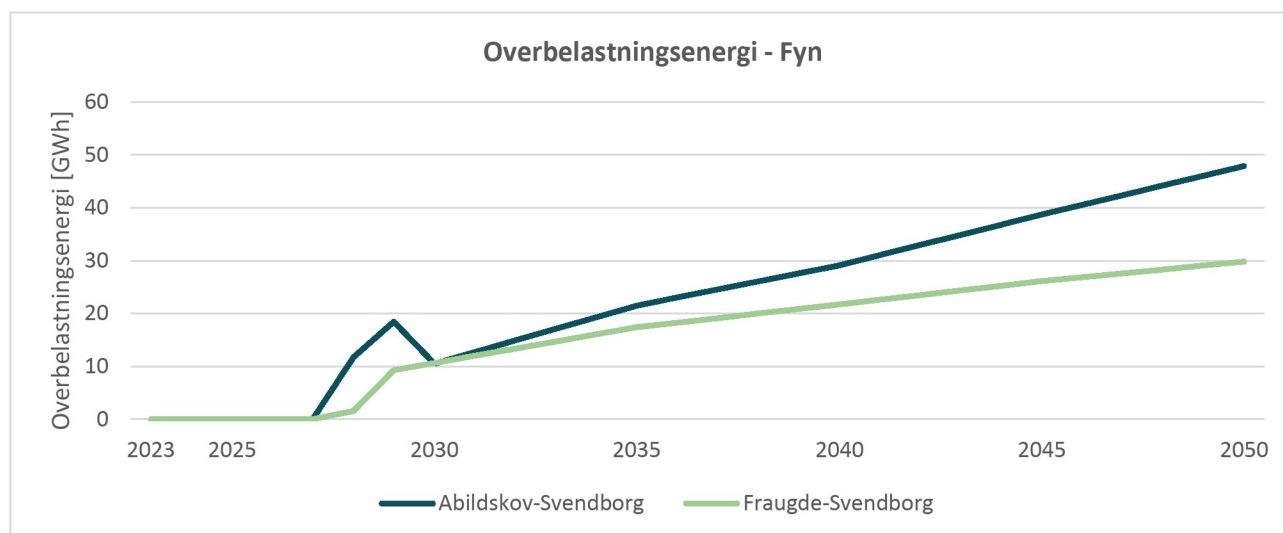
På kort sigt forventes der betydelig tilgang i produktionen på Fyn, særligt i form af solcelleanlæg. Den termiske kapacitet forventes at blive reduceret i forbindelse med, at Fynsværket Blok 7 nedlukkes. Det forventes ikke at reducere behovet betydeligt, da den kun i begrænset omfang producerer, når der er stor produktion fra solcelleanlæggene. Der er ingen betydelig udvikling i landvindkapaciteten.

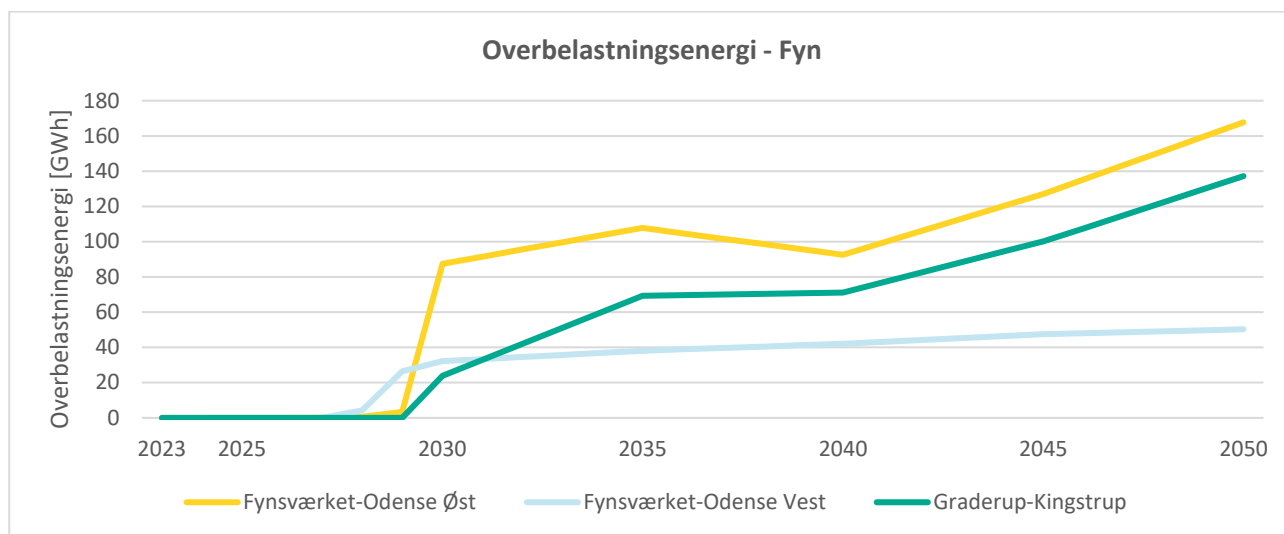
Netreferencen i området og overbelastningsenergien, affødt af AF22-udviklingen frem til 2050, er illustreret på Figur 29.



Figur 29 Netreferencen på Fyn sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF22 2050 - udklip fra Figur 15.

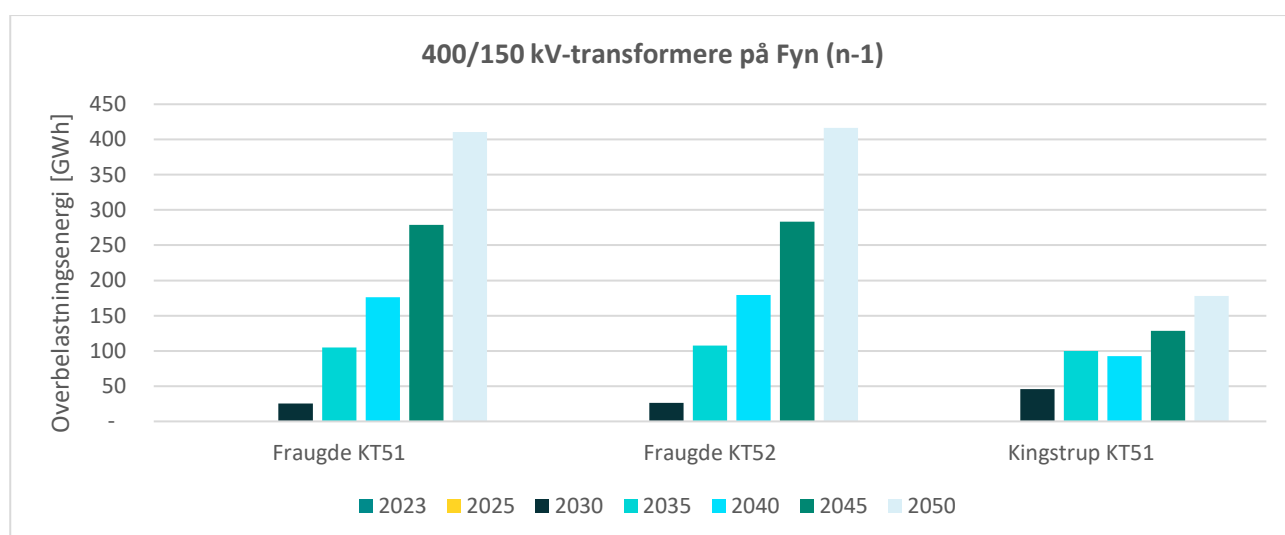
Udviklingen af vedvarende energi på Sydfyn består primært af solcelleanlæg og bevirker, at der kommer et øget pres på linjerne fra Sydfyn og mod nord. Allerede på kort sigt vil mængden af overbelastningsenergi være betragtelig.





150 kV-linjen Fynsværket-Odense Sydøst forventes betragtelig overbelastet fra 2030. Det skyldes en væsentlig tilgang af forbrug i station Ryttergård. Den direkte forsyningslinje fra 400 kV-station Landerupgård bliver for lille, og effekten presses til både Kingstrup og Fraugde på Fyn for derfra at flyde tilbage til Ryttergård via 150 kV-nettet. Det skaber uheldige belastningsgrader i blandt andet linjerne Fynsværket-Odense Sydøst og Graderup-Kingstrup, men også i 400 kV-transformerne i området, hvilket fremgår af Figur 30. N-1 begrænsningerne bliver betragtelige fra omkring 2030, men det må forventes, at N-2 begrænsninger bliver markant tidligere.

Flowet mellem Fyn og Jylland – via Abildskov-Sønderborg og Graderup-Ryttergård – kan optimeres ved hjælp af fasedrejetransformeren i Abildskov og reaktoren i Graderup. Med stigende VE-produktion på Fyn vil manøvre muligheden for transit mellem Storebælt og Jylland via 150 kV-nettet blive reduceret.



Figur 30 Overbelastningsenergi for 400/150 kV-transformere på Fyn ved forsyning af forbrug, jf. AF22 i en N-1 situation.

## Opsummering

Forbrugsudviklingen er dækket ind af tilsvarende flere solcelleanlæg, men vil på langt sigt skabe en ubalance, der giver anledning til overbelastning i linjerne ind mod Odense (Fynsværket). Den øgede mængde solcelleanlæg vil ligeledes presse nettet i den sydlige region, der ikke kan absorbere den store mængde effekt.

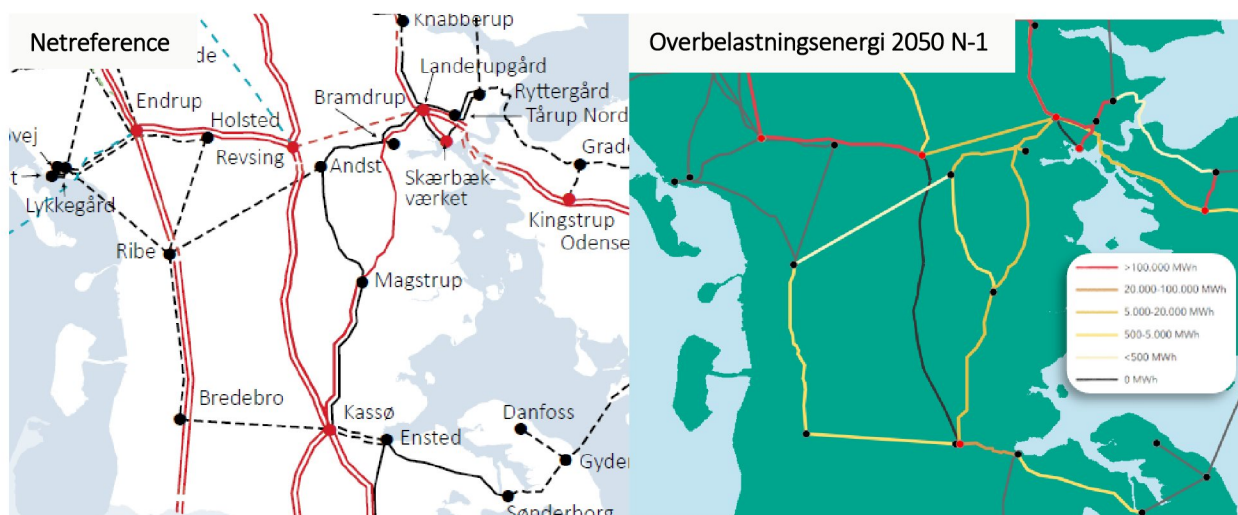
Fremtidig udvikling af kraftværksområdet på Fynsværket vil have stor indvirkning på flowet i nettet.

### 5.3.6 Syddjylland

I Syddjylland forudsættes en mindre stigning i forbruget blandt andet som følge af datacentre og Power-to-X-anlæg. Der er dog kendskab til potentialer for særligt Power-to-X flere steder i området, som kan ændre behovet betydeligt.

Produktionsudviklingen er hovedsageligt drevet af solcelleanlæg, hvor der i AF22 forudsættes en udvikling på knap 1.800 MW frem mod 2050. Allerede i dag er der kendskab til konkrete projekter, som overstiger dette niveau.

Netreferencen i området og overbelastningsenergien, affødt af AF22-udviklingen frem til i 2050, er illustreret på figuren nedenfor.



Figur 31 Netreferencen i Syddjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF22 2050 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund – udklip fra Figur 15.

Figur 31 viser, at der kun er mindre overbelastningsenergi i området, og at netstrukturen dermed kan klare belastningerne anført i AF22. Dette skyldes i høj grad etableringen af 400 kV-forbindelsen mellem Landetupgård og Revsing. AF22 indeholder dog ikke havvindmøllepark Lillebælt Syd<sup>13</sup> – med tilslutning på Als – samt planer om større VE-arealer i Tønder Kommune og Power-to-X-anlæg i Aabenraa kommune – heriblandt et Power-to-X i GW-størrelse med tilslutning i Kassø. Derudover er Energinet allerede nu ved at screene tilslutning af op mod 2.000 MW solcelleanlæg, hvor hovedparten er kommet til efter udgivelse af AF22. Behovet som følge af dette forventes derfor at stige betydeligt.

Behovet må derfor forventes at stige betydeligt, når disse konkrete og potentielle udviklinger indarbejdes i analyseforudsætningerne.

### Opsummering

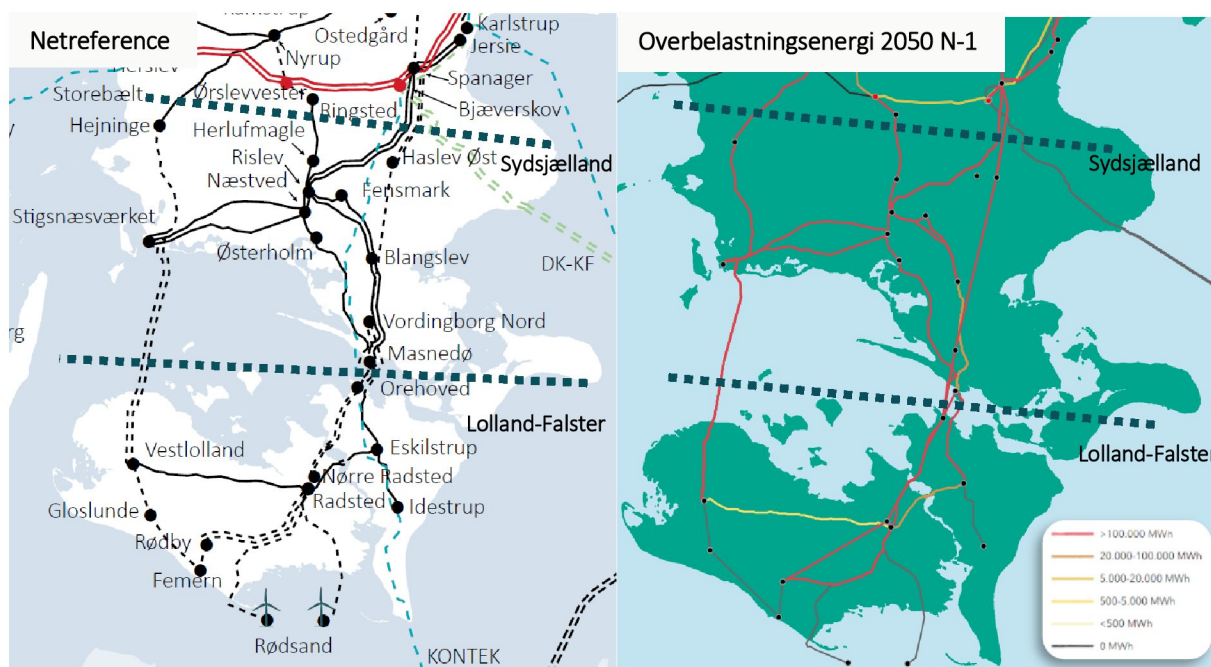
Behovene i området er for nuværende dækket ud fra de forventninger, der er angivet i AF22. Dog kan både konkrete og potentielle udviklinger i området bidrage til, at behovet øges betydeligt.

<sup>13</sup> AF22 anvender 28 MW for Lillebælt Syd. Den korrekte størrelse er 160 MW.



### 5.3.7 Sydsjælland og Lolland-Falster

Området er præget af forventning om en markant tilvækst i landbaserede VE-anlæg, især solcelleanlæg. Aktuelt er der en række konkrete solcelleprojekter under udvikling i området, ligesom der også forventes en markant tilvækst på langt sigt. Det forudsættes i AF22, at de to havvindmølleparker syd for Lolland, Nysted og Rødsand reinvesteres og holdes i drift til efter 2050. Desuden er der ingen tilvækst i hav- eller kystnærvind i området givet ved AF22. De to potentielle havvindmølleparker i området, som Energistyrelsen har genoptaget sagsbehandlingen af, Omø Syd og Kadet Banke, er dermed ikke inkluderet i analysegrundlaget. I området antages der en moderat stigning i forbruget, som primært skyldes elektrificeringen, heraf elkedler og varmepumper samt de aktuelle Power-to-X-anlæg Arcadia eFuels og Vordingborg Biofuel. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF22-udviklingen i 2050 er illustreret på Figur 32.



Figur 32 Netreferencen i Sydsjælland og Lolland-Falster sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF22 2040 – udklip fra Figur 15.

På Figur 33 ses udviklingen i flowet over de to snit, der er tegnet ind på Figur 32 (stiplede mørkeblå linjer). Aktuelt er der en række store konkrete solcelleanlæg på vej i hele området, som bidrager til et øget behov for opsamling og transport af vedvarende energi ud af området med henblik på eksport eller forbrug i Midt-, Nordsjælland og Københavnsområdet. Desuden er der allerede i dag behov for afhjælpende tiltag i visse driftssituationer. Energinet har derfor igangsat udbygningsprojekter, som muliggør tilslutning af de aktuelle VE-projekter samt hævet kapaciteten i de to snit. Disse udbygningsprojekter forventes at være i drift i 2027.

Ud over de konkrete kendte solcelleanlæg forventes der yderligere en markant tilvækst af solcelleanlæg på Lolland og Falster. Denne tilvækst medfører, at flowet igennem Lolland-Falster-snittet er støt stigende frem mod 2050. Udviklingen kan ikke håndteres af de igangværende udbygningsprojekter, og der vil derfor være behov for yderligere afhjælpende tiltag i området. Den moderate stigning i forbruget har en afhjælpende effekt, men der vil stadig være behov for afhjælpende tiltag.

Der forudsættes ligeledes en stor tilvækst af solcelleanlæg på Sydsjælland. Denne tilvækst, samt behov for transport af overskydende VE-produktion fra Lolland, medfører en markant stigning i flowet gennem Sydsjællands-snittet både på kort og langt sigt. Der vil derfor være behov for afhjælpende tiltag. Fordelingen af VE-udbygning mellem Lolland-Falster og Sydsjælland vil være afgørende for flowet gennem Lolland-Falster-snittet.



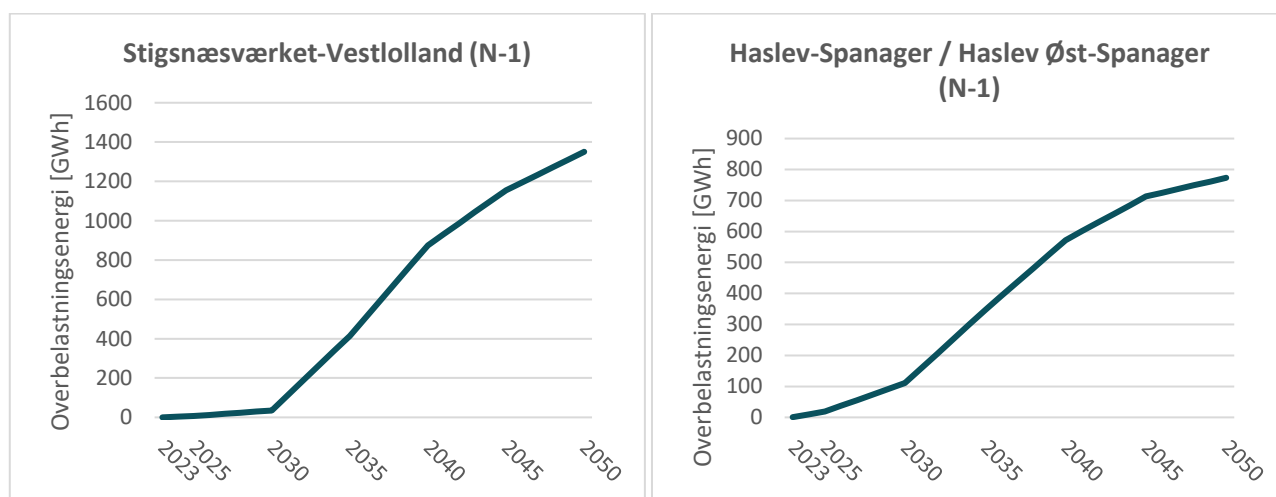
Figur 33 Maksimalt flow gennem snittene Lolland-Falster og Sydsjælland, jf. Figur 32. Kapaciteterne er varierende og afhænger af den aktuelle driftssituation. Snit-kapaciteterne er givet ved en fornuftig flow-fordeling på forbindelserne i snittet.

132 kV-forbindelserne Stignæsværket-Vestlolland og Haslev-Spanager er de mest begrænsende komponenter i de to snit. Disse begrænsninger er illustreret i Figur 34 ved overbelastningsenergien for forbindelserne. Begge forbindelser er

begrænsende allerede i dag, hvilket stemmer overens med, at der allerede i dag er enkelte timer, hvor Energinet er tvunget til at begrænse produktionen i området som følge af flaskehalse i eltransmissionsnettet.

Overbelastningsenergien på forbindelsen Stignæsværket-Vestlolland er markant stigende efter 2030, hvilket er drevet af, at AF22 forudsætter en stor tilvækst af VE-projekter, hvorfor der observeres et større langsigtet behov for afhjælpende tiltag i området omkring station Vestlolland. Behovet i dette område afhænger af den konkrete VE-udbygning på langt sigt.

Der forefindes som nævnt allerede i dag begrænsninger på luftledningen mellem Haslev og Spanager. Derfor har Energinet igangsat et udbygningsprojekt, hvor den enkelte luftledning erstattes af to nye kraftige kabelforbindelser. Udbygningen forventes at være idriftsat i løbet af 2026 og at kunne håndtere transportbehovet i en kortere periode. Der ses samtidig en tydelig tendens til en stigende begrænsning for de to kommende kabelforbindelser Haslev og Spanager, som primært er drevet af etablering af solcelleanlæg. Der vil derfor være behov for yderligere afhjælpende tiltag i Syd-sjællands-snittet, hvor forbindelsen indgår, så VE-produktionen kan transporteres til Midt- og Nordsjælland – med henblik på eksport eller forbrug.



Figur 34 Overbelastningsenergi i 132 kV-forbindelserne Stignæsværket-Vestlolland og Haslev-Spanager under hensyntagen til N-1.

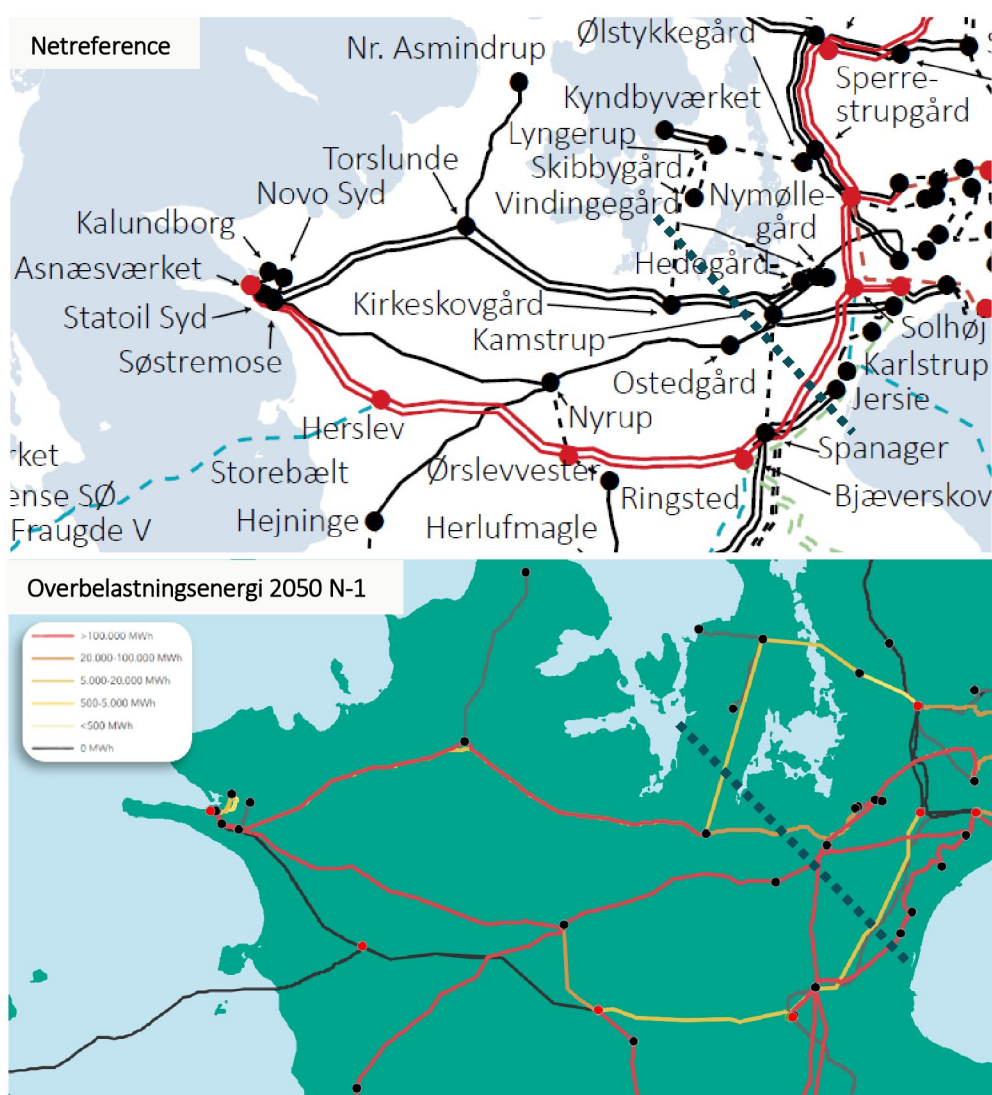
### Opsummering

Behovene i området er drevet af VE-udbygningen – især den landbaserede vedvarende energi, som primært består af solcelleanlæg. Dog udgør potentialet for yderligere havvindmølleparker en betydelig usikkerhed for behovene, eftersom det ikke indgår i AF22. Størrelsen af de langsigtede behov, og hvornår de indtræder, er derfor meget afhængig af den konkrete VE-udbygning. Etablering af lokale forbrugsenheder, som Power-to-X- eller batteri-anlæg, kan bidrage til at reducere de forventede begrænsninger. Hvorvidt udbygning med nyt forbrug i sig selv giver anledning til begrænsninger, vil afhænge af fx kapacitet, samtidigheden med VE-produktion eller graden af fleksibilitet.

### 5.3.8 Midt- og Vestsjælland

I AF22 sker der en større udvikling af forbrug og produktion i det midt- og vestsjællandske område. Det distribuerede forbrug stiger i takt med elektrificeringen, og der forudsættes, på langt sigt, Power-to-X-anlæg tilsluttet på 400 kV-niveau. Der sker en betydelig tilvækst i solcellekapaciteten især i det vestsjællandske område, ligesom der er en kystnær

havvindmøllepark, Jammerland Bugt, under udvikling, som er forudsat tilsluttet i station Asnæsværket. Energiø Bornholm tilsluttes i den kommende 400 kV-station Solhøj. Ydermere antager AF22 tilslutning af havvindmølleparkerne Hesselø og Kriegers Flak 2 i henholdsvis Hovegård og Bjæverskov. Flowet i området domineres i høj grad af Energiø Bornholm samt overskydende VE-produktion fra Vestsjælland og Sydsjælland og Lolland-Falster. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF22-udviklingen i 2050 er illustreret på Figur 35.

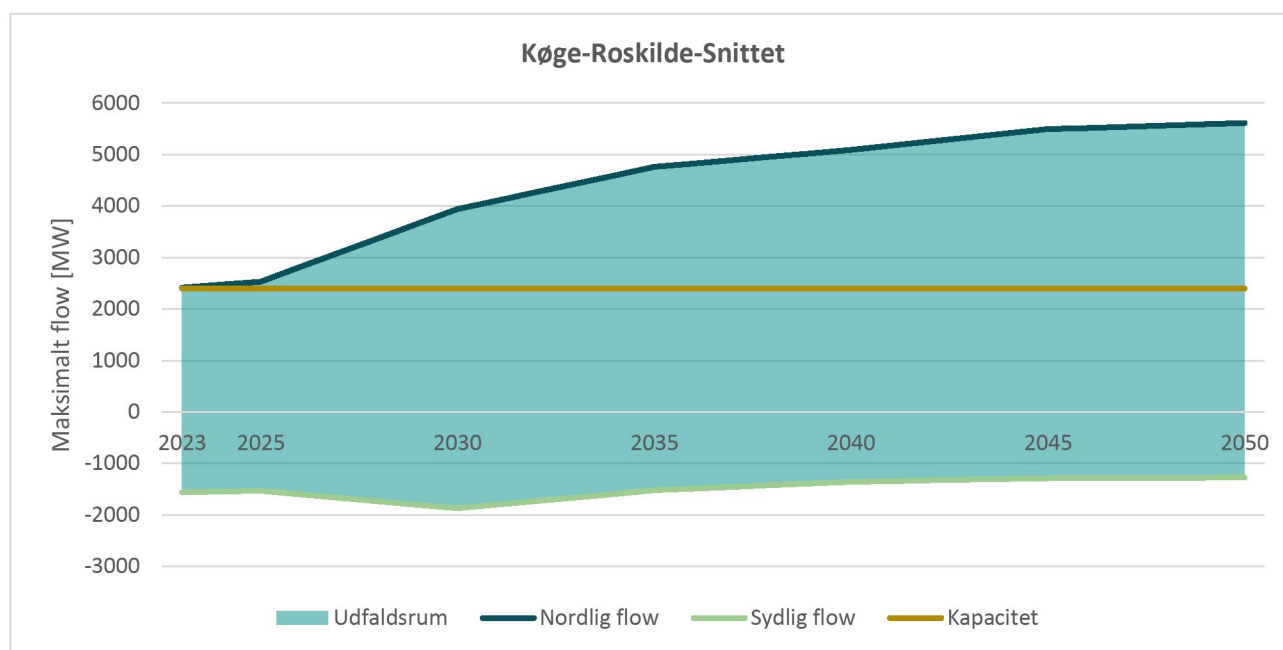


Figur 35 Netreferencen i Midt- og Vestsjælland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 – udklip fra Figur 15.

Der bliver især overført store energimængder i det såkaldte Køge-Roskilde-snit. Snittet er tegnet ind på Figur 35 (stiplet mørkeblå linje). Snittet belastes hårdt, når der importeres fra Kontek og Storebælt, og overskydende VE-produktion fra Lolland-Falster og Sydsjælland skal transporteres til forbrugere i København og Nordsjælland eller eksporteres til Sverige. Udviklingen i belastningen i snittet er derfor yderst følsom over for, hvor de konkrete forbrugs- og produktionsanlæg placeres. Hvis forbruget øges nord for snittet, men produktionen tilsluttes syd for snittet, vil det øge belastningen af snittet. Modsat kan mere produktion nord for snittet reducere belastningen, ligesom det samme er gældende, hvis der tilsluttes forbrug syd for snittet. De maksimale nordlige og sydlige flow gennem Køge-Roskilde-snittet fremgår på Figur 36 ved AF22.



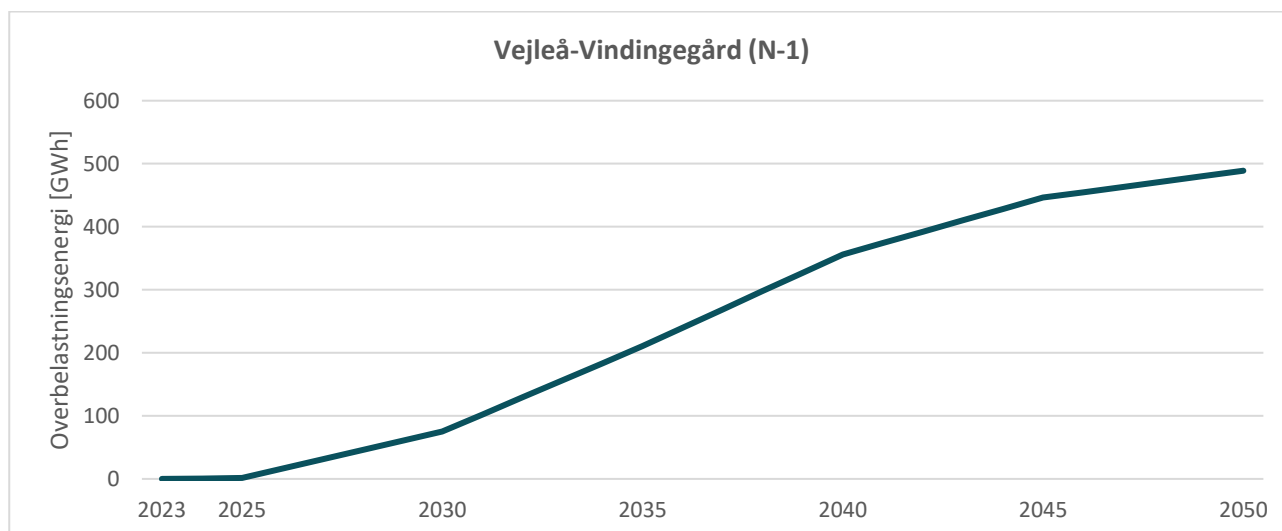
Tilslutningen af Energiø Bornholm i station Solhøj har stor betydning for det sjællandske transmissionsnet. AF22 forudsætter, at Energiø Bornholm forbindes til henholdsvis DK2 og Tyskland, hvorfor der i analyserne både importeres og eksporteres op til 1.200 MW på forbindelsen mellem Solhøj og Energiø Bornholm. I 2030 opnås de største nordlige flows i Køge-Roskilde-snittet, når der eksporteres fra Solhøj til Energiø Bornholm. Omvendt findes de største sydlige flows i Køge-Roskilde-snittet, når der importeres fra Energiø Bornholm.



Figur 36 Maksimalt nordlig og sydlige flow gennem Køge-Roskilde-snittet, jf. Figur 35. Kapaciteten er varierende og afhænger af den aktuelle driftssituation. Snit-kapaciteten er givet ved en fornuftig flow-fordeling på forbindelserne i snittet.

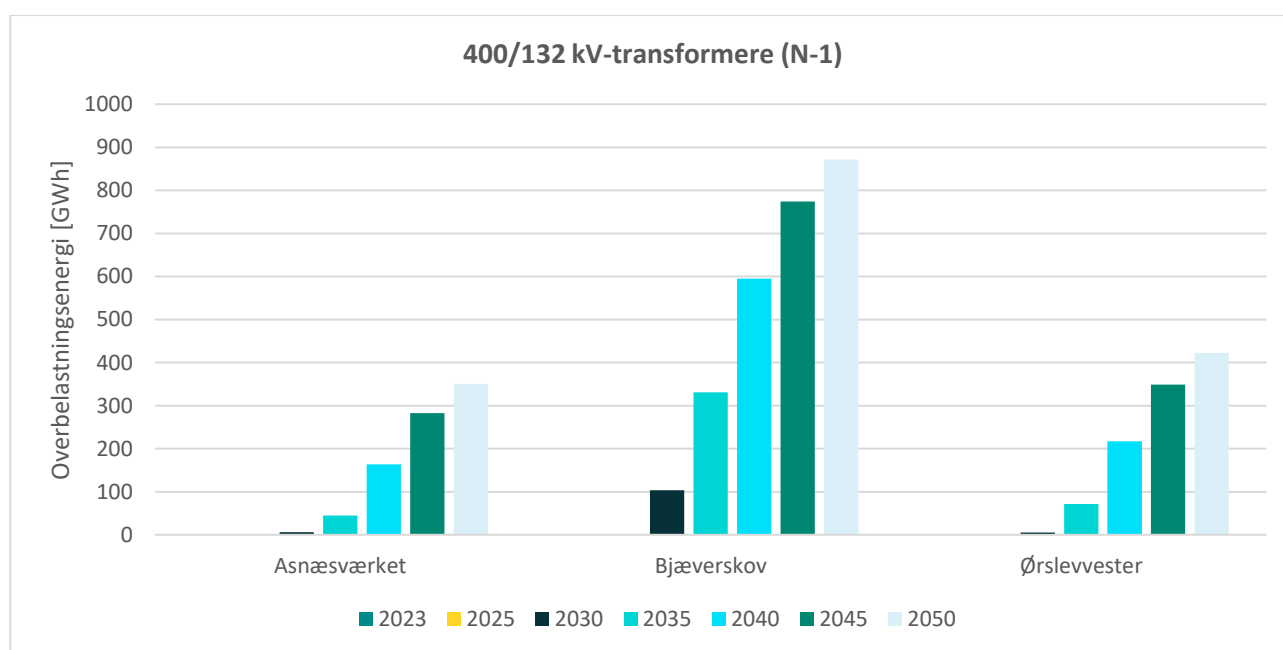
I de kommende år øges VE-indføddningen syd for snittet. Dette sker i høj grad på 132 kV-niveau, og er primært drevet af konkrete VE-projekter i områderne Vestsjælland, Sydsjælland og Lolland-Falster. Denne udvikling giver anledning til et behov for afhjælpende tiltag i nogle markedsbalancer, særligt på grund af begrænsninger i 132 kV-nettet. AF22 forudsætter, på den lange bane, en markant udvikling af distribuerede solcelleanlæg i det før omtalte område syd for Køge-Roskilde-snittet. 132 kV-nettet i Køge-Roskilde forstærkes i løbet af 2024, da forbindelsen Kamstrup-Spanager, som i dag er en begrænsende faktor, kabellægges med større kapacitet. Herefter flyttes flaskehalsen mod nord til 132 kV-forbindelsen Vejleå-Vindingegård. Disse begrænsninger fremgår af overbelastningsenergien på

Figur 37. På den meget lange bane efter 2040 observeres der ligeledes begrænsninger i 400 kV-nettet mellem Bjæverskov og Solhøj i form af overbelastningsenergi ved hensyntagen til N-1. Denne driftssituation er en kombination af høj solcelleproduktion i den syd- og vestlige del af Sjælland og et højt forbrug i Nordsjælland og Københavnsområdet samt eksport henholdsvis til Sverige og via Energiø Bornholm til Tyskland. Store dele af Køge-Roskilde-snittet står over for en gennemgribende reinvestering i den nærmeste fremtid. Der vil formentlig være behov for afhjælpende tiltag, hvis fløvet igennem snittet skal opretholdes i forbindelse med reinvestering af systemkritiske komponenter. Behovet for aflastning under reinvesteringerne i Køge-Roskilde-snittet – de er ligeledes følsomme over for den generelle VE-udbygning.



Figur 37 Overbelastningsenergi i 132 kV-forbindelsen Vejleå-Vindingegård under hensyntagen til N-1.

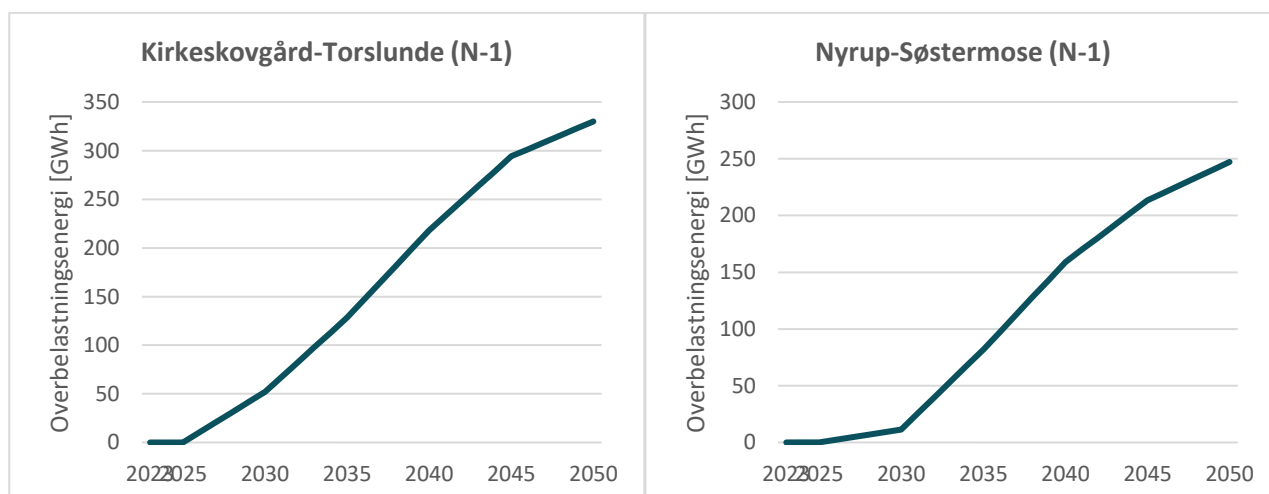
En stor del af den overskydende VE-produktion fra den syd- og vestlige del af Østdanmark skal eksporteres og derved transformeres til 400 kV-nettet. I takt med at Energinet etablerer nettilslutning af de mange VE-projekter, stiger behovet for øget transformerkapacitet. Derfor etableres ligeledes en ny 400/132 kV-station, som forventes placeret ved Ørslevvester på Midsjælland. Der observeres begrænsninger på 400/132 kV-transformerne fra 2030 i stationerne Asnæsværket, Ørslevvester og Bjæverskov, illustreret på Figur 38. Behovet er hovedsageligt udløst af solcelleanlæg tilsluttet distributionsnettet eller 132 kV-nettet. Det må derfor forventes, at der på langt sigt bliver behov for yderligere kapacitet i snittet mellem 400 kV og 132 kV. Hvorvidt dette bliver i eksisterende stationer, eller om der er behov for at etablere nye transformeringsskud, vil afhænge af den konkrete udvikling. Tilgang af yderligere forbrug kan være med til at begrænse det samlede behov, men forventes ikke at afhjælpe det.



Figur 38 Overbelastningsenergi i 400/132 kV-transformerne Asnæsværket, Bjæverskov og Ørslevvester under hensyntagen til N-1.

Udviklingen i den vestlige del af Sjælland indebærer generelle forbrugsstigninger som følge af både byudvikling og øget elektrificering samt en betydelig tilvækst af VE-produktion. Dette gør sig særlig gældende i Kalundborg og Holbæk kommune. Mange nye netkunder ønsker tilslutning i distributions- og transmissionsnettet, hvilket bevirker øget behov for nettilslutningsmuligheder og for at transportere effekt ind og ud af områderne. Den øgede effekttransport medfører begrænsninger i forbindelserne Kirkeskovgård-Torslunde og Nyrup-Søstremose. Disse begrænsninger er illustreret på Figur 39 ved overbelastningsenergi for forbindelserne.

Belastningen på forbindelsen Kirkeskovgård-Torslunde er stigende på den lange bane i takt med, at solcellekapaciteten i Holbæk kommune stiger. De største overbelastningsenergier for Kirkeskovgård-Torslunde forefindes i driftssituationer med høj VE-produktion, hvor der skal tages hensyn til, at 400/132 kV-transformeren i Asnæsværket er ude af drift. I tilfælde af, at 400/132 kV-transformeren i Asnæsværket ikke er tilgængelig, vil det medføre et øget effektflow på forbindelsen mod øst. Forbindelsen Nyrup-Søstremose belastes ligeledes hårdt i driftssituationer med høj VE-produktion, hvor belastningen er stigende i takt med VE-udviklingen. De største begrænsninger forefindes, når 400/132 kV-transformeren i Ørslevvester er ude af drift, da en del af den overskydende effekt fra Sydsjælland dermed transporteres mod Asnæsværket.



Figur 39 Overbelastningsenergi i 132 kV-forbindelserne Kirkeskovgård-Torslunde og Nyrup-Søstremose under hensyntagen til N-1.

### Opsummering

Der konstateres begrænsninger i området omkring Køge-Roskilde-snittet, som er centralt placeret mellem et område med produktionsoverskud og et område med produktionsunderskud og eksportmuligheder. Det medfører, at begrænsningerne i området er følsomme over for en lang række usikre forudsætninger. Det gælder både udvikling i distribueret vedvarende energi, åben dør-havvind og udviklingen inden for Power-to-X. Der konstateres behov for øget 400/132 kV-transformerkapacitet i området. Desuden observeres der begrænset overføringskapacitet og nettilslutningsmuligheder i den vestlige del af Sjælland.

### 5.3.9 Nordsjælland

Udviklingen i det nordsjællandske område er især præget af havvindmølleparken Hesselø, der er planlagt tilsluttet i station Hovegård. Derudover forudsættes en mere moderat tilvækst i solcelleanlæg end i andre dele af landet samt en generel stigning i forbruget. Disse udviklinger kan håndteres uden større ændringer i det eksisterende transmissionsnet ud

over de ændringer, der kræves for selve tilslutningen af Hesselø. Derfor observeres ikke nogen større overbelastninger, se Figur 40, hvor netreferencen i området og overbelastningsenergien, affødt af AF22-udviklingen i 2050, er illustreret.

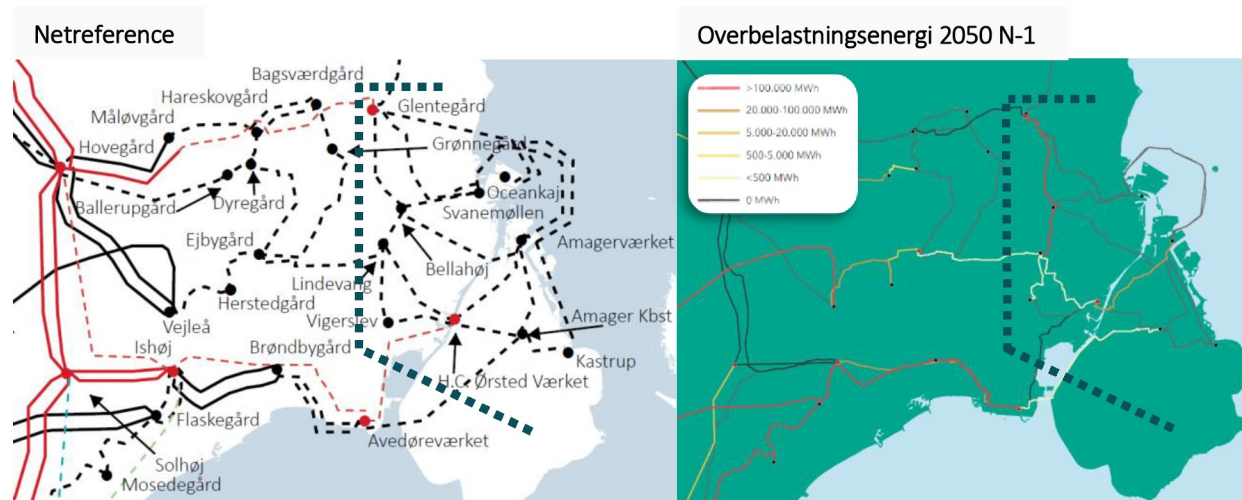


Figur 40 Netreferencen Nordsjælland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF22 2050 – udklip fra Figur 15.

### 5.3.10 Københavnsområdet

Københavnsområdet er præget af forsyning af forbrug. Forbruget i området forventes at stige fremover. Det skyldes især de generelle forbrugsstigninger som følge af både byudvikling og øget elektrificering. Der forventes et fald i den termiske produktionskapacitet i området. Samtidig er der to potentielle kystnære havvindmølleparker under udvikling i området, Aflandshage og Nordre Flint, der begge indgår i Københavns Kommunes klimaplan. Kun Aflandshage indgår som en del af forudsætningerne og er forudsat tilsluttet i Avedøreværket. Samtidig har en række danske virksomheder indgået et partnerskab<sup>14</sup>, med en vision om at etablere storskala elektrolyse i Storkøbenhavn – i første omgang 10 MW, men på sigt op mod 1,3 GW (Københavns Lufthavne, A.P. Møller - Mærsk, DSV Panalpina, DFDS, SAS og Ørsted). De langsigtede ambitioner er omfattet af AF22-analyserne ved implementering af et stort Power-to-X-forbrug tilsluttet i netop Avedøreværket. Netreferencen i området og overbelastningsenergien ved intakt net med hensyntagen til N-1, affødt af AF22-udviklingen i 2050, er illustreret på Figur 41.

<sup>14</sup> <https://presscloud.com/file/87/878111115400554/Faktaark.pdf>



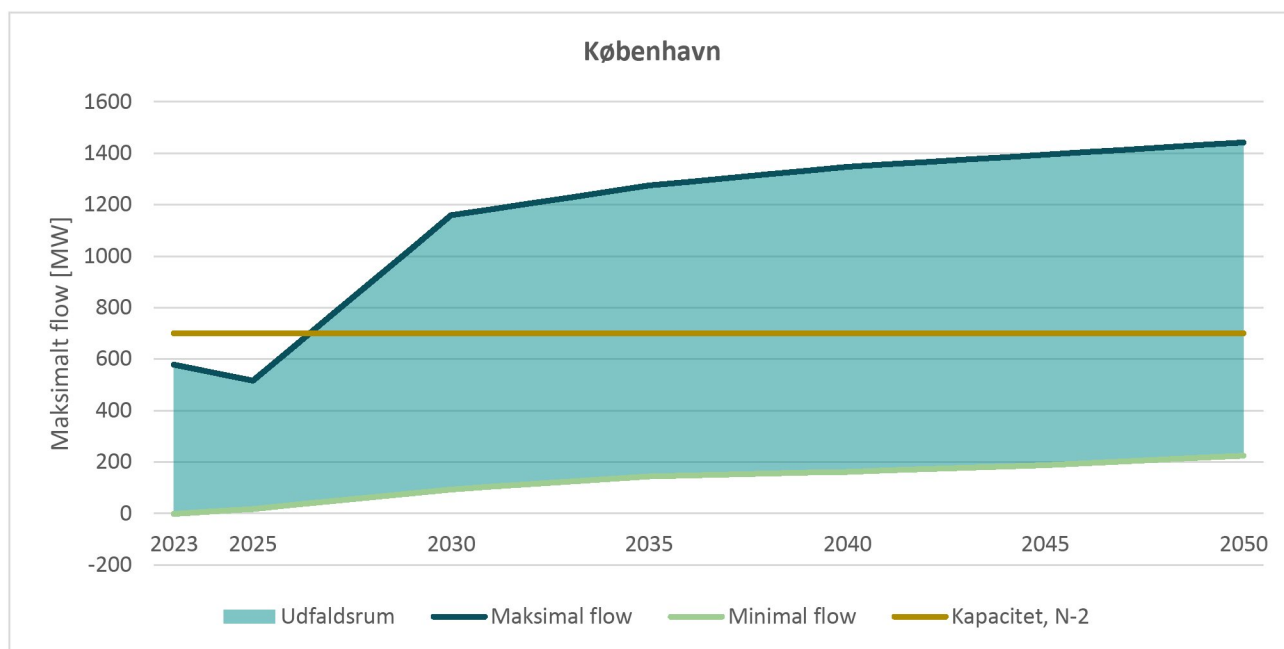
Figur 41 Netreferencen i Københavnsområdet sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF22 2050 – udklip fra Figur 15. Den mørkeblå linje afgrænser snittet ind til det centrale København. Analyserne er behæftet med usikkerhed, da der findes fasedrejestransformere i nogle af forbindelserne ind mod København, hvilket giver mulighed for at optimere udnyttelsen af nettets kapacitet i den enkelte driftstime.

Der ses en tydelig tendens til et stigende forbrug i det centrale København, hvilket skyldes byudvikling og elektrificering af fx varmesektoren. Denne udvikling medfører et stigende flow ind mod det centrale København på grund af effektunderskuddet. De kommende år frem mod 2025 forventes effektunderskuddet i det centrale København at være mere eller mindre konstant og kun variere med ca. 50 MW. Det stemmer overens med historiske flows fra de forgangne år. Variationen skyldes sammensætningen af forbrug og produktion, som blandt andet afhænger af varmebehovet i København. I årene efter 2025 stiger effektunderskuddet markant og dermed ligeledes det maksimale flow ind mod det centrale København. Den markante stigning skyldes et generelt øget klassisk elforbrug, indfasning af elkedler og varmepumper samt udfasning af de centrale kraftværker. Flowet gennem snittet, der er tegnet ind på Figur 41 (stiplet mørkeblå linje), ses på Figur 42.

Tilslutning af ny VE-produktion, som fx havvind, vil bidrage til at reducere effektunderskuddet i det centrale København. Forbruget skal dog fortsat kunne forsynes, når det ikke blæser, hvorfor en øget VE-produktion i det centrale København forventes at have begrænset betydning for det maksimale flow, men vil have betydning for den samlede energimængde, der skal transporteres.

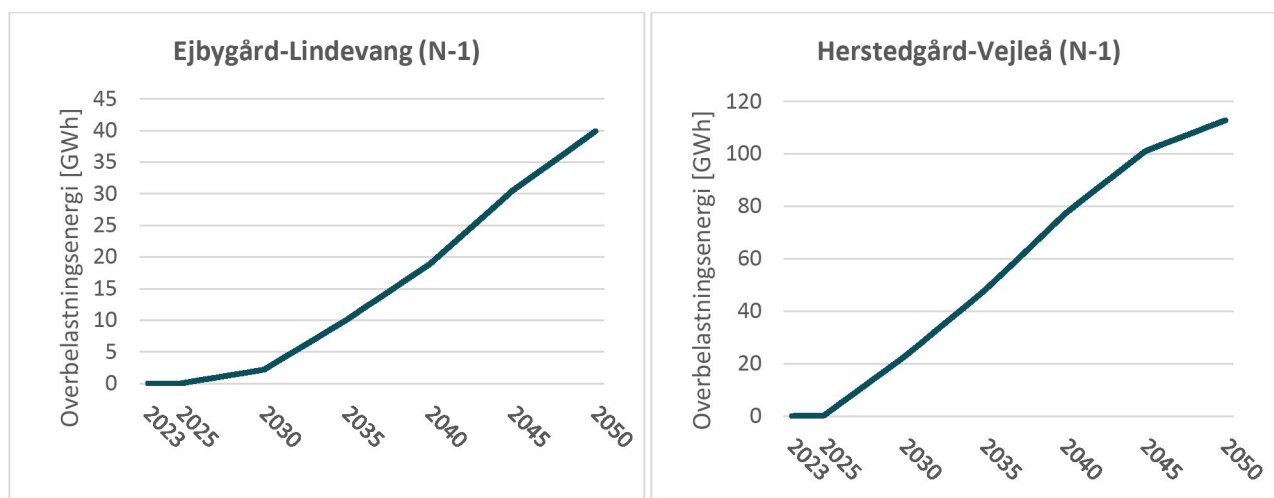
Da området er præget af stort forbrug, vil det typisk være N-2 hændelser, som er dimensionerende for behovet for de afhjælpende tiltag. Det er dog en vis usikkerhed om de langsigtede behov i N-2 situationer, da en stor andel af den forudsatte forbrugstilgang sker med teknologier, som forventes at have en vis fleksibilitet. Dette kan fx være elkedler, varmepumper eller Power-to-X-anlæg. Kapaciteten i snittet ind mod det centrale København er i dag på ca. 700 MW ved hensyntagen til N-2. En del af effektunderskuddet i det centrale København skyldes som sagt indfasning af elkedler og varmepumper, som formodes at have en vis grad af fleksibilitet. På den mellem lange bane vil der dog være behov for afhjælpende tiltag; for at kunne opretholde forsyningen af forbrugere i det centrale København ved hensyntagen til N-2 hændelser. Der foregår p.t. et modningsprojekt i Energinet, som har til opgave at identificere de langsigtede behov i Københavnsområdet.





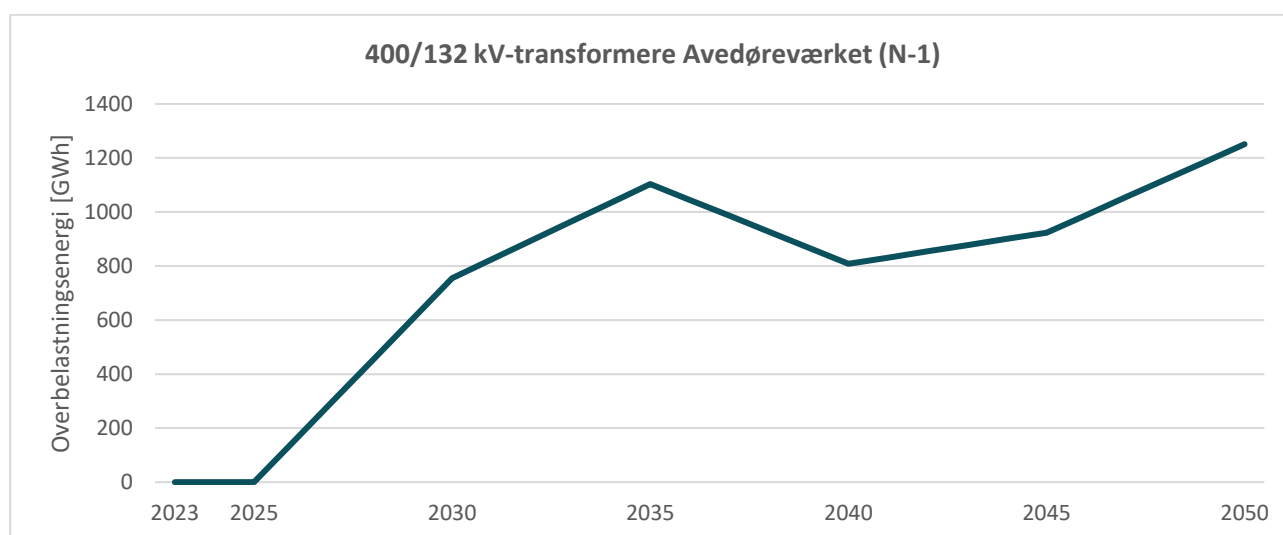
Figur 42 Maksimal og minimale flows i snittet indtil det centrale København, jf. Figur 41.

To af de hårdest belastede forbindelser i Københavnsområdet er 132 kV-kablerne Ejbygård-Lindevang og Herstedgård-Vejleå, hvis belastning er illustreret på Figur 43. Begge forbindelser udgør forsyningsveje ind mod det centrale København, der belastes hårdere og hårdere, efterhånden som forbruget i området stiger. Flere af de ældre kabelsystemer i det københavnske område står over for gennemgribende reinvestering i de kommende år. Der er allerede truffet investeringsbeslutning om at udskifte flere af de gamle oliepapir-isolerede-kabelsystemer og erstatte dem med nye kraftige kabelsystemer. Disse kommende forstærkninger er et skridt på vejen mod den langsigtede forsyning af København og indgår som en del af forudsætningerne for analyserne. Aktuelt er et etableringsprojekt afsluttet i indværende år, hvor den begrænsende faktor i snittet ind mod det centrale København, Ejbygård-Lindvang-forbindelsen forstærkes. Der er nogle driftshåndtag, som kan bruges til at afhjælpe begrænsningerne på forsyningen ind mod København, men inden længe vil disse håndtag ikke være tilstrækkelige.



Figur 43 Overbelastningsenergi for 132 kV-forbindelserne Ejbygård-Lindevang og Herstedgård-Vejleå ved forsyning af forbrug, jf. AF22 med hensyntagen til N-1. Analyserne er behæftet med usikkerhed, da der findes fasedrejetransformer i nogle af forbindelserne ind mod København, hvilket giver mulighed for at optimere udnyttelsen af nettets kapacitet i den enkelte driftstime.

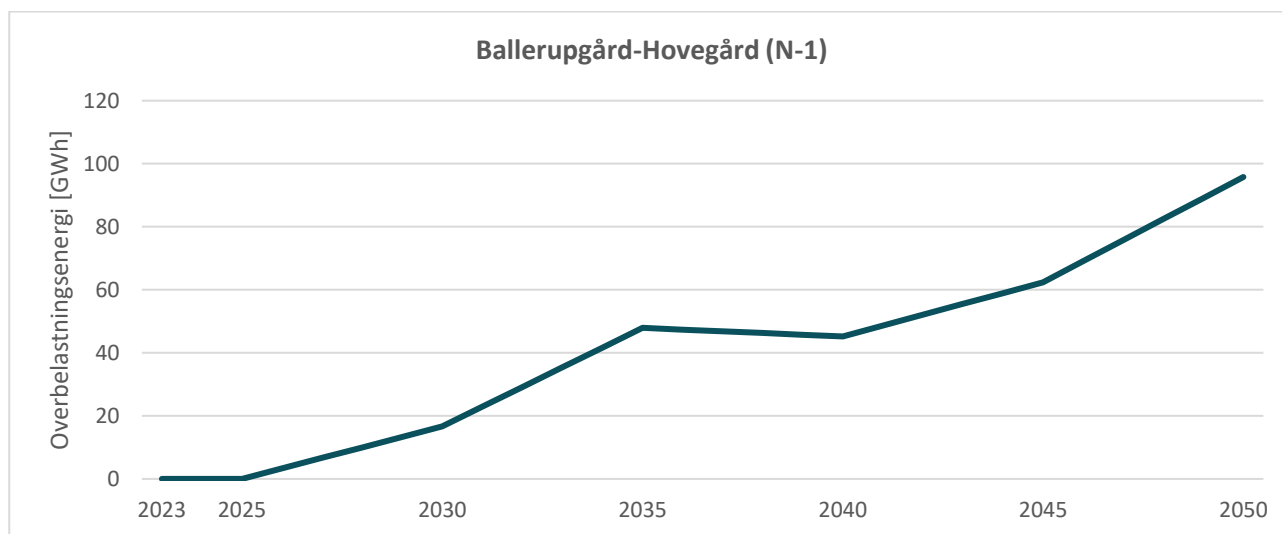
Den konkrete stigning i Power-to-X-forbruget i station Avedøreværket medfører begrænsninger i 400/132 kV-transformeren, som ses illustreret på Figur 44. 400/132 kV-transformeren belastes hårdt i de driftssituationer, hvor Power-to-X-anlægget forbruger op til 1,2 GW, og der samtidig skal tages hensyn til, at 400 kV-forbindelsen Avedøreværket-Ishøj kan være ude af drift. Overbelastningsenergien afhænger i høj grad af Power-to-X-anlæggets forbrug, som igen afhænger af markedry for henholdsvis el og brint. Derfor er den varierende overbelastningsenergi på Figur 44 et udtryk for et varierende antal Power-to-X-fuldlasttimer i markedsbalancerne. Derudover er der en fasedrejetransformer i serie med 400/132 kV-transformeren i Avedøreværket, der kan bruges til at fordele flowet mere hensigtsmæssigt, og dermed reducere de identificerede begrænsninger. Der observeres i dag ikke overbelastninger på de resterende transformere i det Københavnske område. Der vil være behov for en nærmere vurdering af, hvornår eventuelle udfordringer bliver kritiske nok til at give anledning til at iværksætte tiltag til at afhjælpe dem.



Figur 44 Overbelastningsenergi i 400/132 kV-transformeren Avedøreværket under hensyntagen til N-1.

Der observeres stigende begrænsninger i 132 kV-nettet i det nordvestlige Københavnsområde. Begrænsningerne skyldes elektrificering og en industriel udvikling, hvor flere netkunder efterspørger effekt i området. Derudover skyldes begrænsningerne ligeledes behov for at transportere effekt igennem 132 kV-nettet ind til forbrugere i det centrale København.

De største begrænsninger forefindes på forbindelsen Ballerupgård-Hovegård, der allerede er begrænset ved intakt net. Overbelastningsenergi for forbindelsen fremgår ved AF22-udviklingen på Figur 45. Givet ved AF22 vil der være behov for afhjælpende tiltag i det nordvestlige Københavnsområde. Størrelsen af de afhjælpende tiltag afhænger i høj grad af den konkrete forbrugsudvikling i området, hvor forbrugstyperne spiller en afgørende rolle.



Figur 45 Overbelastningsenergi for 132 kV-forbindelsen Ballerupgård-Hovegård ved forsyning af forbrug, jf. AF22 med hensyntagen til N-1.

I området nordvest for København forventes tilgang af nye netkunder, som skal tilsluttes elnettet. Hvis disse netkunder medfører behov for tilslutning i eltransmissionsnettet eller øger kapacitetsbehovet fra underliggende net, må det forventes, at der skal etableres yderligere stationsanlæg i området for at imødekomme dette behov.

### Opsummering

Behovene i området er drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. En øget eller hurtigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. Et Power-to-X-anlæg i området kan ligeledes øge begrænsningerne, afhængigt af graden af fleksibilitet anlæggene har i forhold til transmissionsnettet. Givet ved AF22-udviklingen vil der på sigt være behov for afhjælpende tiltag ved forsyning af forbrugere i Københavnsområdet. Der arbejdes p.t. i Energinet på et modningsprojekt, som skal identificere de langsigtede behov for Københavnsområdet. Introduceres der VE-produktionskapacitet i Københavnsområdet, kan den bidrage til et mindre effektunderskud og derved bevirke mindre behov for afhjælpende tiltag. Det vil dog være nødvendigt med nærmere analyser, om hvorvidt det reelt vil reducere behovene relateret til forsyning af forbrug, idet der ikke nødvendigvis vil være sammenfald mellem højt forbrug og VE-produktion.

#### 5.3.11 Bornholm

Energinet har ikke noget transmissionsnet på Bornholm, men varetager udelukkende forsyning af øens forbrug blandt andet via en forbindelse mellem Bornholm og Sverige. Behov for afhjælpende tiltag på Bornholm er derfor ikke indeholdt i behovsanalysen.

I forbindelse med Energiø Bornholm-projektet forventes etablering af 3 GW havvind i Østersøen, som nettilsluttes i en ny station på Bornholm. Fra stationen etableres HVDC-forbindelser til henholdsvis Sjælland og Tyskland. Behovene udløst af HVDC-forbindelsen behandles i de øvrige afsnit. Energinet og netselskabet på Bornholm undersøger desuden muligheden for at tilslutte det bornholmske elnet til energiøen.



## 6. Bilag

### 6.1 Projekter i netreferencen

Dette bilag redegør for de godkendte projekter, som er en del af netreferencen pr. den 1. juli 2023. De godkendte projekter omfatter reinvesteringer, saneringer og udbygninger i eltransmissionsnettet. Netreferencen indeholder ikke alle igangværende projekter i eltransmissionsnettet, men omfatter alene de projekter som har indvirkning på Behovsanalysen for eltransmissionsnettet 2023. I det følgende opgøres alle de kommende projekter som er inkluderet i netreferencen. Opgørelsen er opdelt på reinvesteringer, udbygninger og saneringer.

#### Reinvesteringer

Reinvesteringsprojekterne omfatter reinvestering i luftledninger og kabler. Reinvesteringer hvor samme funktionaliteten bibeholdes fremgår ikke, da disse reinvesteringer ikke vil have betydning for behovene i eltransmissionsnettet. Af samme årsag undlades ligeledes reinvestering af stationer og stationskomponenter i tabellen herunder:

DK1 – Jylland og Fyn	DK2 – Sjælland og øerne
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kabellægning af 150 kV-luftledning Abildskov og Fynsværket.</li> <li>- Kabellægning af 150 kV-luftledning Fraugde-Odense SØ.</li> <li>- Opgradering af 400 kV-luftledningen mellem Idomlund og Tjele til dobbeltsystem, samt etablering af et nyt 150 kV kabel mellem Loldrup og Foulum.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kabellægning af 132 kV-luftledning Kamstrup-Spanager.</li> <li>- Opgradering af 132 kV-kabelsystemet Bellahøj-Lindevang.</li> <li>- Opgradering af 132 kV-kabelsystemet Lindevang-Vigerslev kabelstation.</li> <li>- Opgradering af 132 kV-kabelsystemet H.C. Ørstedværket-Vigerslev kabelstation.</li> <li>- Kabellægning af 132 kV-luftledningerne imellem Stasevang og Teglstrupgård.</li> <li>- Kabellægning af 132 kV-luftledning Hejninge-Stignæsværket.</li> <li>- Kabellægning af 132 kV-luftledningerne imellem Orehoved og Radsted.</li> <li>- De to kabelsystemer imellem Amager kabelstation og Amagerværket erstattes af et nyt kraftigt 132 kV-kabel.</li> <li>- De to kabelsystemer imellem Amager kabelstation, og H.C. Ørstedværket erstattes af et nyt kraftigt 132 kV-kabel.</li> <li>- Opgradering af 132 kV-kabelsystemet Bellahøj-Svanemølleværket.</li> <li>- Kabellægning af 132 kV-luftledning Haslev-Spanager. Ny driftstrækning bliver Haslev Øst-Spanager.</li> <li>- Kabellægning af 132 kV-luftledning Nyrup-Ringsted med indsløjfning i kommende 132 kV-station Ørslevvester.</li> </ul>

Tabel 1 Reinvesteringsprojekter af luftledninger og kabler som er inkluderet i netreferencen.

## Saneringer

Saneringsprojekter i netreferencen omfatter stations- og luftledningssaneringer samt de igangværende Forskønnelsesprojekter. Sanering af luftledninger i forbindelse med kabellægninger fremgår ikke af denne tabel. I Tabel 2 fremgår saneringsprojekterne.

DK1 – Jylland og Fyn	DK2 – Sjælland og øerne
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Forskønnelse af 400 kV- og 150 kV-luftledningerne i Årslev Engso.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sanering af 132 kV-station Østerholm. 132 kV-luftledningerne Orehoved-Østerholm og Østerholm-Næstved sammenkobles.</li> <li>- Sanering af 132 kV-station Haslev og etablering af en ny 132 kV-station Haslev Øst.</li> <li>- Forskønnelsesprojekt Roskilde Fjord. Sanering af de to dobbeltluftledningssystemer imellem 132 kV-stationerne Lyngerup-Ølstykkegård-Hovegård samt nedtagning af det ene dobbeltluftledningssystem imellem 132 kV-stationerne Lyngerup og Kyndbyværket. Til erstatning etableres 132 kV-kabelsystemerne Kirkeskovgård-Lyngerup, Lyngerup-Ølstykkegård og Ølstykkegård-Hovegård.</li> <li>- Forskønnelsesprojekt Kongernes Nordsjælland. Kabellægning af 400 kV-luftledningerne på dalstrækningen imellem Kvistgård og Skibstrupsgård.</li> </ul>

Tabel 2 Reinvesteringsprojekter af luftledninger og stationer som er inkluderet netreferencen.

## Udbygninger

Udbygningsprojekter i netreferencen omfatter luftlednings- og kabeludbygninger samt etablering af nye stationer, hvilket fremgår af Tabel 3.

DK1 – Jylland og Fyn	DK2 – Sjælland og øerne
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Etablering af dobbeltsystem 400 kV-luftledning mellem Endrup og Grænsen og Endrup og Idomlund. Projektet indeholder desuden etablering af ny 400 kV-station ved Stovstrup.</li> <li>- Kompenserende kabellægning i forbindelse med etablering af 400 kV-luftledningsforbindelse mellem henholdsvis Endrup og Grænsen og mellem Endrup og Idomlund. Alle 150 kV-luftledninger i berørte kommuner erstattes med kabler i jorden, og netstrukturen optimeres.</li> <li>- Impedanstilpasning af 400 kV-luftledningerne Landerupgård-Revsing og Endrup-Revsing.</li> <li>- Opgradering af 150 kV-luftledning Fredensdal-Hvorupgård.</li> <li>- Viking Link HVDC-forbindelse mellem Danmark og England.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Etablering af ny 132 kV-station Femern og Gloslunde samt 132 kV-kabelsystemerne. Gloslunde-Vestlolland, Femern-Gloslunde og Femern-Rødby.</li> <li>- Ny 132 kV-station Nørre Radsted sløjfes ind på det ene kommende kabel mellem Radsted og Orehoved.</li> <li>- Ny 132 kV-kabel imellem Rødby og Nørre Radsted.</li> <li>- Ny 132 kV-station Vordingborg Nord samt to 132 kV-kabler mellem Orehoved og Vordingborg Nord.</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- Etablering af ny 150 kV-station Gyden sløjfes ind på luftledningen imellem Abildskov og Sønderborg.</li> <li>- Etablering af ny 150 kV-station Odense Vest, som sløjfes ind på den eksisterende 150 kV-forbindelse mellem Abildskov og Fynsværket.</li> <li>- Etablering af nyt 150 kV-kabelsystem Hatting-Ryttergård.</li> <li>- Etablering af ny 150 kV-station Hedensted. Stationen sløjfes ind på det kommende kabelsystem Hatting-Ryttergård.</li> <li>- Etablering af 220 kV-station Volder Mark til nettilslutning af Thor Havvindmøllepark.</li> <li>- Etablering af fire nye 150 kV-stationer i Nordjylland, til opsamling af vedvarende energi.</li> <li>- Etablering af ny 150 kV-station Galten.</li> <li>- Etablering af ny 150 kV-station Sdr. Højrup samt 150 kV-kabel Fraugde Vest-Sdr. Højrup.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ny 132 kV-station Oceankaj samt 132 kV-kablerne Glentegård-Oceankaj og Amagerværket-Oceankaj.</li> <li>- Ny 400 kV-station Solhøj indsløjfes på 400 kV-luftledningerne imellem Bjæverskov, Ishøj og Hovegård.</li> <li>- Etablering af ny 132 kV-station Haslev Øst samt etablering af 132 kV-kabelsystemer mellem Haslev Øst og Spanager og Haslev Øst og Vordingborg Nord.</li> <li>- Ny 400/132 kV-station Ørslevvester sløjfes ind på 400 kV-luftledningerne imellem Asnæs/Herslev og Bjæverskov.</li> </ul>
---	---

Tabel 3 Udbygningsprojekter af luftledninger, stationer og kabler som er en del af netreferencen.

## 6.2 Dekomponering af kystnære- og havvindmølleparker

I tabellen herunder ses de forudsatte placeringer og tilslutningspunkter for nye kystnære- og havvindmølleparker, jf. den udvikling der er fremskrevet i AF22. Ud over nedenstående er EnergiØ Nordsøen forudsat tilsluttet i 400 kV-stationen Revsing, og EnergiØ Bornholm er forudsat tilsluttet i 400 kV-stationen Solhøj.

Placering	Område	Tilslutning	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår
Vesterhav Nord	DK1	Engbjerg 150 kV	180	2024
Vesterhav Syd	DK1	Søndervig 150 kV	170	2024
Thor	DK1	Idomlund 400 kV	900	2027
Lillebælt Syd (Åben dør)	DK1	Sønderborg 150 kV <sup>15</sup>	28	2027
Frederikshavn Havvindmøllepark (Åben dør)	DK1	Starbakke 150 kV	72	2025-2027
Kattegat II	DK1	Trige 400 kV	1000	2031
Nordsø-parker (park 1)	DK1	Idomlund 400 kV	1000	2031
Nordsø-parker (park 2 og 3)	DK1	Endrup 400 kV	2000	2031
Kriegers Flak II	DK2	Bjæverskov 400 kV	1000	2031
Aflandshage (Åben dør)	DK2	Avedøreværket 132 kV	286	2025-2026
Jammerland Bugt (Åben dør)	DK2	Asnæsværket 132 kV	214	2026-2027
Hesselø (Energiaftale park 2)	DK2	Hovegård 400 kV	1000	2029

AF22 Ekstra havvindmølleparkeres kapacitet er placeret således på stationer:

Område	Tilslutning	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår
DK1	Idomlund 400 kV	3.654	Fra 2034
DK1	Starbakke 150 kV	500	Fra 2038
DK1	Fredensdal 150 kV	450	Fra 2038
DK1	Åstrup 150 kV	600	Fra 2040
DK1	Bredkær 150 kV	850	Fra 2040
DK1	Vendsysselværket 400 kV	1.103	Fra 2041

<sup>15</sup> På nuværende tidspunkt forventes det, at parken vil blive tilsluttet i en ny station, der sløjfes ind på kablet mellem Abildskov og Sønderborg. Denne forskel vil dog have begrænset betydning for de observerede flows.

DK1	Endrup 400 kV	1.491	Fra 2045
DK1	Bredebro 150 kV	500	Fra 2047
DK1	Stovstrup 400 kV	354	Fra 2048

### 6.3 Kendte mulige Power-to-X-projekter brugt til dekomponering

Herunder præsenteres de forudsatte placeringer og tilslutningspunkter for kendte og nye offentligt kendte Power-to-X-projekter over 25 MW, som Energinet har brugt i dekomponeringen af AF22, jf. den udvikling der er fremskrevet i AF22. Der kan være kommet nye til siden og sket ændringer i projekterne.

Projekt navn	Område	Sted	Station – estimat
HySynergy	DK1	Fredericia/Trekantområdet	Ryttergården
GreenLab Skive	DK1	Nær Skive	Roslev
Green Hydrogen Hub	DK1	Nær Viborg og Hobro	Tjele
CIP i Esbjerg	DK1	Esbjerg	Endrup
Ramme REDDAP	DK1	Nær Holstebro	Ramme
Green HyScale	DK1	Nær Skive	Roslev
H2 Energy Europe	DK1	Nær Esbjerg	Endrup
European Energy Aabenraa	DK1	Nær Rødekro og Aabenraa	Kassø
Høst	DK1	Nær Esbjerg	Endrup
Fjord – Blue Power Partners m.fl.	DK1	Nær Aalborg	Nordjyllandsværket
CIP i Aalborg	DK1	Nær Aalborg	Aalborg Øst
Linde	DK1	Nær Aabenraa	Ensted
Mariagerfjord	DK1	Nær Hobro og Randers	Kærbybro
Me Fuel	DK1	Nær Aabenraa	Ensted
Power-to-X Udbud Aalborg	DK1	Omkring Aalborg	Aalborg Øst
Power-to-X Udbud Esbjerg	DK1	Omkring Esbjerg	Endrup
Power-to-X Udbud Fredericia	DK1	Omkring Fredericia	Landerupgård
Green Fuels for Denmark – Ørsted m.fl.	DK2	Avedøre Amager	Avedøreværket
Arcadia Biofuel	DK2	Vordingborg	Masnedøværket
Vordingborg Biofuel	DK2	Vordingborg	Masnedøværket
Power-to-X Udbud Storkøbenhavn	DK2	Storkøbenhavn	Avedøreværket

### 6.4 Planlægningskriterier

Energinets planlægningskriterier skal sikre, at eltransmissionssystemet udvikles, så det til enhver tid kan understøtte den daglige drift. De kriterier, der ligger til grund for identifikation af behov i eltransmissionsnettet, er derfor bygget op om de gældende driftskrav og de udfald og konsekvenser, der skal kunne håndteres i den aktuelle drift. Det betyder konkret, at eltransmissionssystemet i den daglige drift ikke må belastes ud over givne grænser under givne mangler i systemet. De tilladelige konsekvenser under fejl udtrykkes ved tilladelige belastningsgrænser, herefter omtalt som belastningsevner. Belastningsevnerne er afhængige af, hvor lang tid belastningen forekommer. Der er således forskel på, hvilken belastning der kan tillades kontinuert og i en begrænset periode. Der er forskellige belastningsevner for de enkelte komponenter i eltransmissionsnettet. De afhænger af de tekniske anlæg, beredskabsmæssige forhold samt levetidsbetragtninger.


En overskridelse af belastningsevnen for en given komponent er ikke nødvendigvis ensbetydende med, at der er behov for større tiltag. Energinet arbejder for i højere grad at have en sandsynlighedsbaseret tilgang til udvikling af eltransmissionssystemet. Det er derfor ikke alene et spørgsmål om at vurdere, hvorvidt et specifikt kriterie overskrides, men også hvor ofte det sker, og hvor sandsynligt det er, at det vil ske.

For at sikre et eltransmissionsnet, der kan leve op til driftskravene, analyseres netkonsekvenserne ved en given udvikling ved intakt net (N analyser), ved ét udfald (N-1 analyser) og ved to udfald (N-2 analyser). Exceptionelle udfald (beredskabssituationer) undersøges ikke i behovsanalysen eller udarbejdelsen af den langsigtede netstruktur. Dette håndteres efterfølgende i de konkrete planlægningsprojekter.

Ved en N-1 beregning analyseres belastningen af hver komponent ved udfald af den komponent, der giver anledning til den største belastning. Tilsvarende ved en N-2 beregning, hvor det er den værste kombination af to udfald. De tilladelige konsekvenser, set i relation til netplanlægning, afhænger af om det er forsyningsikkerhed, indpasning af produktionskapacitet, herunder vedvarende energi eller udnyttelse af handelsforbindelser, der betragtes samt antallet af fejl, der skal håndteres. Se mere herom i faktaboksen, *Tilladelige konsekvenser*. Afhængigt af udfaldssituationen og om det er vedvarende energi, forbrug eller handel, der er bestemmende for behovet, vil det være det altid være det mest begrænsende kriterie, der er dimensionerende.


Disse tilladelige konsekvenser er en del af Energinets planlægningskriterier, se Tabel 4. I praksis viser en N-1 analyse, om der er behov for aflastende tiltag i driften ved intakt net for at være forberedt, hvis den værste fejl skulle ske. Tilsvarende gælder det for en N-2 analyse, at det identificeres, hvis der vil være behov for afhjælpende tiltag efter første fejl for at være forberedt til næste fejl. Der analyseres ikke på N-2 situationers konsekvens for belastningen i distributionsnettene. Dette håndteres i den løbende koordinering med de enkelte netselskaber. Netplanlægningskriterierne kan studeres i flere detaljer på [Energinets hjemmeside](#).

### TILLADELIGE KONSEKVENSER




Hensynet til forbrug er omfattet af de strengeste planlægningskrav, hvor forsyningen skal kunne håndteres kontinuert ved op til to fejl i nettet. Ved kabler indregnes dog et tillæg til den kontinuerte belastningsgrænse som følge af, at døgnvariationer på forbruget øger kablers udnyttelsesgrad.

**FORBRUG**



Lokal og national eksport af VE-produktion, når forbruget er lavt, sikres som udgangspunkt ved én fejl. De tilladelige konsekvenser er den belastning, der kan tillades i 40 timer, som er den maksimale tid, der går, inden markedet er tilpasset en ny situation. Her adskiller planlægningskriteriet fra praksis i driften i dag, hvor det er 15 minutters kriteriet der anvendes.

**VE**



Af hensyn til sikkerheden i det europæiske elsystem, skal to fejl i det interne net kunne håndteres, også under store udvekslinger på handelsforbindelserne. Den tilladelige konsekvens efter anden fejl er belastningen, der kan tillades i 15 minutter, som er den tid, det må tage inden afhjælpende driftstiltag er iværksat. Grænsen ved én fejl er den belastning, der kan tillades i 40 timer, som er den maksimale tid, der går, inden markedet er tilpasset en ny situation.

**HANDELSFORBINDELSER**

	Forbrug	VE-produktion	Markedsfunktion
Intakt net (N)	Kontinuert belastningsevne		
Udfald af et vilkårligt netelement (N-1)	Kontinuert belastningsevne og tillæg for cyklisk forbrug <sup>16</sup>	40 timers belastningsevne	

<sup>16</sup> For kabler indregnes et tillæg på 16 procentpoint for at tage højde for at belastningen vil være cyklisk.

Udfald af to vilkårlige netelementer (N-2)	Kontinuert belastningsevne og tillæg for cyklisk forbrug <sup>16</sup>		15 minutters belastningsevne
--	--	--	------------------------------

Tabel 4 Oversigt over netplanlægningskriterierne.

### Håndtering af fleksibelt forbrug

Det forbrug, der ligger til grund for behovsanalysen, er et resultat af Energinets simuleringer af spotmarkedet på baggrund af de anvendte forudsætninger. Heri er noget forbrug modelleret med en fast profil, mens forbrug til fx elkedler, store varmepumper og Power-to-X optimeres i forhold til elprisen. Der er altså en grad af fleksibilitet i forbruget, men kun i forhold til elprisen – ikke i forhold til netbegrænsninger. Flexibilitet i forhold til netbegrænsninger udmøntes for nuværende igennem planlægningsmetoderne.

Store elkedler og varmepumper antages som udgangspunkt at være afbrydelige, hvilket i praksis betyder, at de kan afbrydes i tilfælde af netbegrænsninger. Dermed er det ikke det samme kriterie, der gælder for dette forbrug som for det øvrige. Energinet har ikke tidligere arbejdet med indpasning af Power-to-X i de samlede langsigtede analyser af eltransmissionsnettet. Der er ikke fastlagt retningslinjer for, hvilke kriterier der skal anvendes ved indpasning af den type elforbrug. Der er tale om en type forbrug af en anden karakter end det øvrige elforbrug, idet der er gode muligheder for lagring af slutproduktet og dermed en tidsforskydelse mellem forbruget og produktionen heraf. Power-to-X-enhederne antages derfor også at være afbrydelige. Det forventes, at dette svarer til, at Power-to-X-enheder, elkedler og varmepumper ikke bliver dimensionerende for behovene i eltransmissionsnettet. Det må dog forventes, at nogle af disse fremtidige anlæg ikke ønsker fuld afbrydelighed afhængigt af det konkrete anlægs brug. Dette vil blive håndteret under nettilslutning af det konkrete anlæg.

Energinet har i september 2023 fået godkendt et netprodukt med begrænset netadgang, som sikrer rammebetingelser og incitamenter for fleksibelt forbrug. Det er endnu uvist, i hvor høj grad de store forbrugsenheder vil benytte sig af dette nye produkt, og dermed hvor høj grad af fleksibilitet der reelt vil være i forbruget.

## 6.5 Planlægningsbalancer og analyser

Overordnet set bygger Energinets netplanlægning på at analysere konsekvenserne ved fejl og mangler i eltransmissionsnettet i givne driftssituationer. Disse driftssituationer analyseres ved en række planlægningsbalancer. Energinet arbejder som udgangspunkt med markedsbalancer, også kaldet årskørsler.

### Markedsbalancer og årskørsler

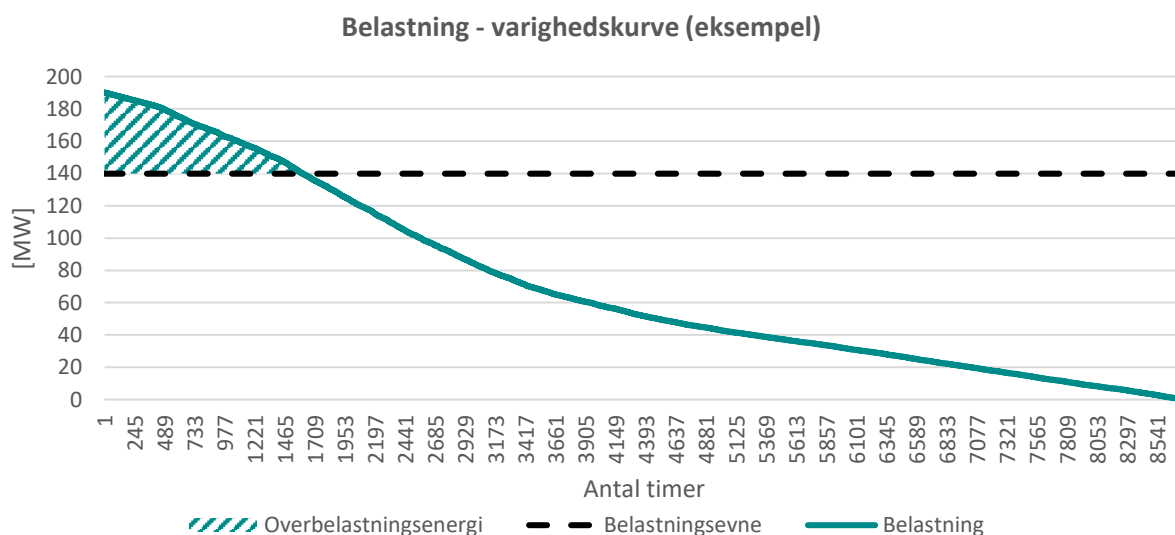
Markedsbalancerne baserer sig på simuleringer af elspotmarkedet. Markedssimuleringerne er udført i Energinets eget simuleringsværktøj SIFRE (Simulation of Flexible and Renewable Energy systems). SIFRE simulerer spotmarkedet og giver et bedste bud på, hvordan forbrug, produktion og marked spiller sammen time for time for et givent år. Herved opnås 8.760 markedsbalancer for hvert analyseår. En samlet netanalyse af disse kaldes en årskørsel.

En årskørsel leverer belastningsresultater for hver time i et analyseår. Herved opnås et overblik over varigheden af de enkelte belastninger og deres udvikling over tid. På Figur 46 ses en illustration af de resultater, der kommer ud af en årskørsel. Der opnås en belastning af en given komponent for hver time – på figuren illustreret med en varighedskurve, hvor belastningsværdierne er sorteret fra størst til mindst. Dette billede kan tegnes for alle komponenter i eltransmissionsnettet for både intakt net og N-1 for alle analyseår. Den vandrette streg indikerer belastningsevnen for komponenten.

ten. Hvis belastningen overstiger denne linje, er der således tale om en overbelastning, og der vil være behov for afhjælpende tiltag. Behovsanalysen forholder sig ikke til, hvilke tiltag der skal tages i brug. Det skraverede område repræsenterer den energimængde, der ligger i overbelastningen og omtales overbelastningsenergi.

Overbelastningsenergien er den energimængde, der skal aflastes på forbindelsen, hvis der ikke tages andre tiltag i brug. Det er ikke direkte den mængde, der skal op-/nedreguleres, da det sjældent vil være muligt at aflaste forbindelsen direkte med den mængde der op-/nedreguleres. Der vil sandsynligvis være behov for en større mængde op-/nedregulering for at opnå den nødvendige aflastning af forbindelsen. Størrelsen af overbelastningsenergien kan sige noget om kritikaliteten af et behov, idet energimængden vil være større, dels hvis overbelastningen forekommer hyppigt, dels hvis der er tale om en komponent, der overfører meget energi.

Som en del af Energinets arbejde med en mere sandsynlighedsbaseret tilgang til netplanlægning spiller denne overbelastningsenergi en større og større rolle, hvorved der er mindre fokus på den absolutte overbelastning og mere fokus på hyppighed, sandsynlighed og energimængde.



Figur 46 Illustration af output af netanalyser fra årskørsler.

### Analyser til identifikation af behov for nye tiltag

Herunder beskrives det, hvordan markedsbalancerne anvendes, når der skal identificeres behov for nye tiltag:

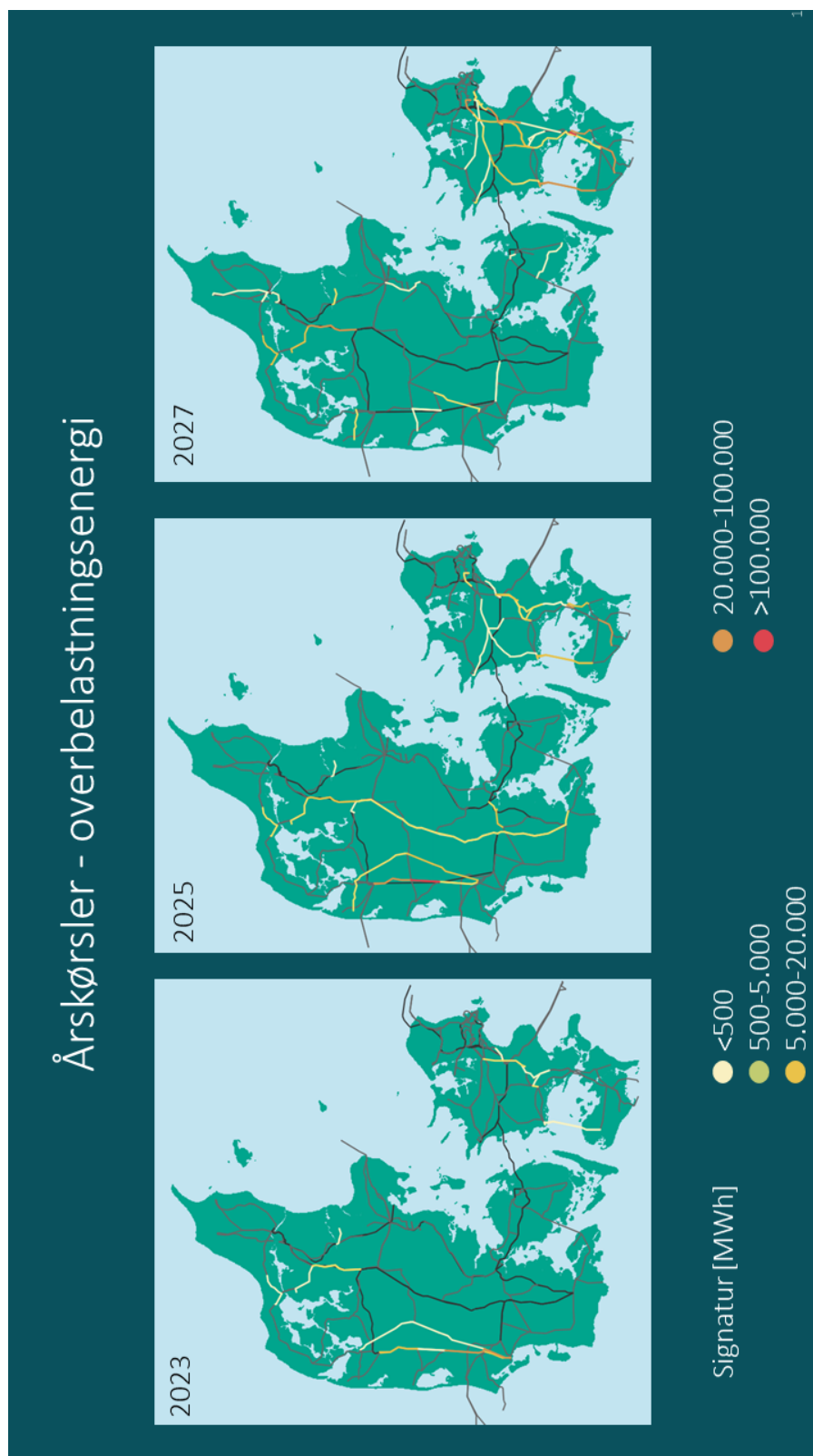
- Netanalyser på intakt net anvendes til at vise generel udvikling i udvalgte områder ved at betragte det samlede flow gennem større snit i eltransmissionsnettet. Det vil sjældent være intakt net, der er dimensionerende for behovene, og derfor anvendes analyserne i stedet til, på et overordnet niveau, at analysere, hvordan udviklingen ændrer sig under varierende forudsætninger.
- I områder der er domineret af overskudsproduktion fra vedvarende energi, vil det typisk være N-1 situationer, der er bestemmende for behovet. Når årskørslerne anvendes, sammenholdes resultaterne i en N-1 situation med den tilladelige belastning, som er gældende for indpasning af vedvarende energi og understøttelse af markedsfunktionen. Fra årskørslerne anvendes overbelastningsenergien som den primære måde at udtrykke



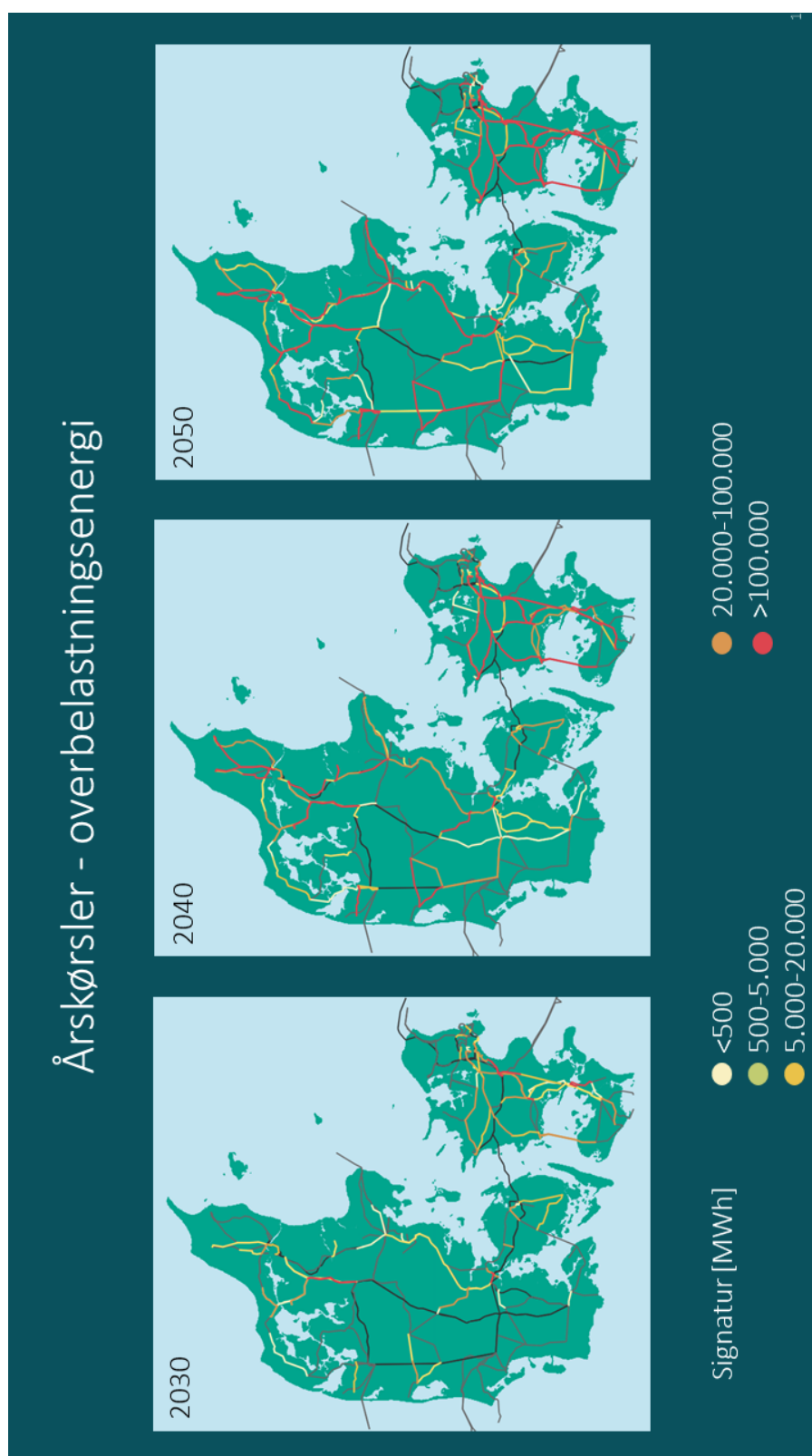
de identificerede begrænsninger – og dermed behov for tiltag.

- For forsyning af forbrug vil det typisk være N-2 situationen, der er bestemmende for behovet. Behov affødt af en udvikling i forbrug analyseres i højere grad ved N-2 beregninger af standardbalancerne for forbrug. For N-2 beregninger anvendes den maksimale belastning relativt til komponentens belastningsevne til at udtrykke de identificerede begrænsninger og dermed behov for tiltag. Som beskrevet i afsnit 0 - *Håndtering af fleksibelt forbrug* ses der bort fra Power-to-X-anlæg, elkedler og varmepumper i N-2 beregningerne for forbrug. Til N-2 analyserne benyttes typisk udvalgte balancer, som opsættes ud fra enten historiske data eller repræsentative markedsbalancer.
- Hvad angår understøttelse af markedsfunktion og transit igennem systemet, skal driften af systemet kunne opretholdes i 15 minutter i tilfælde af to fejl. Behov afledt af dette krav afdækkes ved brug af årskørslerne, da de bedst repræsenterer den forventede transit igennem systemet. Af hensyn til omfanget af beregninger gennemføres ikke en analyse af alle N-2 kombinationer for alle driftstimer. Analyserne gennemføres i stedet ved udfald af udvalgte komponenter, der er afgørende for at understøtte transit. For disse beregninger anvendes den maksimale belastning over et år for hver komponent, relativt til komponentens 15 minutters belastningsevne til at udtrykke de identificerede behov for tiltag.

## 6.6 Overbelastningskort



Figur 47 Overbelastningsenergi affødt af AF22 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund.



Figur 48 Overbelastningsenergi affødt af AF22 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund.

