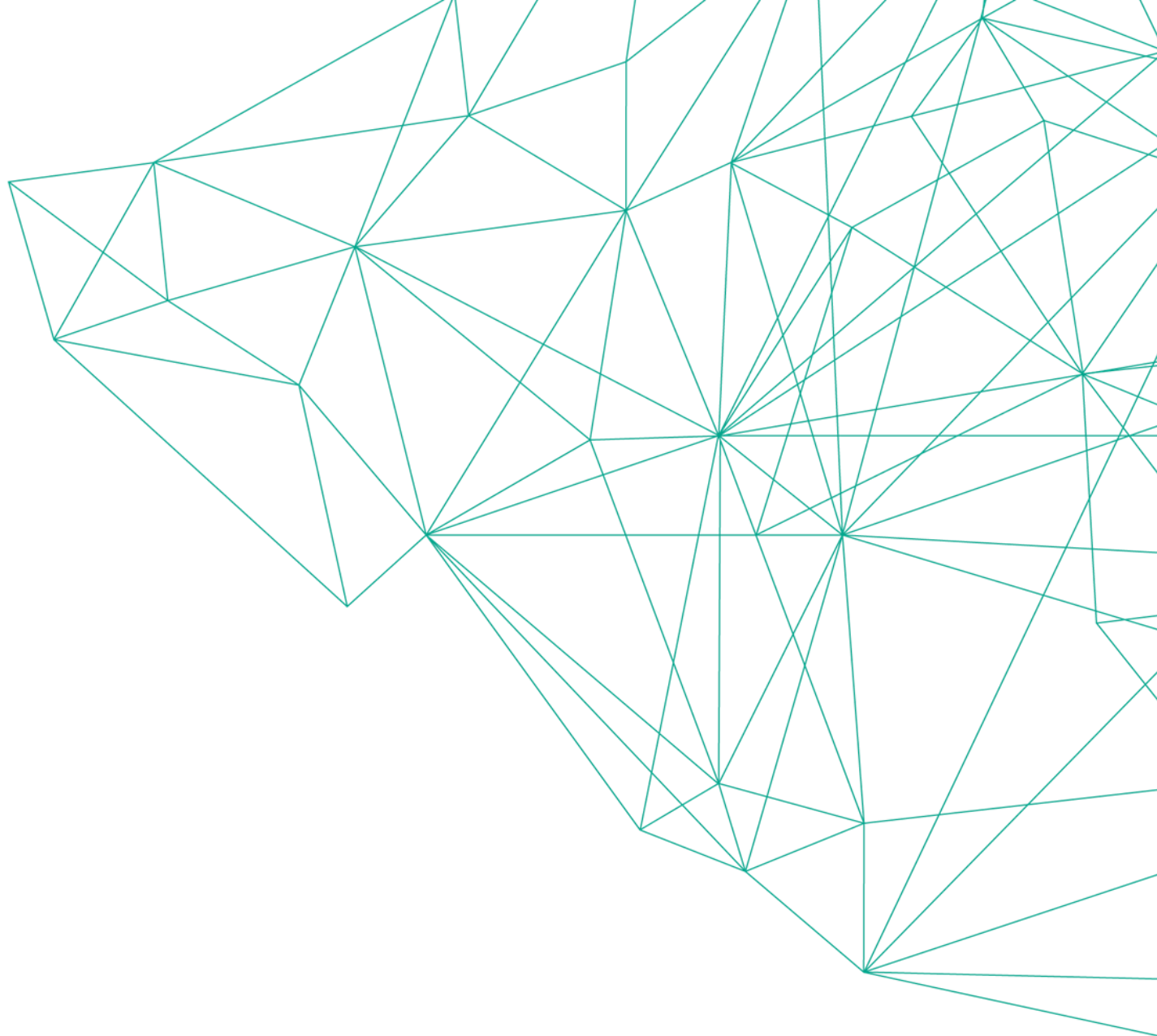




RAPPORT

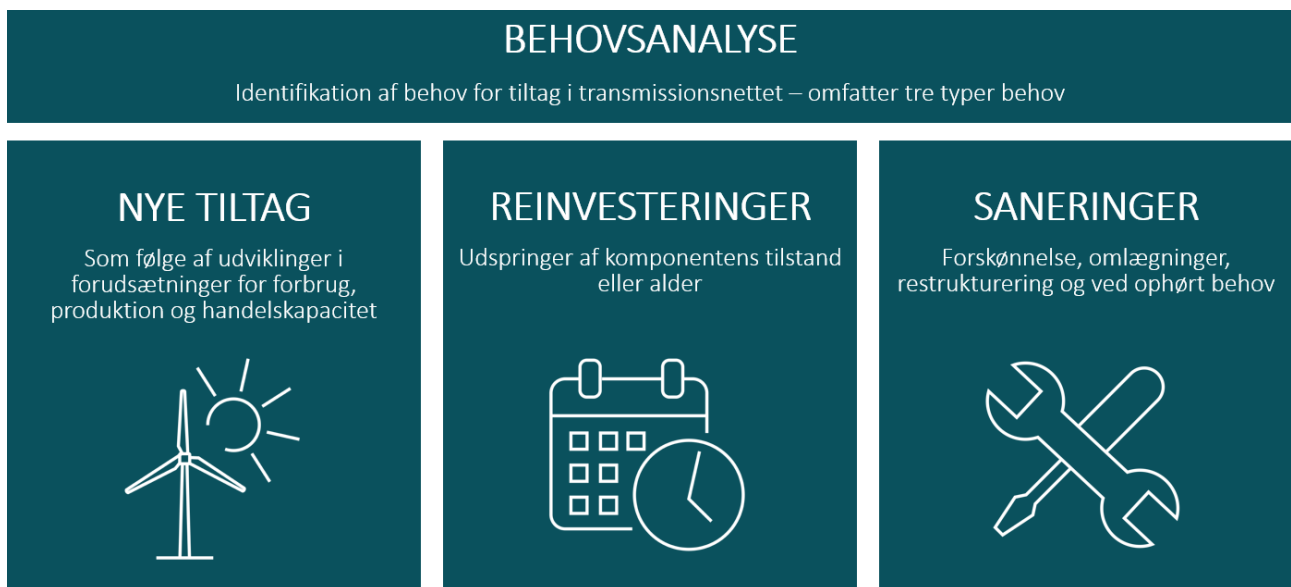
BEHOVSANALYSE FOR ELTRANSMISSIONSNETTET 2020

Indhold

1. Introduktion	3
1.1 Formål med behovsanalysen	4
1.2 Læsevejledning	4
2. Sammenfatning	5
2.1 Saneringsbehov.....	5
2.2 Reinvesteringsbehov.....	5
2.3 Behov for nye tiltag.....	6
3. Grundlag for behovsanalysen	10
3.1 Netreferencen.....	10
3.2 Fremskrivninger af udviklingen i energisystemet	12
3.3 Planlægningskriterier	23
4. Metode for identifikation af behov	26
4.1 Markedsbalancer og årskørsler	26
4.2 Standardbalancer.....	27
4.3 Identifikation af behov for nye tiltag	27
4.4 Identifikation af reinvesteringsbehov	29
4.5 Identifikation af saneringsbehov	29
5. Saneringsbehov	29
5.1 Forskønnelse af eksisterende 400 kV-net.....	29
5.2 Kompenserende kabellægning	30
5.3 Kabellægning på udvalgte strækninger	31
6. Reinvesteringsbehov	31
7. Behov for nye tiltag	32
7.1 Kortsigtede behov.....	33
7.2 Langsigtede behov	33
8. Bilag 1 – Status på eltransmissionsnettet og netreferencen	58
9. Bilag 2 – Dekomponering af kystnære- og havvindmølleparker ..	60
10. Bilag 3 – Reinvesteringsbehov	63
11. Referencer	64

1. Introduktion

Denne behovsanalyse kortlægger behov for tiltag i eltransmissionssystemet. De seneste år har Energinet kortlagt disse behov og præsenteret et pejlemærke for en langsigtet netstruktur, der kan understøtte de identificerede behov i en Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan (RUS-plan) – senest i form af [RUS-plan 2018](#) [1]. For at øge gennemsigtigheden i Energinets investeringsbeslutninger og skabe en tydelig opdeling af behov for tiltag og mulige afhjælpende løsninger offentliggør Energinet nu to separate produkter, som en del af den langsigtede planlægning – denne behovsanalyse og en langsigtet netstruktur, som kan hentes [her](#) [2]. Behovsanalysen for eltransmissionsnettet rækker frem til 2040 og omfatter behov for nye tiltag i eltransmissionssystemet, reinvesteringer og saneringer, Figur 1. Alle tre typer behov behandles i denne behovsanalyse for at skabe grundlag for en langsigtet og koordineret tilgang til håndtering af de identificerede behov. Behovsanalysen omfatter det nationale eltransmissionsnet, hvor udviklingen i handelsforbindelserne er en rammebetingelse. På baggrund af behovsanalysen er det muligt at undersøge potentielle løsninger på de identificerede behov – det kan f.eks. være en udbygning, en markedsløsning eller demontering af en luftledning.



Figur 1 Tre typer behov i behovsanalysen for eltransmissionsnettet.

Det primære forudsætningsgrundlag for Energinets arbejde er analyseforudsætningerne, som udgives af Energistyrelsen. Den seneste version, der er tilgængelig for analyser i Energinet, er [Analyseforudsætninger 2019](#) (AF19) [3].

I slutningen af 2019 blev en [klimalov](#) [4] vedtaget med en målsætning om 70 % CO₂-reduktion i 2030. For at nå dette mål skal der fart på omstillingen i energisystemet. De seneste år er det endvidere blevet tydeligt, at udviklingen sker med hidtil uset hastighed og er præget af høj uforudsigelighed. I et forsøg på at favne disse usikkerheder udarbejdede Energinet i starten af 2020, med input fra interessenter i energisektoren, to scenarier for den langsigtede udvikling i energisystemet, der understøtter 70 %-målsætningen. Analyseforudsætninger 2019 (AF19) suppleres med de to alternative scenarier til at udspænde et udfaldsrum for behovene i eltransmissionsnettet og komme med et første bud på de behov, der vil være i eltransmissionsnettet som følge af klimaloven og den grønne omstilling generelt. Brugen af scenarier supplerer Energinets traditionelle tilgang med følsomhedsanalyser da der er sket en særligt stor udvikling i de politiske målsætninger siden udgivelsen af AF19.

I juni 2020 har folketinget indgået en [klimaaftale](#) [5] der indeholder en række tiltag, der ikke er afspejlet i AF19. Energi-styrelsen har endvidere offentliggjort [Analyseforudsætninger 2020](#) (AF20) [3] i august 2020, der er i tråd med klimaaf-talen. Implementering af disse nye forudsætninger i Energinets net- og markedsmodeller pågår frem til udgangen af 2020, hvorefter de vil blive anvendt til en ny behovsanalyse for eltransmissionsnettet, der vil blive offentliggjort, så snart det er muligt i 2021. I denne behovsanalyse sammenholdes AF20 på et overordnet niveau med udviklingen i AF19 og de to scenarier for at give et indtryk af, hvilken retning det kan forventes behovene vil udvikle sig i, når der analyse-res på AF20. Det udfaldsrum der udspændes for behovene på baggrund af AF19 og scenarierne forventes i høj grad at favne udviklingen beskrevet i de nye AF20 og dermed tiltagene i klimaaf-talen. Dette verificeres via behovsanalysen i 2021.

1.1 Formål med behovsanalysen

Det overordnede formål med behovsanalysen er at afdække og tydeliggøre behov i eltransmissionsnettet som følge af, at omverdenen ændrer sig og som følge af, at det eksisterende net efterhånden udtjenes, hvorved der skabes grundlag for en langsigtet og koordineret tilgang til håndtering af de identificerede behov. Behovsanalysen danner desuden grundlag for udarbejdelsen af et pejlemærke for den [langsigtete netstruktur](#) [2], der kan understøtte den grønne om-stilling. Behovsanalysen differentierer mellem de drivere, der udløser behovene. Driverne for behov for nye tiltag inde-bærer overordnet set sikring af forsyning, indpasning af ny produktionskapacitet og effektiv udnyttelse af handelsfor-bindelser. For reinvesteringer vil driveren være udtjent levetid og for saneringer ofte politiske ønsker om forskønnelse eller tredjepartshenvendelser.

Ved at analysere forskellige scenarier er det muligt at komme med et første tilnærmet bud på betydningen af den nyligt indgåede klimaaf-tale. Behovsanalysen bidrager derudover med indsigt i udfaldsrummene for behov. Dette er grundlag for efterfølgende at anvende en sandsynlighedsbaseret tilgang til de foreslåede løsninger ved at afveje fordele og ulem-per ved forskellige løsningsvalg i relation til en usikker langsigtet udvikling. Behovsanalysen, i form af udfaldsrum, ratio-naler og konsekvenser samt de efterfølgende forslag til nødvendige tiltag, er Energinets grundlag for initiering af kon-krete projekter efterhånden, som behovet opstår samt en prioritering af de identificerede behov.

Denne behovsanalyse samt den langsigtete netstruktur understøtter gældende lovninng om planlægning af eltransmissi-onsnettet [6] [7] [8]. Derudover leverer produkterne en ligeværdig og ensartet baggrund for Energinets samarbejde med de enkelte netselskaber i en koordineret planlægning af distributions- og eltransmissionsnettet. Målgruppen er alle eksterne aktører med interesse i eltransmissionsnettets udvikling og i særlig grad myndigheder og netselskaber.

1.2 Læsevejledning

Efter denne indledning, der sætter rammerne for behovsanalysen, opsummeres rapportens vigtigste budskaber og kon-klusioner i afsnit 2 - *Sammenfatning*. Grundlaget for behovsanalysen beskrives i afsnit 3 - *Grundlag for behovsanalysen*. Grundlaget inkluderer netreferencen, de forudsatte udviklinger i energisystemet samt de planlægningskriterier der an-vendes i forbindelse med netanalyserne. Dernæst beskrives de metoder, der anvendes til at identificere de forskellige typer behov i afsnit 4 - *Metode for identifikation af behov*. I afsnit 5 - *Saneringsbehov* kortlægges de identificerede sane-ringsbehov og tilsvarende for reinvesteringsbehovet i afsnit 6 - *Reinvesteringsbehov*. I afsnit 7 - *Behov for nye tiltag* gen-nemgås først de kortsigtede og dernæst de langsigtete behov for nye tiltag. For de langsigtete behov gennemgås beho-vene først overordnet og efterfølgende for forskellige delområder af nettet med fokus på robusthed, usikkerheder og udfaldsrum.

2. Sammenfatning

Energinets behovsanalyse for eltransmissionsnettet kortlægger behov for tiltag i eltransmissionsnettet som følge af den grønne omstilling, nyt forbrug, et aldrende eltransmissionsnet og politiske ønsker om forskønnelse. Der præsenteres et samlet overblik over forskellige typer behov for at skabe grundlag for en langsigtet og koordineret tilgang til håndtering af de identificerede behov. Behovsanalysen danner desuden grundlag for udarbejdelsen af et pejlemærke for den [langsigtede netstruktur](#) [2], der kan understøtte den grønne omstilling.

2.1 Saneringsbehov

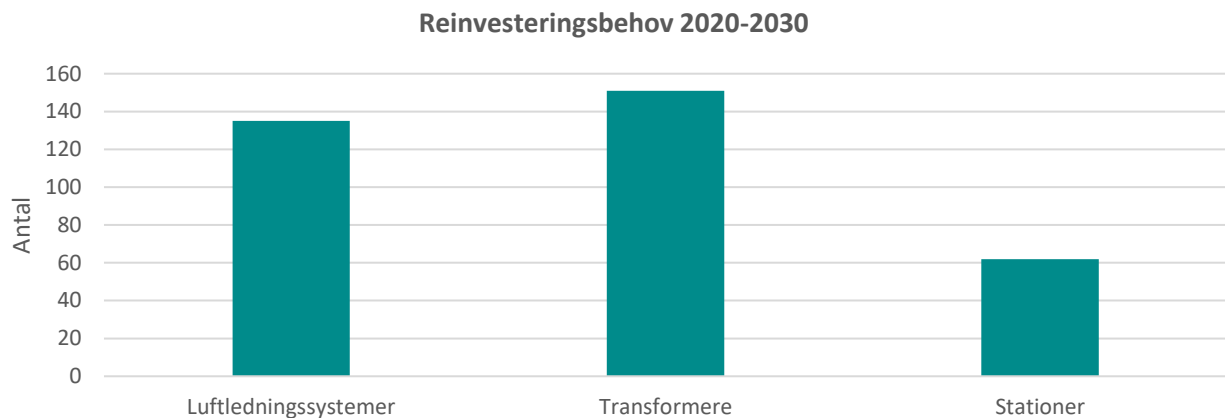
Saneringer i eltransmissionsnettet omfatter forskønnelser baseret på politiske ønsker, omlægninger initieret af tredje-parter, restruktureringer af transmissionsnettet samt demontering ved ophørt behov. Det aktuelle saneringsbehov er afledt af tre forskønnelsesprojekter samt kompenserende kabellægning på 150 kV-nettet som følge af etablering af en ny 400 kV-forbindelse i Vestjylland.

- Forskønnelsesprojekterne består af de tre tilbageværende projekter i 400 kV-højspændingsnettet fra [Energis nets forskønnelsesrapport](#) fra 2009 [9]: Årslev Engsø, Roskilde Fjord og Kongernes Nordsjælland.
- Den kompenserende kabellægning berører alle 150 kV-luftledningerne mellem Esbjerg og Struer, hvor der er truffet en politisk beslutning om, at alle 150 kV-luftledningerne, i de kommuner som berøres af den nye 400 kV-luftledning, skal fjernes. På den sydlige del af strækningen mellem Esbjerg og Kassø er den resulterende kabelstruktur for 150 kV-nettet fastlagt og behandles derfor ikke yderligere. På den nordlige del af strækningen, mellem Esbjerg og Struer, skal den endelige løsning dog fortsat fastlægges som en del af den langsigtede netstruktur.

Saneringsbehovene er i høj grad styret af politiske ønsker om forskønnelse og omfanget af luftledninger i det danske landskab, men er til dels afkoblet fra politiske klimamålsætninger. Udmøntningen af de muligheder, der er for kompenserende kabellægning i forbindelse med etablering af nye luftledninger jf. [PSO-aftalen](#) [10], er endnu ikke fastlagt. Ligeledes kan de politiske ønsker om kabellægninger ændres over tid. De identificerede saneringsbehov vurderes sikre, men der kan potentielt opstå et betydeligt større behov, hvis der er politisk ønske om det.

2.2 Reinvesteringsbehov

Hovedparten af det danske eltransmissionsnet er etableret i anden halvdel af 1900-tallet. Basislevetiden for størstedelen af højspændingskomponenterne er ca. 40 år, hvorfor det er naturligt, at store dele af eltransmissionsnettet i dag står over for et større reinvesteringsbehov. Omfanget af anlæg, der har forventet endt levetid inden for de kommende 10 år, er præsenteret på Figur 2. Nogle af reinvesteringsprojekterne er ved at blive gennemført, mens de resterende skal sammentænkes og koordineres med de øvrige behov præsenteret i denne behovsanalyse.



Figur 2 Reinvesteringsbehov i det danske eltransmissionsnet for de kommende 10 år.

Reinvesteringsbehovene er ofte afkoblet fra politiske målsætninger og beror på tilstandsvurderinger af de konkrete anlæg. Der er derfor ikke særlig stor usikkerhed forbundet med de identificerede behov. Reinvesteringsbehovet er dog meget omfangsrigt som følge af et aldrende eltransmissionsnet. De realistiske tidspunkter, hvor reinvesteringerne kan gennemføres som følge af planlægning af udetider, ressourcer, indkøb, kobling til andre projekter m.m., planlægges løbende som projekterne igangsættes.

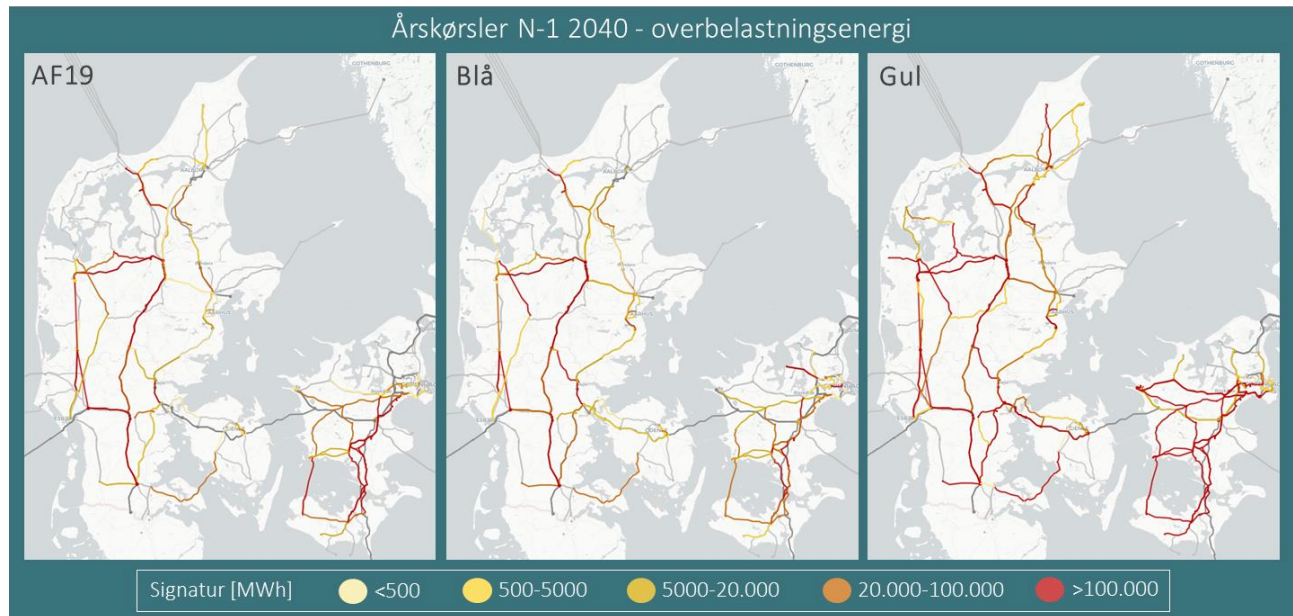
2.3 Behov for nye tiltag

Behovet for nye tiltag afhænger af fremtidige ændringer i forbrug, produktion og handel med naboømråder og afhænger således af, hvordan de politiske vedtagende målsætninger for den grønne omstilling realiseres. For at nå de politiske mål om 70 % CO₂-reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050 skal der fart på omstillingen i energisystemet. De seneste år er det desuden blevet tydeligt, at udviklingen sker med hidtil uset hastighed og er præget af høj uforudsigelighed. Behovene for nye tiltag i eltransmissionsnettet er kortlagt velvidende, at vi ser ind i en meget usikker fremtid, da der kan være mange veje til at opnå de politisk bestemte klimamålsætninger. Vejen er ikke konkret fastlagt endnu, og den vil også kunne ændre sig over tid. I et forsøg på at favne disse usikkerheder anvendes Analyseforudsætninger 2019 (AF19) i samspil med to alternative scenarier for at udspænde et udfaldsrum for behovene i eltransmissionsnettet og komme med et første bud på de behov, der vil være i eltransmissionsnettet som følge af klimaloven, klimaaftalen og den grønne omstilling generelt. Udfaldsrummene er grundlag for efterfølgende at anvende en sandsynlighedsbaseret tilgang til de foreslåede løsninger ved at afveje fordele og ulemper ved forskellige løsningsvalg i relation til en usikker langsigtet udvikling.

De to scenarier, blå og gul, inkluderer udbygning med PtX til at dække det danske behov for VE-brændstoffer samt en generel øget elektrificering. PtX-enhederne antages at være afbrydelige ved N-2. Det forventes dette svarer til, at PtX-enheder ikke bliver dimensionerende for behovene i. I det blå scenarie forsynes det øgede elforbrug ved en betydelig udbygning med havvind. I det gule scenarie udbygges med mindre havvind end i det blå, og der er til gengæld en markant udbygning med solceller. Det konstateres, at det blå scenarie for elsystemet minder mest om AF20, der er i tråd med tiltagene i klimaaftalen, mens det gule scenarie vurderes at være et relativt ekstremt solcelle-scenarie.

Uagtet om det er AF19 eller de to scenarier, der analyseres, kan det konstateres, at der er behov for nye tiltag i eltransmissionsnettet, efterhånden som både VE-produktion og elforbrug stiger. På Figur 3 ses et overblik over de komponenter der overbelastes i 2040 i de tre udviklingsforløb. Analyserne viser overordnet set, at en lang række af de identifice-

rede begrænsninger forekommer ved forskellige udviklingsveje, om end der kan være forskel på, hvor stor begrænsningen er, og hvornår den opstår. Selv med relativt forskellige forudsætningsgrundlag er det muligt at identificere en række gennemgående behov.

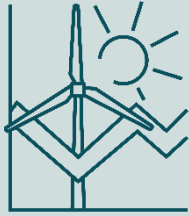


Figur 3 Begrænsninger affødt af AF19, blå og gul under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Markering af nye allerede godkendte forbindelser er tegnet ind som lige streger imellem de to stationer og repræsenterer ikke det forventede tracé – det gælder den nye 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund. Signaturen henviser til den energi der ligger i overbelastningerne.

På kort sigt er der identificeret områder med begrænsninger, som tilskynder, at der igangsættes et projekt. For nogle af områderne er der allerede igangsat konkrete planlægningsprojekter, hvis formål er at identificere den optimale løsning på behovene. På kort sigt er der behov for tiltag i eltransmissionsnettet på Lolland-Falster og Sydsjælland samt i det såkaldte Køge-Roskilde snit for at kunne aftage den stigende VE-produktion. Ligeledes er der brug for tiltag for at sikre forsyningen af forbrugere i Trekant- og Horsensområdet samt i København. For alle disse behov viser analyserne, at begrænsningerne kun vil stige fremadrettet, og at det vil være tilfældet i alle de analyserede scenarier. Konklusionen om, at det er nødvendigt med nye tiltag allerede på kort sigt, er altså temmelig sikker.

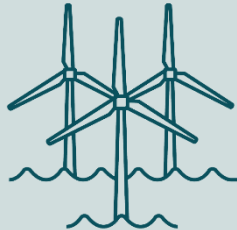
På lang sigt er der naturligt generelt større usikkerhed omkring de identificerede behov, idet de vil være mere afhængige af den politiske, teknologiske og markeds-mæssige udvikling. Overordnet set har analyserne identificeret fire primære gamechangere, der vil være særligt afgørende for behovene i eltransmissionsnettet, Figur 4.

GAMECHANGERE FOR BEHOV I ELTRANSMISSIONSNETTET



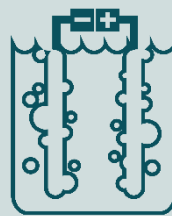
VE på markedsvilkår

Der er aktuelt stor interesse for at opstille særligt solcelleanlæg på markedsvilkår over det meste af landet. Hvorvidt denne tendens fortsætter, eller markedet mættes og udviklingen stagnerer, vil være afgørende for de langsigtede behov - særligt i områder som Nord- og Vestjylland, Lolland-Falster og Sydsjælland, hvor det i forvejen er VE, der er drivere for behov i eltransmissionsnettet.



Energøer

I klimaaftalen er der politisk enighed om, at der skal etableres to energøer henholdsvis i Nordsøen og ved Bornholm, under forudsætning af at disse er rentable. Der er dog endnu ikke truffet beslutning om, hvor og hvordan denne produktionskapacitet skal tilsluttes i transmissionsnettet, ligesom der ikke er truffet beslutning om, hvorvidt al kapacitet skal ilandføres som el, eller noget af den skal bruges til PtX på øerne. Energøerne kan have betydning for især 400 kV-nettet i stort set hele landet.



Power-to-X (PtX)

Der er aktuelt en række PtX-projekter i forskellig skala i gang, ligesom emnet får stor opmærksomhed i klimaaftalen. En markant udbygning med PtX kan få stor betydning for transmissionsnettet. Det vil have stor betydning, hvordan en sådan udbygning sker, f.eks. hvad angår placering, størrelse og tilslutningsbetingelser. Disse elementer vil være helt afgørende for konsekvenserne for nettet. Generelt kan det siges, at PtX-udbygning i VE-dominerede områder sandsynligvis kan bidrage til at reducere begrænsninger, mens konsekvenserne i forbrugsdominerede områder vil være meget afhængigt af tilslutningsbetingelserne.



Sammenspil mellem forbrug og produktion

I forhold til behovene i transmissionsnettet er det især forholdet mellem forbrug og produktion i et afgrænset geografisk område, der er afgørende. I en fremtid med forventede markante stigninger i både forbrug og produktion, vil det ikke blot være de tre øvrige gamechangere i sig selv, der bliver afgørende, men i mindst lige så høj grad sammenspillet mellem dem, hvad angår både placering og samtidighed. Behovene forventes generelt at kunne reduceres ved at skabe incitament til, at der i placeringen af nye anlæg tages højde for begrænsninger i transmissionsnettet.

Figur 4 Gamechangere med særligt stor betydning for behov i eltransmissionsnettet.

Herunder beskrives de primære drivere for behovene i delområder af eltransmissionsnettet og de væsentligste usikkerheder fremhæves. Nordjylland og Nordsjælland behandles ikke, da der er begrænset udvikling i de to områder udover hvad det eksisterende eltransmissionsnet kan håndtere.

Vestjylland: Behovene er primært drevet af VE-udbygningen, og der identificeres betydelige begrænsninger i området i alle analyserede scenarier. Udbygning med landvind og sol er de primære drivere for begrænsningerne i 150 kV-nettet og 400/150 kV-transformere, mens udbygning med havvind især er drivere for begrænsningerne i 400 kV-nettet. Tilslutningspunkter for den aftalte energiø i Nordsøen vil således være afgørende for begrænsningerne, hvor tilslutning inden for det Vestjyske område vil øge begrænsningerne på 400 kV-forbindelserne ud af området. Udbygning med PtX i området vil modsat kunne reducere begrænsningerne som følge af VE på både 400 kV- og 150 kV-niveau. Hvorvidt udbygning med PtX i sig selv giver anledning til begrænsninger vil afhænge af samtidigheden med VE-produktion i området samt anlæggenes tilslutningsbetingelser.

Østjylland: Behovene i den nordlige del af området er primært drevet af den generelle VE-udbygning med sol og landvind, hvor alle analyserede scenarier viser begrænsninger. Tilslutningspunkter for energiøen i Nordsøen kan have stor betydning, idet 400 kV-forbindelserne i området potentielt skal fungere som transportkorridorer for den øgede VE-produktion. 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. Et PtX-anlæg i Aarhusområdet kan ligeledes øge begrænsningerne afhængigt af tilslutningsbetingelserne for denne type anlæg.

Trekant- og Horsensområdet: Behovene er primært drevet af forbrugsudviklingen. Det øgede forbrug som følge af elektrificering medfører begrænsninger, der vil stige, hvis elektrificeringen sker hurtigere eller i højere grad end det, der er forudsat i analyserne. Ligeledes vil forbruget fra de forudsatte storforbrugere i området være afgørende for de identificerede begrænsninger. PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af tilslutningsbetingelserne for denne type anlæg.

Fyn: Behovene er primært drevet af forbrugsudviklingen. Der er dog kun identificeret få begrænsninger. Etablering af PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af tilslutningsbetingelserne for denne type anlæg.

Syddjylland: Behovene er primært drevet af udbygning med havvind og er meget afhængige af, hvilke tilslutningspunkter der vælges for energiøen i Nordsøen, samt hvordan produktionen herfra skal transporteres til nationalt forbrug eller eksport. Tilslutning på 400 kV-strækningen langs den jyske højderyg vil f.eks. øge brugen af den sydlige del af strækningen som eksportkorridor mod Tyskland.

Sydsjælland og Lolland-Falster: Behovene er drevet af VE-udbygningen – især den distribuerede VE i form af landvind og sol, men også Omø Syd havvindmøllepark. I alle analyserede scenarier ses stigende begrænsninger over tid, men størrelsen af begrænsningerne vil være meget afhængig af udbygningen med landvind og sol. Etablering af lokal PtX kan bidrage til at reducere begrænsningerne som følge af VE. Hvorvidt udbygning med PtX i sig selv giver anledning til begrænsninger vil afhænge af samtidigheden med VE-produktion i området samt anlæggenes tilslutningsbetingelser.

Midt- og Vestsjælland: Det såkaldte Køge-Roskilde snit, hvor der konstateres de største begrænsninger i området, 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 VE, tilslutningspunkt(er) for energiøen ved Bornholm og udviklingen inden for PtX. Alle analyserede scenarier viser begrænsninger i snittet, men afhængigt af hvilken retning udviklingen går er det forskelligt, hvilke komponenter der belastes hårdest, og hvor store begrænsningerne er.

Københavnsområdet: Behovene i området er drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. En øget eller hastigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. Et PtX-anlæg i området kan ligeledes øge begrænsningerne afhængigt af tilslutningsbetingelserne for denne type anlæg. Tilslutning af energiøen ved Bornholm i Københavnsområdet kan bidrage med produktionskapacitet i et område med produktionsunderskud. Det vil dog bero på nærmere analyser, hvorvidt det reelt vil reducere behovene relateret til forsyning af forbrug, idet der ikke nødvendigvis vil være sammenfald mellem højt forbrug og vindproduktion.

3. Grundlag for behovsanalysen

Grundlaget for behovsanalysen udgøres af:

- Det aktuelle eltransmissionsnet og godkendte projekter (Netreferencen)
- Fremskrivninger af udviklingen i energisystemet
- Energinets planlægningskriterier
- Politisk bestemte saneringer og forskønnelser.

Disse emner beskrives mere detaljeret i de efterfølgende afsnit.

3.1 Netreferencen

Behovsanalysen tager afsæt i det eksisterende eltransmissionsnet og godkendte projekter, der endnu ikke er idriftsatte – herefter betegnet som netreferencen.

Indenfor perioden 1. marts 2019 til 1. marts 2020 er COBRACable – en HVDC-forbindelse med en kapacitet på 700 MW mellem Jylland og Holland, blevet idriftsat. Derudover er en række reinvesterings- og saneringsprojekter afsluttet – se *Bilag 1 – Status på eltransmissionsnettet og netreferencen*.

Nye projekter i netreferencen skal være godkendt af alle relevante instanser, både i Energinet og ved myndighederne. Disse omfatter følgende større projekter, hvor årstallet i parentes refererer til det første hele år projektet forventes i drift:

- Østkystforbindelsen mellem Jylland og Tyskland – øger overføringskapaciteten mellem Tyskland og Vestdanmark med 800-1.000 MW (2021)
- Kriegers Flak forbindelsen mellem Sjælland og Tyskland – 400 MW overføringskapacitet¹ (2021)
- Viking Link forbindelsen mellem Jylland og England – 1.400 MW overføringskapacitet (2023)
- 400 kV-forbindelsen Endrup-Grænsen – øger overføringskapaciteten mellem Tyskland og Vestdanmark med 1.000 MW (2023-24)
- 400 kV-forbindelsen Idomlund-Endrup (2023-2024)
- Tilslutning af 600 MW havmøller ved Kriegers Flak (2022²)
- Tilslutning af i alt 350 MW kystnære vindmølleparker Vesterhav Nord og Vesterhav Syd (2024²)
- Ny 150 kV-kabelstruktur som erstatning for luftledninger mellem Kassø og Lykkegård (2023-25)

Derudover indgår er en række mindre igangværende projekter, som er præsenteret i *Bilag 1 – Status på eltransmissionsnettet og netreferencen*. Herudover inkluderes ikke besluttede stationer for tilslutning af konkret forbrug og produktion, såfremt dette er en del af forudsætningsgrundlaget³. Alle eksisterende anlæg antages som en del af netreferencen i hele perioden – også selvom de har endt levetid indenfor perioden. Netreferencen er vist på Figur 5.

¹ Den kapacitet, der stilles til rådighed for markedet, vil afhænge af produktionen på havmøllerne ved Kriegers Flak.

² Årstallet refererer ikke til det år, hvor Energinets del af projektet forventes afsluttet, men hvor møllerne producerer og dermed påvirker resultaterne af behovsanalysen.

³ Det drejer sig om 150 kV-stationen Aggersund til tilslutning af Nr. Kær Enge 2 og 132 kV-stationen Femern, hvortil forbrug til Femern forbindelsen tilsluttes.



Figur 5 Netreferencen 2025 bestående af eksisterende eltransmissionsnet og godkendte anlæg.

3.2 Fremskrivninger af udviklingen i energisystemet

Behovet for både nye tiltag og for at opretholde det eksisterende eltransmissionsnet afhænger i høj grad af forventninger til udviklingen i det danske energisystem. Denne behovsanalyse baserer sig på udviklingen beskrevet i [Analyseforudsætninger 2019 \(AF19\)](#) [3] suppleret med to scenarier, der beskriver alternative udviklingsveje for det danske energisystem. Ved at anvende de tre udviklingsveje i samspil er det muligt at udspænde et udfaldsrum for behovene i eltransmissionsnettet og komme med et første bud på de behov, der vil være i eltransmissionsnettet som følge af klimaloven, klimaaftalen og den grønne omstilling generelt. Brugen af scenarier supplerer Energinets traditionelle tilgang med følsomhedsanalyser da der er sket en særligt stor udvikling i de politiske målsætninger siden udgivelsen af AF19.

AF19 beskriver en udvikling, hvor der tages hensyn til den forventede teknologiske udvikling og fortsatte grønne omstilling samt de langsigtede politiske målsætninger på det tidspunkt, hvor AF19 blev udarbejdet. Fremskrivningerne udtrykker hovedeffekterne af energiaftalen fra 2018 og det politiske ønske om:

- 55 % af energiforbruget skal dækkes af VE i 2030
- Danmark skal være et nulemissionssamfund i 2050

Udarbejdelsen af AF19 er primært sket frem til juni 2019 og forholder sig derfor ikke eksplicit til den politiske målsætning om 70 % CO₂-reduktion i 2030 i forhold til 1990 eller tiltagene i klimaaftalen.

Udarbejdelsen af de to scenarier, kaldet blå og gul, tager afsæt i tidligere analyser fra Energinet og 70 %-målsætningen. De to scenarier viser to, ud af mange mulige, veje til at opfylde 70 %-målsætningen. Scenarierne udarbejdes med udgangspunkt i AF19, hvor der laves variationer på udvalgte parametre. For begge scenarier gælder det, at det ud fra Energinets analyse [Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind](#) [11] er vurderet et behov for grønne brændstoffer for at kunne leve op til 70 %-målsætningen. I begge scenarier forudsættes det, at dette behov dækkes af dansk produktion af brændstoffer. I det blå scenarie sker denne produktion dels på store centrale PtX-anlæg, hvor træflis og el bruges til at producere flydende brændstoffer og dels på mindre distribuerede enheder, hvor overskydende CO₂ fra biogas og brint fra elektrolyse bruges til at producere flydende brændstoffer. I det gule scenarie opgraderes biogassen til metan og føres gennem gasnettet til centralt placerede Gas-to-liquid-anlæg, hvor gassen omdannes til flydende brændstoffer. Derudover er der i det gule scenarie betydelig produktion af ren brint på centralt placerede anlæg.

En væsentlig forskel på det blå og gule scenarie er kilden til den elproduktion, der skal til for at forsyne det ekstra elforbrug ift. AF19, der kommer som følge af især brændstofproduktionen. I det blå scenarie kommer den ekstra produktion fra store havvindmølleparker. I det gule scenarie er der også en øget produktion fra havvindmølleparker, og derudover store mængder solcelleanlæg på land. Scenarierne er beskrevet i detaljer i [Langsigtede Perspektiver - datanotat](#) [12] og beskrives, ligesom AF19, kun på et overordnet niveau i denne rapport. Fokus vil være på de parametre, der har størst betydning for behovene i eltransmissionsnettet. Det bemærkes, at modelleringen af de to scenarier baserer sig på de samme udlandspriser som AF19. Opdaterede udlandspriser kan have stor betydning for brugen af handelsforbindelserne og dermed flowet gennem det danske elsystem.

I juni 2020 har et bredt flertal i folketinget indgået en [klimaaf tale](#) [5] der indeholder en række tiltag, der skal bane vejen mod 70 %-målsætningen i 2030 og klimaneutralitet i 2050. For eltransmissionsnettet er de væsentligste elementer af aftalen:

- Park 2 fra Energiaftale 2018 etableres ved Hesselø
- Etablering af to energier – en ved Bornholm på 2 GW og en i Nordsøen på 3 GW med potentiale til yderligere udvidelser på længere sigt. Etableringen er betinget af at øerne er rentable.
- Investeringer og støtte til f.eks. PtX-anlæg.

- Øget elektrificering af industrien, transport- og varmesektoren.

Disse tiltag er i varierende grad udtrykt i de to scenarier. Som tidligere nævnt er AF20 endnu ikke implementeret i Energinets net- og markedsmodeller, og der vil derfor ikke blive analyseret på det forudsætningsgrundlag. I dette afsnit sammenholdes AF20 dog med udviklingen i AF19 og de to scenarier for at give et indtryk af, hvilken retning det kan forventes, at behovene vil udvikle sig i, når der analyseres på AF20, der er i tråd med klimaaftalen. Det konstateres helt overordnet, at det blå scenarie minder mest om AF20, der er i tråd med tiltagene i klimaaftalen, mens det gule scenarie vurderes at være et relativt ekstremt solcelle-scenarie.

Uanset hvilket forudsætningsgrundlag der analyseres, vil de primære drivere for behov for nye tiltag i eltransmissionsnettet være:

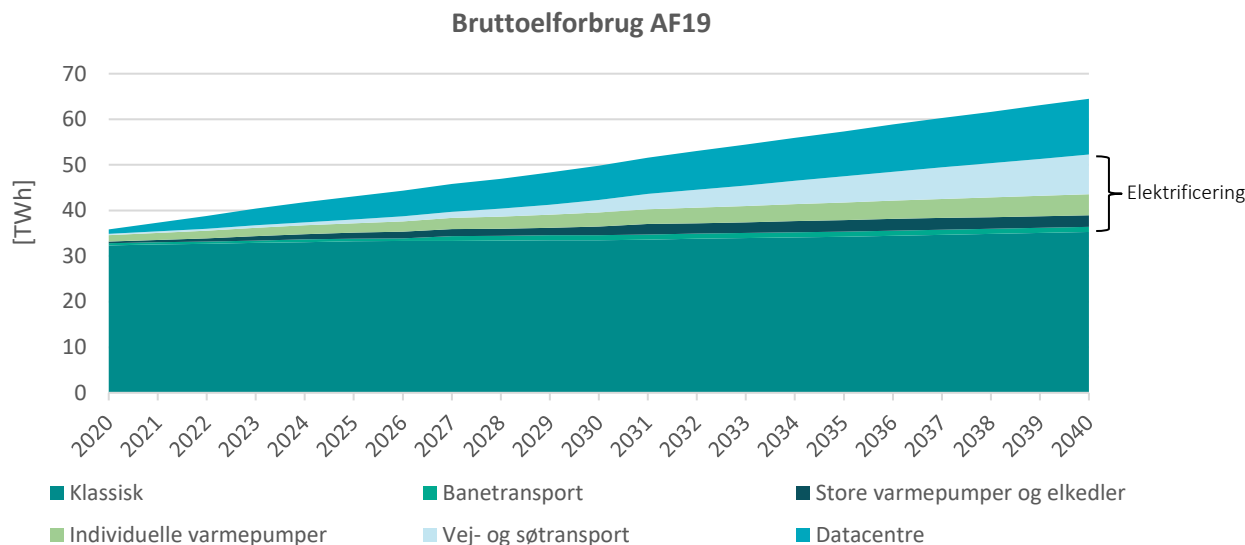
- Forbrugsændringer
- Udvikling i VE-produktionskapacitet
- Nye handelsforbindelser.

For de nye handelsforbindelser⁴, 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. Af klimaaftalen fremgår det, at der skal være forbindelser fra de aftalte energiøer til både Danmark og andre lande. Det er endnu uklart, hvordan disse forbindelser skal drives, og de indgår ikke i denne behovsanalyse. Der vil derfor ikke blive identificeret nye behov som følge af nye handelsforbindelser. Det kan dog potentielt have stor indflydelse på de identificerede behov, hvis nye handelsforbindelser skal understøttes. Forventninger til forbrug og VE-kapacitet beskrives overordnet i de efterfølgende afsnit.

3.2.1 Forbrugsændringer

Af Figur 6 fremgår det, at der forventes et øget elforbrug frem mod 2040. Mens det klassiske forbrug fra husholdninger og erhverv forventes at være næsten konstant, sker der en stigning i forbruget som følge af en øget elektrificering af samfundet. Det gælder især en øget elektrificering af varme- og transportsektoren. Derudover forventes en markant stigning i elforbruget som følge af flere store datacentre i Danmark.

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



Figur 6 Bruttoelforbrug fordelt på kategorier jf. markedssimulering af AF19.

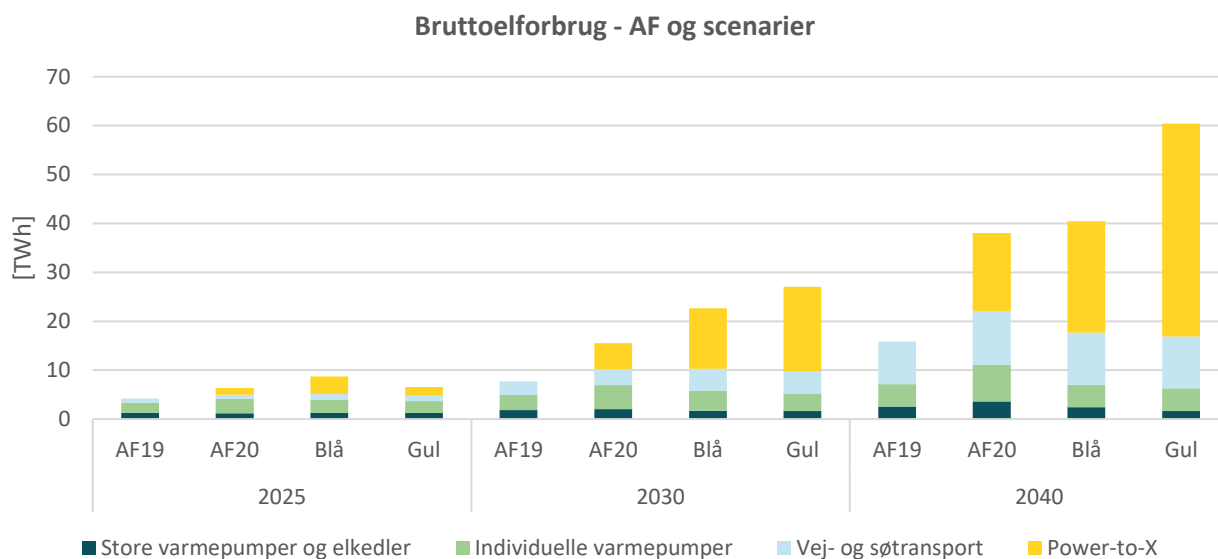
På Figur 7 sammenlignes dele af elforbruget i AF19, AF20 og de to scenarier for udvalgte nedslagsår. I scenarierne, blå og gul, er der en øget elektrificering i forhold til AF19 – både direkte og indirekte:

- Den øgede direkte elektrificering kommer til udtryk ved en hurtigere konvertering til individuelle varmepumper og en øget udbredelse af elbiler. I AF20 ses en større udbredelse af individuelle varmepumper i forhold til både AF19 og scenarierne og forbrug til elbiler på niveau med scenarierne.
- Den indirekte elektrificering ses i form af forskellige typer PtX, hvor blandt andet el bruges til at producere brændsler, der kan bidrage til grøn omstilling af sektorer, der ikke umiddelbart kan elektrificeres direkte. Dette giver naturligvis anledning til et øget elforbrug i de to scenarier, som det ses på Figur 7. Ligeledes indeholder AF20 et betydeligt forbrug til PtX.

Forbruget i det gule scenarie skiller sig væsentligt ud fra de øvrige. Forskellen skyldes, at der i det gule scenarie er stor produktion af ren brint som slutprodukt, hvor energi fra biomasse ikke inkluderes. Dermed skal der et større elforbrug til for at opnå den samme energi i slutproduktet.

Udover de allerede nævnte kategorier, er der en mindre forskel på elforbruget til store varmepumper og elkedler. Det skyldes, at der i scenarierne produceres overskudsvarme fra PtX-processerne, der kan udnyttes i fjernvarmesystemet.

Generelt ses det, at det forbrugsmæssige spænd, der er beskrevet i AF19 og de to scenarier, omfavner forudsætnin-
gerne i AF20 om end, der er lidt forskel på fordelingen og hastigheden på udviklingen. I 2040 er den direkte elektrifice-
ring i AF20 større end i de to scenarier, mens der er et mindre PtX-forbrug. PtX-enhederne antages at være afbrydelige
ved N-2. Det forventes dette svarer til, at PtX-enheder ikke bliver dimensionerende for behovene i eltransmissionsnet-
tet – se yderligere beskrivelse heraf i afsnit 3.3.1.

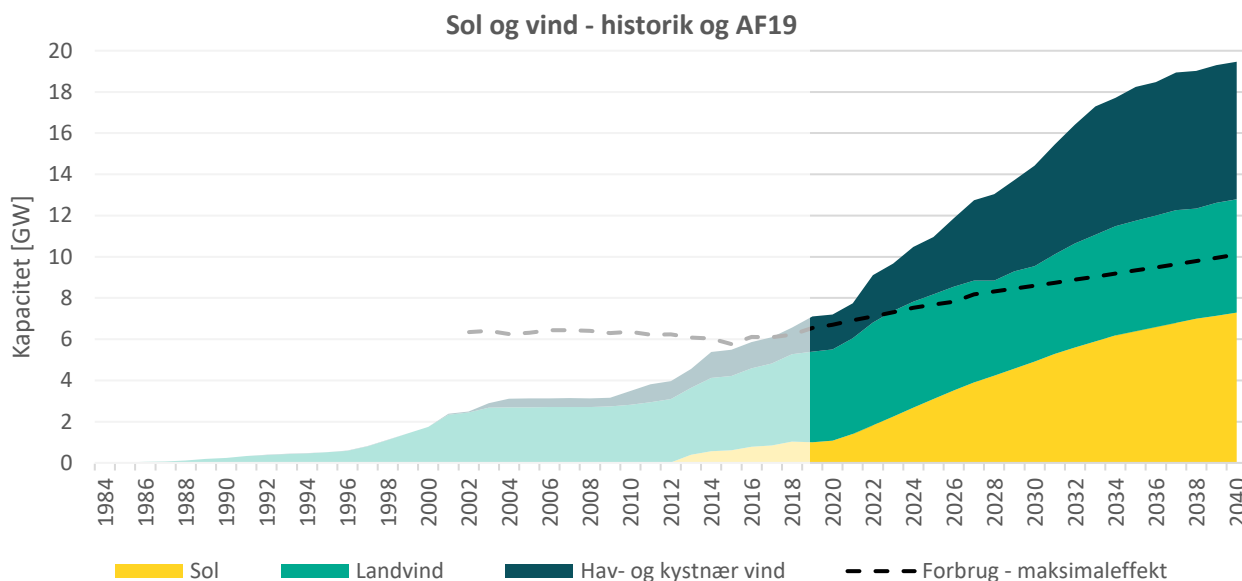


Figur 7 Bruttoelforbrug fordelt på kategorier jf. markedssimulering af AF19, AF20 og scenarierne blå og gul. Kun kategorier, hvor forbruget i blå og gul afviger fra AF19, er vist. For AF20 er angivet elforbruget jf. Energistyrelsens dataark – efter implementering i Energinets markedsmodel vil elforbruget for store varmepumper, elkedler og Power-to-X være baseret på en markedssimulering.

3.2.2 Udvikling i VE-produktionskapacitet

Når det kommer til VE-produktionskapacitet, er det udviklingen i vindmøller og solceller, der primært driver behov for tiltag i eltransmissionsnettet. VE-baseret termisk kapacitet forventes etableret på eksisterende kraftværkspladser og i mange tilfælde med lavere kapacitet end det eksisterende. Denne udvikling vil derfor ikke umiddelbart give anledning til nye behov.

Som det fremgår af Figur 8 forventes en markant stigning i sol- og vindkapaciteten de næste 20 år – en væsentligt større tilvækst end de sidste 20 år. Det stiller store krav til eltransmissionsnettet, når denne øgede produktion skal udnyttes. Sammenholdes den installerede sol- og vindkapacitet med det maksimale forbrug, ses ligeledes en markant udvikling. Historisk set har den installerede sol- og vindkapacitet været lavere end det maksimale forbrug, og vi har derfor i høj grad kunnet udnytte produktionen indenlandsk. Fremover vil sol- og vindkapaciteten overstige det maksimale forbrug markant, hvilket stiller nye krav til elsystemet. Desuden gælder det, at den øgede sol- og vindkapacitet sjældent etableres i områder med stort forbrug. Det vil sige, at der i nogle områder vil være endnu større forskel på forbrug og produktion. Dette forhold beskrives nærmere i afsnit 3.2.3 - Netplanlægningsforudsætninger.

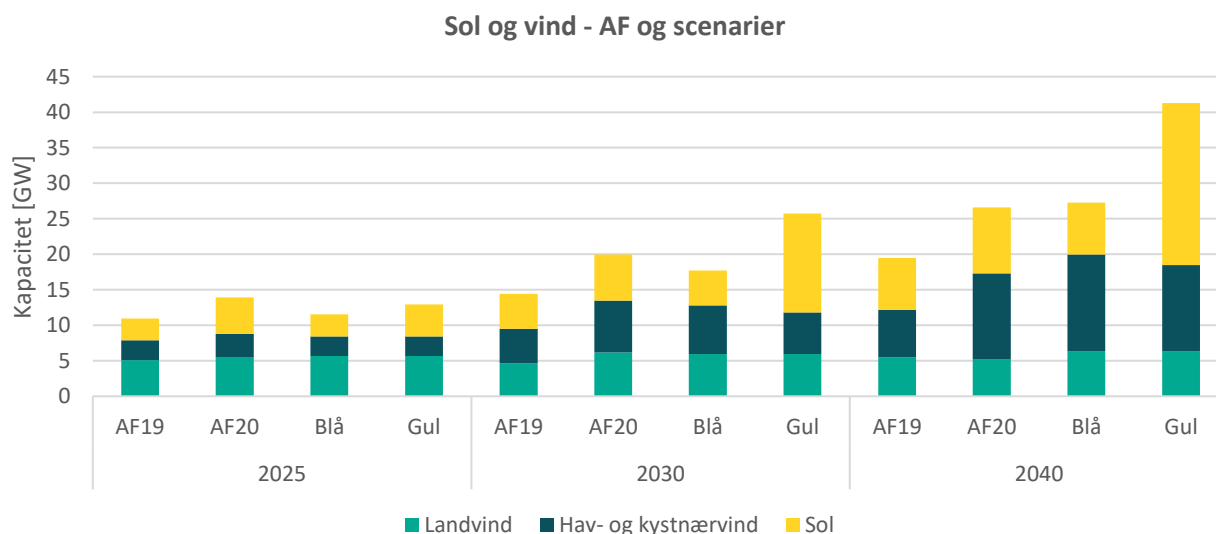


Figur 8 Installeret kapacitet fra solceller og vindmøller og maksimalt forbrug. Faktisk installeret kapacitet/målt forbrug frem til og med 2019 og herefter udvikling jf. AF19. Maksimalforbruget for det vest- og østdanske system er lagt sammen, selvom det ikke nødvendigvis er sammenfaldende.

Som nævnt er der i de to scenarier, blå og gul, et øget forbrug og en øget vind- og solkapacitet for at kunne forsyne dette forbrug. På Figur 9 ses udviklingen for de to scenarier sammenholdt med AF19 og AF20.

I 2025 er der begrænset forskel på de fire udviklinger, mens der i 2030 er en tydelig forskel. Det blå scenarie indeholder mere havvind end AF19, men mindre end AF20, hvori de to energipåbud fra klimaaftalen er inkluderet. I 2040 er havvindkapaciteten i det blå scenarie sammenlignelig med AF20. Der kan dog være forskel på placeringen af kapaciteten. Dette behandles nærmere i afsnit 3.2.3 - Netplanlægningsforudsætninger. Den store forskel i installeret produktionskapacitet i det gule scenarie i forhold til de øvrige skyldes blandt andet, at der i det gule scenarie er markant mere sol, der har færre fuldlasttimer end havvind og dermed producerer mindre energi ift. den installerede kapacitet. Derudover er der et større forbrug, der skal forsynes i det gule scenarie. Den langsigtede udbygning med sol i det gule scenarie er et ekstremt scenarie med meget stor kapacitet.

Generelt ses det, at det produktionsmæssige spænd, der er beskrevet i AF19 og de to scenarier, omfavner forudsætningerne i AF20. I AF20 sker VE-udbygningen lidt hurtigere end i nogle af de øvrige scenarier, hvilket kan betyde, at nogle af de identificerede behov vil opstå tidligere end analyserne viser.



Figur 9 Installeret kapacitet fra solceller og vindmøller jf. AF19, AF20 og scenarierne blå og gul. I data fra AF20 er inkluderet halvdelen af kapaciteten på de to energier fra klimaafspraken under antagelse af at halvdelen af kapaciteten skal ilandføres til andre lande.

3.2.3 Netplanlægningsforudsætninger

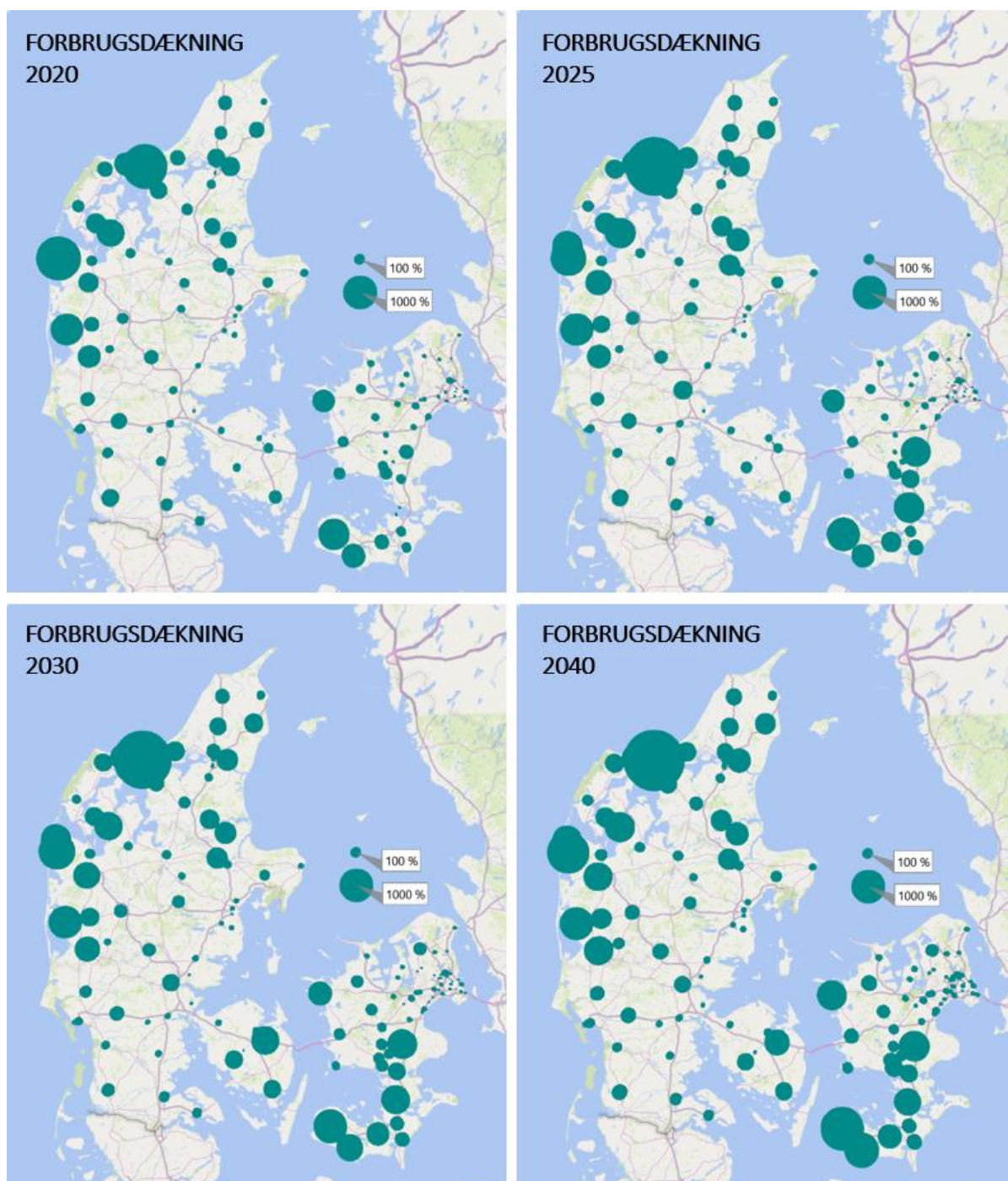
For eltransmissionsnettet er det ikke kun de samlede forventninger til udviklingen i energisystemet, som beskrevet ovenfor, der er afgørende, men i mindst lige så høj grad den geografiske fordeling af forbrug og produktion, og i hvor høj grad forbrug og produktion udbygges geografisk tæt på hinanden.

For at kunne anvende forudsætningerne til behovsanalysen for eltransmissionsnettet er der behov for en stor geografisk detaljeringsgrad. Derfor fastlægges, med udgangspunkt i fremskrivningerne i AF19 og scenarierne, 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](#) [13].

Som et nøgletal, der kan bruges til at repræsentere dekomponeringen af en række af forudsætningerne, præsenteres udviklingen i forbrugsdækning på stationsniveau baseret på AF19 på Figur 10. Forbrugsdækning er her defineret, som den installerede distribuerede VE-kapacitet delt med 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 forbrug, der forventes fra det distribuerede forbrug i den time, hvor det samlede forbrug er størst. Hvis forbrugsdækningen er mindre end 100 % betyder det, at eltransmissionsnettet i mange timer vil skulle transportere elektricitet ind til området, og det vil typisk være forbruget, der er dimensionerede for behovet i eltransmissionsnettet. Hvis forbrugsdækningen er større end 100 % 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 10 fremgår det, at der allerede i dag er områder, hvor der er væsentligt mere produktion end forbrug. Det gælder f.eks. Lolland og Nordvestjylland. Frem mod 2040 ses det, at det ligeledes er i disse områder forbrugsdækningen

stiger, ligesom også Sydsjælland, Fyn og den nordøstlige del af Midtjylland får en øget forbrugsdækning over tid. Stigningen skyldes især den stigende solcellekapacitet, hvor en række VE-udviklere viser stor interesse for at opstille anlæg i de områder. Denne viden er anvendt i dekomponeringen af fremskrivningen fra AF19.



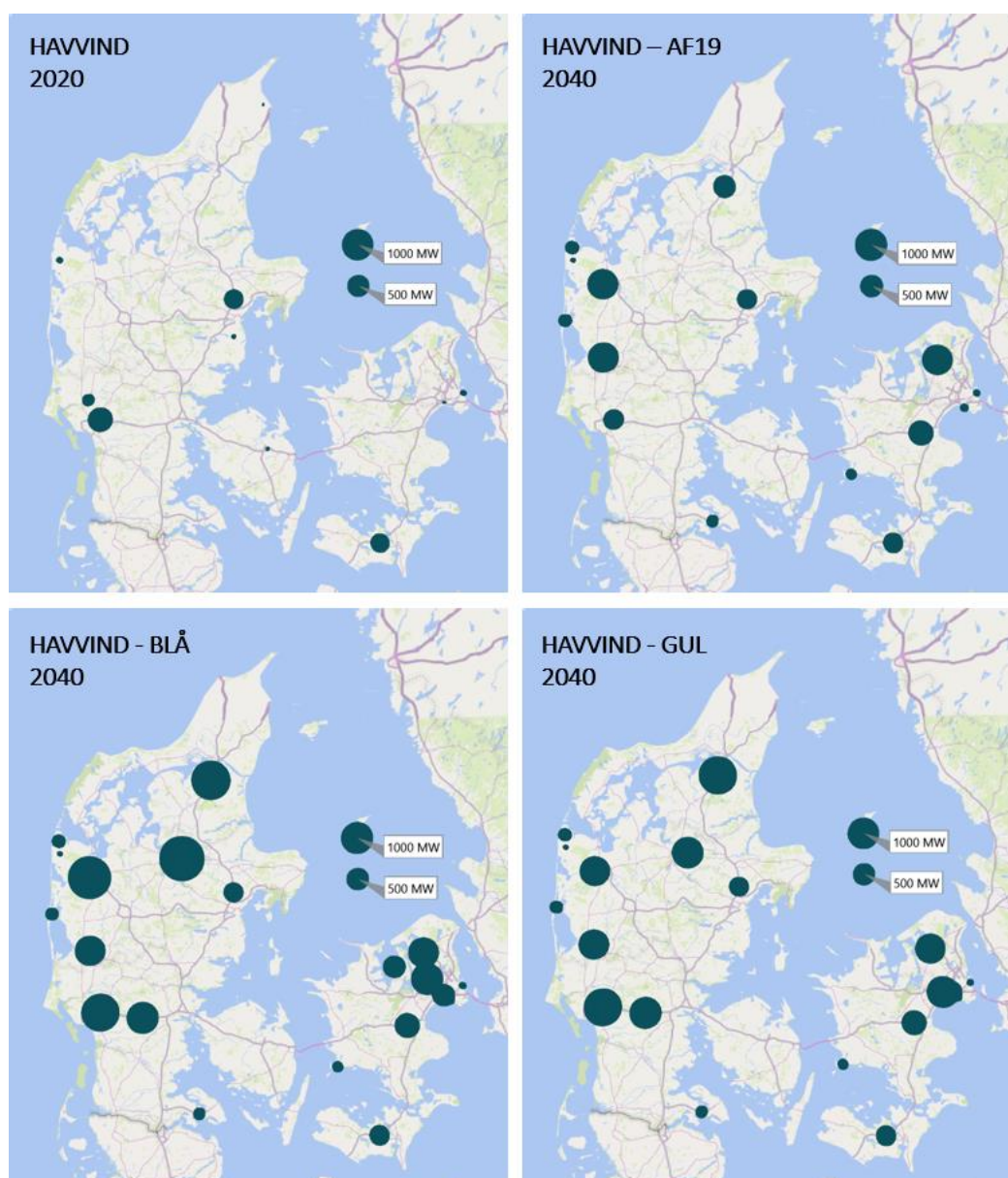
Figur 10 Forbrugsdækning på stationsniveau jf. dekomponering af AF19. Forbrugsdækning her forstået som distribueret VE (sol og landvind) delt med maksimaleffektbidraget fra distribueret forbrug (klassisk, vej- og søtransport og individuelle varmepumper).

I det blå scenarie vil forbrugsdækningen opgjort på denne måde generelt set være lidt lavere end i AF19. Det skyldes at det distribuerede forbrug, herunder distribueret PtX, generelt er højere, mens der er en begrænset forskel i den distribuerede produktion. Der kan være lokale variationer afhængigt af især tilslutningspunkter for små PtX-anlæg. Dekomponeringen af disse beskrives senere i dette afsnit.

I det gule scenarie vil forbrugsdækningen generelt være højere end i AF19 grundet den store udbygning med solcellekapacitet. Også her kan der være lokale variationer f.eks. i byer, hvor der sker et øget forbrug som følge af øget elektrificering, men hvor der ikke forudsættes udbygning med solceller. Dekomponeringen af solcellekapaciteten i det gule scenarie foretages ligesom i AF19 ud fra viden om potentielle VE-projekter. Metoden er således den samme, men den samlede kapacitet væsentlig forskellig.

Forbrugsdækningen i AF20 forventes at være inden for det spænd, der beskrives i AF19 og de to scenarier. Muligvis vil forbrugsdækningen være lidt mindre i de forbrugsdominerede områder, som følge af den øgede direkte elektrificering.

Udover den distribuerede udvikling, som er illustreret på Figur 10, 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 11 ses, hvordan kapaciteten og fordelingen heraf udvikler sig fra 2020 til 2040 for både AF19 og de to scenarier. Figuren viser de stationer, som kapaciteten antages tilsluttet i.



Figur 11 Hav- og kystnær vind kapacitet på stationsniveau jf. dekomponering af AF19, blå og gul.

For de kystnære vindmølleparker, der opstilles efter åben-dør ordningen, er der en række potentielle projekter i pipeline [14]. Projekterne omfatter en betydeligt større kapacitet end den udvikling, der er forudsat i AF19. Ved dekomponeringen er kapaciteten i AF19 fordelt på nogle af de projekter, der er længst i åben-dør processen. Derudover laves variationsstudier på både placering og samlet kapacitet af de kystnære vindmølleparker. I dekomponeringen af AF19 er den kystnære vindmøllepark Omø Syd forudsat tilsluttet i station Stignæsværket med en kapacitet på 120 MW. Der laves et variationsstudie på parkens fulde potentielle kapacitet på 320 MW. Udover Omø Syd er der en potentiel park, Jammerland Bugt, der kan tilsluttes i station Asnæsværket, som ikke indgår i dekomponeringen af AF19. Der laves et variationsstudie på parkens fulde potentielle kapacitet på 240 MW sammen med den fulde kapacitet på Omø syd for at undersøge konsekvenserne, hvis begge parker etableres.

For havvind efter udbud er der taget udgangspunkt i [Energistyrelsens havvindsscreening](#) [15] ved dekomponeringen af fremskrivningen fra AF19 og den ekstra havvindskapacitet, der analyseres i de to scenarier. For den kommende park

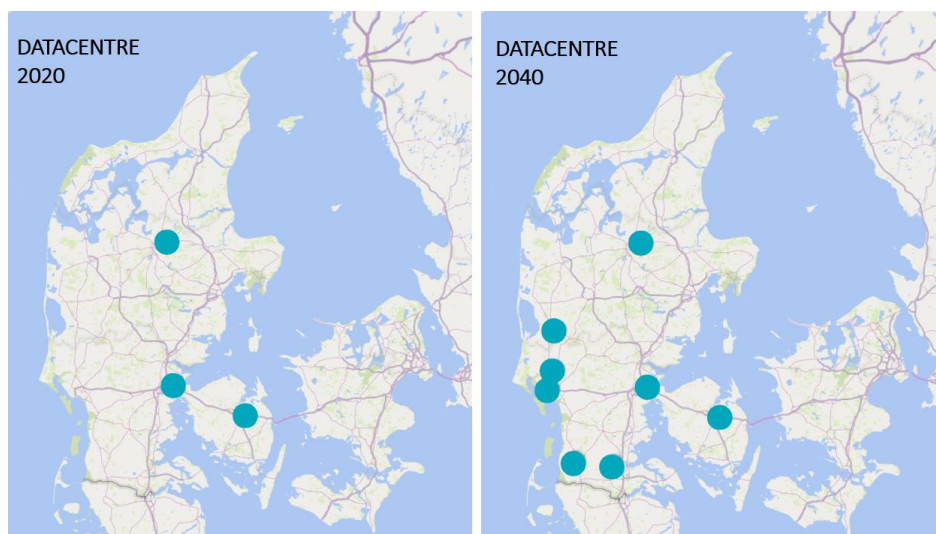
ved Kriegers Flak og havvindmølleparken Thor er der truffet beslutning om både placering og tilslutningspunkt. Ved den nyligt indgåede klimaaftale blev det desuden besluttet, at den næste park skal placeres ved Hesselø nord for Sjælland. I analyserne er denne park forudsat tilsluttet i station Hovegård. På det tidspunkt, hvor analyserne blev foretaget, var der ikke truffet en endelig beslutning om placeringen ved Hesselø. Der er derfor lavet variationsstudier på AF19 med alternative tilslutningspunkter i stationerne Bjæverskov og Ishøj. Tilslutningspunkterne er ikke længere aktuelle for denne park, men kan i stedet bruges til at give indikationer af konsekvenserne ved mulige tilslutningspunkter for en energiø ved Bornholm⁵. Det skal dog bemærkes at Hesselø-parken i analyserne flyttes til henholdsvis Bjæverskov og Ishøj, og analyserne viser derfor ikke konsekvenserne ved kombinationen af Hesselø og en eventuel energiø. Her kan det blå og gule scenarie bidrage med ekstra viden, da der er forudsat henholdsvis 2 GW og 1,5 GW ekstra havvindskapacitet i Øst-danmark i 2040 i forhold til AF19. Denne ekstra kapacitet er forudsat tilsluttet i Københavnsområdet og Nordsjælland. Der kan være pladsmæssige udfordringer ved tilslutning af energiøen i og omkring København. Dette er ikke undersøgt nærmere på nuværende tidspunkt.

I AF19 er der forudsat tre nye havvindmølleparker i Vestdanmark efter Thor ved Nisum Bredning. I analyserne forudsættes det, at parkerne primært er tilsluttet i Vestjylland. Efter klimaaftalen står det klart, at udbygningen med havvind efter Thor ikke længere nødvendigvis skal ske i form af traditionelle havvindmølleparker, men i stedet helt eller delvist i tilknytning til en energiø i Nordsøen. I forhold til konsekvenserne for eltransmissionsnettet er det mindre væsentligt, hvorvidt havvinden etableres som traditionelle havvindmølleparker eller energiøer. Det er primært tilslutningspunkterne der har betydning for konsekvenserne. HVDC-ilandføring fra en energiø giver bedre mulighed for at tilslutte produktionen, der hvor der er kapacitet til rådighed i eltransmissionsnettet, hvorimod en traditionel AC-ilandføring typisk vil være til nærmeste 400 kV-station. AF19 analyserne kan bidrage med viden om konsekvenserne ved at tilslutte kapacitet fra energiøen i det vestjyske område. I det blå og gule scenarier er der forudsat henholdsvis 5 GW og 4 GW ekstra havvindskapacitet i Vestdanmark i 2040 i forhold til AF19. Denne ekstra kapacitet er i høj grad forudsat ilandført som HVDC med tilslutningspunkter ved centrale knudepunkter i det jyske eltransmissionsnet. Analyserne kan bruges til at give indikationer af konsekvenserne ved forskellige tilslutningspunkter for kapaciteten fra den aftalte energiø⁵.

I *Bilag 2 – Dekomponering af kystnære- og havvindmølleparker* ses en liste over de forudsatte placeringer og tilslutningspunkter for hav- og kystnære vindmølleparker i både AF19 og de to scenarier.

Jf. AF19 er der en forventning om en betydelig stigning i elforbruget fra store datacentre i det vstdanske system. Dekomponeringen baserer sig på Energinets viden om potentielle projekter og placeringer, der har været interesse for fra aktører eller kommuner. På Figur 12 ses de placeringer, der er anvendt som en forudsætning for behovsanalysen.

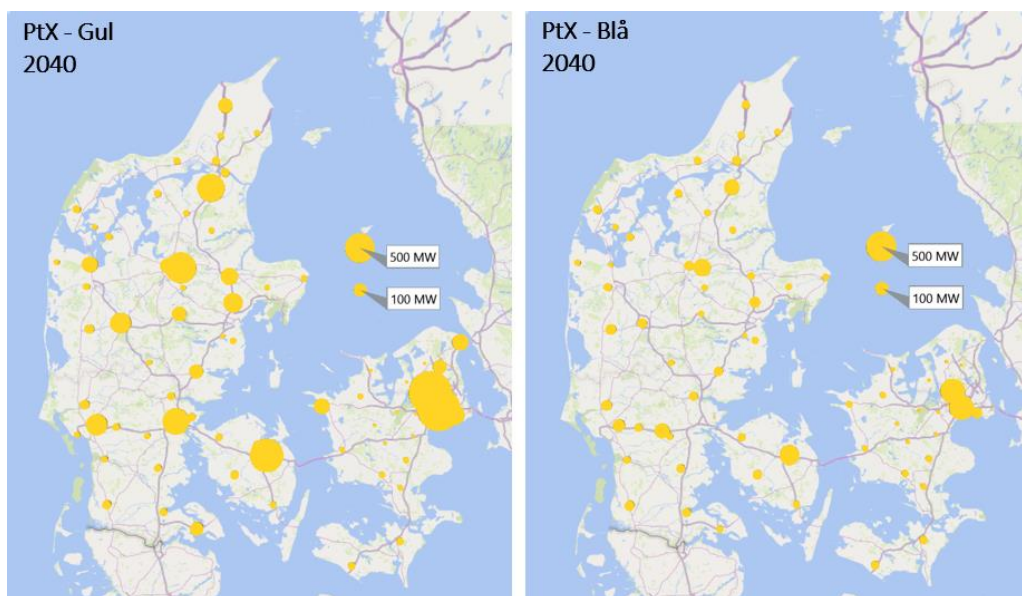
⁵ Etablering af energiøerne er betinget af at disse er rentable.



Figur 12 Datacentre placering på stationsniveau jf. dekomponering af AF19. Størrelserne er ikke angivet af hensyn til virksomhedsfølsomme oplysninger.

I det blå og gule scenarie indgår der, i modsætning til AF19, betydelige mængder PtX, der har krævet udvikling af en metodik til at dekomponere dette forbrug. PtX i scenarierne kan klassificeres i større PtX-anlæg, der producerer fjernvarme og mindre PtX-anlæg der ikke gør. De PtX-anlæg, der producerer fjernvarme, er fordelt på landets største fjernvarmeområder relativt til områdernes varmegrundlag. Tilslutningspunkterne er herefter valgt som stærke punkter i eltransmissionsnettet i nærheden af området og er sammentænkt med tilslutningspunkterne for havvind. Denne koordinering mellem forbrug og produktion giver et optimistisk billede af konsekvenserne for eltransmissionsnettet. Analyserne viser således ikke konsekvenserne, hvis der etableres store mængder PtX uden havvind eller omvendt, eller hvis de to teknologier tilsluttes i helt forskellige knudepunkter. De mindre PtX-anlæg, der ikke producerer fjernvarme, er fordelt på landets kommuner på baggrund af deres biogaspotentiale, idet de mindre PtX-anlæg har biogas som input. Tilslutningspunkterne er herefter valgt som en 50-60 kV-station i hver kommune. Samlet set resulterer det i dekomponeringen illustreret på Figur 13.

Som det ses på Figur 7 forudsættes generelt et større elforbrug til PtX i det blå scenarie end AF20. Den installerede kapacitet er dog meget sammenlignelig i de to sæt forudsætninger. Forskellen opstår således i forskellige antagelser om driftsmønstre for anlæggene. Når AF20 er implementeret i Energinets markedsmodeller, vil PtX-anlæggenes elforbrug være et output af modellen og kan således afvige fra forbruget på Figur 7.



Figur 13 PtX-kapacitet på stationsniveau jf. dekomponering af det blå og gule scenarie.

3.2.4 Opsamling – forudsætninger

AF19, variationer på AF19 og de to scenarier anvendes i et samspil til på bedst mulig vis at komme med et første bud på de behov, der vil være i eltransmissionsnettet som følge af klimaaftalen og den grønne omstilling generelt. Resultaterne for de forskellige forudsætninger inddrages løbende i analysen af de forskellige dele af eltransmissionsnettet, når det giver mening for det aktuelle område eller den aktuelle komponent. I den resterende del af behovsanalysen omtales de forskellige forudsætninger med følgende navne:

- **AF19:** Analyseforudsætninger 2019 udarbejdet af Energistyrelsen.
- **Blå:** Scenarie med udgangspunkt i AF19 med mere havvind og PtX.
- **Gul:** Scenarie med udgangspunkt i AF19 med mere sol, havvind og PtX.
- **Omø:** AF19 variation med 320 MW kapacitet på parken Omø Syd i stedet for 120 MW, som indgår i AF19 scenariet.
- **Omø & Jammerland:** AF19 variation med 320 MW kapacitet på parken Omø Syd og 240 MW på parken Jammerland Bugt i stedet for henholdsvis 120 MW og 0 MW, som indgår i AF19 scenariet.
- **Havvind ISH:** AF19 variation med 900 MW havvindmøllepark tilsluttet i station Ishøj i stedet for station Hovegård, som det er forudsat i AF19 scenariet.
- **Havvind BJS:** AF19 variation med 900 MW havvindmøllepark tilsluttet i station Bjæverskov i stedet for station Hovegård, som det er forudsat i AF19 scenariet.

3.3 Planlægningskriterier

Energienets 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 omkring 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. Disse 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. Den måde kriterierne anvendes i relation til en sandsynlighedsbaseret tilgang er beskrevet i flere detaljer i afsnit 4.1 og 4.3.

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 forsyningssikkerhed, indpasning af produktionskapacitet, herunder VE eller udnyttelse af handelsforbindelser, der betragtes, samt antallet af fejl der skal håndteres.

Se mere herom i faktaboksen, *Tilladelige konsekvenser*.

Disse tilladelige konsekvenser er en del af Energinets planlægningskriterier, Tabel 1. 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. I forbindelse med konkrete projekter og i samarbejde med berørte netselskaber anvendes 40/80 MW reglen, hvor det er muligt at afkoble forbrug i mindre lokale områder. Reglen anvendes ikke i den langsigtede planlægning. 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](#) [16] [17].

TILLADELIGE KONSEKVENSER	
 FORBRUG	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.
 VE	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.
 HANDELSFORBINDELSER	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.

En ændring af netplanlægningskriterierne kan have betydning for omfanget af identificerede begrænsninger og dermed behovet for at iværksætte tiltag i form af f.eks. netudbygning eller markedstiltag. En ændring i kriterierne skal derfor kun gennemføres på baggrund af en konsekvensanalyse for den aktuelle drift, forsyningssikkerheden og robusthed i forhold til en langsigtet udvikling set i relation til et ændret investeringsomfang.

	Forbrug	VE-produktion	Markedsfunktion
Intakt net (N)	Kontinuert belastningsevne		
Udfald af et vilkårligt netelement (N-1)	Kontinuert belastningsevne og tillæg for cyklisk forbrug ⁶	40 timers belastningsevne	
Udfald af to vilkårlige netelementer (N-2)	Kontinuert belastningsevne og tillæg for cyklisk forbrug ⁶		15 minutters belastningsevne

Tabel 1 Oversigt over netplanlægningskriterierne.

3.3.1 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 f.eks. elkedler, store varmepumper og PtX 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. Fleksibilitet i forhold til netbegrænsninger udmøntes for nuværende igennem planlægningsmetoderne.

Store elkedler og varmepumper antages at være afbrydelige af hensyn til netbegrænsninger ved N-2, hvilket i praksis betyder, at de kan afbrydes efter første fejl for at være forberedt til anden fejl. Dermed er det ikke det samme kriterie, der gælder for dette forbrug som for det øvrige. Energinet har ikke tidligere arbejdet med indpasning af PtX 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. PtX-enhederne antages derfor også at være afbrydelige ved N-2. Det forventes, at dette svarer til, at PtX-enheder, elkedler og varmepumper ikke bliver dimensionerende for behovene i eltransmissionsnettet, idet det oftest er N-2 situationerne, der er dimensionerende for forbrug. Hvis forbruget fra PtX, elkedler og varmepumper stiger tilstrækkeligt, kan det dog vise sig at blive udslagsgivende i en N-1 situation eller ved intakt net også. Det vil bero på nærmere analyser, ligesom det skal vurderes, hvilken grad af fleksibilitet der i så fald vil kunne forudsættes i disse situationer.

Det bemærkes, at der i dag ikke findes rammebetingelser eller incitamentstrukturer, der tilskynder eller sikrer fleksibilitet i forbruget af hensyn til begrænsninger i eltransmissionsnettet, som det antages her. Aktuelt har Energinet metodeanmeldt et [netprodukt med begrænset netadgang](#), som kan bidrage til at sikre fleksibilitet i forbruget [18].⁷ Det er dog 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 For kabler indregnes et tillæg på 16% point for at tage højde for at belastningen vil være cyklisk.

⁷ Netproduktet vil gøre det muligt for transmissionstilsluttede forbrugere at blive tilsluttet med begrænset netadgang med en reduceret tarif til følge. Det vil medføre at forbruget kan afbrydes, hvis der er begrænsninger i transmissionsnettet.

4. Metode for identifikation af behov

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 med to typer planlægningsbalancer: Markedsbalancer og standardbalancer.

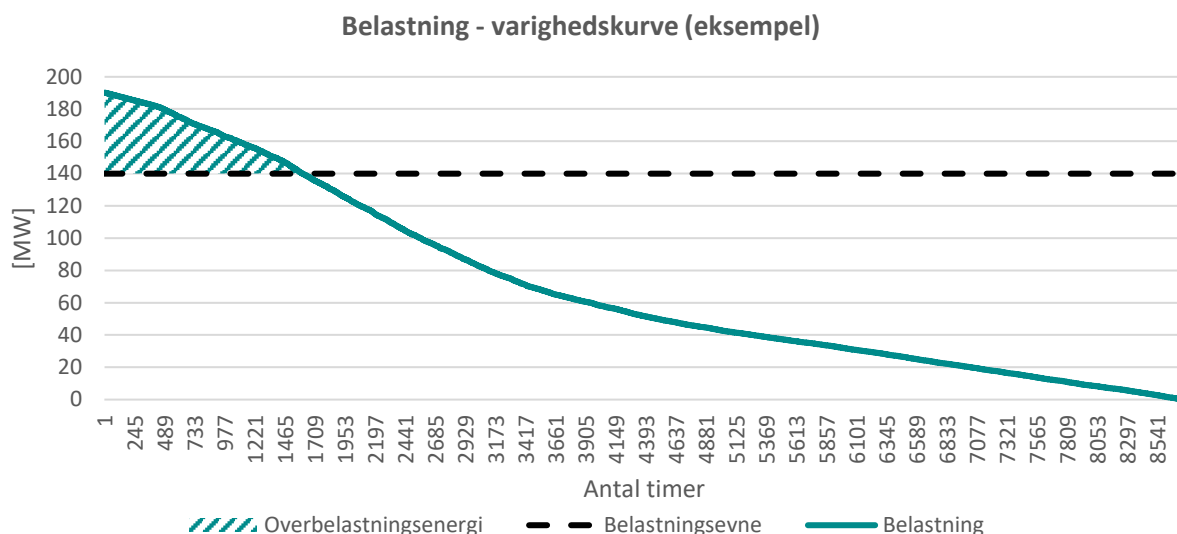
4.1 Markedsbalancer og årskørsler

Markedsbalancerne baserer sig på simuleringer af elspotmarkedet. Markedssimuleringerne er udført i Energinets eget simuleringsværktøj SIFRE (Simulation of Flexible and Renewable Energy systems) [19]. 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 14 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. 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, og 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 14 Illustration af output af netanalyser fra årskørsler.

4.2 Standardbalancer

Standardbalancerne har til formål at beskrive realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling og skal bruges til at teste eltransmissionssystemet i forhold til forsyningssikkerhed, indpasning af handelsforbindelser og indpasning af produktionskapacitet, herunder fra VE-anlæg. Standardbalancerne vil presse belastningen af eltransmissionsnettet mere end markedsbalancerne. I forhold til varighedskurven på Figur 14 vil belastningen i standardbalancerne typisk være højere end spidsen af varighedskurven.

Standardbalancerne opstilles på baggrund af en analyse af sandsynligheden for sammenhænge mellem forbrug, produktion og udveksling baseret på markedsbalancerne. Med udgangspunkt i sammenhængene mellem forbrug, produktion og marked fra årskørslerne er det muligt at opstille standardbalancerne som realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling med naboområder. Standardbalancerne opstilles kun for AF19 – ikke for de to scenarier eller variationsstudierne på AF19.

4.3 Identifikation af behov for nye tiltag

Behovet for nye tiltag baserer sig på en analyse af konsekvenserne ved fejl og mangler i eltransmissionsnettet i givne driftssituationer. Behovsanalysen baserer sig på analyser af 2020-2025, 2030, 2035 og 2040 for AF19. Det blå og det gule scenarie analyseres kun i 2025, 2030 og 2040. Hvis der vises resultater imellem de analyserede nedslagsår, baseres det på lineær interpolation imellem analyseårene og giver således ikke nødvendigvis et reelt billede af udviklingen i de mellemliggende år.

Årskørslerne anvendes til den primære behovsafdækning, idet de bidrager med ekstra information i forhold til standardbalancerne i form af f.eks. den årlige overbelastningsenergi, der ikke kan beregnes for standardbalancerne. Der er dog nogle forhold der gør, at planlægningen af transmissionsnettet ikke alene foretages ud fra årskørslerne:

- 1) Markedssimuleringerne, der danner grundlag for årskørslerne, baserer sig på et normalt klimaar. Det vil sige, at der ikke tages højde for ekstreme vejrforhold eller ekstreme sammensætninger af forbrug og produktion.

- 2) Markedssimuleringerne baserer sig på gennemsnitlige profiler for f.eks. forbrug og produktion fra solceller, der fordeles på alle forbrugs- og produktionsenheder, når der laves netanalyser. Dermed når solcelleproduktionen f.eks. aldrig op på 100 % fordi der, hvis man kigger på tværs af f.eks. det vstdanske prisområde, aldrig vil være fuld produktion på alle solcellerne på én gang. Der vil dog forekomme maksimal produktion på det enkelte anlæg i nogle timer. Disse lokale forhold tages der ikke højde for i årskørslerne.
- 3) Som tidligere beskrevet er der forskellige netplanlægningskriterier for forbrug, produktion og handelsforbindelser. Ved en årskørsel kan det ikke entydigt vurderes, hvilket parameter, der giver anledning til en given overbelastning og dermed, hvilket kriterie belastningen skal holdes op imod.
- 4) Energinet har, for nuværende, ikke beregningskapacitet til at lave en fuld konsekvensvurdering af samtlige N-2 kombinationer, og der foretages derfor ikke fulde N-2 analyser på årskørslerne. N-2 situationer er dog afgørende, især når det omhandler forsyning.

For at imødekomme ovenstående udfordringer anvendes standardbalancerne som supplement til årskørslerne i behovsafdækningen. Standardbalancerne repræsenterer mere ekstreme sammensætninger af forbrug og produktion, hvorved de to første punkter adresseres. Derudover er balancerne opstillet på en måde, så det mere entydigt kan fastlægges, om det er forbrug, produktion eller handelsforbindelser, der giver anledning til en overbelastning og dermed, hvilket kriterie der skal anvendes. Omfanget af balancerne er mere begrænset end årskørslerne, hvorved det er muligt at lave en fuld N-2 analyse af standardbalancerne.

Behovsidentifikationen baserer sig på beregninger af intakt net og N-1 for årskørslerne og N-2 beregninger for udvalgte standardbalancer. Herunder beskrives det, hvordan de forskellige typer analyser anvendes:

- 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 VE, vil det typisk være N-1 situationer, der er bestemmende for behovet, og derfor anvendes årskørsler for N-1 i disse områder. Når årskørslerne anvendes, sammenholdes resultaterne i en N-1 situation med 40 timers belastningsevnen, som er gældende for indpasning af VE og understøttelse af markedsfunktionen. Fra årskørslerne anvendes overbelastningsenergien, som den primære måde at udtrykke de identificerede begrænsninger og dermed behov for tiltag. Som nævnt i afsnit 3.3 - *Planlægningskriterier* viser en N-1 analyse behov for afhjælpende tiltag allerede ved intakt net, og derfor repræsenterer overbelastningsenergien også den energimængde, der skal aflastes ved intakt net.
- 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. Da der kun er opstillet standardbalancer for AF19, er det dermed også kun i dette scenarie, at begrænsninger som følge af forsyning af forbrug kan analyseres fyldestgørende. 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 3.3.1 - *Håndtering af fleksibelt forbrug* ses der bort fra elkedler og varmepumper i N-2 beregningerne for forbrug. Standardbalancerne for VE og markedsfunktion anvendes ikke i behovsanalysen, men anvendes i den efterfølgende fase, hvor løsninger undersøges for at imødekomme de ovenfor beskrevne udfordringer ved årskørslerne.

4.4 Identifikation af reinvesteringsbehov

Reinvesteringsbehov i eksisterende eltransmissionsnet identificeres på baggrund af de enkelte anlægs tilstand og restlevetid. Metoderne hertil indebærer, at vedligehold og reinvesteringer i højere grad prioriteres ud fra et anlægs konkrete tilstand og kritikalitet (vigtighed for elsystemet) end ud fra faste antagelser om levetider for forskellige anlæg. Det reinvesteringsbehov, der præsenteres i behovsanalysen, baserer sig således på konkrete tilstands- og reinvesteringsvurderinger for de enkelte komponenter. Reinvesteringsbehovet vises for de kommende 10 år, idet vurderinger af endt levetid herefter bliver meget usikre. Behovsanalysen konstaterer alene, at der er et reinvesteringsbehov, men forholder sig til ikke til, hvordan dette behov håndteres. I det efterfølgende arbejde med løsninger er der overordnet tre måder, hvorpå de identificerede reinvesteringsbehov kan håndteres:

- 1:1 reinvestering med samme overføringsevne
- 1:1+ reinvestering med øget overføringsevne
- Sanering, hvis komponenten kan undværes, eller saneres af anden årsag – se næste afsnit.

Den konkrete håndtering baserer sig på en koordinering med øvrige behov og efterfølgende løsninger.

4.5 Identifikation af saneringsbehov

Saneringer i eltransmissionsnettet omfatter forskønnelser baseret på politiske ønsker, omlægninger initieret af tredjeparter, restruktureringer af transmissionsnettet samt demontering ved ophørt behov. Omlægninger initieret af tredjeparter kendes ikke på forhånd, og det er derfor vanskeligt at lave en langsigtet koordinering af dette behov med andre behov. Henvendelserne håndteres i stedet efterhånden, som de kommer og koordineres med andre projekter, hvis det er muligt. De kan dermed også ændre på den prioritering, der foretages af de øvrige projekter.

Forskønnelser baseret på politisk ønske dækker over forskønnelse af eksisterende 400 kV-net samt kompenserende kabellægning af 132-150 kV-net i nærheden af 400 kV-luftledninger. Disse behov er således afhængig af de aktuelle politiske ønsker og retningslinjer for kabellægninger samt de tekniske muligheder for kabellægning.

5. Saneringsbehov

I dette afsnit beskrives de aktuelle saneringsbehov.

5.1 Forskønnelse af eksisterende 400 kV-net

[Energinets forskønnelsesrapport](#) fra 2009 [9] præsenterede seks forskønnelsesprojekter i 400 kV-højspændingsnettet med henblik på at gøre landskabet mere harmonisk. Forskønnelserne skulle gennemføres ved enten at erstatte eksisterende luftledninger med kabler i jorden over kortere strækninger ved naturområder af national betydning eller ved at justere den eksisterende linjeføring over kortere afstande. De områder, der indgik i forskønnelsesplanen, var:

- Aggersund
- Årslev Engsø
- Vejle Ådal
- Lillebælt
- Roskilde Fjord
- Kongernes Nordsjælland.



Figur 15 Seks områder blev i 2009 udpeget til forskning [9].

Forskønnelserne blev i 2009 planlagt gennemført over en periode på fem år. Forskønnelsesprojekt Lillebælt er afsluttet i 2014, Aggersund i 2015 og Vejle Ådal i 2017. De tre øvrige projekter blev, som en del af solcelleaftalen fra 2012, udsat til efter 2020. De endelige tidspunkter skal afklares.

Da der er gået noget tid siden projekterne blev besluttet, skal der foretages en ny teknisk vurdering af blandt andet løsningsdesign set i sammenhæng med kommende reinvesteringer, udbygninger og eventuelle kabellægninger i 132-150 kV- og 400 kV-nettet. Herudover skal eventuelle tekniske problemstillinger vedrørende kabellægning af de pågældende strækninger analyseres på samme måde som i den [tekniske redegørelse](#) [20], der blev udarbejdet i forbindelse med projektet vedrørende 400 kV-luftledningen fra Idomlund til den dansk-tyske grænse.

5.2 Kompenserende kabellægning

De gældende retningslinjer for kabler og luftledninger er fastlagt i den [politiske aftale](#) om afskaffelse af PSO-afgiften fra den 17. november 2016 [10]. Heri lægges der op til, at der er mulighed for, at der kan gennemføres kompenserende kabellægninger i 132-150 kV-nettet i forbindelse med etablering af nye 400 kV-forbindelser. I de tilfælde, hvor denne mulighed anvendes, vil det medføre et saneringsbehov.

I forbindelse med etablering af 400 kV-luftledningen fra Idomlund til den dansk-tyske grænse er det politisk besluttet, at alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, som berøres af den nye 400 kV-luftledning, skal demonteres. På den sydlige del af strækningen mellem Esbjerg og Kassø er den resulterende kabelstruktur for 150 kV-nettet fastlagt og indgår som en del af netreferencen. På den nordlige del af strækningen mellem Esbjerg og Struer er der dog forsat et saneringsbehov, idet der ikke er udarbejdet en endelig løsning til håndtering af dette behov.

5.3 Kabellægning på udvalgte strækninger

[PSO-aftalen](#) [10] giver mulighed for kabellægning af udvalgte 132-150 kV-strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse. De konkrete rammer for udmøntningen af dette er endnu ikke klarlagt, hvormed kabellægning af udvalgte strækninger i 132-150 kV-nettet ikke behandles i detaljer i forbindelse med dette års planarbejde. Når rammerne og det videre forløb er endelig afgjort, forventes dette inkluderet i kommende behovsanalyser og langsigtede netstrukturer.

6. Reinvesteringsbehov

Hovedparten af det danske eltransmissionsnet er etableret i anden halvdel af 1900-tallet. I perioden 1950-1970 var det overordnede spændingsniveau 132-150 kV. Den teknologiske udvikling har sidenhen gjort, at det overordnede spændingsniveau i Danmark i dag er 400 kV. Basislevetiden for størstedelen af højspændingskomponenterne er ca. 40 år, hvorfor det er naturligt at store dele af eltransmissionsnettet i dag står over for et større reinvesteringsbehov. På Figur 16 vises reinvesteringsbehovet for de kommende 10 år for både luftledninger, stationer og transformere baseret på konkrete tilstands- og reinvesteringsvurderinger for de enkelte komponenter. Der er ikke taget højde for ressourcer i Energinet og i markedet til at gennemføre projekterne, ligesom der skal laves en vurdering af risici for forsyningssikkerheden i anlægsperioden.

Reinvesteringsbehovet efter 2030 analyseres ikke, da vurderingen af resterende levetid bliver meget usikre på den lange bane. Efterhånden som komponenterne nærmer sig deres tekniske levetid laves grundigere tilstandsvurdering, og end-of-life vurderingen er derfor også mest nøjagtig de første fem år. Nogle af reinvesteringsprojekterne er ved at blive gennemført, mens de resterende skal sammentænkes og koordineres med de øvrige behov præsenteret i denne behovsanalyse. Reinvesteringsbehovet kan ses opdelt på luftledninger, stationer og transformere i *Bilag 3 – Reinvesteringsbehov*.

Reinvesteringsbehovet for luftledningsanlæg er kortlagt på baggrund af en vurdering af tilstanden af følgende hovedkomponenter: Fundamenter, master, fasetråd, jordtråd, ophæng og isolatorer. På Figur 16 er markeret alle luftledninger, der er i så dårlig tilstand, at de burde reinvesteres. Der er dog ikke taget højde for koordinering til de øvrige behov. I Vestjylland er der f.eks., som beskrevet i afsnit 5.2 - *Kompenserende kabellægning*, et politisk bestemt behov for at demontere 150 kV-luftledningerne, hvorfor disse ikke skal reinvesteres. Det kan være nødvendigt at levetidsforlænge enkelte strækninger frem til, at de kan demonteres. Reinvesteringsbehovet i stationer er vurderet ud fra de reinvesteringsanalyser, der løbende gennemføres, ligesom det for transformere bygger på en konkret vurdering af den enkelte transformers tilstand.

Udover reinvesteringsbehovet på Figur 16 er der behov for at reinvestere en række af 132 kV-kablerne i Københavnsområdet. Der er igangsat et planlægningsprojekt, der udarbejder en plan for disse reinvesteringsprojekter. Projektet koordineres med de øvrige behov i området.



Figur 16 Reinvesteringsbehov for de kommende 10 år for luftledninger, stationer og transformere. Blå linjer/stationer står til re-investering før 2025, og grønne i årene efter og frem mod 2030.

7. Behov for nye tiltag

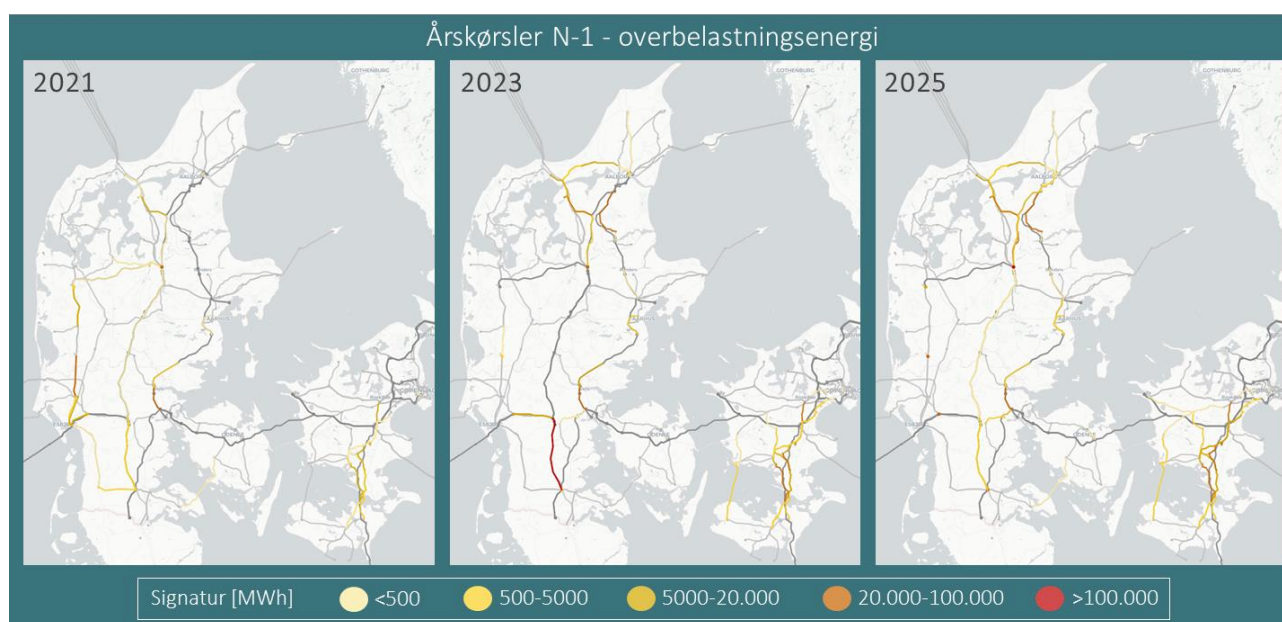
I dette afsnit præsenteres de identificerede behov, hvor der kræves nye tiltag for at afhjælpe dem. Der analyseres på alle behov for nye tiltag i eltransmissionsnettet som følge af begrænsninger i nettilstrækkeligheden, dog med undtagelse af transformere i skillefladen mellem eltransmissions- og distributionsnet. 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, hvor scenarierne anvendes til at udspænde udfaldsrummet. Derudover vil løsningsrummet for de kortsigtede behov være et andet end for de langsigtede, idet det f.eks. er meget begrænset, hvilke nye infrastrukturløsninger der kan bringes i spil inden for 5 år udover 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.

7.1 Kortsigtede behov

På Figur 17 ses overbelastningsenergien under hensyntagen til en N-1 situation affødt af udviklingen i AF19 frem mod 2025. Det er kun overbelastede komponenter der er markeret på kortene. Heraf fremgår det, at der allerede på den korte bane er en række behov, der skal håndteres. I Vestjylland ses det, at en del af begrænsningerne i 2021 er afhjulpet i 2023, når den nye 400 kV-forbindelse på Vestkysten forventeligt er taget i drift. I praksis udmønter begrænsningerne sig i mindre omfang i dag, end analyserne viser som følge af tyskernes brug af specialregulering⁸. I Østdanmark konstateres en række begrænsende forbindelser på Sydsjælland og mellem Sydsjælland og Lolland-Falster. Det er i overensstemmelse med, at det i nogle timer er nødvendigt, allerede i dag, at nedregulere VE-produktion på Lolland-Falster som følge af manglende kapacitet i eltransmissionsnettet til at transportere det væk fra området.



Figur 17 Overbelastningsenergi affødt af AF19 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund.

7.2 Langsigtede behov

Til at analysere de langsigtede behov anvendes de forskelle forudsætninger beskrevet i afsnit 3.2 - *Fremskrivninger af udviklingen i energisystemet* i kombination. Indledningsvist præsenteres et overblik over de identificerede behov, hvorefter der laves en mere detaljeret analyse af behovene i forskellige delområder.

7.2.1 Stationsbegrænsninger

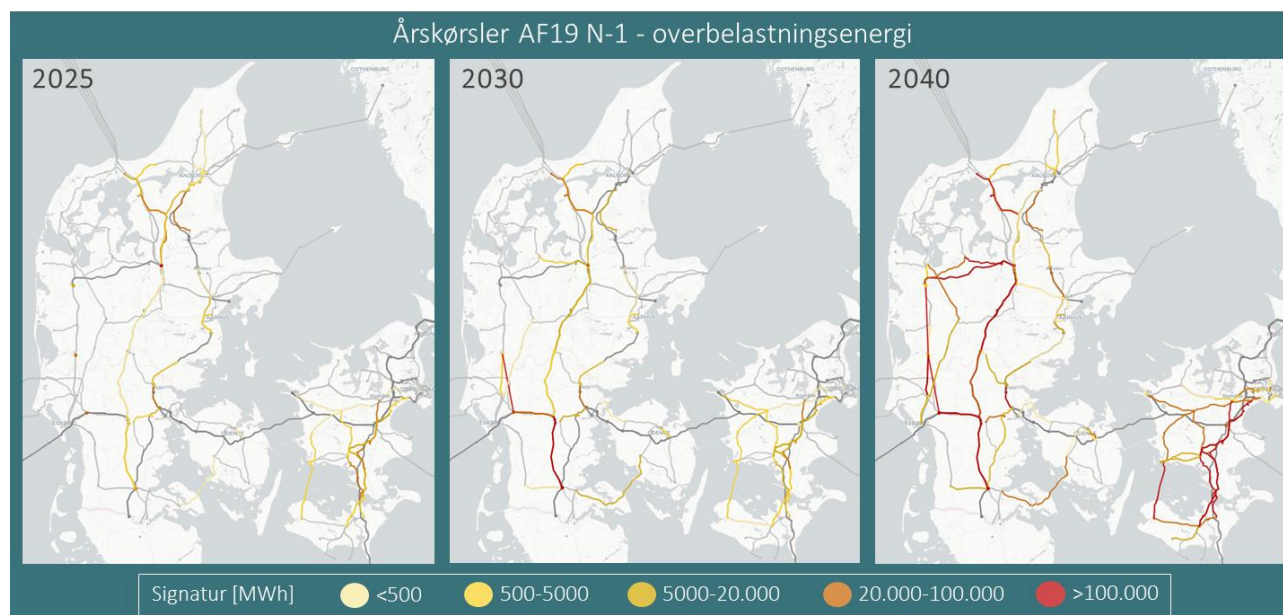
Belastningsevnen for en forbindelse mellem to stationer kan enten være begrænset af belastningsevnen for selve kablet eller luftledningen, eller den kan være begrænset af de stationskomponenter, der sidder i stationerne. Hvis det er stationskomponenterne der er begrænsende, vil dette behov ofte kunne håndteres med en relativt lille investering i stationen. Det er derfor ikke disse begrænsninger, der er hovedfokus for denne behovsanalyse. For 132- og 150 kV-forbindelser ses der i det efterfølgende bort fra eventuelle begrænsninger affødt af begrænsende stationskomponenter. For 400 kV-forbindelserne er det ikke sikkert, at det er muligt at drive forbindelsen ved linjens belastningsevne, og der kan derfor ikke på samme simple måde ses bort fra alle begrænsende stationskomponenter. For 400 kV-forbindelser

⁸ Danske mølleejere betales for at nedregulere produktionen for at aflaste flaskehalse internt i det tyske transmissionsnet.

inkluderes stationsbegrænsninger derfor i de efterfølgende behov. Det fremhæves, hvis begrænsningen på en 400 kV-forbindelse i betydelig grad er affødt af en begrænsende stationskomponent. I de tilfælde kan behovet muligvis afhjælpes af en mindre investering. Det vil dog skulle undersøges nærmere efterfølgende, når de konkrete løsninger fastlægges.

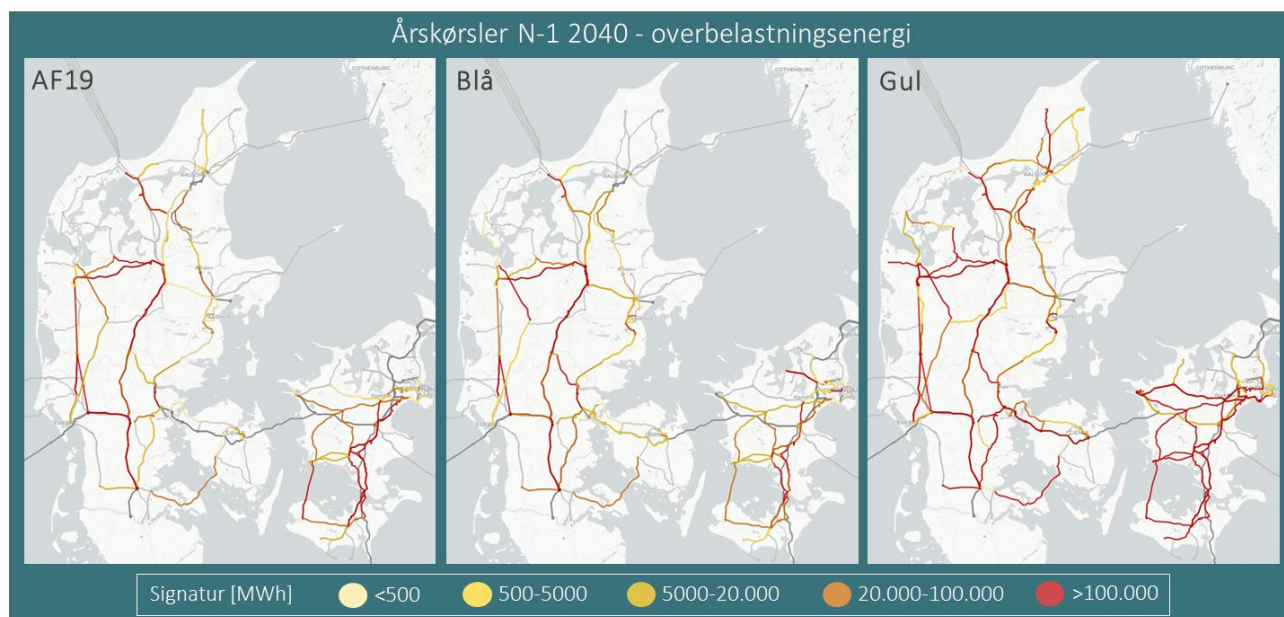
7.2.2 Samlet overblik over langsigtede behov

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 situationer, der afføder det største behov. På Figur 18 ses overbelastningsenergien for komponenter, der belastes over deres belastningsevne i en årskørsel baseret på udviklingen i AF19, 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.



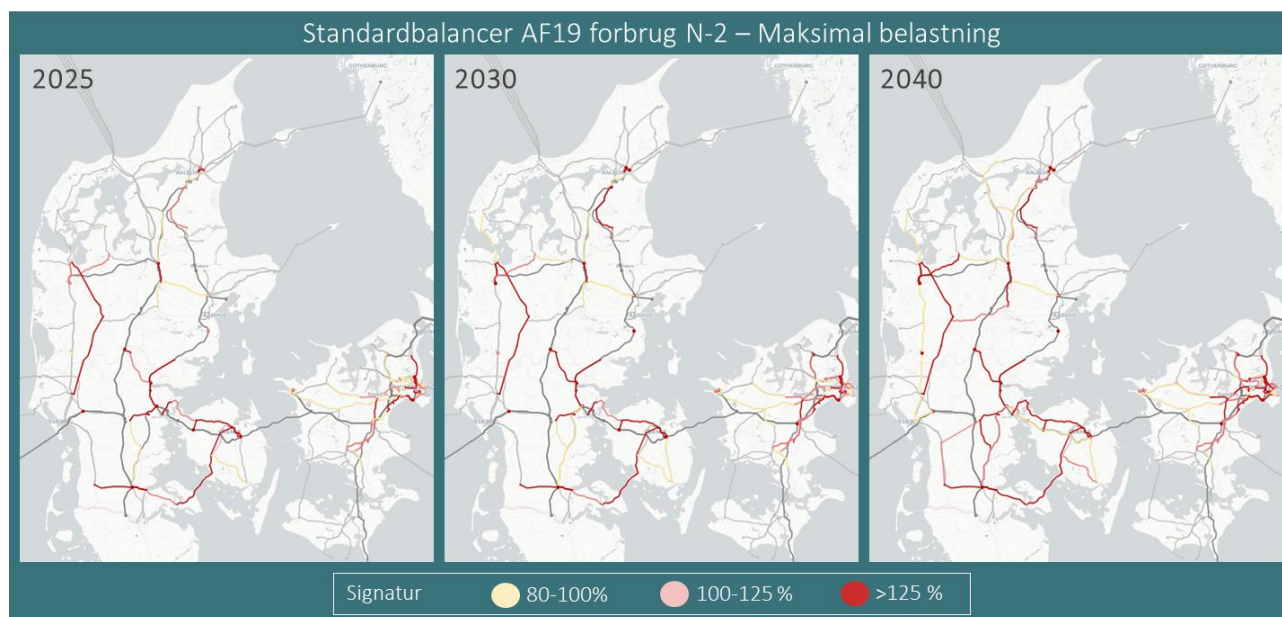
Figur 18 Overbelastningsenergi affødt af AF19 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Markering af nye allerede godkendte forbindelser er tegnet ind som lige streger imellem de to stationer og repræsenterer ikke det forventede tracé – det gælder den nye 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund.

Figur 19 viser et første overblik over udfaldsrummet for begrænsningerne i 2040 ud fra de to scenarier og AF19. AF19 og det blå scenarier viser umiddelbart sammenlignelige resultater. I nogle områder, som f.eks. mellem Lolland-Falster og Sydsjælland, konstateres mindre begrænsninger i det blå scenarier som følge af udbygning med PtX i et VE-domineret område. Modsat ses en lille stigning i behovene på f.eks. Fyn, hvor den øgede elektrificering fører til et øget elforbrug i et område, hvor det i forvejen er forbruget, der er dimensionerende. Det gule scenarie medfører markante overbelastninger i næsten hele landet. Det skyldes især den store udbygning med solceller med høj peak produktionskapacitet, der skal transporteres i eltransmissionsnettet fordi der ikke udbygges med tilsvarende lokalt forbrug.



Figur 19 Overbelastningsenergi affødt af AF19, blå og gul i 2040 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 Idomlund.

For forsyning af forbrug vil det typisk være hensynet til N-2, der er dimensionerende og dermed også afføder de største begrænsninger. På Figur 20 er komponenter, der belastes mere end 80 % af deres belastningsevne ved forsyning af forbrug i en N-2 situation, illustreret. Der findes allerede i dag nogle håndtag i driften, der kan tages i brug i en N-2 situation, som ikke er inkluderet i de anvendte netanalyser. Disse håndtag vil kunne afhjælpe nogle af de viste begrænsninger. Dette behandles nærmere under de enkelte områder, hvor det er relevant. Generelt konstateres stigende behov efterhånden som elektrificeringen øges. Det er især i Københavnsområdet, på Fyn og langs den østjyske kyst forsyning af forbrug giver begrænsninger. Det stemmer overens med, at det er disse områder, der har den laveste forbrugsdækning jf. Figur 10 på side 18.



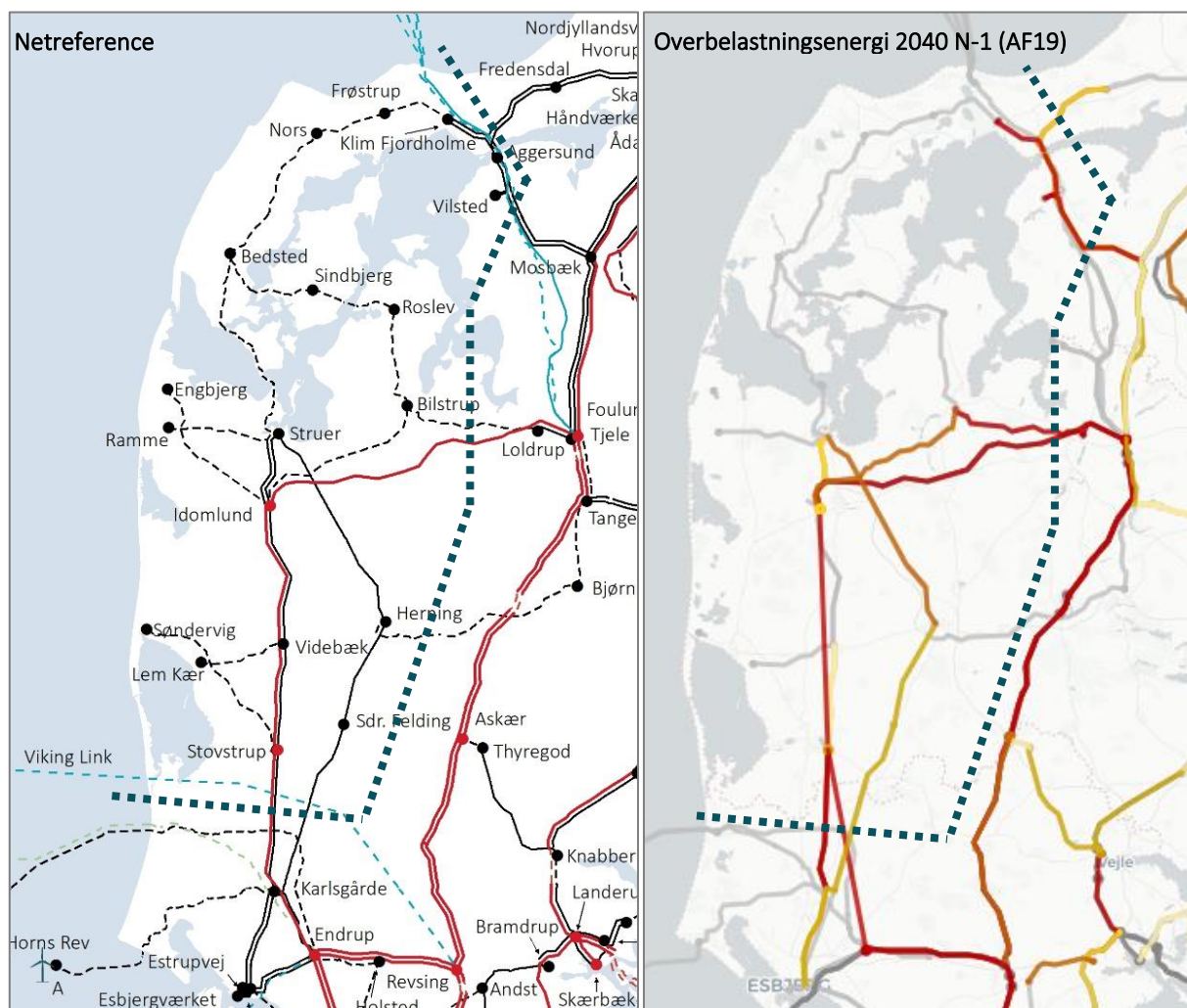
Figur 20 Begrænsninger affødt af AF19 med henblik på forsyning ved N-2 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Markering af nye allerede godkendte forbindelser er tegnet ind som lige streger imellem de to stationer og repræsenterer ikke det forventede tracé – det gælder den nye 150 kV-forbindelse mellem Andst og Ribe.

I de efterfølgende afsnit analyseres behovene mere detaljeret i de områder af nettet, hvor der forekommer en betydelig udvikling i behovene. Dette gøres til dels på et overordnet niveau for det enkelte område og til dels ved at fremhæve nogle af komponenterne med den største begrænsning i området og lave en dybdegående analyse af disse behov. Nordjylland og Nordsjælland behandles ikke på områdeniveau, da der er begrænset udvikling i de to områder udover hvad det eksisterende eltransmissionsnet kan håndtere.

7.2.3 Vestjylland

Udviklingen i det vestjyske område er præget af en stor tilvækst i produktionskapaciteten fra VE-anlæg. Det omfatter både de kommende kystnære vindmølleparker Vesterhav Nord og Syd, en markant tilvækst i store solcelleanlæg samt øget mængde havvind i Nordsøen. Udover havvindmølleparken Thor, der tilsluttes i station Idomlund, er der i AF19 forudsat to havvindmølleparker i Nordsøen frem mod 2040, der antages tilsluttet i Stovstrup og Idomlund. I det blå og gule scenarie er der derudover forudsat 1 GW havvind tilsluttet i Endrup frem mod 2040. Fra klimaaftalen ved vi nu, at udbygningen med havvind efter Thor forventes at ske helt eller delvist som en energiø i Nordsøen. Der er endnu ikke truffet beslutning om, hvordan energiøen skal tilsluttes det danske eltransmissionsnet, men det vil have stor betydning for flowet i eltransmissionsnettet i området. Udover den store tilvækst i VE-kapacitet i området arbejder projektet [Green-Lab Skive PtX](#) på at etablere PtX lidt nord for Skive [21]. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF19 udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 21.

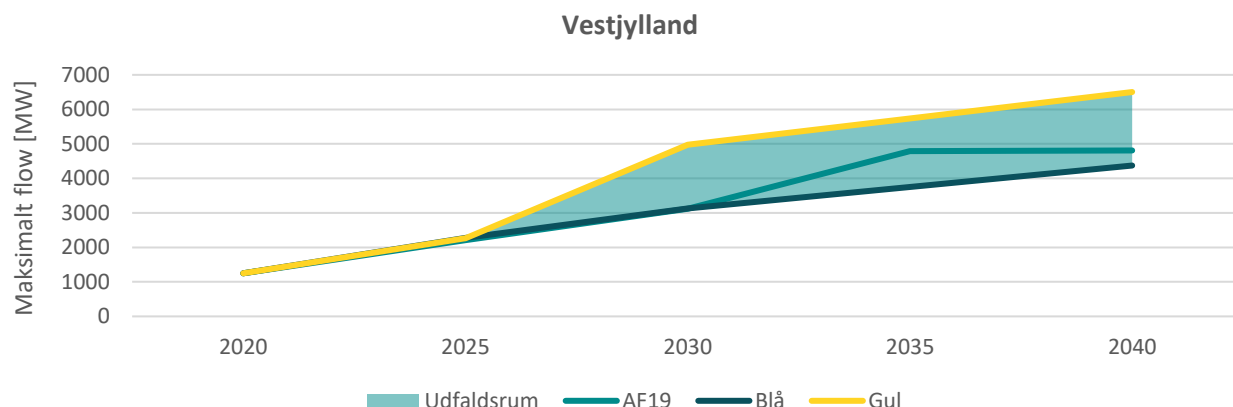
I netreferencen indgår den eksisterende 150 kV-netstruktur i området. Som beskrevet i afsnit 5.2 - *Kompenserende kabellægning* er Energinet blevet pålagt at demontere 150 kV-luftledningerne imellem Idomlund og Endrup. Den endelige løsning på dette saneringsbehov er endnu ikke fastlagt, men løsningen vil have betydning for de øvrige behov i området.



Figur 21 Netreferencen i Vestjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF19 2040 - udklip fra Figur 18. Den nye, men godkendte 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund er tegnet ind som lige streger mellem stationerne og repræsenterer ikke det forventede trace.

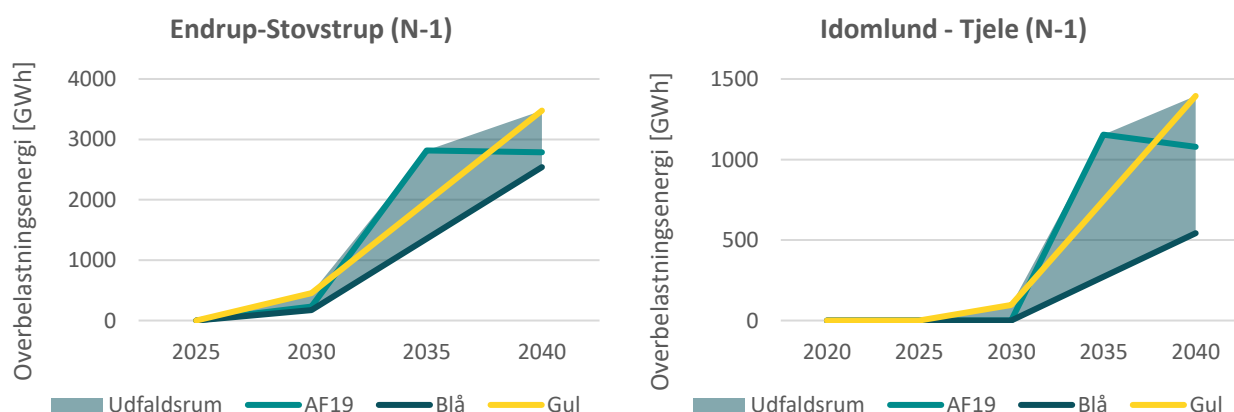
Der observeres betydelige begrænsninger i området mellem Idomlund og Tjele samt mellem Endrup og Idomlund, hvor der i netreferencen indgår et 400 kV-system. På Figur 22 ses, hvordan det maksimale flow, over det snit der er tegnet ind på Figur 21 (stiplet mørkeblå linje), udvikler sig over tid under forskellige forudsætninger. Generelt ses en klar stigende tendens, og det maksimale flow flerdobles fra ca. 1,2 GW i dag til ca. 4,5-6,5 GW under de analyserede forudsætninger. Stigningen er drevet af VE-udviklingen i området og er et udtryk for et øget behov for eksport af VE ud af det vestjyske område. På den lange bane ses et sammenligneligt flow i AF19 og det blå scenarie. Selvom der er 1 GW mere havvind, der skal transporteres ud af området i det blå scenarie, er der også et øget forbrug fra især PtX-enheder i området, der bidrager til at reducere flowet. Jf. klimaaftalen forventes udbygningen med havvind efter Thor at ske enten helt eller delvist i tilknytning til en energiø i Nordsøen. Hvis produktionskapacitet fra en energiø i Nordsøen, svarende til de to havvindmølleparker i AF19, tilsluttes inde i det vestjyske område, vil flowet være sammenligneligt med AF19.

Etablering af PtX i området vil dog kunne reducere det. Hvis produktionen i stedet tilsluttes uden for det vestjyske område, vil det, alt andet lige, føre til et reduceret flow ud af området.



Figur 22 Maksimalt flow gennem snittet Vestjylland tegnet ind på Figur 21.

Af Figur 21 fremgår det, at nogle af de største begrænsninger i området opstår på 400 kV-forbindelsen Idomlund-Tjele og strækningen mellem Endrup og Idomlund. Disse begrænsninger er illustreret på Figur 23 ved overbelastningsenergien for Endrup-Stovstrup og Idomlund-Tjele under hensyntagen til N-1. Den nye 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Stovstrup⁹ udnyttes til grænsen allerede i 2025, mens belastningsevnen overskrides frem mod 2030, hvor blandt andet Thor er idriftsat. Den samme tendens ses for forbindelsen mellem Idomlund og Tjele, hvor belastningsevnen dog først overskrides på den anden side af 2030 for AF19 og det blå scenarie. Forbindelserne fungerer således som transportkorridorer for VE, der skal transporteres ud af området og udnyttes i højere og højere grad efterhånden, som der kommer mere VE i det vestjyske område. Begge forbindelser bliver begrænsende i alle tre scenarier, dog lidt mindre i det blå scenarie, hvor PtX i området samt udbygning med VE-kapacitet på 400 kV-niveau uden for området reducerer flowet på forbindelserne. I det gule scenarie belastes forbindelserne lidt hårdere, når overskudsproduktion fra den store mængde sol i området skal transporteres væk.

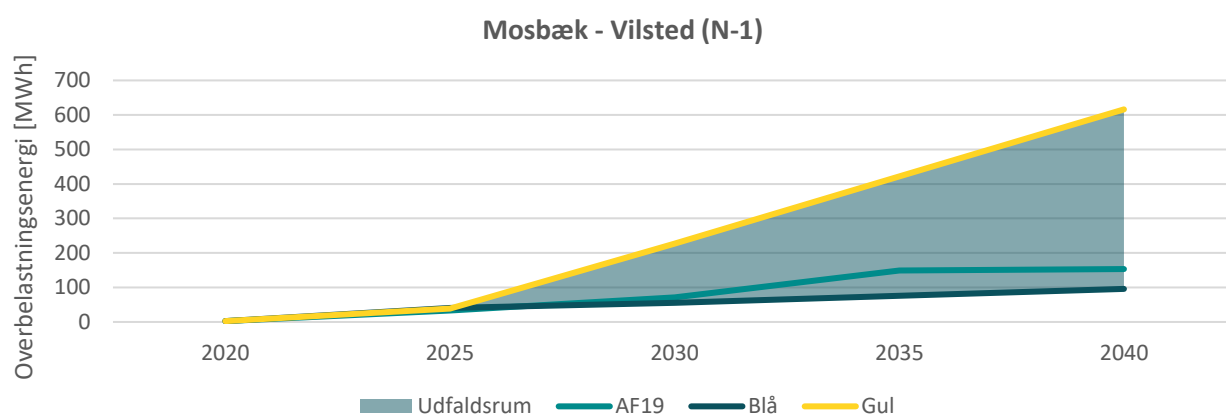


Figur 23 Overbelastningsenergi i 400 kV-forbindelserne Endrup-Stovstrup og Idomlund-Tjele under hensyntagen til N-1.

En række 150 kV-forbindelser i området overbelastes ligeledes. Som eksempel herpå ses overbelastningsenergien i Mosbæk-Vilsted under hensyntagen til N-1 på Figur 24. Også her ses en stigende belastning frem mod 2040, om end

⁹ Det igangværende projekt vedrørende etablering af en ny 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund etableres som en 400 kV-tosystemluftledning, hvor det ene system drives ved 150 kV.

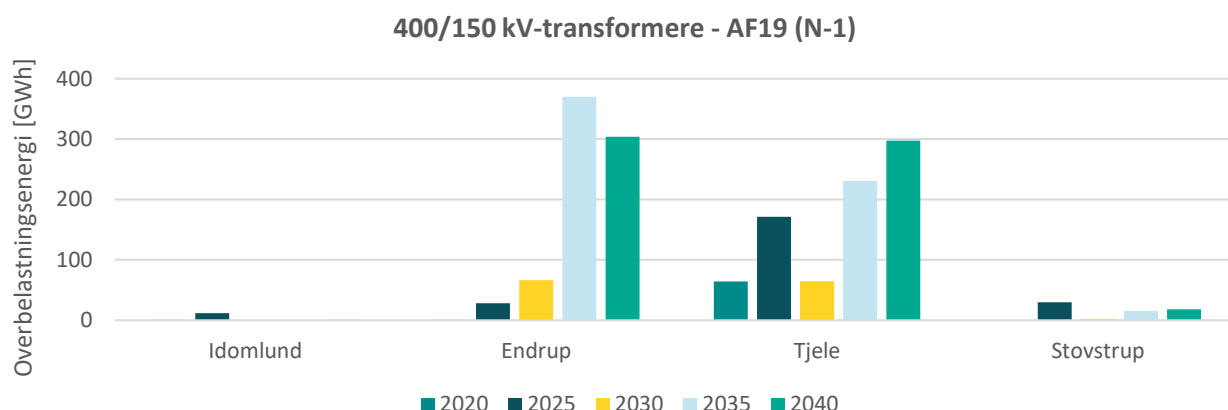
den i AF19 scenariet er mindre markant end stigningen for 400 kV-forbindelserne. Analyserne viser, at der allerede i dag er situationer, hvor belastningen forventeligt vil overstige belastningsevnen, omend der er tale om relativt få timer. Som beskrevet i afsnit 7.1 - *Kortsigtede behov* medfører tyskernes brug af specialregulering, at udfordringerne sjældent reelt opstår i dag. Frem mod 2040 vil forbindelsen dog blive begrænsende i en større andel af året som følge af den stigende VE-produktion i området, ligesom der ikke kan planlægges efter tyskernes brug af specialregulering i fremtiden. I det blå scenarie ses en mindre begrænsning, som følge af den distribuerede PtX i området. Det gule scenarie giver en markant større begrænsning i forbindelsen. Det er især 150 kV-forbindelserne, der bliver påvirket af udbygning med distribueret VE. Det er umiddelbart usandsynligt, at VE-udbygningen i området bliver så stor som forudsat i det gule scenarie, men analyserne giver en indikation af, at begrænsningerne er meget følsomme overfor udviklingen.



Figur 24 Overbelastningsenergi i 150 kV-forbindelsen Mosbæk-Vilsted under hensyntagen til N-1.

Af Figur 21 fremgår det, at en række 400/150 kV-transformere i området er begrænsende. Begrænsningen i 400/150 kV-transformerne i fire stationer er opgjort ved overbelastningsenergien i AF19 frem mod 2040 på Figur 25. Generelt ses et stigende behov over tid for transformerne i Endrup og Tjele efterhånden, som en stigende mængde distribueret VE skal transporteres væk fra området. I Idomlund og Stovstrup ses mindre og i nogle år ingen begrænsning. Havvind tilsluttet på 400 kV-niveau i Idomlund og Stovstrup medfører, at VE fra det underliggende net i højere grad transporteres væk gennem 150 kV-nettet og transformering i Endrup og Tjele. Generelt er transformerbegrænsninger i dette område drevet af udbygningen med distribueret VE, og derfor viser det gule scenarie også betydeligt større begrænsninger end AF19, mens det blå er mere sammenligneligt med AF19.

De identificerede begrænsninger i transformerne vil være meget afhængige af den 150 kV-kabelstruktur der bliver i området som følge af den politiske beslutning om demontering af 150 kV-luftledninger i området.



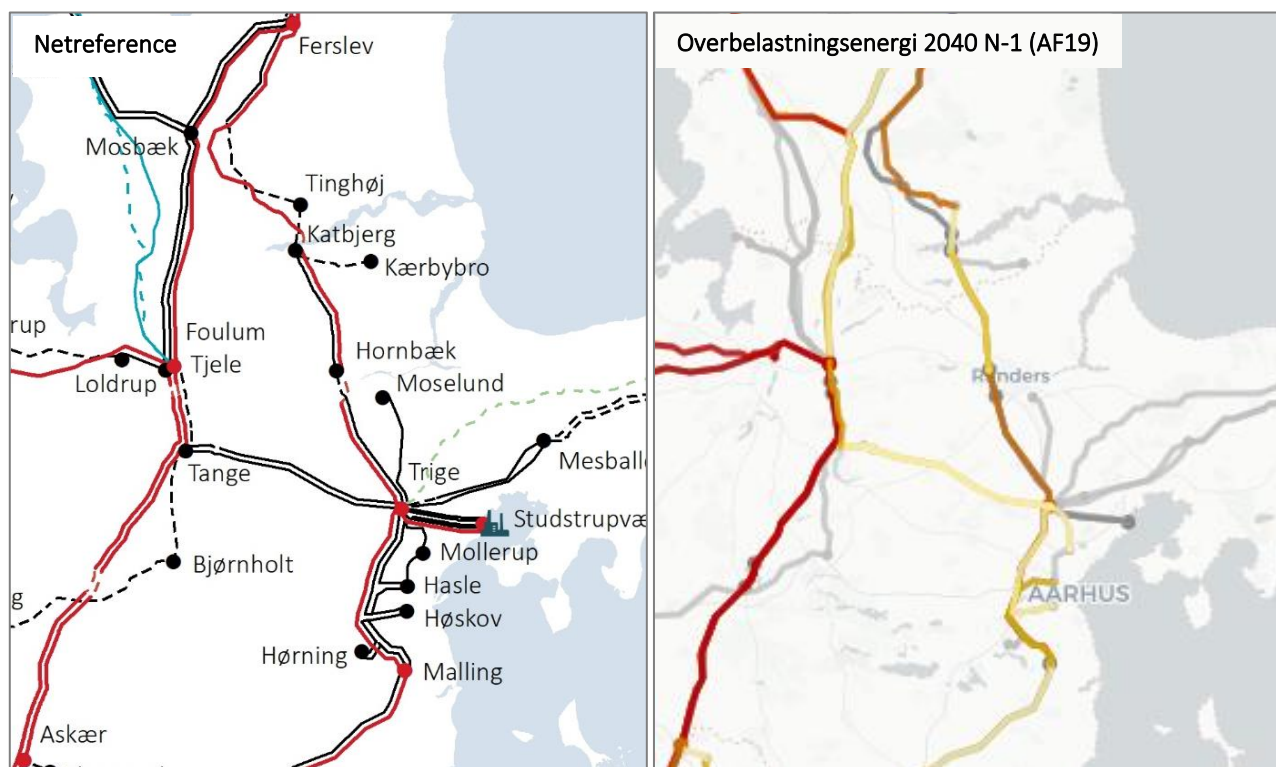
Figur 25 Overbelastningsenergi i 400/150 kV-transformere i Vestjylland i AF19 under hensyntagen til N-1.

Opsummering

Behovene i området er primært drevet af VE-udbygningen, og der identificeres betydelige begrænsninger i området i alle analyserede scenarier. Udbygning med distribueret VE er de primære drivere for begrænsningerne i 150 kV-nettet og 400/150 kV-transformere, mens udbygning med havvind især er drivere for begrænsningerne i 400 kV-nettet. Tilslutningspunkter for en energiø i Nordsøen, vil således være afgørende for begrænsningerne, hvor tilslutning inden for det Vestjyske område vil øge begrænsningerne på 400 kV-forbindelserne ud af området. Udbygning med PtX i området vil modsat kunne reducere begrænsningerne som følge af VE på både 400 kV- og 150 kV-niveau. Hvorvidt udbygning med PtX i sig selv giver anledning til begrænsninger vil afhænge af samtidigheden med VE-produktion i området samt anlæggenes tilslutningsbetingelser.

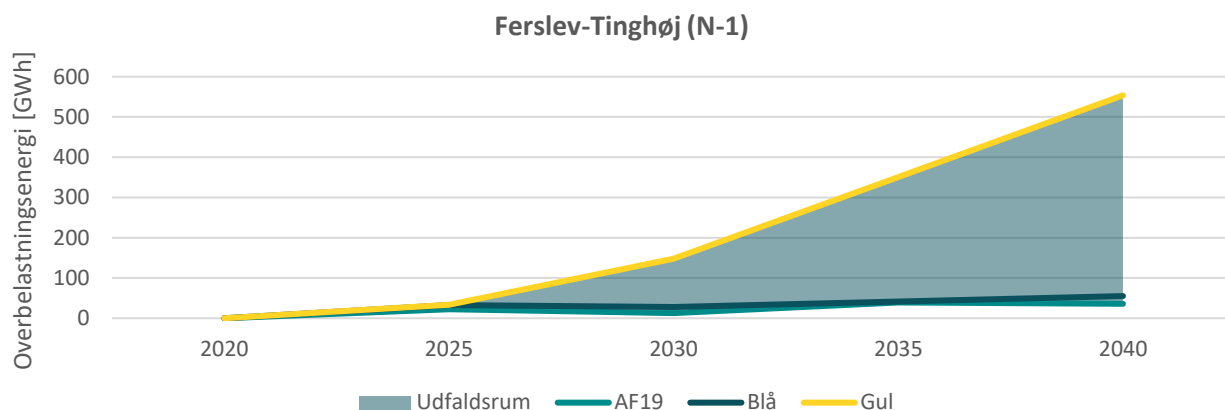
7.2.4 Østjylland

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. Især i det gule scenarie sker der en markant udbygning med solceller. I alle tre scenarier er der desuden forudsat en 500 MW havvindmøllepark tilsluttet i Ferslev i 2035. Men med den nyligt indgåede klimaaftale forventes denne park ikke længere at være aktuel. Der forudsættes begrænset udvikling i forudsætningerne i Aarhus området – dog forventes en generel forbrugsstigning som følge af øget elektrificering kombineret med et fald i kraftværkskapaciteten i området. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF19 udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 26.



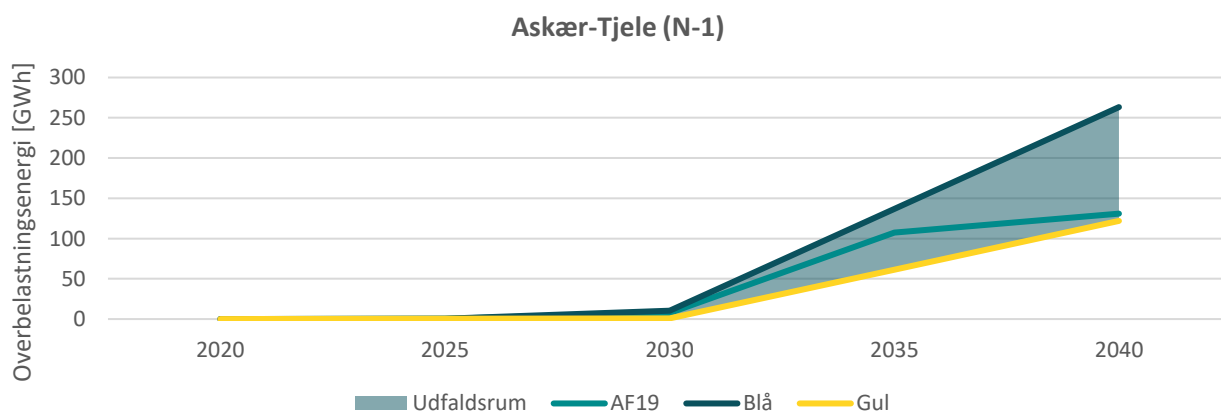
Figur 26 Netreferencen i Østjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF19 2040 - udklip fra Figur 18.

En af de hårdest belastede forbindelser i området med henblik på aftag af VE-produktion, er 150 kV-forbindelsen mellem Ferslev og Tinghøj. Udviklingen i overbelastningsenergien for denne forbindelse er illustreret for de tre scenarier på Figur 27, hvor det ses at belastningsevnen overskrides fra 2025 og frem i alle tre scenarier. Ligesom i Vestjylland giver det gule scenarie også her en worst-case betragtning på begrænsningen, og analysen giver sandsynligvis ikke en indikation af den faktiske begrænsning, som man kan forvente, men viser, at området er følsomt over for udviklingen i den distribuerede VE. I AF19 og det blå scenarie ses en noget mindre, men stadig stigende tendens. Frem mod 2025 er der en række konkrete VE-projekter i området, der medfører begrænsninger, mens det på den lange bane skyldes den generelle udvikling i VE-kapacitet. Hvis den forudsatte havvindmøllepark i Ferslev ikke etableres, vil det reducere transportbehovet i området, men der vil stadig være begrænsninger som følge af den generelle VE-udvikling. Derudover vil ilandføring af energi i f.eks. Ferslev have tilsvarende indflydelse på transportbehovet.



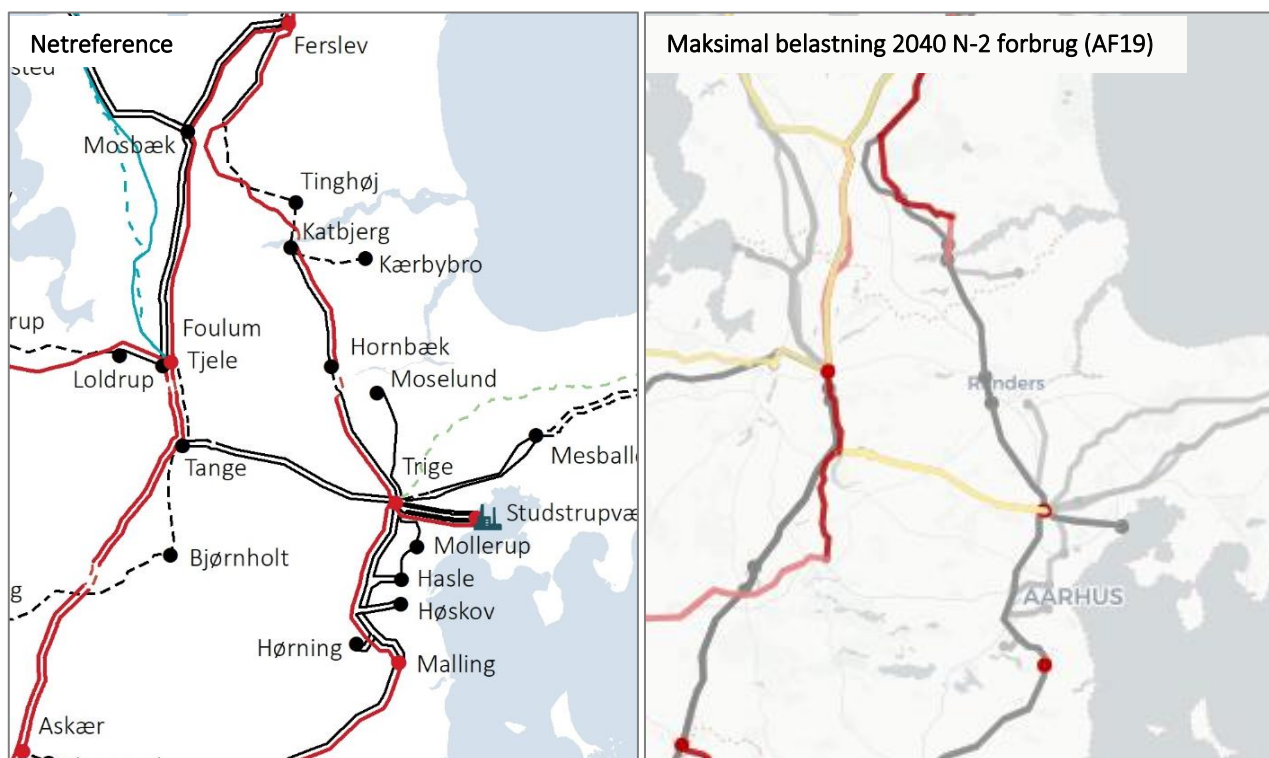
Figur 27 Overbelastningsenergi i 150 kV-forbindelsen Ferslev-Tinghøj under hensyntagen til N-1.

Transporten på især 400 kV-forbindelserne i området påvirkes af tilslutningspunkter for havvind. Eksempelvis, hvis der tilsluttes større mængder havvind i 400 kV-stationer i området. Dette er eksemplificeret i det blå scenarie, hvor der er forudsat 2 GW havvind tilsluttet i Tjele og yderligere 1 GW i Ferslev i 2040. På Figur 28 ses det, at dette vil øge overbelastningsenergien for 400 kV-forbindelsen mellem Askær og Tjele i forhold til AF19, hvor der kun er parken på 500 MW i Ferslev. Belastningsevnen på Askær-Tjele begrænses af stationskomponenter, og det vil bero på en nærmere analyse, hvor stor begrænsningen ville være, hvis stationskomponenterne blev opgraderet, og hvorvidt denne opgradering vil være den bedste løsning.



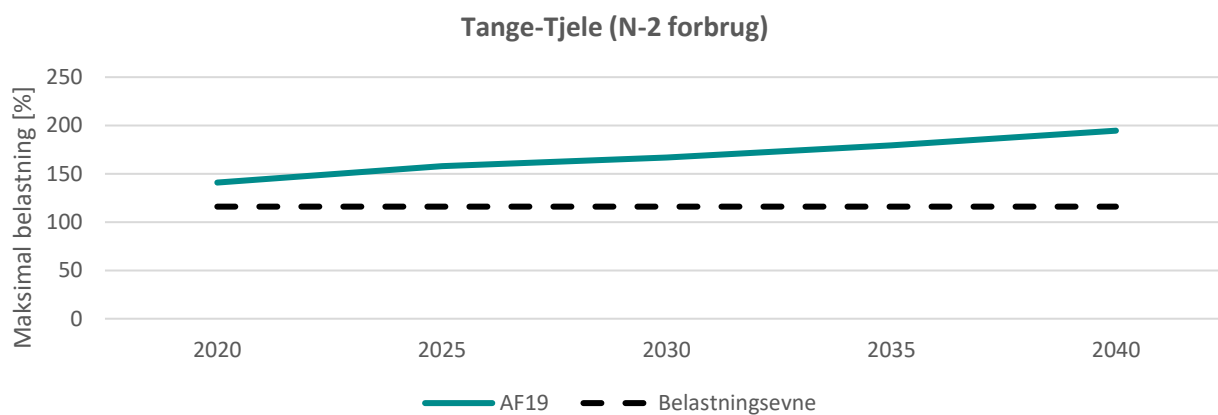
Figur 28 Overbelastningsenergi i 400 kV-forbindelsen Askær-Tjele under hensyntagen til N-1.

Udover indpasning af VE er eltransmissionsnettet i området også præget af forsyning af forbrug i især Aarhusområdet. Derfor er det også relevant at undersøge nettet i N-2 ved forsyning af forbrug, illustreret på Figur 29. Det ses, at der opstår begrænsninger i en række transformere og forbindelser i området.



Figur 29 Netreferencen i Østjylland sammenstillet med maksimal belastning ved forsyning af forbrug ved N-2 i AF19 2040 - udklip fra Figur 20.

En af de hårdest belastede forbindelser ved N-2 i området er 150 kV-kablet mellem Tange og Tjele, hvis maksimale belastning ses på Figur 30. Jf. klimaaftalen forventes der generelt en større elektrificering end det, der er forudsat i AF19, som analysen her baserer sig på. Det forventes derfor at være en konservativt bud på belastningen, der sandsynligvis vil være større og evt. stige hurtigere afhængigt af hastigheden, hvormed elforbruget i især Aarhusområdet stiger. Etablering af PtX i området kan ligeledes føre til større begrænsninger. Det vil dog være afhængigt af, hvilken sikkerhed el-transmissionsnettet skal levere til den type forbrug.



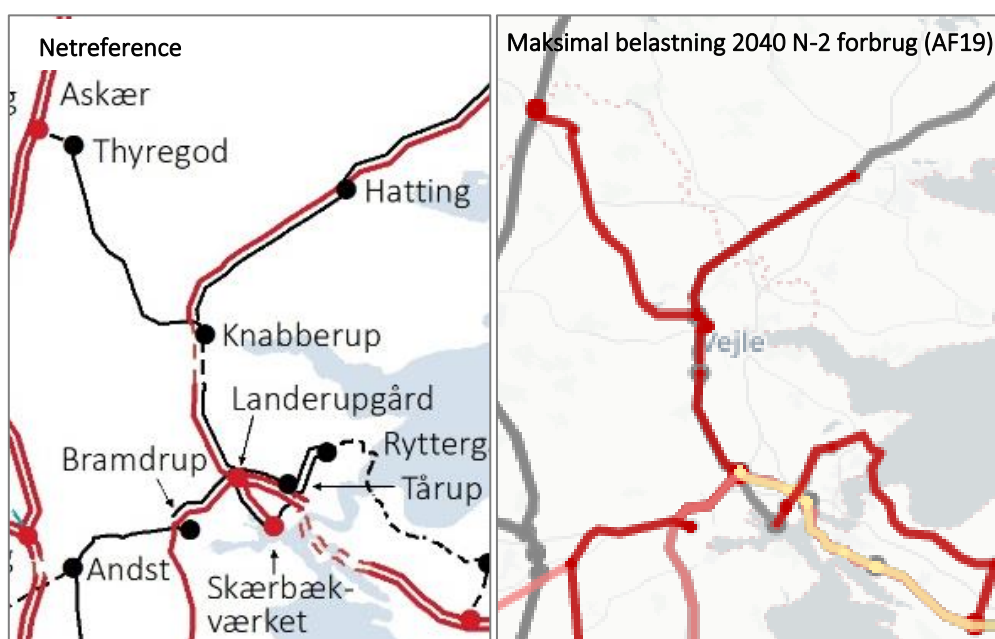
Figur 30 Maksimal belastning for 150 kV-forbindelsen Tange-Tjele ved forsyning af forbrug jf. AF19 i en N-2 situation. Belastningen sammenholdes med forbindelsens belastningsevne.

Opsummering

Behovene i den nordlige del af området er primært drevet af den generelle VE-udbygning med sol og landvind, hvor alle analyserede scenarier viser begrænsninger. Tilslutningspunkter for energiøen i Nordsøen kan have stor betydning, idet 400 kV-forbindelserne mellem Ferslev og Askær vil skulle fungere som transportkorridorer for den øgede VE-produktion, hvis den tilsluttes på den pågældende strækning. 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. Et PtX-anlæg i Aarhusområdet kan ligeledes øge begrænsningerne afhængigt af tilslutningsbetingelserne for denne type anlæg.

7.2.5 Trekant- og Horsensområdet

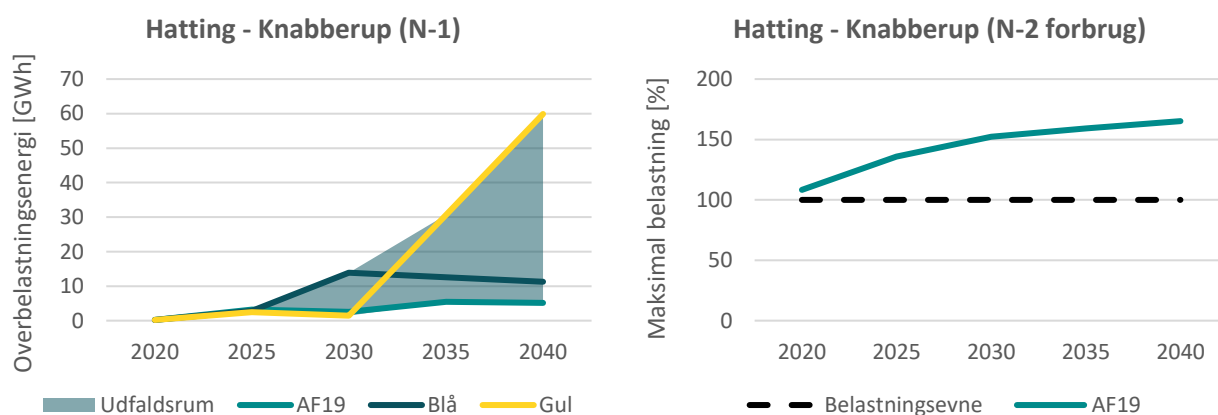
Området omkring både Horsens og Trekantområdet er præget af forsyning af forbrug, og forbruget i området forventes også at stige fremover. Dette gælder både generelle forbrugsstigninger som følge af øget elektrificering, men også som følge af storforbrugere der forudsættes tilsluttet i eltransmissionsnettet i området. Samtidig arbejder [HySynergy](#) projektet på etablering af elektrolyse i Fredericia – i første omgang 20 MW, men med ambition om op mod 1 GW anlæg på sigt [22]. Da området er præget af stort forbrug, vil det typisk være N-2 situationer, der giver de største begrænsninger. Disse ses illustreret sammen med netreferencen på Figur 31. Overordnet set ses det, at en række forbindelser i området vil være begrænsende ved forsyning af forbrug i 2040.



Figur 31 Netreferencen i Trekant- og Horsensområdet sammenstillet med maksimal belastning ved forsyning af forbrug ved N-2 i AF19 2040 - udklip fra Figur 20.

Der observeres også begrænsninger i området af hensyn til N-1, f.eks. for 150 kV-forbindelsen mellem Hatting og Knabberup, Figur 32. For alle tre analyserede scenarier ses det, at forbindelsen bliver begrænsende fra 2025 og frem, dog med en større stigning i det blå og gule scenarie end i AF19. I begge scenarier kan meget af stigningen sandsynligvis tilskrives udbygningen med PtX, der samlet set i området er ca. 100 MW og 1.200 MW i 2040 i henholdsvis det blå og gule scenarie. Hvis PtX ikke skal have N-1 sikkerhed, vil begrænsningerne være mindre, men sandsynligvis stadig større end i AF19 som følge af den generelle øgede elektrificering.

I AF19 scenariet, med den laveste grad af elektrificering, viser analyserne store begrænsninger i forbindelsen ved forsyning af forbrug i en N-2 situation, illustreret på Figur 32. Disse begrænsninger kan potentielt set også påvirkes af etablering af PtX i området. Generelt gælder det, at den faktiske placering af eventuelle PtX-anlæg vil have stor betydning for begrænsningerne i eltransmissionsnettet. Ligeledes vil det have stor betydning, hvilken sikkerhed eltransmissionsnettet skal levere til PtX-anlæg.



Figur 32 Overbelastningsenergi i 150 kV-forbindelsen Hatting-Knabberup under hensyntagen til N-1 for (venstre) og maksimal belastning ved forsyning af forbrug jf. AF19 i en N-2 situation (højre). N-2 belastningen sammenholdes med forbindelsens belastningsevne.

Den generelle forbrugsstigning samt den forudsatte forbrugsstigning fra storforbruger omkring Fredericia medfører store begrænsninger i 400/150 kV-transformeren i Landerupgård, der belastes med 225 % af dens tilladelse i en N-2 forbrugssituation i AF19 2040.

Opsummering

Behovene i området er primært drevet af forbrugsudviklingen. Det øgede forbrug, som følge af elektrificering, medfører begrænsninger, der vil stige, hvis elektrificeringen sker hurtigere eller i højere grad, end det der er forudsat i analyserne. Ligeledes vil forbruget fra de forudsatte storforbrugere i området være afgørende for de identificerede begrænsninger. PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af tilslutningsbetingelserne for denne type anlæg.

7.2.6 Fyn

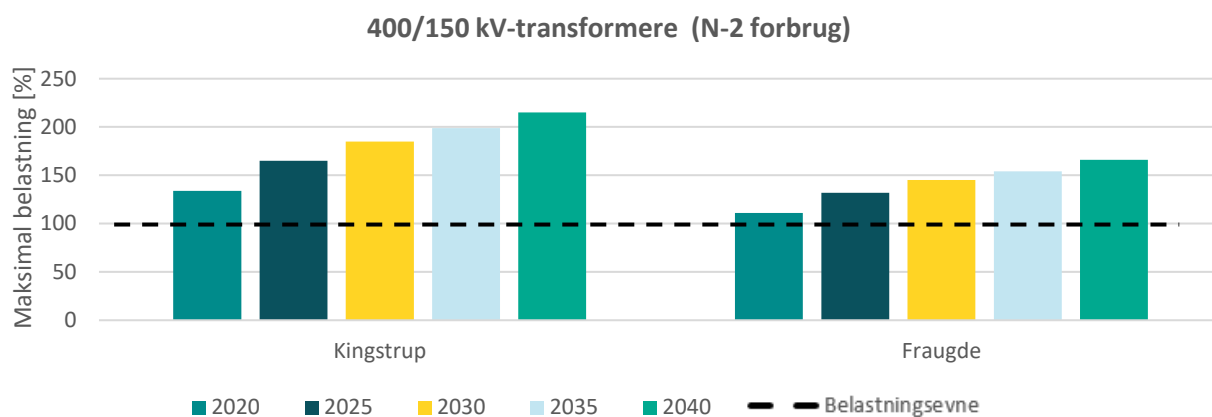
Området er præget af en generel stigning i forbruget. På den korte bane forventes der konkret et øget forbrug fra gartnerier i området samt i området omkring nyt Odense Universitets Hospital (OUH) og Syddansk Universitet. På den længere bane skyldes forbrugsstigningen generelle forventninger om øget elektrificering i form af individuelle varmepumper og elbiler. Selv med en markant reduktion i kapaciteten på Fynsværket ses dog også samlet set en stigning i produktionskapaciteten på Fyn som følge af udviklingen i solceller. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF19 udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 33.



Figur 33 Netreferencen på Fyn sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF19 2040 - udklip fra Figur 18.

På Fyn konstateres relativt begrænsede behov for afhjælpende tiltag frem mod 2040. Umiddelbart bemærkes begrænsninger på 150 kV-forbindelserne mellem Fyn og Jylland – Abildskov-Sønderborg og Graderup-Ryttergård. I Abildskov er der allerede i dag en fasedrejetransformer, der kan bruges i driften til at fordele flowet på de to forbindelser mere hensigtsmæssigt. Dette driftshåndtag er der ikke taget højde for i de analyser, der ligger bag overbelastningsenergien på Figur 33, hvorfor de reelle overbelastninger vil være mindre end det umiddelbart forekommer. Derudover konstateres mindre begrænsninger på forbindelserne ind mod Odense. Udfordringerne på Fyn er generelt meget afhængige af flowet på storebæltsforbindelsen i forhold til, hvordan transitten spiller sammen med forbrug og produktion i området.

Den generelle stigning i forbruget på Fyn medfører begrænsninger i 400/150 kV-transformere, som ses illustreret på Figur 34 ved den maksimale belastning ved N-2 i forsyningssituationer. Umiddelbart observeres allerede i dag overbelastninger på transformerne. N-2 analyserne beror som nævnt på standardbalancerne, der repræsenterer mere ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og transit, end det der observeres i markedssimuleringerne. Den forsyningssituation, der giver anledning til overbelastningerne, forekommer ikke i dag. Det vil derfor bero på en nærmere analyse af, om driftssituationen kan forventes at forekomme i fremtiden, samt hvornår udfordringerne bliver kritiske nok til at give anledning til at iværksætte tiltag til af afhjælpe dem.



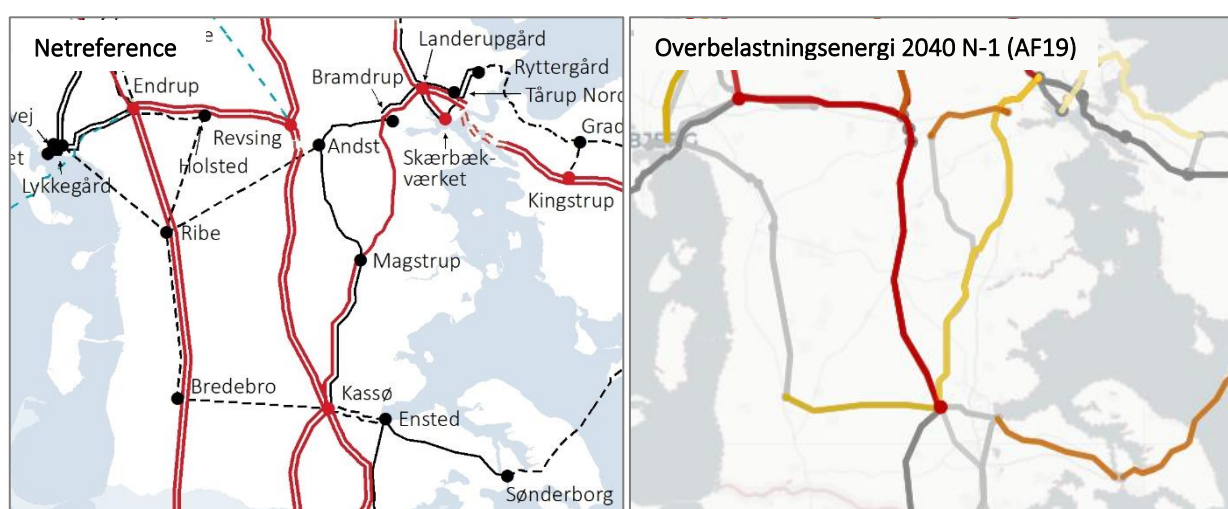
Figur 34 Maksimal belastning for 400/150 kV-transformere på Fyn ved forsyning af forbrug jf. AF19 i en N-2 situation. Belastningen sammenholdes med transformernes belastningsevne.

Opsummering

Behovene i området er primært drevet af forbrugsudviklingen. Der er dog kun identificeret få begrænsninger. Etablering af PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af tilslutningsbetingelserne for denne type anlæg.

7.2.7 Syddjylland

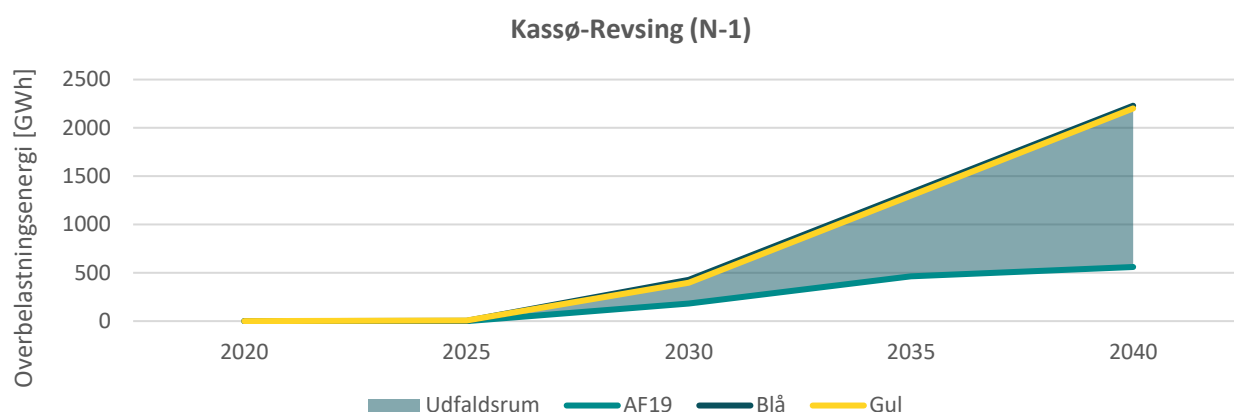
Der forudsættes en moderat distribueret VE-udbygning i det syddjyske område. Der er en kystnære havvindmøllepark, Lillebælt Syd, under udvikling ud for Als, der i analyserne er forudsat tilsluttet i station Sønderborg.¹⁰ 400 kV-stationerne i området kunne være mulige tilslutningspunkter for en energiproduktion i Nordsøen. I det blå og gule scenarie er forudsat 1 GW havvind tilsluttet i Revsing. Der forudsættes desuden store forbrugsstigninger omkring Kassø som følge af storforbrugere tilsluttet i eltransmissionsnettet. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF19 udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 35.



Figur 35 Netreferencen i Syddjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF19 2040 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund - udklip fra Figur 18.

¹⁰ På nuværende tidspunkt forventes det, at parken vil blive tilsluttet i en ny station, der sløjes ind på kablet mellem Abildskov og Sønderborg. Denne forskel vil dog have begrænset betydning for de observerede flows.

Den generelle VE-udbygning i Vestdanmark samt øget transit fører til et øget flow i især 400 kV-forbindelserne i området, som det også fremgår af Figur 35. Forbindelsen mellem Endrup og Revsing begrænses af stationskomponenter på forbindelsen, og overføringsevnen vil sandsynligvis kunne opgraderes ved en relativt begrænset investering. 400 kV-systemet mellem Kassø og Revsing begrænses ligeledes af stationskomponenter, men det vil ikke være muligt at fjerne begrænsningen udelukkende ved opgradering af stationskomponenter. Overbelastningsenergien på Figur 36 vil være mindre end angivet, hvis stationskomponenterne opgraderes. Det vil bero på nærmere analyser at vurdere, hvor stor en del af overbelastningen der vil kunne fjernes ved opgradering af stationskomponenter, og om det er den bedste løsning. Generelt ses en betydelig stigning i begrænsningen frem mod 2040. I både det blå og gule scenarie er overbelastningsenergien væsentligt højere end i AF19 som følge af den øgede VE-udbygning i de to scenarier. Det er især havvinden der er forudsat tilsluttet i Revsing, Tjele og Ferslev, der fører til den øgede begrænsning i det blå og gule scenarie, men også den store udbygning med sol i det gule scenarie.



Figur 36 Overbelastningsenergi i 400 kV-forbindelsen Kassø-Revsing under hensyntagen til N-1.

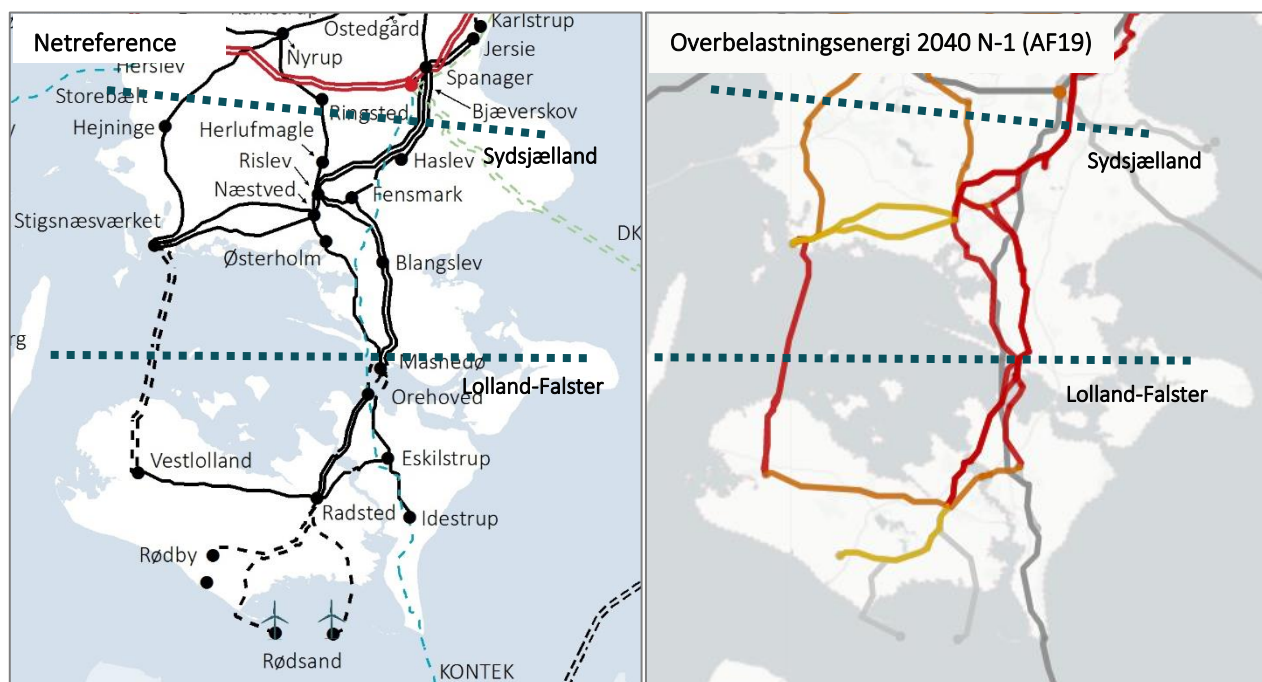
Den forudsatte store stigning i forbruget fra storforbrugere i Kassø medfører desuden en betydelig begrænsning i 400/150 kV-transformerne i Kassø. I en N-2 forbrugssituation belastes de med op mod 400 % af den tilladelige belastning i AF19 2040.

Opsummering

Behovene i området er meget afhængige af, hvilke tilslutningspunkter der vælges for energien i Nordsøen, samt hvordan produktionen herfra skal transporteres til nationalt forbrug eller eksport. Tilslutning på 400 kV-strækningen langs den jyske højderyg mellem Kassø og Ferslev vil f.eks. øge brugen af Kassø-Revsing som eksportkorridor mod Tyskland.

7.2.8 Sydsjælland og Lolland-Falster

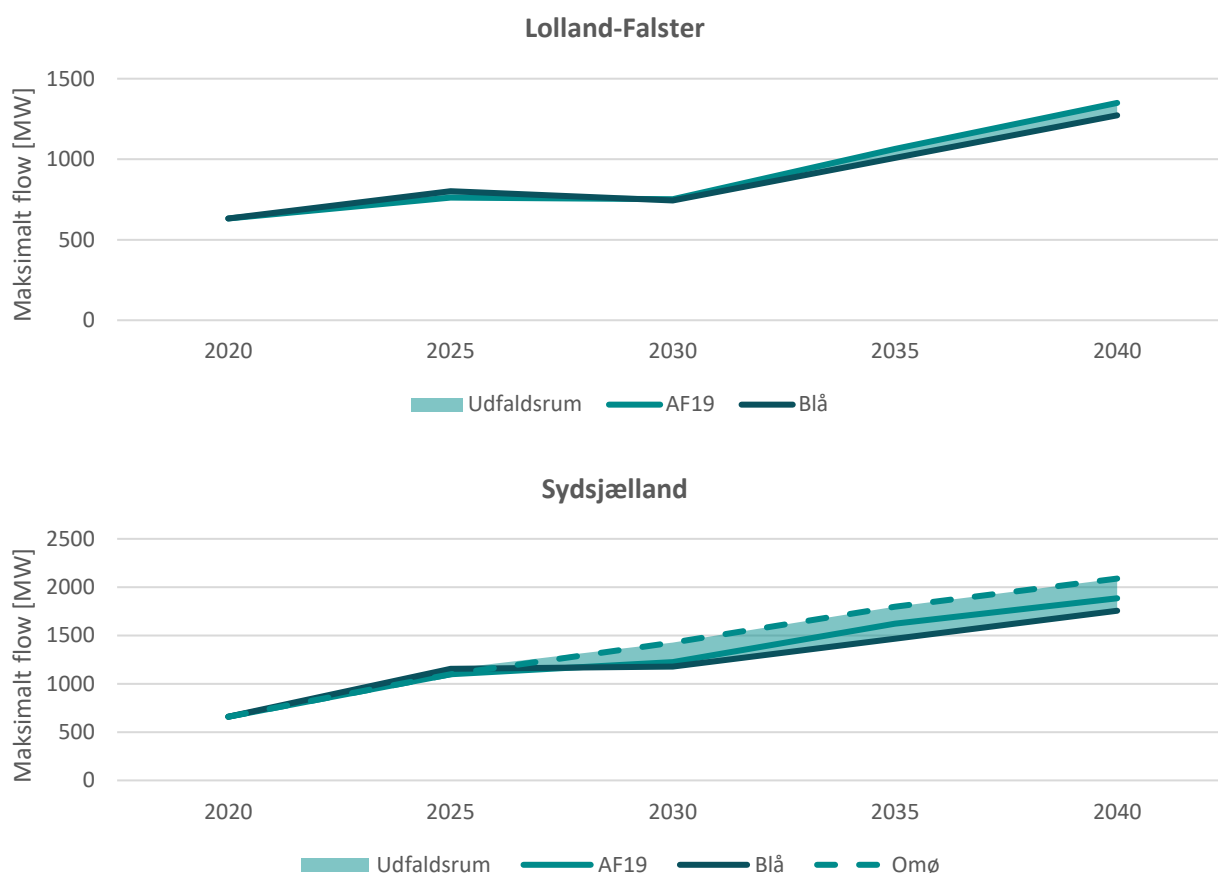
Området er præget af forventning om en markant tilvækst i landbaseret VE kapacitet – især solcelleanlæg, ligesom der er en kystnær havvindmøllepark, Omø Syd, under udvikling, som er forudsat tilsluttet i station Stignæsværket. Derudover er der aktuelt et tredjepartsprojekt med tilslutning af Femern-Bælt forbindelsen. Aktuelt er der en række konkrete solcelleprojekter under udvikling i området, ligesom der også forventes en markant tilvækst på den lange bane. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF19 udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 37.



Figur 37 Netreferencen i Sydsjælland og Lolland-Falster sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF19 2040 - udklip fra Figur 18.

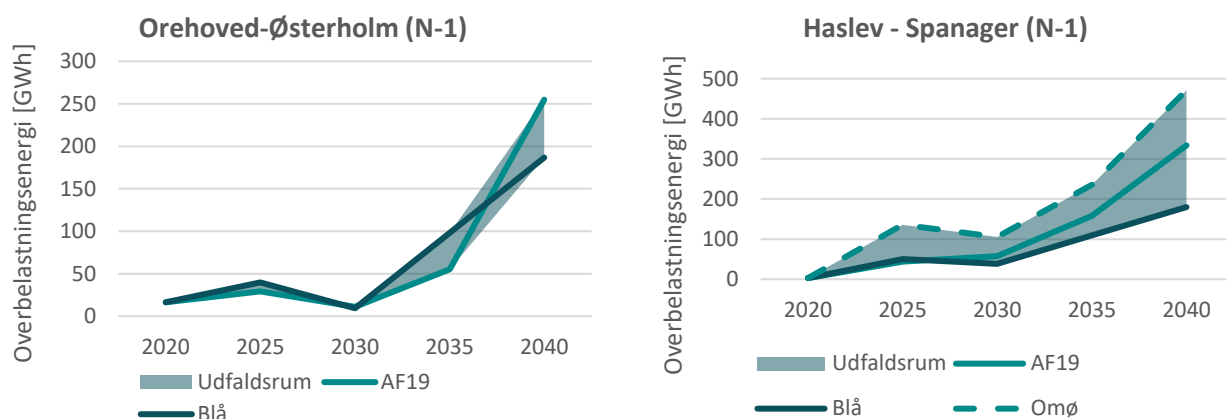
På Figur 38 ses udviklingen i flowet over de to snit, der er tegnet ind på Figur 37 (stiplede mørkeblå linjer). Aktuelt er der en række store solcelleanlæg på vej i hele området, som bidrager til et øget behov for opsamling og transport af VE ud af området med henblik på eksport eller forbrug i Midt- og Nordsjælland. På den korte bane forventes den største tilvækst på Sydsjælland, og derfor ses den største stigning i flowet igennem det snit. Der forudsættes en fortsat tilvækst i VE-kapaciteten på den længere bane, der igen bidrager til stigende behov for afhjælpende tiltag. På den længere bane forventes en stigning både på Lolland-Falster og Sydsjælland. AF19 og det blå scenarie giver sammenlignelige flows. Der konstateres et lidt mindre flow i det blå scenarie, som følge af den distribuerede PtX, der bidrager til et reduceret behov for transport af VE ud af området. I variationen på AF19 med fuld kapacitet på Omø Syd havmøllepark¹¹ stiger flowet i snittet Sydsjælland med yderligere ca. 200 MW. Det gule scenarie med store mængder sol i området giver nogle meget store flows ud af området på ca. 4.000 MW i Lolland-Falster snittet og ca. 5.000 MW i Sydsjælland snittet i 2040. Det er holdt ude af nedenstående figurer, da det ville vanskeliggøre tolkningen af de øvrige resultater, men giver en klar indikation af, at der er et betydeligt udfaldsrum for begrænsningerne i området afhængigt af udbygningen med landbaseret VE. Fordelingen af VE-udbygningen mellem Lolland-Falster og Sydsjælland vil være afgørende for flowet gennem Lolland-Falster snittet.

¹¹ I variationen er Omø Syd havmøllepark 320 MW imod 120 MW i AF19 scenariet.



Figur 38 Maksimalt flow gennem snittene Lolland-Falster og Sydsjælland jf. Figur 37.

De mest begrænsede komponenter i de to snit er 132 kV-forbindelserne Orehoved-Østerholm og Haslev-Spanager, Figur 39. Begge forbindelser er begrænsende allerede i dag, hvilket stemmer overens med, at der allerede i dag er timer, hvor Energinet er tvunget til at begrænse produktionen i området som følge af flaskehalse i eltransmissionsnettet. For begge forbindelser ses en tydelig tendens til en stigende begrænsning over tid i alle de analyserede scenarier. Ligesom for de to snit er udviklingen i landvind og sol afgørende for begrænsningen i de to forbindelser. Der konstateres meget store begrænsninger i forbindelserne i det gule scenarie. Overbelastningsenergien er 6-7 gange så stor som i AF19. Disse resultater er holdt ude af Figur 39, dels fordi det er et meget ekstremt scenarie og dels fordi det vanskeliggør tolkningen af de øvrige resultater. Det understreger dog konklusionen om, at behovene i området er meget følsomme over for udbygningen med især landvind og sol.



Figur 39 Overbelastningsenergi i 132 kV-forbindelserne Orehoved-Østerholm og Haslev-Spanager under hensyntagen til N-1.

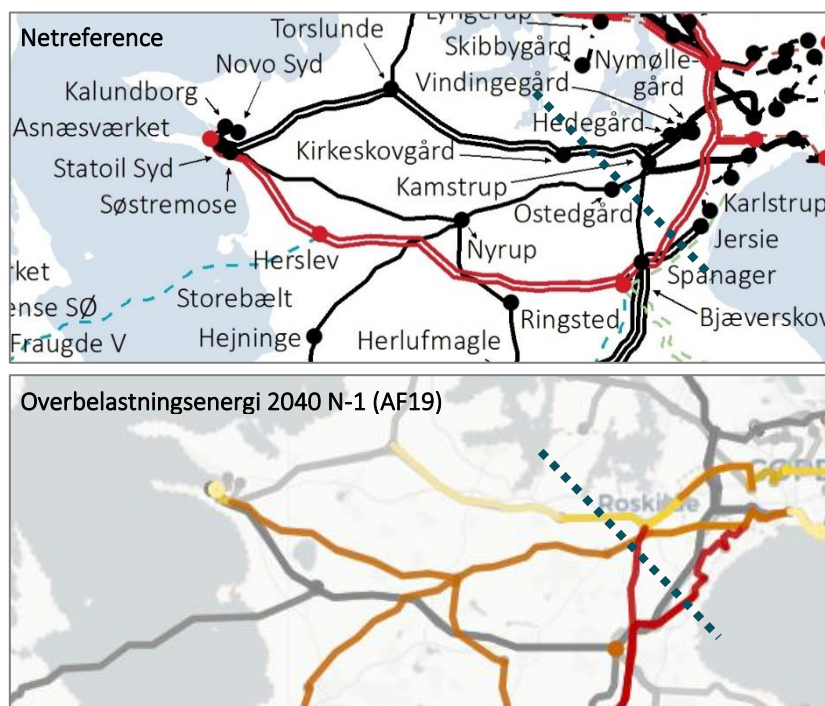
Opsummering

Behovene i området er drevet af VE-udbygningen – især den distribuerede VE, men også Omø Syd havvindmøllepark. I alle analyserede scenarier ses stigende begrænsninger over tid, men størrelsen af begrænsningerne vil være meget afhængig af udbygningen med landvind og sol. Etablering af lokal PtX kan bidrage til at reducere begrænsningerne som følge af VE. Hvorvidt udbygning med PtX i sig selv giver anledning til begrænsninger vil afhænge af samtidigheden med VE-produktion i området samt anlæggenes tilslutningsbetingelser.

7.2.9 Midt- og Vestsjælland

I AF19 sker der begrænset udvikling af forbrug og produktion i det midt- og vestsjællandske område. Der sker en vis tilvækst i solcellekapacitet især i det vestsjællandske område, ligesom der er en kystnær havvindmøllepark, Jammerland Bugt, under udvikling, som kunne tilsluttes i station Asnæsværket, men som ikke indgår i analyserne. I det gule scenarie er der en mere markant udbygning med solceller.

Flowet i eltransmissionsnettet i området domineres i høj grad af transport af VE fra Sydsjælland og Lolland-Falster nordpå til forbrug i Københavnsområdet eller eksport til naboer. Havvindmølleparken Hesselø på 900 MW som tilsluttes nord for området samt tilslutningspunkt(er) for energiøen ved Bornholm, vil have betydning for behovet for at transportere effekt igennem området. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF19 udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 40.

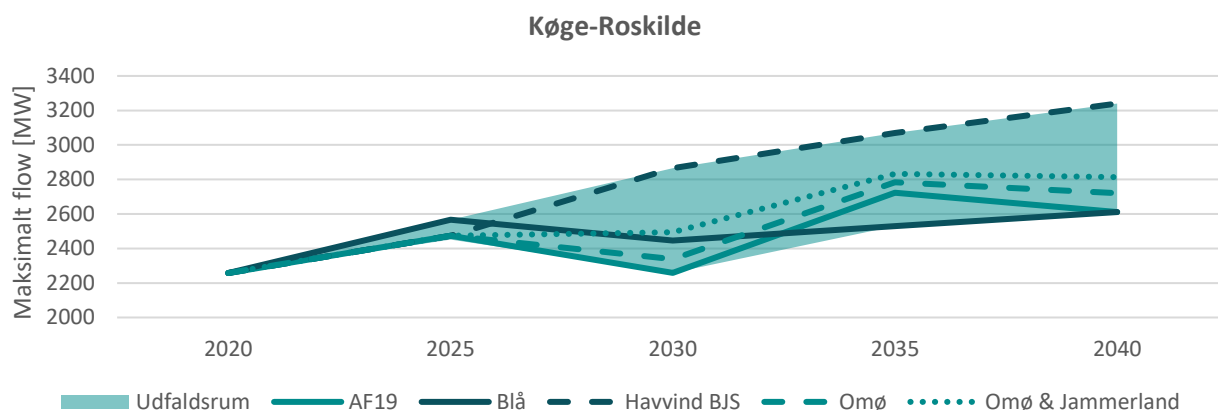


Figur 40 Netreferencen i Midt- og Vestsjælland sammenstillet med overbelastningsenergi 2040 N-1 (AF19)

Det er især det såkaldte Køge-Roskilde snit, der belastes hårdt i området. Snittet er tegnet ind på Figur 40 (stiplet mørkeblå linje). Snittet belastes hårdt, når den overskydende VE-produktion fra Lolland-Falster og Sydsjælland skal transporteres til forbrugere i København og Nordsjælland eller længere nordpå og eksporteres til Sverige, Figur 41. Udviklingen i belastningen i snittet er derfor også følsomt over for den generelle VE udvikling i den sydlige del af Østdanmark. I det gule scenarie konstateres et flow igennem Køge-Roskilde snittet på ca. 5 GW. Det er holdt ude af nedenstående figur, da det ville vanskeliggøre tolkningen af de øvrige resultater, men giver en klar indikation af, at der er et betydeligt udfaldsrum for begrænsningerne i området afhængigt af udbygningen med landbaseret VE. Tilslutningspunkter for havvind og energiø er også meget betydende for snittet. I AF19 scenariet konstateres et reduceret flow fra 2025 til 2030 – se Figur 41. Det skyldes havvindmølleparken Hesselø, der tilsluttes nord for snittet og bidrager til forsyning af forbrug nord for snittet og flow på handelsforbindelsen til Sverige. Med de nuværende forudsætninger vil tilslutning af havvind syd for snittet øge belastningen over snittet – eksemplificeret ved tilslutning af havvindmølleparken i Bjæverskov på Figur 41. Den variation inkluderer dog ikke Hesseløparken tilsluttet nord for snittet, som vil bidrage til at reducere flowet, der dog fortsat vil være højere end i AF19 scenariet. Generelt vil tilslutning af havvind nord for snittet reducere flowet over snittet, mens tilslutning af havvind syd for snittet vil øge flowet. Dette gælder dog kun til et vist punkt. Hvis der tilsluttes tilstrækkelig produktionskapacitet nord for snittet, kan det blive den sydgående flowretning, der bliver dimensionerende i stedet for den nordgående, som det er tilfældet i dag.

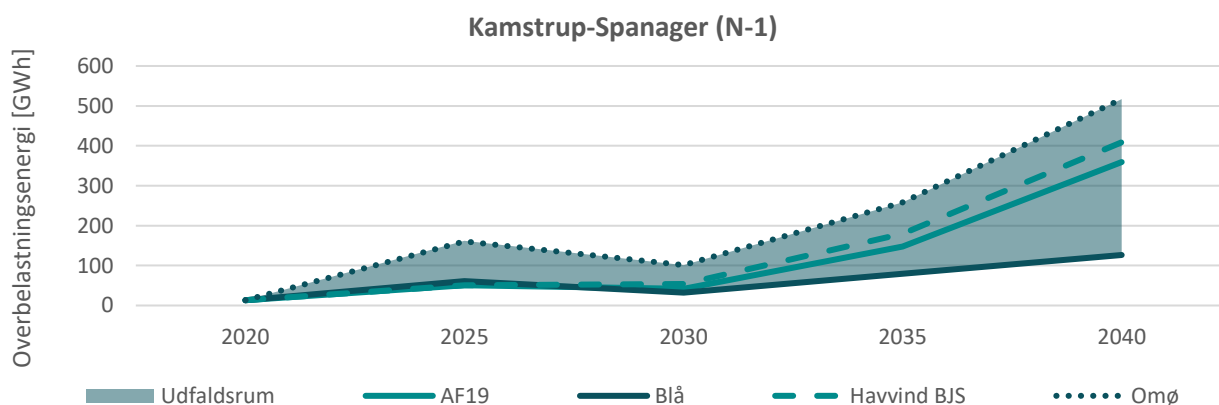
I det blå scenarie er der tilsluttet 2 GW mere havvind og ca. 800 MW PtX nord for snittet i forhold til AF19 i 2040. Samlet set giver denne udvikling et maksimalt flow igennem snittet svarende til AF19, hvilket indikerer, at der i den driftssituation med det højeste flow er balance mellem ændringerne i produktion, forbrug og eksport. Analyserne viser, at det maksimale flow i sydgående retning stiger i det blå scenarie, omend det fortsat er den nordgående flowretning, der giver det største flow. Analyserne viser ikke konsekvenserne, hvis der kommer markant øget produktion uden mere forbrug eller omvendt nord for snittet. Øget produktion uden forbrugsstigning kan føre til, at flowet i sydgående retning

bliver dimensionerende. Hvis forbruget øges nord for snittet, men produktionen tilsluttes syd for snittet, vil det øge belastningen af snittet. Flowet i snittet vil derudover være meget afhængigt af samspillet mellem øget forbrug og produktion og flowet på handelsforbindelserne i Østdanmark.



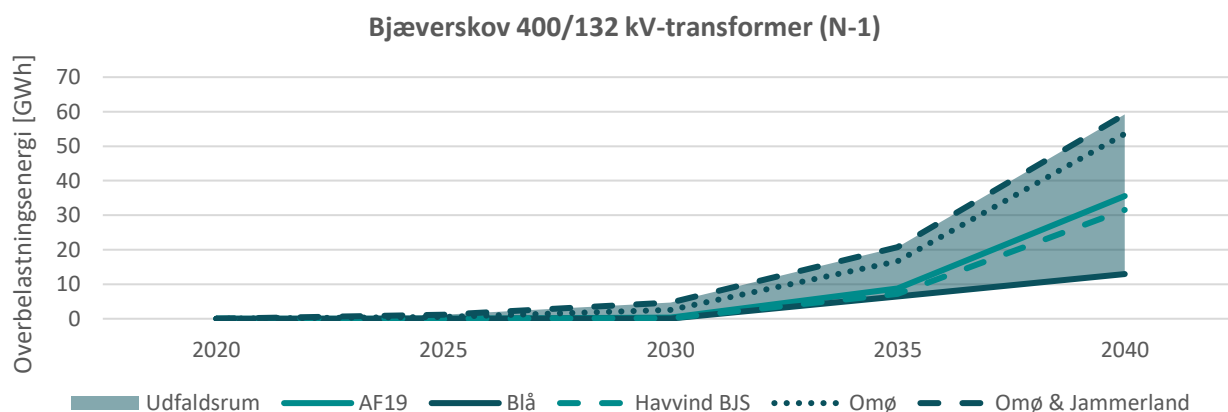
Figur 41 Maksimalt flow gennem Køge-Roskilde snittet jf. Figur 40. Bemærk at aksen ikke starter i nul.

Den øgede VE-indføddning syd for snittet sker i høj grad på 132 kV-niveau, og det er derfor 132 kV-forbindelserne i snittet, der belastes hårdt, mens der stadig er ledig kapacitet i 400 kV-nettet. Den mest begrænsede komponent i snittet er 132 kV-forbindelsen Kamstrup-Spanager, hvis overbelastningsenergi ses på Figur 42. Det konstateres, at det har begrænset virkning på denne forbindelse at tilslutte havvind i Bjæverskov syd for snittet. Det skyldes, at havvind er forudsat tilsluttet på 400 kV-niveau, og det derfor også er 400 kV-forbindelserne i snittet, der primært påvirkes. Det konstateres også, at 900 MW havvind i Bjæverskov, uden Hesselø nord for snittet, ville overbelaste 400 kV-forbindelserne Bjæverskov-Ishøj og Bjæverskov-Hovegård. Omø syd, der tilsluttes på 132 kV-niveau, har en noget større betydning for Kamstrup-Spanager, selvom den er cirka en tredjedel af kapaciteten på havvindmølleparken. I det blå scenarie ses det, at overbelastningsenergien er mindre end i AF19 scenariet samtidig med, at det samlede flow i Køge-Roskilde snittet er uændret. Det skyldes, at flowet fordeler sig anderledes, så der er et større flow på 400 kV-forbindelserne i snittet og et lavere flow på 132 kV-forbindelserne, som f.eks. Kamstrup-Spanager. I det gule scenarie er overbelastningsenergien for Kamstrup-Spanager cirka 6 gange så stor som i AF19 scenariet. Disse resultater er holdt ude af Figur 42, dels fordi det er et meget ekstremt scenarie, og dels fordi det vanskeliggør tolkningen af de øvrige resultater. Det understreger dog konklusionen om, at behovene også er meget følsomme over for udbygningen med landvind og sol.



Figur 42 Overbelastningsenergi i 132 kV-forbindelsen Kamstrup-Spanager under hensyntagen til N-1.

En del af den overskydende VE-produktion fra den sydlige del af Østdanmark skal eksporteres og skal derfor transformeres til 400 kV. Det medfører en stigende begrænsning på 400/132 kV-transformeren i Bjæverskov, illustreret på Figur 43. Generelt stiger begrænsningen, når der tilsluttes mere VE på 132 kV-niveau, som det f.eks. ses på variationsstudierne med Omø Syd og Jammerland Bugt. Ligeledes viser analyserne af det gule scenarie en overbelastningsenergi på ca. 1.300 GWh. I det blå scenarie, hvor 400 kV-forbindelserne i Køge-Roskilde snittet udnyttes i højere grad og 132 kV-forbindelserne i lidt mindre grad, reduceres begrænsningen i Bjæverskov transformeren.



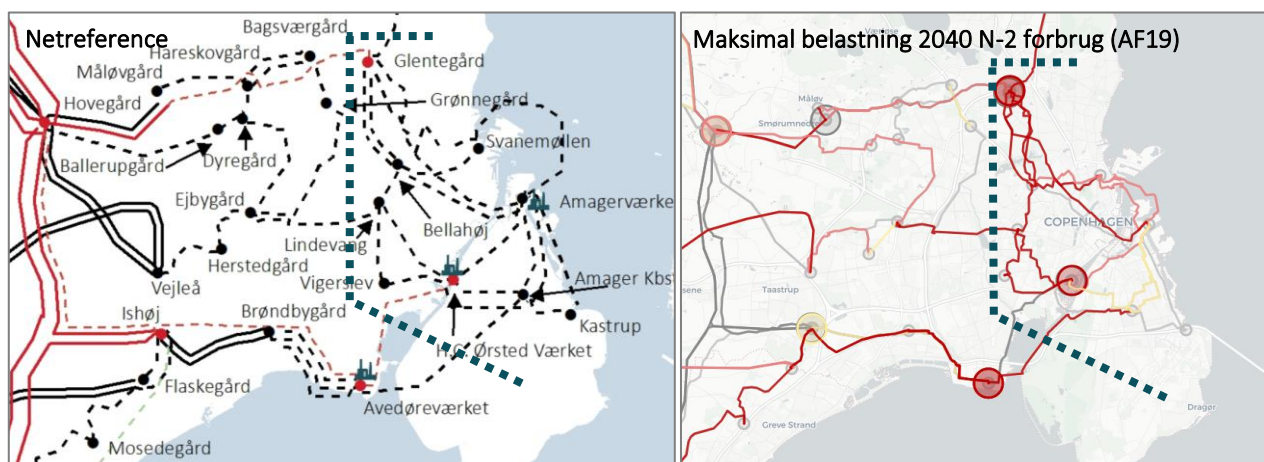
Figur 43 Overbelastningsenergi i 400/132 kV-transformeren i Bjæverskov under hensyntagen til N-1.

Opsummering

Køge-Roskilde snittet, hvor der konstateres de største begrænsninger i området, 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 VE, tilslutningspunkt(er) for energiøen ved Bornholm og udviklingen inden for PtX. Alle analyserede scenarier viser begrænsninger i snittet, men hvilke komponenter der belastes hårdest, og hvor store begrænsninger der opstår, vil være afhængigt af den konkrete udvikling.

7.2.10 Københavnsområdet

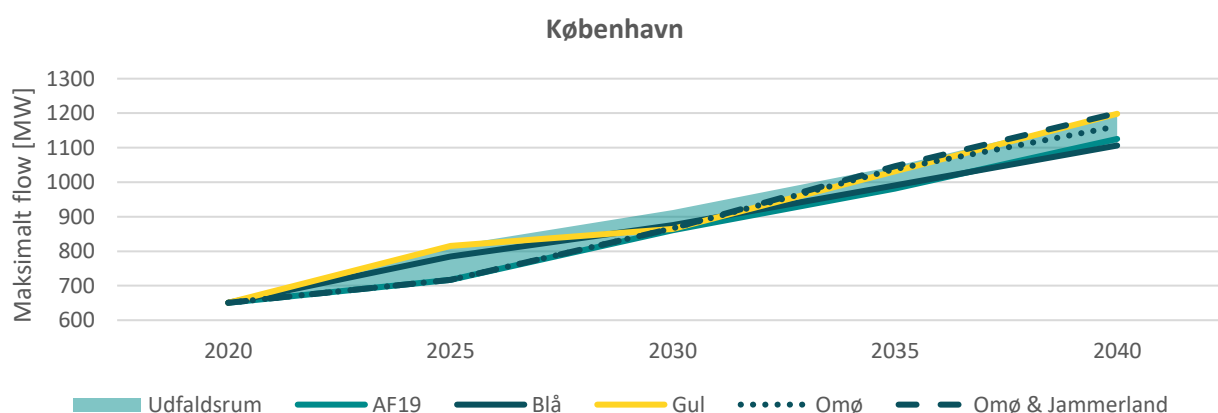
Københavnsområdet er præget af forsyning af forbrug. Forbruget i området forventes at stige fremover. Det skyldes især de generelle forbrugsstigninger som følge af både byudvikling og øget elektrificering. Der forventes et fald i den termiske produktionskapacitet i området. Samtidig er der to potentielle kystnære havvindmølleparker under udvikling i området, Aflandshage og Nordre Flint. Tilslutningspunkt for en energiø ved Bornholm kan ligeledes være meget betydende for flowet i eltransmissionsnettet i området. Samtidig har en række danske virksomheder indgået et [partnerskab](#) med en vision om at etablere storskala elektrolyse i Storkøbenhavn – i første omgang 10 MW, men på sigt op mod 1,3 GW [23]. Da området er præget af stort forbrug, vil det typisk være N-2 situationer, der giver de største begrænsninger. Disse ses illustreret sammen med netreferencen på Figur 44. Overordnet ses det, at en lang række forbindelser og transformere i området vil være begrænsende ved forsyning af forbrug i 2040.



Figur 44 Netreferencen i København sammenstillet maksimal belastning ved forsyning af forbrug ved N-2 i AF19 2040 - udklip fra Figur 20.

Der ses en tydelig tendens til et stigende flow ind mod det centrale København. Flowet gennem snittet, der er tegnet ind på Figur 44 (stiplet mørkeblå linje), ses illustreret for forskellige scenarier på Figur 45. Det er vanskeligt at adskille de forskellige scenarier, idet de viser meget sammenlignelige flows ind mod området. Stigningen, skyldes det stigende forbrug i området, og kan også påvirkes af den reducerede termiske kapacitet, der i nogle situationer kan øge behovet for at transportere effekt ind til forbrugerne. Analyserne inkluderer lidt under en tredjedel af kapaciteten på den kystnære park Nordre Flint, der kan øge produktionskapaciteten i området. Forbruget skal dog fortsat kunne forsynes, når det ikke blæser, hvorfor parken forventes at have begrænset betydning for det maksimale flow, men vil have betydning for den samlede energimængde, der skal transporteres. Den potentielle park Aflandskøge forventes at ville skulle tilsluttes uden for snittet, og parkens indflydelse vil derfor være sammenlignelig med parken Omø Syd.

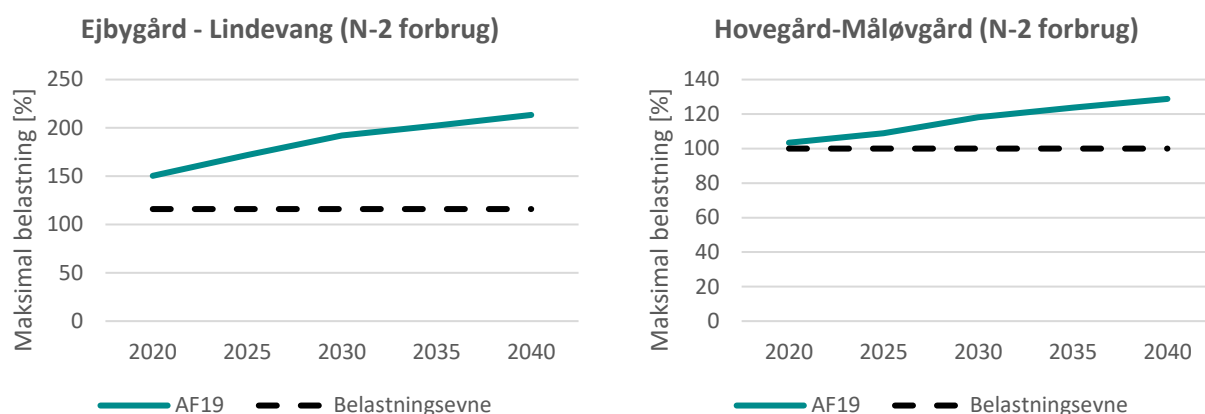
I det blå og til dels det gule scenarie er der store mængder havvind og PtX i Københavnsområdet. Det er dog forudsat tilsluttet uden for det analyserede snit og har derfor begrænset indflydelse på flowet i snittet. Hvis det i stedet tilsluttes inde i det centrale København, vil det have betydning for flowet. Den faktiske konsekvens vil afhænge af balancen, mellem den øgede produktion og forbrug.



Figur 45 Maksimalt flow gennem snittet København jf. Figur 44. Bemærk, at aksen ikke starter i nul.

To af de hårdest belastede forbindelser ved N-2 i københavnsområdet er 132 kV-kablerne Ejbygård-Lindevang og Hovegård-Måløvsgård, hvis belastning er illustreret på Figur 46. Begge forbindelser udgør forsyningsveje ind mod København, der belastes hårdere og hårdere efterhånden, som forbruget i området stiger. Analyserne viser, at Ejbygård-Lindevang allerede i dag er overbelastet. Der er nogle driftshåndtag, der kan bruges til at afhjælpe begrænsningen, men inden længe vil disse håndtag ikke være tilstrækkelige. Der er aktuelt et projekt, der er ved at undersøge løsningen på denne begrænsning¹².

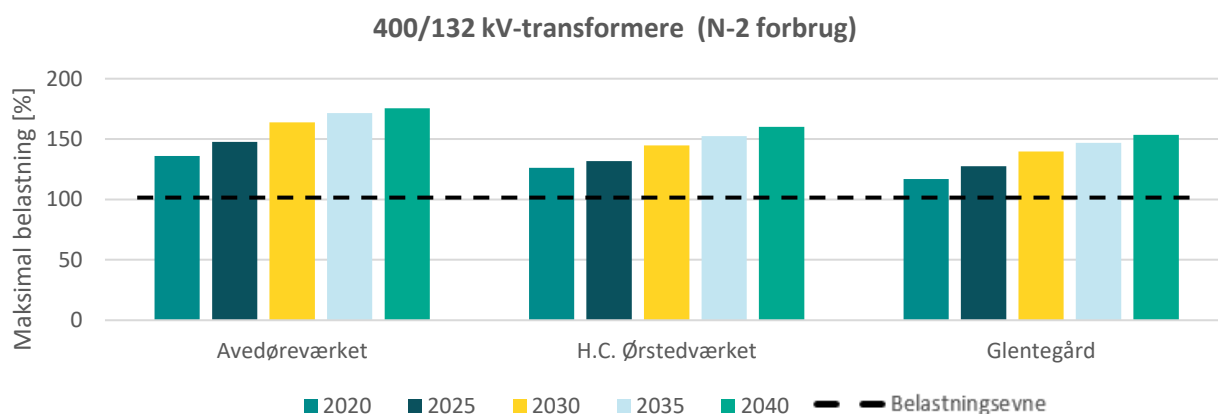
Jf. klimaaftalen forventes der en større generel elektrificering end, det der er forudsat i AF19, som analysen her baserer sig på. Det forventes derfor at være en konservativt bud på belastningen, der sandsynligvis vil være større og eventuelt stige hurtigere afhængigt af hastigheden, hvormed elforbruget i Københavnsområdet stiger. Etablering af PtX i området kan ligeledes føre til større begrænsninger. Det vil dog være afhængigt af, hvilken sikkerhed eltransmissionsnettet skal levere til den type forbrug.



Figur 46 Maksimal belastning for 132 kV-forbindelserne Ejbygård-Lindevang og Hovegård-Måløvsgård ved forsyning af forbrug jf. AF19 i en N-2 situation. Belastningen sammenholdes med forbindelsernes belastningsevne.

Den generelle stigning i forbruget i København medfører begrænsninger i 400/132 kV-transformere, som ses illustreret på Figur 47 ved den maksimale belastning ved N-2 i forsyningssituationer. Umiddelbart observeres allerede i dag overbelastninger på transformerne. N-2 analyserne beror som nævnt på standardbalancerne, der repræsenterer mere ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og transit, end det der observeres i markedssimuleringerne. Derudover er der en række fasedrejetransformere i Københavnsområdet, der kan bruges til at fordele flowet mere hensigtsmæssigt, og dermed reducere de identificerede begrænsninger. Der observeres ikke overbelastninger på transformerne i dag. Det vil bero på en nærmere vurdering af, hvornår udfordringerne bliver kritiske nok til at give anledning til at iværksætte tiltag til at afhjælpe dem.

¹² Det igangværende projekt har opnået intern godkendelse i Energinet og forventes at øge kapaciteten på Ejbygård-Lindevang forbindelsen fra 2022-2023. Projektet afhjælper dog ikke alle de langsigtede udfordringer.



Figur 47 Maksimal belastning for 400/132 kV-transformere i Københavnsområdet ved forsyning af forbrug jf. AF19 i en N-2 situation. Belastningen sammenholdes med transformernes belastningsevne.

Opsummering

Behovene i området er drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. En øget eller hastigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. Et PtX-anlæg i området kan ligeledes øge begrænsningerne afhængigt af tilslutningsbetingelserne for denne type anlæg. Tilslutning af energiøen ved Bornholm i Københavnsområdet kan bidrage med produktionskapacitet i et område med produktionsunderskud. Det vil dog bero på nærmere analyser, hvorvidt det reelt vil reducere behovene relateret til forsyning af forbrug, idet der ikke nødvendigvis vil være sammenfald mellem højt forbrug og vind produktion.

8. Bilag 1 – Status på eltransmissionsnettet og netreferencen

Dette bilag giver en status på udviklingen i eltransmissionsnettet ved at præsentere idriftsatte projekter samt projekter i anlægsfasen, hvor alle nødvendige godkendelser er opnået. Idriftsatte projekter er opgjort i perioden siden RUS-plan 2018 (1. marts 2019) og indtil 1. marts 2020. Omfanget af projekter i anlægsfasen er opgjort pr. 1. marts 2020.

I det følgende gives en status for alle idriftsatte projekter samt igangværende projekter i anlægsfasen. Opgørelsen er opdelt på reinvesteringer, udbygninger og saneringer.

8.1 Reinvesteringer

Reinvesteringsprojekterne omfatter reinvesteringer i luftledninger, kabler, stationer og stationskomponenter.

REINVESTERINGER	
Afsluttede	Anlægsfasen
- Reinvestering af forbindelsen mellem Tjele og Bulbjerg i Norge som bærer de tre ældste jævnstrømsforbindelser til Norge (Skagerrak 1, 2 og 3) samt af isolatorer på jævnstrømsluftledningen på samme forbindelser. - Udskiftning af kontrolsystem på forbindelsen mellem Jylland og Sverige (Konti Skan 1+2) og reinvestering af felt- og synkroniseringsenheder i det danske tilslutningspunkt i 400 kV-station Vester Hassing. - Udskiftning af gamle 132 kV-kabler på forbindelsen mellem Sjælland og Sverige. - Stationsreinvesteringer på 132 kV Avedøreværket og 150 kV Abildskov.	Udskiftning af det ene af 400 kV-kablerne (det svenske) under Øresund mellem Sjælland og Sverige. - Reinvestering i 132-150 kV-stationerne: Sdr. Felding, Lykkegård, Karlsgårde, Herning, Idomlund, Stovstrup, Videbæk, Skærbækværket, Kingstrup, Graderup, Svanemøllen, Ringsted, Måløvgård, Ejbygård, H.C. Ørstedsværket, Masnedø, Spanager, Glentegård og Hareskovgård. - Reinvestering af 132-150 kV-luftledningerne: Mesballe-Trige, Trige-Åstrup, Ensted-Sønderborg, Vester Hassing-Starbakke, Vilsted-indsøifningen og Statoil Syd-Kamstrup. Reinvestering af 400 kV-luftledningen Fraugde-Landerupgård. - Reinvestering af 132 kV-kabler Borup-Valseværket og fase 1 af reinvesteringer i København. - Reinvestering af 150/60 kV-transformere i Bredebro og Thyregod samt reinvestering i 132/50 kV-transformere i Blangsløv, Ringsted, Stigsnæs-værket, Vestlolland og Svanemølle Koblingsstation. - Reinvestering af reaktor i 400 kV station Hovegård. - Reinvestering i det gamle 132 kV NESA net – herunder Reinvestering i 132 kV-afbrydere i Nordsjælland.

8.2 Saneringer

De afsluttede og igangværende saneringsprojekter omfatter en række omlægninger som følge af tredjeparts behov.

SANERINGER	
Afsluttede	Anlægsfasen
Omlægning af 132 kV-kabler Ejbygård-Lindevang.	Tilpasninger i eltransmissionsnettet i hovedstadsområdet i forbindelse med etablering af letbane i Ringvej O3. Kabellægning af dele 150 kV-luftledning Tange-Trige nord for Hinnerup. - Omlægning af 132 kV-kabler Bellahøj-Svanemølleværket og Amagerværket-Svanemølleværket. - Kabellægning af dele af 150 kV-luftledningerne Landerupgård-Tårup og Ryttergård-Skærbækværket. - Tilpasninger i eltransmissionsnettet i forbindelse med jernbane mellem Vordingborg og Rødby.

8.3 Udbygninger

Siden RUS-plan 2018 er følgende udbygningsprojekter afsluttet:

- COBRACable. Der er idriftsat en HVDC-forbindelse med en kapacitet på 700 MW mellem Holland og Jylland.
- Kriegers Flak: Tilslutning af vindpark – størrelse på 600 MW.
- Etablering af beskyttelse af 60 kV-kablerne til Bornholm for at undgå kabelfejl som følge af ydre påvirkninger.

UDBYGNINGER - ANLÆGSFASEN		
Handelsforbindelser	Havvind	Tredje parter
Østkystforbindelsen mellem Tyskland og Jylland. De eksisterende 220 kV-forbindelser Kassø/Ensted og Flensburg opgraderes til en ny 400 kV-forbindelse mellem Kassø og Handewitt i Tyskland. Opgraderingen vil øge overføringskapaciteten mellem Tyskland og Jylland med 800-1.000 MW. Kriegers Flak CGS. En ny 400 MW-udlandsforbindelse mellem Tyskland og Sjælland via Kriegers Flak. Projektet hænger sammen med ilandføringsanlægget til Kriegers Flak.	Tilslutning af 600 MW-havmøller ved Kriegers Flak, som omfatter 220 kV-ilandføringsanlæg til Bjæverskov og Ishøj og en 400 kV-kabelforbindelse mellem Ishøj og Hovegård. - Tilslutning af i alt 350 MW kystnære mølleparker ved Vesterhav Nord og Vesterhav Syd, og etablering af en 400/150 kV-transformer i Idomlund. I forbindelse med den nye station i Engbjerg etableres en 150/60 kV-transformer til at aftage vindkraft fra landmøller i området.	- Etablering af 150 kV-station Aggersund med henblik på indpasning af vind ved Nørrekær Enge. - Tilslutning af 180 MW solcellepark i 150 kV-station Idomlund. - Tilslutning af storforbruger i 150 kV-station Fraugde Vest. - Tilslutning af 80 MW elkedel i 132 kV-station Grønnegård. - Tilslutning af ny blok på Amagerværket

• Viking Link. Der etableres en 1.400 MW HVDC-forbindelse mellem England og Jylland med tilslutningspunkt i 400 kV-station Revsing. • Vestkystforbindelse mellem Tyskland og Jylland. Overføringskapaciteten mellem Tyskland og Jylland øges med ca. 1.000 MW ved at etablere 400 kV-luftledningsforbindelse fra Endrup til den dansk-tyske grænse. • 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund med ny 400/150 kV-station i Stovstrup.		
---	--	--

Herudover har Energinet en række mindre igangværende projekter:

- Etablering af 132-150 kV-transformere i stationerne: Idomlund, Stovstrup, Nors, Klim Fjordholme, Kærbybro og Engbjerg.
- Opgradering af driftsspændingen fra 20 kV til 60 kV på søkablet mellem Jylland og Læsø i forbindelse med tilslutning af solcelleanlæg på Læsø.
- Stationsopgradering af 150 kV-station Tårup Nord.
- Etablering af 132 kV-reaktor i Radsted Reaktor.

9. Bilag 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 AF19. For parker, hvor der endnu ikke er truffet politisk beslutning om deres placering, er AF19-navnet angivet i parentes.

Placering	Område	Tilslutning	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår
Vesterhav Nord	DK1	Engbjerg 150 kV	180	2024
Vesterhav Syd	DK1	Søndervig 150 kV	170	2024
Lillebælt Syd (Kystnære møller kommunalt/lokalt forankret)	DK1	Sønderborg 150 kV ¹³	150	2025-2027
Thor	DK1	Idomlund 400 kV	900	2026-2027
Horns Rev 4 (Energiaftale park 3)	DK1	Stovstrup 400 kV	900	2030-2031
Ringkøbing (Ny havvind 1 Vest)	DK1	Idomlund 400 kV	900	2032-2033
Jammerbugt (Ny havvind 2 Vest)	DK1	Ferslev 400 kV	500	2035
Omø Syd (Kystnære møller kommunalt/lokalt forankret)	DK2	Stignæsværket 132 kV	120	2025-2026
Nordre Flint (Kystnære møller kommunalt/lokalt forankret)	DK2	Amagerværket 132 kV	50	2026-2027
Aflandshage (Kystnære møller kommunalt/lokalt forankret)	DK2	Avedøreværket 132 kV	70	2027
Kriegers Flak	DK2	Bjæverskov 400 kV	605	2022
Hesselø (Energiaftale park 2)	DK2	Hovegård 400 kV	900	2028-2029

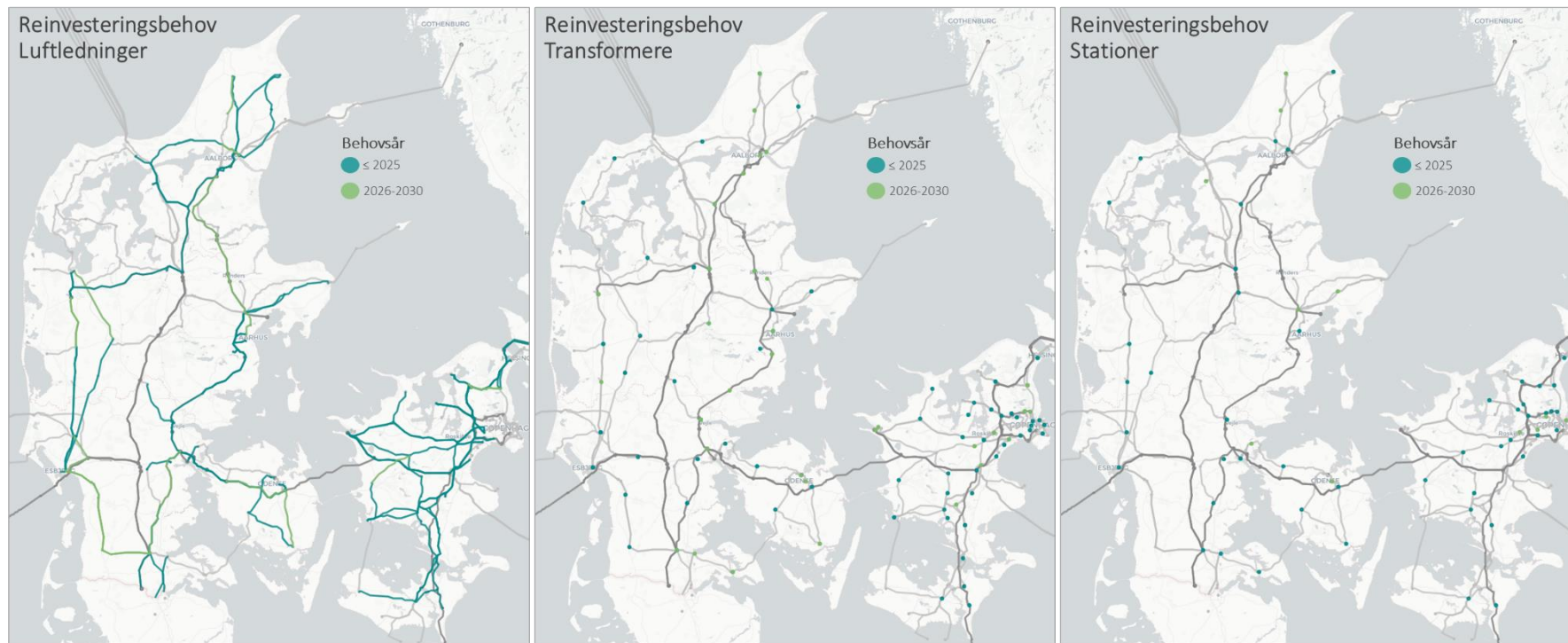
Ovenstående parker går igen i både det blå og gule scenarie. I tabellen herunder angives de forudsatte placeringer og tilslutningspunkter for den ekstra havvindskapacitet i de to scenarier. Scenarierne er lavet med nedslagsår i 2025, 2030 og 2040, og det er derfor de år, der angives som idriftsættelsesår.

¹³ På nuværende tidspunkt forventes det, at parken vil blive tilsluttet i en ny station, der sløjes ind på kablet mellem Abildskov og Sønderborg. Denne forskel vil dog have begrænset betydning for de observerede flows.

Blå				
Placering	Område	Tilslutning	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår
Nordsøen	DK1	Endrup 400 kV	1000	2030
Kattegat	DK1	Ferslev 400 kV	1000	2030
Nordsøen	DK1	Tjele 400 kV	1000	2040
Nordsøen	DK1	Revsing 400 kV	1000	2040
Nordsøen	DK1	Tjele 400 kV	1000	2040
Kriegers Flak 2	DK2	Brøndbygård 400 kV	500	2040
Bornholm	DK2	Hovegård 400 kV	1000	2040
Kattegat	DK2	Kyndbyværket 400 kV	500	2040
Gul				
Placering	Prisområde	Tilslutning	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår
Nordsøen	DK1	Endrup 400 kV	1000	2030
Kattegat	DK1	Ferslev 400 kV	1000	2040
Nordsøen	DK1	Tjele 400 kV	1000	2040
Nordsøen	DK1	Revsing 400 kV	1000	2040
Kriegers Flak 2	DK2	Brøndbygård 400 kV	500	2040
Bornholm	DK2	Ishøj 400 kV	1000	2040

10. Bilag 3 – Reinvesteringsbehov

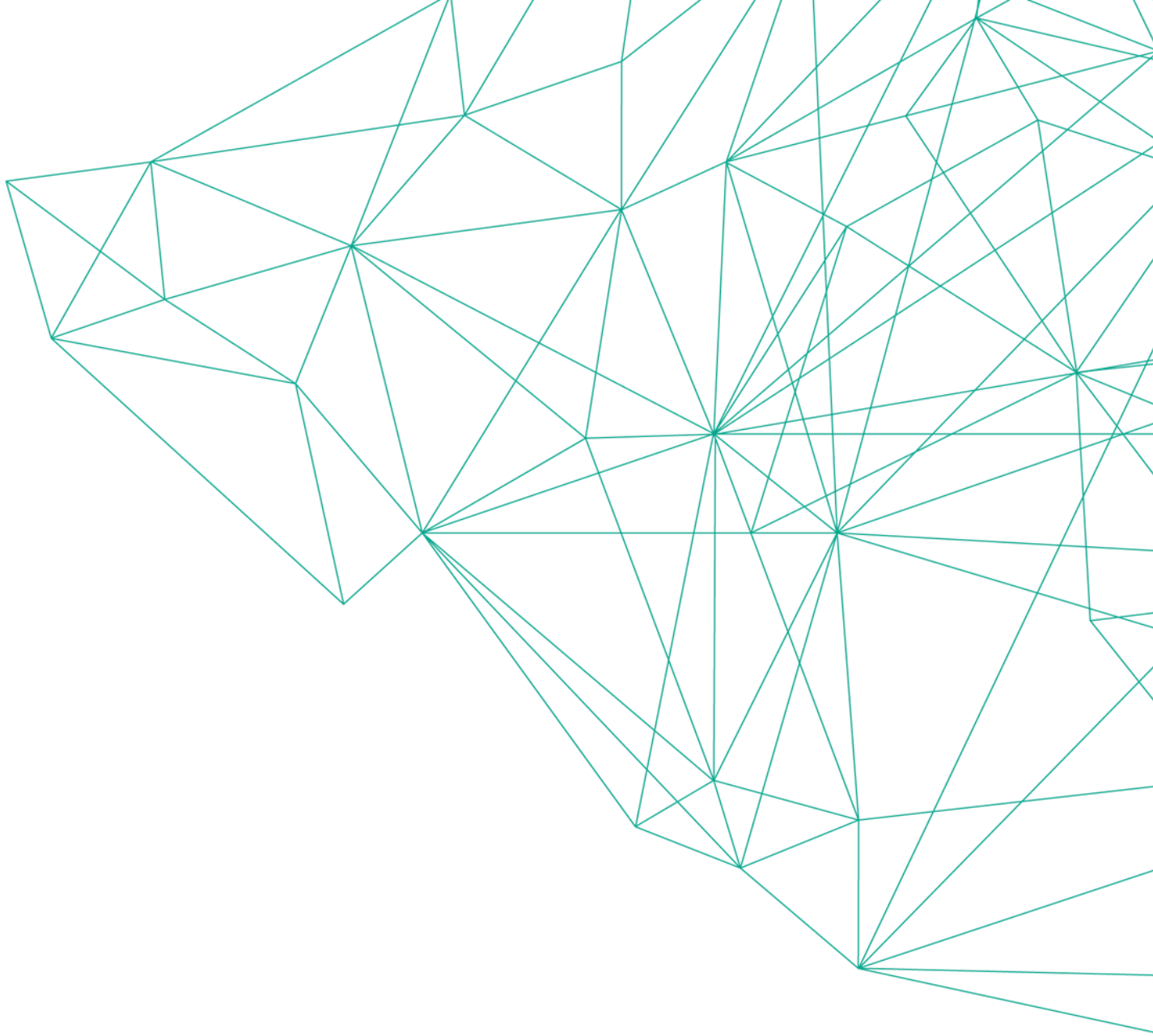
På kortene herunder er reinvesteringsbehovet opgjort på baggrund af end-of-life opdelt på luftledninger, transformere og stationer.



11. Referencer

- [1] Energinet, »Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan 2018,« 2019. [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/6220EA72FAB341FFAB409DD6CBF01FB8.pdf?la=da&hash=93C3580B2B81797B7956BF37FD86EC42A45E2959>.
- [2] Energinet, »Langsigtet Netstruktur for Eltransmissionsnettet 2020,« [Online]. Available: <http://www.energinet.dk/netstruktur2020>.
- [3] Energistyrelsen, »Analyseforudsætninger til Energinet,« [Online]. Available: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.
- [4] Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, »Bred aftale om ambitiøs og bindende klimalov,« [Online]. Available: <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2019/dec/klimalov/>.
- [5] Folketinget, »Klimaaftale for energi og industri mv. 2020,« [Online]. Available: <https://fm.dk/media/18085/klimaaftale-for-energi-og-industri-mv-2020.pdf>.
- [6] Elforsyningsloven, »Bekendtgørelse af lov om elforsyning (LBK nr. 119 af 06/02/2020),« 2020. [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/119>.
- [7] Systemansvarsbekendtgørelsen, »Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (BEK nr. 652 af 18/05/2020),« 2020. [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/652>.
- [8] Lov om Energinet, »Bekendtgørelse af lov om Energinet (LBK nr. 118 af 06/02/2020),« 2020. [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/118#idf890e313-5848-45ea-8891-5176d92afe4e>.
- [9] Energinet, »Forskønnelse af 400 kV-nettet,« 2009. [Online]. Available: <http://www.e-pages.dk/energinet/128/html5/>.
- [10] Energi-, Forsynings- og klimaministeriet, »Aftale om afskaffelse af PSO-afgiften,« 2016. [Online]. Available: <https://kefm.dk/media/7023/elementer-i-aftale-om-pso.pdf>.
- [11] Energinet, »Systemperspektiv ved 70 %-målet og storskala havvind,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/9F85178FBF1A4BA3BA55CB5E002E6DC0.PDF>.
- [12] Energinet, »Langsigtede Perspektiver - datanotat,« [Online]. Available: <http://www.energinet.dk/scenarier2020>.
- [13] Energinet, »Fra Analyseforudsætninger til Netplanlægningsforudsætninger,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/12D01918214248A2BFF8E002E22F1AFA.PDF?la=da&hash=43FC57D1B3578C0358F921AF024318BE9A810501>.
- [14] Energistyrelsen, »Havvindmøller og projekter i pipeline,« [Online]. Available: <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/havvindmoeller-og-projekter-i-pipeline>.
- [15] Energistyrelsen, »Havvindspotentialet i Danmark - screening af de danske farvande for mulige placeringer til ny havvind,« 2019. [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/final_26._april_2019_analyserapport_for_124_gw_screening.pdf.
- [16] Energinet, »Overblik over netdimensioneringskriterier 2017,« 2018. [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/0B17BCF5921F4905B41B5070BC58C00D.pdf?la=da&hash=C787B2B19F77CB2D9A8838EFB45EBFD3B6DCC1F7>.
- [17] Energinet, »Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV,« 2013. [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/F737881B1E724E15B0EA64CC8410232E.pdf?la=da&hash=7D2F40D242F94F7D0CCFB27C541CFEB2438465F>.
- [18] Energinet, »Energinet udsender to nye netprodukter i høring fra 18. december 2019 til 4. februar 2020,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/El/Horinger/Afsluttede-horinger/2019-12-Begraenset-og-midlertidigt-begraenset-netadgang-dec-2019>.
- [19] Energinet, »SIFRE,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregningsmodeller>.

-
- [20] Energinet, »Teknisk Redegørelse: op til 15 procent af 400 kV elforbindelse kan graves i jorden,« 2018. [Online]. Available: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2018/10/01/Teknisk-redegorelse-Op-til-15-procent-af-400-kV-elforbindelse-kan-graves-i-jorden>.
- [21] Energistyrelsen, »Energistyrelsen støtter Power-to-X projekter med 128 mio. kr.,« [Online]. Available: <https://presse.ens.dk/news/energistyrelsen-stoetter-power-to-x-projekter-med-128-mio-kr-390387>.
- [22] Everfuel og Shell, »Pressemeddelelse vedr. HySynergy - Everfuel og Shell indgår strategisk samarbejde om en storskala brintfabrik,« [Online]. Available: <http://www.everfuel.com/wp-content/uploads/2019/11/20112019-pm-HySynergy-Final.pdf>.
- [23] Københavns Lufthavne, A.P. Møller - Mærsk, DSV Panalpina, DFDS, SAS og Ørsted, »Faktaark: Fremtidens bæredygtige brændstoffer,« [Online]. Available: <https://presscloud.com/file/87/878111115400554/Faktaark.pdf>.



ENERGINET
Elsystemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

KOLOFON

Forfatter: MEO/MEO
Dato: 14. september 2020