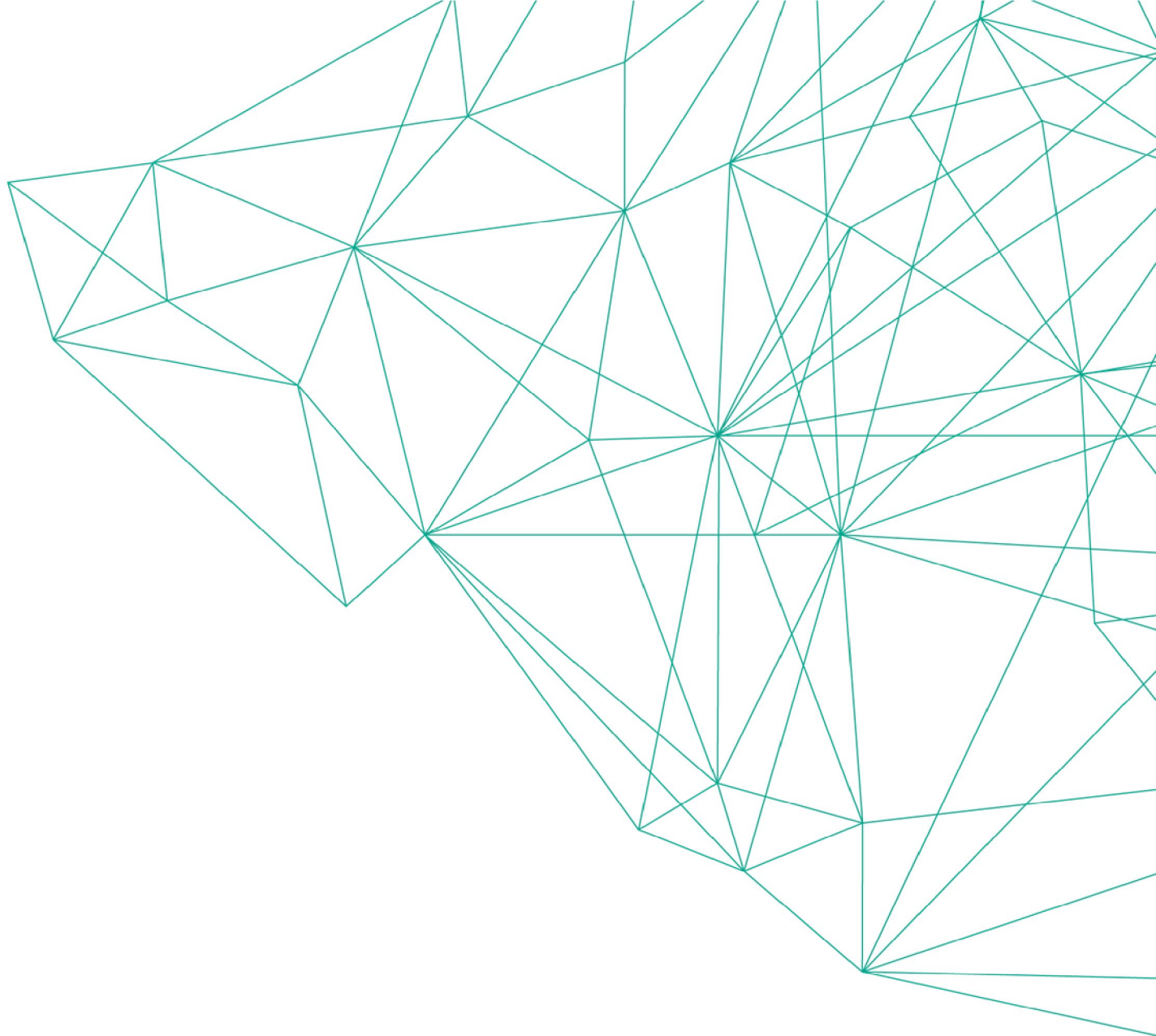




RAPPORT

LANGSIGTET NETSTRUKTUR FOR ELTRANSMISSIONSNETTET 2020

Indhold

1. Introduktion	3
1.1 Formål med den langsigtede netstruktur	3
1.2 Læsevejledning	4
2. Sammenfatning	5
3. Planlægningsgrundlag	10
3.1 Lovgrundlag og tilsyn	10
3.2 Tilgang til valg af løsninger	10
3.3 Plan- og projektproces	14
4. Løsninger i den langsigtede netstruktur	15
4.1 Overordnet transmissionsnet	17
4.2 Øvrige netændringer	19
4.3 Håndtering af reinvesteringsbehov	29
4.4 Statiske spændingsregulerende komponenter	30
4.5 Systembærende egenskaber	31
4.6 Indpasning af elkedler og varmepumper	31
5. Bilag 1 – Netreferencen	32
6. Bilag 2 – Eksisterende transmissionsnet	33
7. Referencer	34

1. Introduktion

Som en del af planarbejdet for eltransmissionsnettet udarbejder Energinet en langsigtet netstruktur, der understøtter de behov, der er identificeret i [behovsanalysen](#) [1]. Den langsigtede netstruktur fungerer som et pejlemærke, når konkrete projekter skal udvikles, så det sikres, at der er overordnet sammenhæng mellem de løsninger, der vælges og den langsigtede udvikling. Den langsigtede netstruktur er det aktuelle bud på, hvorledes eltransmissionsnettet kan udvikle sig under de gældende rammer og tilgængelige tekniske muligheder for udbygning af eltransmissionsnettet. Den langsigtede netstruktur og behovsanalysen danner grundlaget for initiering af konkrete planlægningsprojekter, hvori løsningerne undersøges i flere detaljer. I de konkrete planlægningsprojekter undersøges også alternative løsningsmuligheder – herunder både alternative infrastruktur løsninger samt drifts- og markeds løsninger. Energinet arbejder derudover løbende på udvikling af generiske markeds løsninger, der kan bidrage til at sikre det samfundsøkonomiske optimale niveau af netudbygninger. De endelige løsninger i de konkrete planlægningsprojekter samt nye markeds koncepter vil løbende indgå som en forudsætning for behovsanalysen og den langsigtede netstruktur når disse opdateres.

De seneste år har Energinet kortlagt både behov og langsigtet netstruktur i en Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan (RUS-plan) – senest i form af [RUS-plan 2018](#) [2]. 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, behovsanalysen og denne langsigtede netstruktur.

Den langsigtede netstruktur er udarbejdet i en periode, hvor [klimaaftalen juni 2020](#) [3] endnu ikke var indgået og dens målsætninger ukendte. Netstrukturen er derfor baseret på de officielle Analyseforudsætninger 2019 (AF19) [4] suppleret med studier af alternative udviklingsforløb, der i stor grad matcher klimahandlingsplanens mest betydende elementer. AF19 samt de alternative udviklingsforløb er beskrevet i behovsanalysen. Strukturen er det aktuelt bedste bud på et pejlemærke for eltransmissionsnettet, der forventes at kunne understøtte målsætningerne i klimaaftalen. Energinet udarbejder en revision af den langsigtede netstruktur i løbet af første halvdel af 2021, baseret på Energistyrelsens [Analyseforudsætninger 2020](#) [4], der mere præcist beskriver klimaaftalens målsætninger. Der forventes ikke store ændringer i den langsigtede netstruktur baseret på AF20 om end dette vil bero på nærmere analyser.

Da de analyserede udviklingsforløb rækker frem til 2040 præsenteres i udgangspunktet en mulig langsigtet netstruktur i 2040. Strukturen kan dog etableres både hurtigere og langsommere og ændres afhængigt af, hvor hurtigt udviklingen i forbrug og produktion finder sted, og i hvilket omfang udbygningsbehovet påvirkes af andre løsninger eller tættere kobling af forbrug og produktion. Den langsigtede netstruktur 2020 præsenteret her erstatter den seneste offentliggjorte struktur i RUS-plan 2018 [2]. Det er derved den Langsigtede netstruktur 2020, der sammen med [behovsanalysen for eltransmissionsnettet](#) [1], opfylder den gældende lovgivning vedrørende langsigtet planlægning og godkendelse af projekter [5] [6].

1.1 Formål med den langsigtede netstruktur

Formålet med en langsigtet netstruktur er at udstikke retning for udviklingen i eltransmissionsnettet, at bidrage til en rettidig og effektiv projekteksekvering samt at danne reference for studier af netmæssige konsekvenser ved potentielle ændringer i de aktuelle langsigtede mål og rammer. Ved at udstikke retning sikres en sammenhængende netstruktur, hvor løsninger også tænkes sammen med reinvesteringsbehovene. Løsninger etableres i henhold til den langsigtede retning efterhånden, som behovene opstår og på denne måde undgås, at der etableres suboptimale løsninger.

Det er det samlede planarbejde i form af både behovsanalysen og den langsigtede netstruktur, der er Energinets grundlag for prioritering og initiering af projekter. Hvor den langsigtede netstruktur bidrager med viden om omfanget og dermed eksekveringstiden for potentielle løsninger, bidrager behovsanalysen med viden om omfanget og kritikaliteten af

de behov, der skal håndteres. Derudover kan et tidligt bud på en mulig netløsning reducere det efterfølgende analysearbejde i detailplanlægningen, og dermed den samlede projekteksekvereringstid. I de konkrete planlægningsprojekter besluttet en endelig løsning, som også kan omfatte markeds- eller driftsrelaterede løsninger samt alternative netløsninger. Derudover leverer den langsigtede netstruktur input til Energinets samlede porteføljestyring.

Formålet med den langsigtede netstruktur er også at levere et ensartet og forankret samarbejds- og kommunikationsgrundlag til eksterne interessenter og Energinets samarbejdspartnere i planlægningen af elnettet, herunder:

- Det løbende samarbejde med netselskaber om optimal planlægning i grænsefladen mellem transmission og distribution. De fælles planlægningsopgaver er primært på det korte og mellemlange sigte, men kan også omfatte diskussioner om en mere langsigtet og sammenhængende struktur på tværs af spændingsniveauer.
- Den løbende orientering til myndighederne om planer for eltransmissionsnettets udvikling og konkrete projekters sammenhæng til det langsigtede mål.
- De løbende henvendelser fra eksterne der er interesserede i indikationer af Energinets planer med udbygninger og kabellægninger.

1.2 Læsevejledning

Efter denne indledning, der sætter rammerne for den langsigtede netstruktur, præsenteres en sammenfatning af rapportens vigtigste budskaber og konklusioner i afsnit 2 - *Sammenfatning*. Grundlaget for udarbejdelsen af den langsigtede netstruktur beskrives i afsnit 3 - *Planlægningsgrundlag*. Dette inkluderer blandt andet den tilgang, der er til valg af løsninger i den langsigtede struktur. Slutteligt beskrives den resulterende langsigtede netstruktur i afsnit 4 - *Løsninger i den langsigtede netstruktur*.

2. Sammenfatning

Den langsigtede netstruktur præsenteret i denne rapport er Energinets første bud på en udvikling i eltransmissionsnettet, der forventes at kunne understøtte klimaaftalens målsætninger og den fortsatte grønne omstilling. Netstrukturen er baseret på de officielle Analyseforudsætninger 2019 (AF19) [4] suppleret med studier af alternative udviklingsforløb, der i stor grad matcher klimahandlingsplanens mest betydende elementer.

Eltransmissionsnettet har en nøglerolle i at binde den stigende produktion fra sol og vind sammen med det stigende forbrug som følge af især en øget elektrificering. For at understøtte de behov der er identificeret i [behovsanalysen](#) [1], præsenteres et pejlemærke for den langsigtede netstruktur, som resulterer i ændringer i eltransmissionsnettet som vist på Figur 1. Det er kun ændringer, der er vist på figuren. Derudover kommer således reinvestering og opgradering af eksisterende anlæg. De præsenterede forstærkninger drives især af en øget VE-produktion på Sydsjælland, Lolland-Falster og i Nord- og Vestjylland, der skal transporteres ud af områderne med henblik på forsyning af nationalt forbrug eller eksport til naboområder. Derudover medfører elektrificeringen et øget elforbrug, der giver behov for forstærkninger ind mod forbrugsdominerede områder – det er især de store byer.

Den langsigtede netstruktur og behovsanalysen danner grundlaget for initiering af konkrete planlægningsprojekter, hvori løsningerne undersøges i flere detaljer. Konkrete investeringsbeslutninger baseres på de nyeste forudsætninger, der er tilgængelige på det pågældende tidspunkt. I de konkrete planlægningsprojekter undersøges alternative løsningsmuligheder – herunder både alternative infrastruktur løsninger samt drifts- og markedsløsninger. Energinet arbejder derudover løbende på udvikling af markedsløsninger, der kan sikre det samfundsøkonomiske optimale niveau af netudbygninger. De endelige løsninger i de konkrete planlægningsprojekter samt nye markedskoncepter vil løbende indgå som en forudsætning for behovsanalysen og den langsigtede netstruktur når disse opdateres.

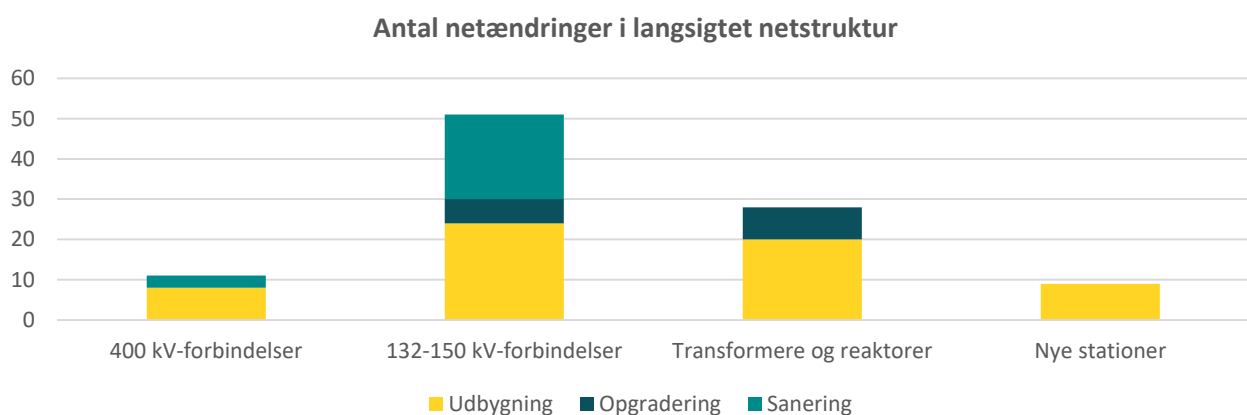


Figur 1 Mulige netændringer i eltransmissionsnettet frem mod den langsigtede netstruktur.

Etablering af den mulige langsigtede netstruktur vil medføre ændringer til den nuværende netstruktur. Antallet af disse ændringer er opgjort på Figur 2 fordelt på følgende tre kategorier:

- **Udbygning:** Etablering af nye anlæg, som transformere eller transmissionsforbindelser.
- **Opgradering:** Opgradering af eksisterende anlæg, så de får en øget overføringsevne.
- **Sanering:** Forskønnelser baseret på politiske ønsker, omlægninger initieret af tredjeparter, restruktureringer af eltransmissionsnettet samt demontering ved ophørt behov.

Især på 132 kV- og 150 kV-forbindelserne er der en række ændringer. Det skyldes dels udbygninger, men også en række saneringer. En stor del af saneringerne er en følge af den politiske beslutning om demontering af alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, der berøres af den nye 400 kV-luftledning mellem Idomlund og den dansk-tyske grænse.



Figur 2 Antal ændringer til den langsigtede netstruktur. Inkluderer ikke igangværende projekter eller reinvesteringsprojekter, hvor der ikke er forudsat en opgradering.

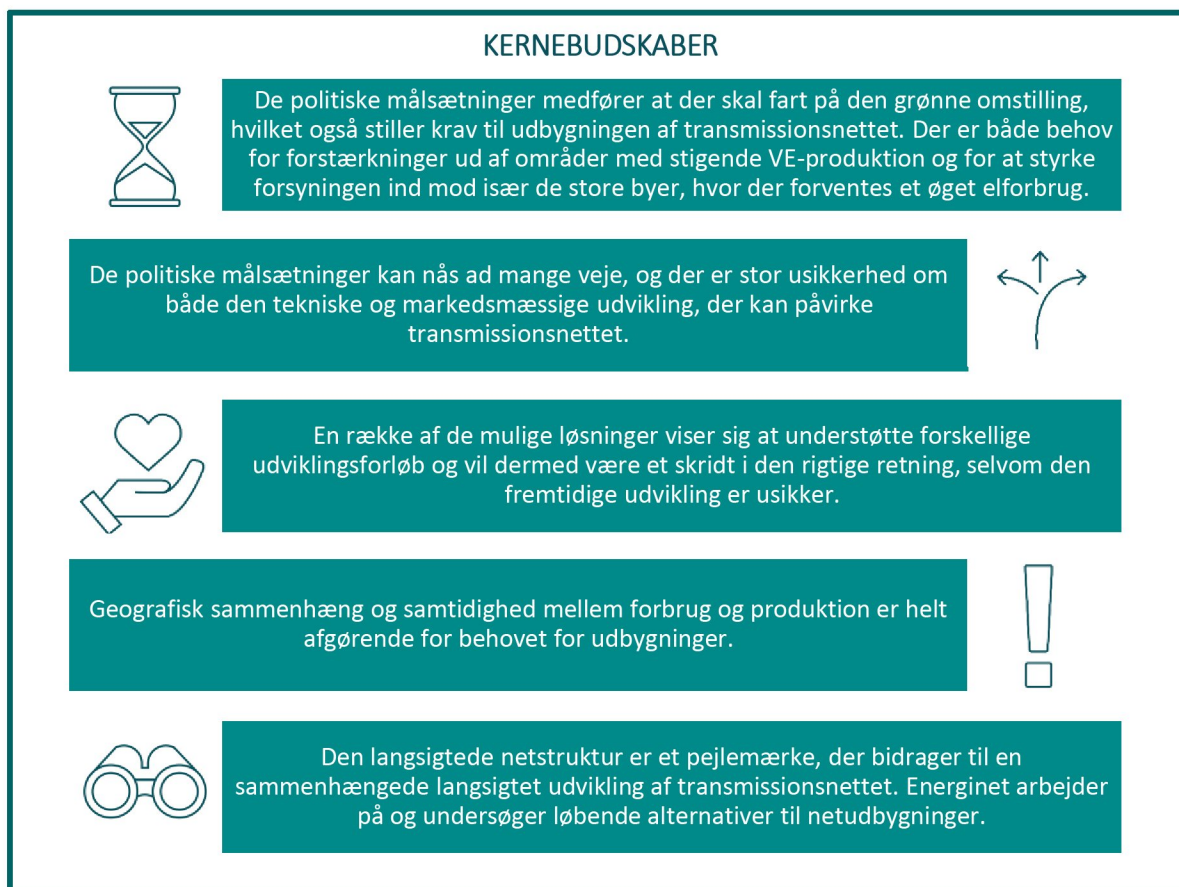
En stor del af det danske eltransmissionsnet står over for reinvestering de kommende år. Udover de opgraderinger, der er inkluderet i opgørelsen på Figur 2, omfatter det ca. 315 reinvesteringsprojekter som følge af komponenter med forventet endt levetid inden for de næste 10 år. Det fordeler sig på ca. 110 luftledninger, ca. 140 transformere og ca. 60 stationer. Her er der taget højde for, at anlæg med et reinvesteringsbehov, men som ikke indgår i den langsigtede netstruktur, ikke skal reinvesteres. Reinvesteringsprojekterne koordineres løbende med de øvrige projekter.

I den langsigtede netstruktur er der identificeret en række forstærkninger, der understøtter forskellige udviklingsforløb og således udgør særligt vigtige og sikre løsninger. Ligeledes er identificeret udbygninger, hvor behovet for dem er særligt følsom over for usikkerheden i udviklingen inden for især følgende primære gamechangere: Udbygning med landvind og sol, etablering af og tilslutningspunkter for energiøer, udbygning med Power-to-X (PtX) og sammenspillet mellem forbrug og produktion. De fire gamechanger er yderligere beskrevet i [behovsanalysen](#) [1]. Herunder beskrives kort de primære drivere for de største udbygninger, samt hvordan disse påvirkes af udviklingen i de fire primære gamechangere.

- **Endrup-Idomlund system 2 (400 kV):** Thor havvindmøllepark kombineret med generel VE-udvikling er udslagsgivende for forstærkningen, der også vil være nødvendig i en fremtid med energiøer og PtX. Forbindelsen understøtter således forskellige udviklingsforløb, og er én af de mere sikre løsninger.
- **Landerupgård-Revsing (400 kV):** Den øgede VE-udbygning i Vestdanmark giver udfordringer i forbindelse med sydgående transit. Havvind fra en energiø i Nordsøen vil underbygge behovet for forbindelsen, hvis produktionen tilsluttes i nord eller vest for station Revsing. Det er således rimelig sikkert, at der bliver behov for nogle

tiltag og forbindelsen understøtter forskellige udviklingsforløb, men den endelige løsning skal undersøges nærmere.

- **Askær-Stovstrup (400 kV):** Behovet drives især af en øget VE-udbygning i Vestjylland efter Thor havvindmøllepark. Hvis havvind fra energiøen tilsluttes i Midt- eller Østjylland i stedet for i Vestjylland eller syd for Stovstrup, er det ikke sikkert, at der vil være behov denne forstærkning. Ligeledes kan PtX-udbygning i Vestjylland bidrage til at reducere behovet. Forbindelsen er således én af de mere usikre løsninger
- **Ferslev-Tjele system 2 (400 kV):** VE-udbygningen i Nordjylland er den primære driver for behovet. Hvis havvind fra energiøen tilsluttes i Ferslev, vil der sandsynligvis være behov for forstærkningen. Hvis der ikke tilsluttes mere havvind nord for Tjele, og samtidig sker en begrænset udvikling i den distribuerede VE-produktion, er det ikke sikkert, der er behov for en 400 kV-løsning. Strukturen understøtter således forskellige udviklingsforløb og er én af de mere sikre forstærkninger, mens den endelige løsning er mere usikker.
- **Tjele-Trige (400 kV):** Behovet drives især af forbrugsudviklingen i Aarhus området. I tilfælde af en begrænset forbrugsudvikling er det ikke sikkert, der er behov for en 400 kV-løsning. Udbygning med PtX i Aarhus området kan bidrage til at underbygge behovet for forstærkningen – afhængigt af tilslutningsbetingelserne for PtX-anlæggene. Strukturen understøtter således forskellige udviklingsforløb og er én af de mere sikre forstærkninger, mens den endelige løsning er mere usikker.
- **Opsamlingsnet sydlige Østdanmark (132 kV):** Udbygning med distribueret sol og landvind på Sydsjælland og Lolland-Falster driver behovet for udbygningerne. Den foreslåede løsning er fleksibel, idet de enkelte 132 kV-forbindelser kan etableres efterhånden, som behovet opstår. Allerede i dag observeres begrænsninger i området, og det er derfor sikkert, der er behov for første del af forstærkningerne. Der er et meget stort potentiale for VE-udbygning i området, udover det der er inkluderet i analyserne. Dette kan medføre behov for yderligere forstærkninger end det, der ligger i den langsigtede struktur. Omvendt vil udbygning med lokal PtX kunne reducere behovet for nogle af forstærkningerne. Strukturen understøtter således forskellige udviklingsforløb og er én af de mere sikre forstærkninger.
- **Bjæverskov-Hovegård (400 kV):** Behovet drives især af VE-udbygningen i den sydlige del af Østdanmark, der medfører et øget behov for transport af VE-produktionen nordpå til forbrug og eksport. Yderligere VE-udbygning og/eller tilslutning af havvind fra en energiø syd for forbindelsen kan øget behovet. Det skal undersøges i det konkrete projekt, om der er behov for en 400 kV- eller 132 kV-løsning. Strukturen understøtter således forskellige udviklingsforløb, og er en af de mere sikre forstærkninger, men den konkrete løsning er mere usikker.
- **Avedøreværket-Ejbygård-Hovegård (400 kV):** Den generelle elektrificering i det centrale København driver behovet for en forstærkning ind mod København. Derudover understøtter forstærkningen tilslutning af en stor mængde VE-produktion og eventuel PtX omkring Avedøreværket. Hvis ikke der skal tilsluttes store mængder produktion eller forbrug omkring Avedøreværket, kan man måske nøjedes med en mindre forstærkning mellem Ejbygård og Hovegård. Den strukturmæssige ændring mellem Ejbygård og Hovegård er dermed én af de mere sikre løsninger, mens den endelige løsning og forbindelsen til Avedøreværket er mere usikker.



Hvis der i den langsigtede netstruktur indgår en 400 kV-forbindelse, vil den fremstå som en luftledning jf. retningslinjerne i PSO-aftalen [7]. Inden den endelige løsning fastlægges, vil der dog i det enkelte projekt blive undersøgt forskellige løsningsmuligheder, herunder muligheder for kabellægning, løsninger på lavere spændingsniveau, markedsløsninger eller en kombination heraf. Som det fremgår af Energinets strategi, [Nye Vinde](#) [8], arbejder Energinet overordnet for at minimere antallet af nye luftledninger således, at en flerdobling af elforbruget ikke fører til en tilsvarende stigning i antallet af luftledninger.

Den samlede anlægssum for de mulige netforstærkninger og saneringer i den langsigtede netstruktur er cirka 12 mia. kr., hvoraf saneringer udgør cirka 2 mia. kr. Beløbet inkluderer ikke igangværende projekter, reinvesteringer, tilslutning af havvindmølleparker, distributionstransformere og tredjeparts projekter. Beløbet er behæftet med en vis usikkerhed, idet der kan ske ændringer i det endelige løsningsvalg, ligesom omkostningerne fastlægges på et mere detaljeret grundlag, når de konkrete projekter gennemføres. Derudover vil de endelige løsninger og dermed også anlægssummen, som tidligere beskrevet, være meget afhængig af den konkrete udvikling i energisystemet, f.eks. udbygning, placering, fleksibilitet og tilslutningsbetingelser for PtX.

3. Planlægningsgrundlag

Fastlæggelsen af den langsigtede netstruktur tager udgangspunkt i den såkaldte netreference, og de behov for tiltag der er identificeret i behovsanalysen. Netreferencen omfatter det eksisterende eltransmissionsnet, samt alle godkendte projekter. Netreferencen er vist i *Bilag 1 – Netreferencen*. Løsningsrummet til håndtering af de identificerede behov baserer sig på lovgivningsmæssige og politiske aftaler samt de tekniske og markeds-mæssige rammer, der er for etablering af løsninger til håndtering af de identificerede behov. Løsningsvalget i den langsigtede netstruktur baserer sig på en række metoder, der har til formål at sikre den samfundsøkonomiske optimale langsigtede netstruktur og samtidig sikre rettidig igangsætning af konkrete planlægningsprojekter.

3.1 Lovgrundlag og tilsyn

Sammen med [behovsanalysen for eltransmissionsnettet](#) [1] bidrager nærværende rapport til opfyldelsen af den gældende lovgivning vedrørende planlægning og godkendelse af projekter.

Den lovgivningsmæssige ramme er beskrevet i [Systemansvarsbekendtgørelsen](#) § 12 [6], hvoraf det fremgår, at Energinet skal gennemføre en sammenhængende, helhedsorienteret planlægning, som blandt andet kan danne grundlag for en vurdering af behovet for ændringer, demontering og nyanlæg af elforsyningsnet over 100 kV og alle handelsforbindelser. Ifølge [lov om Energinet](#) [5] skal et projekt, inden det kan godkendes af myndighederne, være beskrevet i en plan, der også skitserer den langsigtede udvikling. Planen skal sendes til ministeren, inden en udbygning kan påbegyndes, og udbygningen kan tidligst påbegyndes seks uger efter indsendelse af planen.

Energistyrelsen og Forsyningstilsynet fører tilsyn med Energinets planarbejde, jf. [Elforsyningslovens](#) § 51 [9] og Systemansvarsbekendtgørelsens § 15 [6], og dette administreres formelt ved afholdelse af tilsynsmøder efter offentliggørelse af planarbejdet. Derudover afholdes tilsynsmøder, hvor Energistyrelsen i samarbejde med Energinet aftaler, hvilke af de planlagte projekter, der skal indkaldes til godkendelse. Den egentlige projektgodkendelse foregår i planlægningsfasen på baggrund af detaljerede business cases.

3.2 Tilgang til valg af løsninger

Tilgangen til etablering af den langsigtede netstruktur og valget af løsninger til konkrete behov er styret af:

- Aktuelle retningslinjer og muligheder for anvendelse af kabler og luftledninger
- Elnettets funktionsprincip
- Kriterier for valg af løsning
- Koordinering mellem forskellige typer behov
- Mulige udbygninger, drifts- og markeds-løsninger.

Disse elementer beskrives i mere detalje herunder.

3.2.1 Brug af kabler og luftledninger

Myndighederne udstikker retningslinjer for, hvorledes eksisterende eltransmissionsnet skal tilpasses visuelle krav, og hvorledes nye løsninger skal vælges i forhold til brug af luftledninger og kabler. De anvendte retningslinjer for kabellægning og udbygning af eltransmissionsnettet er baseret på [PSO-aftalen](#) fra november 2017 [7]:

- Det eksisterende eltransmissionsnet på 132 kV- og 150 kV-niveau bevares som udgangspunkt som luftledninger. Der kabellægges på udvalgte strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse.

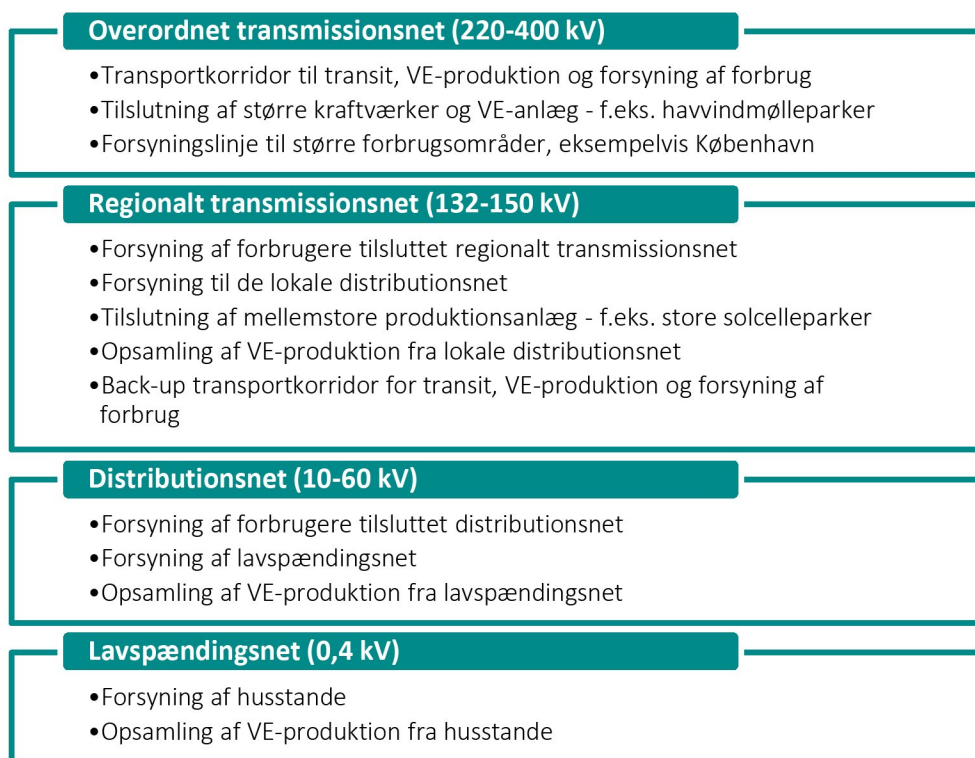
- De seks konkrete projekter beskrevet i rapporten "Forskønnelse af 400 kV-nettet" fastholdes. Heraf er tre projekter allerede gennemført.
- Nye 400 kV-forbindelser etableres som luftledninger med mulighed for kabellægning på udvalgte strækninger og med mulighed for kompenserende kabellægning af 132-150 kV-net i nærheden af 400 kV-luftledninger.
- Nye 132-150 kV-forbindelser etableres med kabler.

De konkrete rammer for udmøntningen af en kompenserende kabellægning ved etablering af 400 kV-forbindelser er ved at blive klarlagt. Indtil dette arbejde er afsluttet fastlægges kompenserende 132-150 kV-kabellægninger og kabellægninger af 400 kV-delstrækninger i forbindelse med planlægning af konkrete nye 400 kV-forbindelser og ikke i den langsigtede netstruktur. Eksempelvis er der i planlægningen af en ny 400 kV-forbindelse på den jyske vestkyst politisk aftalt nedtagning af konkrete 150 kV-luftledningsanlæg og omfang af 400 kV-kabellægninger på delstrækninger. Ligeledes er udmøntningen af muligheden for kabellægning af udvalgte 132-150 kV-strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse ikke fastlagt, hvorfor dette ikke behandles i dette års planarbejde.

Hvis der i den langsigtede netstruktur indgår en 400 kV-forbindelse, vil den fremstå som en luftledning jf. retningslinjerne i PSO-aftalen. Inden den endelige løsning fastlægges, vil der dog i det enkelte projekt blive undersøgt forskellige løsningsmuligheder. Der kan både være tekniske og samfundsøkonomiske årsager til, at en 400 kV-forbindelse på det tidspunkt, hvor den skal etableres, bliver etableret enten helt eller delvist som kabel. Ligeledes kan ændrede retningslinjer eller politiske ønsker medføre en anden løsning end en 400 kV-luftledning. Energinet arbejder fortsat med at analysere de tekniske muligheder for kabellægning på 400 kV-niveau og samarbejder med myndighederne om, hvorledes de kompenserende kabellægninger skal gennemføres i tilfælde af, at der skal bygges nye luftledninger. Som det fremgår af Energinets strategi, [Nye Vinde](#) [8], arbejder Energinet overordnet for at minimere antallet af nye luftledninger således, at en flerdobling af elforbruget ikke fører til en tilsvarende stigning i antallet af luftledninger. Alternativer til 400 kV-forbindelser, der undersøges i det konkrete projekt, kan også være løsninger på lavere spændingsniveau og markeds løsninger eller kombinationer heraf.

3.2.2 Elnettets funktionsprincip

Det danske elnet består af flere spændingsniveauer, som ideelt set har hvert deres funktionsprincip, se Figur 3.



Figur 3 Ideelle funktionsprincipper for de forskellige spændingsniveauer i det danske elnet.

400 kV-nettet udgør den overordnede transportkorridor for store effekter i både Vest- og Østdanmark. Med et stigende transportbehov er den fortsatte udvikling af eltransmissionsnettet baseret på, at de store effekttransporter sker via 400 kV-nettet af hensyn til både økonomiske, tekniske, belastningsmæssige og tabsmæssige forhold. Funktionen i 132-150 kV-nettene bliver derved primært opsamling af VE og forsyning af de lokale distributionsnet. Dog kan 132-150 kV-net anvendes som alternativ til 220-400 kV-løsninger ved begrænsede effekttransporter. 220 kV-løsninger anvendes i begrænset omfang. Hvis der introduceres et nyt spændingsniveau i et formasket net, vil de første forbindelser blive udnyttet i mindre grad og vil dermed ikke aflaste det øvrige net lige så meget som en løsning på et allerede eksisterende spændingsniveau. 220 kV-løsninger anvendes derfor i stedet primært som radialer, f.eks. ved tilslutning af havvindmølleparker.

Det ideelle funktionsprincip kan sammenholdes med, hvordan det danske elnet drives i dag, hvilket ikke helt følger de ideelle funktionsprincipper, da der i 132-150 kV-nettet er tilsluttet både handelsforbindelser og centrale kraftværker. Dette skyldes, at 132-150 kV-nettet tidligere har været det højeste spændingsniveau og dermed det naturlige tilslutningspunkt for disse enheder. I takt med, at de ældre kraftværker og handelsforbindelser udfases eller reinvesteres, forventes der fremadrettet en gradvis reduktion af disse tilslutninger, så elsystemet nærmer sig de ideelle funktionsprincipper.

3.2.3 Kriterier for valg af løsning

Den langsigtede planlægning skal sikre, at der til enhver tid er etableret et tilstrækkeligt eltransmissionsnet til at understøtte den daglige drift. De kriterier, der ligger til grund for at teste, om konkrete løsninger og en sammenhængende langsigtet netstruktur er tilstrækkelige, er de samme som anvendes til identifikation af behov for tiltag i eltransmissionsnettet jf. [1]. Balancen mellem konsekvens, risiko og samfundsøkonomi ved alternative løsninger bliver dog nøje analyseret inden endeligt valg af løsning.

De løsninger, der vælges til at fjerne identificerede begrænsninger samt reinvesterings- og saneringsbehov, fastlægges således ud fra tekniske og samfundsøkonomiske betragtninger, hvor valget mellem alternative teknisk tilstrækkelige løsninger skal være den samfundsøkonomiske optimale. I den samfundsøkonomiske vurdering indgår anlægs- og drifts-omkostninger samt markedsgevinster. Derudover indgår en kvalitativ eller kvantitativ værdisætning af risiko, robusthed, visuelle hensyn, tid for etablering, image m.m. Med robusthed menes her en løsningsevne til at understøtte forskellige potentielle udviklingsveje.

Hvad angår risici og robusthed ved forskellige løsninger anvendes forskellige variationsstudier og scenarier til at undersøge, hvordan forskellige udviklingsveje vil påvirke et givent behov, samt hvilken løsning der vil være den optimale på baggrund af forskellige forudsætninger. De anvendte scenarier og variationsstudier er beskrevet i [behovsanalysen](#) [1]. En afvejning af usikkerheder, sandsynlige udviklingsveje, risici, omkostninger og gevinster vil ligge til grund for løsningsvalget i den langsigtede netstruktur.

3.2.4 Koordinering mellem forskellige typer behov

Behovsanalysen identificerer overordnet set tre typer behov: Saneringsbehov, reinvesteringsbehov og behov for nye tiltag som følge af udvikling i forbrug, produktion eller handelsforbindelser. I fastlæggelsen af den langsigtede netstruktur sker der en koordinering af håndtering af de forskellige typer behov.

Reinvesteringsbehov i eksisterende eltransmissionsnet for de kommende 10 år indgår i udarbejdelse af den langsigtede netstruktur. Det fastlægges for alle forbindelser med et reinvesteringsbehov, om de reinvesteres 1:1, om der er behov for øget overføringsevne på komponenten, såkaldt 1:1+ reinvestering, eller om komponenten kan fjernes, da den ikke er en del af den langsigtede netstruktur, f.eks. en luftledning der skal kabellægges. Disse informationer er input til kommende reinvesteringsprojekter, og hvorledes disse skal håndteres. Selvom en reinvestering i planarbejdet er forudsat reinvesteret 1:1, foretages der i det konkrete reinvesteringsprojekt en vurdering af, om det alligevel kan give mening at øge overføringsevne. Ofte vil det være muligt at opnå øget overføringsevne ved en relativt lille ekstra investering. Dette kan bidrage med robusthed i en usikker fremtid, og kan medvirke til at behovet for andre forstærkninger udsættes.

3.2.5 Mulige udbygninger, markeds- og driftsløsninger

Behovene identificeret i eltransmissionsnettet kan dækkes ved alternative netforstærkninger samt drifts- og markeds-løsninger. Den endelige løsning vælges ud fra samfundsøkonomiske kriterier, tekniske forhold, herunder mulighed for kabellægning og sanering af hensyn til det visuelle miljø. Energinet arbejder løbende for at optimere kriterierne, så de understøtter udviklingen i energisystemet og forsat sikrer effektive investeringer. På den kortere bane, hvor der kan være behov for tiltag, og det ikke er muligt tidsmæssigt at etablere eltransmissionsnet, kan driftstiltag være den eneste reelle løsningsmulighed. En driftsløsning kan være en permanent løsning, men vil i nogle tilfælde være midlertidig indtil der er etableret en mere permanent løsning.

Energinet arbejder løbende, i samarbejde med andre aktører, med andre typer løsninger end infrastrukturløsninger, f.eks. nye markeds-løsninger. Disse løsninger har ofte generel karakter, der kan påvirke elsystemet bredt frem for at løse

et specifikt behov i eltransmissionsnettet. Disse markedstiltag vil løbende blive indarbejdet i de planlægningsrammer Energinet anvender, når de er modne nok og vil derved påvirke både behovsanalysen og den langsigtede netstruktur. Derudover undersøges alternative løsninger, herunder også markedsløsninger, når der på baggrund af planarbejdet igangsættes et konkret planlægningsprojekt jf. afsnit 3.3 - *Plan- og projektproces*.

I udarbejdelsen af den langsigtede netstruktur inddrages ikke direkte nye markedsløsninger, da det kan få konsekvenser for porteføljestyring og rettidig initiering af projekter. Energinet arbejder dog med en samfundsøkonomisk tilgang i planlægningen. Der præsenteres derfor ikke nødvendigvis netløsninger, der fjerner alle begrænsninger i nettet. Hvis f.eks. en begrænsning forekommer i meget få timer, vurderes det ikke at være samfundsøkonomisk optimalt at udbygge nettet. Derudover er der, jf. beskrivelsen i [behovsanalysen](#) [1], en antagelse om, at store elkedler og varmepumper vil være afbrydelige af hensyn til netbegrænsninger ved N-2. Denne form for fleksibilitet kan potentielt understøttes af nye typer markeder i fremtiden, der også kan bidrage til at prissætte den forudsatte fleksibilitet, så omkostningerne direkte kan holdes op imod f.eks. en udbygning.

Omvendt kan der i udformningen af den langsigtede netstruktur også vælges mere robuste løsninger, hvis det vurderes at understøtte sandsynlige lokale udviklinger. Det faktiske behov for ekstra kapacitet i et område vil blive endelig afdækket i det efterfølgende planlægningsprojekt, hvor også alle relevante alternative løsninger vil blive undersøgt.

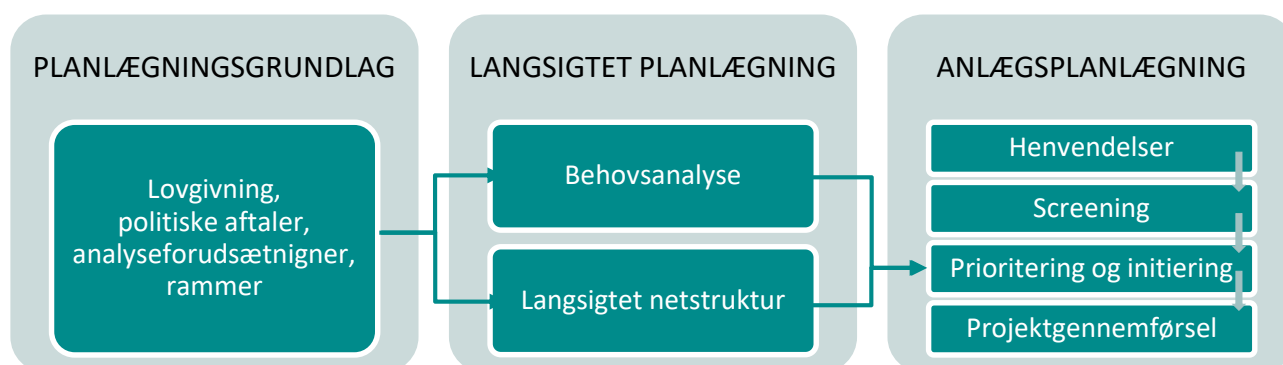
3.3 Plan- og projektproces

Planarbejdet er et vigtigt element i Energinets efterfølgende projekteksekvering. De overordnede funktioner i plan- og projektprocessen fremgår af Figur 4. Via behovsanalysen og den tilhørende afhjælpende netstruktur leveres input til Energinets projektportefølje, hvor igangsætning af projekter prioriteres og initieres sammen med øvrige projekter, der kan komme fra eksterne henvendelser. Disse kan komme fra f.eks. VE-udviklere og forbrugere, der ønsker at tilslutte sig eltransmissionsnettet, pålæg fra myndigheder og projekter i Energinet, der kan være udløst af eksempelvis nye reinvesteringsbehov, der ikke var kendte under planprocessen.

Fra planarbejdet leveres både redegørelser over behovet for tiltag i eltransmissionsnettet, og det bud på en netløsning der passer ind i en sammenhængende og langsigtet netstruktur. Ved eksterne henvendelser, der afviger fra de gældende planlægningsrammer, vil der være behov for projektspecifikke screeninger af behov og netløsninger, som skal koordineres med løsningerne i den langsigtede netstruktur. Disse eksterne henvendelser kan således både give anledning til opdatering af planlægningsrammer og opdatering af den langsigtede netstruktur.

Projektinitieringen og prioriteringen baseres på kriterier, der blandt andet omfatter det tidsmæssige behov, betydning for forsyningssikkerhed, VE-indpasning, understøttelse af markedsfunktion, ressourcer og udetidsplanlægning. Energinet er aktuelt i gang med at udvikle de endelige prioriteringskriterier, der skal bidrage til at sikre en databaseret og transparent prioritering. I de konkrete planlægningsprojekter undersøges alternative løsningsmuligheder, herunder både alternative infrastruktur løsninger samt drifts- og markedsløsninger

Konkrete projekter, der igangsættes på baggrund af planarbejdet, og endelige investeringsbeslutninger vil være baseret på de nyeste forudsætninger på det pågældende tidspunkt.



Figur 4 De overordnede funktioner i plan- og projektprocessen i Energinet.

4. Løsninger i den langsigtede netstruktur

For at understøtte de identificerede behov fra behovsanalysen præsenteres et pejlemærke for den langsigtede netstruktur, som er vist på Figur 5. De mulige løsninger beskrives i de efterfølgende afsnit. Først beskrives ændringerne i det overordnede eltransmissionsnet, hvorefter de mindre lokale ændringer beskrives for forskellige delområder. Der gives en overordnet beskrivelse af driverne for de forskellige forstærkninger. For flere detaljer herom henvises til behovsanalysen. Efter netændringerne beskrives, hvordan det store reinvesteringsbehov, der er konstateret i behovsanalysen, er håndteret i udarbejdelsen af den langsigtede netstruktur.

Transformere i skillefladen mellem transmissions- og distributionsnet behandles kun der, hvor der forventes at være behov for etablering af nye stationer. Behov for øget transformeringskapacitet er helt afhængigt af konkrete forbrugs- og produktionsprojekter og håndteres løbende i tæt samarbejde med det relevante distributionsselskab. Disse projekter håndteres efterhånden, som behovene opstår og skal koordineres med andre projekter.

De tre tilbageværende forskønnelsesprojekter Årslev Engsø, Roskilde Fjord og Kongernes Nordsjælland forudsættes gennemført. 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, eventuelle kabellægninger i 132-150 kV og 400 kV-nettet samt de øvrige behov i områderne. Herudover skal eventuelle tekniske problemstillinger vedrørende kabellægning af de pågældende strækninger analyseres på samme måde som i den [tekniske redegørelse](#), der blev udarbejdet i forbindelse med projektet vedrørende 400 kV-luftledningen fra Idomlund til den dansk-tyske grænse [10].

Dok. 20/01252-5

4.1 Overordnet eltransmissionsnet

Det overordnede eltransmissionsnet skal sikre de store transporter af effekt på tværs af landet mellem handelsforbindelser, produktionsenheder og forbrugsområder. Der forudsættes en markant stigning i produktion fra VE-anlæg, både fra distribuerede anlæg og fra store havmølleparker. Nettotilgangen er særlig koncentreret i Nord- og Vestjylland samt i den sydlige del af Sjælland og på Lolland-Falster. Herudover tilsluttes der inden for de kommende år flere nye handelsforbindelser i Vestdanmark, ligesom der sker en generel stigning i elforbruget. Samlet set medfører de nye handelsforbindelser, den øgede mængde VE og øget forbrug en generel stigning i effektflowet i det overordnede eltransmissionsnet.

De større mulige forstærkninger, der vil medføre strukturelle ændringer i eltransmissionsnettet, beskrives enkeltvis i de efterfølgende afsnit.

4.1.1 400 kV-system 2 Endrup-Idomlund

Ved tilslutning af havvindmølleparken Thor i station Idomlund er der behov for at sikre forstærkning af 400 kV-nettet i Vestjylland i form af yderligere en 400 kV-forbindelse til at transportere den stigende mængde VE ud af området. Dette kan i første omgang realiseres uden udbygning med nye 400 kV-forbindelser ved at drive begge systemer ved 400 kV på den nye luftledning mellem Endrup og Idomlund¹. Anvendelse af begge systemer på 400 kV medfører behov for omstrukturering af 150 kV-nettet. Dette er behandlet nærmere i afsnit 0.

4.1.2 400 kV-forbindelse Landerupgård-Revsing

Som følge af den øgede VE-udbygning er der identificeret overbelastninger på 400 kV-forbindelsen Kassø-Revsing ved sydgående transit. Dette kan håndteres med udbygning af eltransmissionsnettet eller reducere af transitten gennem systemet samt begrænsning af VE-produktion. Det vil være muligt at udskyde behovet ved at opgradere station Kassø, men det løser ikke udfordringen på langt sigt. Særligt, hvis en betydelig mængde havvind fra energiøen i Nordsøen tilsluttes i Revsing, Tjele og/eller Ferslev, kan det blive nødvendigt med udbygning af eltransmissionsnettet i området. Dette kan løses ved at etablere en 400 kV-forbindelse Landerupgård-Revsing. Dermed opnås en parallel forbindelse Revsing-Landerupgård-Kassø, som kan aflaste Kassø-Revsing. Forbindelsen kan etableres ved at drive forbindelsen mellem Bramdrup og Landerupgård ved 400 kV og forlænge den frem til station Revsing². Som erstatning for den eksisterende 150 kV-strækning etableres et 150 kV-kabel mellem Bramdrup og Landerupgård. I forbindelse med den kommende reinvestering af luftledningsstrækningen Kassø-Trige undersøges tilsvarende, om en ny forbindelse til Landerupgård fra f.eks. Revsing er det bedste tiltag til at sikre forsyningssikkerheden i Østjylland og på Fyn under gennemførelsen af reinvesteringen.

4.1.3 400 kV-forbindelse Askær-Stovstrup

Den øgede VE-udbygning i det vestjyske område, herunder de 1,8 GW havvind der er forudsat tilsluttet i Stovstrup og Idomlund i AF19 analyserne, medfører behov for aflastning af 400 kV-nettet. Dette kan løses ved etablering af en 400 kV-tosystemluftledning mellem Askær og Stovstrup. Ilandføring af en energiø i Nordsøen med HVDC-forbindelser giver en øget fleksibilitet i forhold til tilslutningspunkter. Hvis effekten tilsluttes i det centrale eller østlige Jylland i stedet for i Vestjylland, vil det reducere behovet for forstærkningen, men kan øge behovet for forstærkninger andre steder. Ligeledes vil et øget elforbrug fra f.eks. PtX i det vestjyske område kunne bidrage til at reducere behovet.

¹ 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.

² Begge systemer på masterækken mellem Landerupgård og Bramdrup er 400 kV-luftledninger, men det ene system drives i dag ved 150 kV.

4.1.4 400 kV-system 2 på Ferslev-Tjele

Ved udfald af Ferslev-Tjele observeres der store overbelastninger i 150 kV-nettet mellem Ferslev og Tjele på grund af sydgående transit fra Sverige og VE-udbygning i Nordjylland. Dette kan løses ved at etablere system 2 på den eksisterende masterække, hvis muligt, eller ved at udskifte masterne til en type der kan håndtere to systemer. Dette vil kræve kabellægning af dele af 150 kV-nettet på strækningen, som ikke er behandlet her. Behovet afhænger i høj grad af VE-udviklingen i Nordjylland, og der er betydeligt usikkerhed om, hvornår og hvorvidt behovet opstår.

4.1.5 400 kV-forbindelse Tjele-Trige

Ved udfald af 400 kV-forbindelsen Ferslev-Trige, samt ét yderligere udfald, observeres der utilladelige belastninger i driftssituationer med meget forbrug som følge af den generelle forbrugsstigning i Aarhus området. Ligeledes observeres udfordringer ved høj VE-produktion i det nordjyske, hvor der forudsættes øget VE-kapacitet. Dette kan løses ved udbygning med en ny 400 kV-forbindelse mellem Tjele og Trige. Behovet for forbindelsen ses først på langt sigt, og det vil derfor være tjenligt at afvente forbrugsudviklingen i Aarhus-området. En af de helt store usikkerheder er PtX-anlæg. Etablering af PtX-anlæg i Aarhus området kan bidrage til at øge behovet for udbygningen. Hvis PtX-anlæg derimod tilsluttes under vilkår der gør, at de ikke skal have samme forsyningssikkerhed som øvrigt forbrug, er det ikke sikkert, det vil have betydning for behovet.

4.1.6 400 kV-forbindelse Ejbygård-Hovegård og Avedøreværket-Ejbygård

Forbruget i København forventes at være stigende som følge af især en øget elektrificering af transport- og varmesektoren. Grundet det øgede forbrug og nedlukning af en række kraftværker, forventes forsyningen ind til København at være utilstrækkelig i udfaldssituationer. Dette kan løses ved en 400 kV-forbindelse mellem Hovegård og Ejbygård, hvor ved forsyningen ind til København forstærkes.

På sigt vil Avedøreværket kunne bruges som tilslutningspunkt for en større mængde VE-produktion. Det nuværende net omkring Avedøreværket vil være utilstrækkeligt til håndtering af den store mængde VE-produktion. Nettet kan forstærkes til at kunne håndtere dette ved at forlænge 400 kV-forbindelsen fra Ejbygård til Avedøreværket. Dette vil ligeledes bidrage til at styrke forsyningssikkerheden i Københavnsområdet. Hvis der ikke tilsluttes tilstrækkelig VE-produktion, eller hvis produktionen sammentænkes med f.eks. PtX, kan det være, der ikke vil være behov for forbindelsen mellem Avedøreværket og Ejbygård. I forhold til PtX vil det dog være helt afhængigt af, hvilke tilslutningsbetingelser eventuelle anlæg tilsluttes under.

4.1.7 132/400 kV-forbindelse mellem Hovegård og Spanager/Bjæverskov

Den stigende mængde VE-produktion på Sydsjælland og Lolland-Falster medfører begrænsninger i det midtsjællandske net. Den begrænsede overføringssevne findes mellem Køge og Roskilde – det såkaldte Køge-Roskilde snit. I forbindelse med den langsigtete netstruktur er der behandlet to løsningsalternativer som forstærkningsmuligheder til Køge-Roskilde snittet. I det ene alternativ etableres en dobbelt 132 kV-forbindelse fra Hovegård til Spanager. I det andet alternativ etableres en 400 kV-forbindelse mellem Hovegård og en ny station Bjæverskov Vest. Grundet den centrale placering i det østdanske system er behovet i snittet følsomt over for udviklingen i en lang række parametre, herunder udbygning med distribueret VE, tilslutningspunkt(er) for energiøen ved Bornholm samt udviklingen inden for PtX. Overordnet set vil øget produktion syd for snittet og/eller øget forbrug nord for snittet øge behovet og omvendt vil øget produktion nord for snittet og/eller øget forbrug syd for snittet reducere behovet. En nærmere vurdering af den endelige løsning vil ske i forbindelse med planlægningsprojektet og vil i høj grad afhænge af, hvor stor robusthed der ønskes for usikkerheder i de anvendte forudsætninger. Her bør løsningernes etableringstid desuden inddrages i forbindelse med valg af løsning, da der allerede i dag er flaskehalse i nettet, og der samtidig kan ske en hurtig udvikling af VE-produktionsanlæg.

4.1.8 132 kV-opsamlingsnet mellem Lolland-Falster, Sydsjælland og Midtsjælland

Den stigende VE-produktion på Sydsjælland og Lolland-Falster medfører begrænsninger i 132 kV-nettet mellem Midt- og Sydsjælland. Dette kan løses ved en 132 kV-kabelstruktur med tre nye forbindelser samt opgraderinger i forbindelse med reinvesteringer af de eksisterende 132 kV-luftledninger i området. 132 kV-kabelforbindelserne er fleksible, og kan udbygges løbende efterhånden, som behovet opstår. I første etape foreslås en 132 kV-kabelforbindelse fra Blangslev til Spanager med en ny station i Rønnede. Den nye station skal bruges som et opsamlingspunkt for VE-produktionsanlæg. Rønnede station er beskrevet nærmere i afsnit 0.

For at kunne håndtere effekttransporten fra Lolland og Sydsjælland er det ligeledes nødvendigt med ekstra 400/132 kV-transformerkapacitet på Midtsjælland, så effekten kan føres op i 400 kV-nettet. Dette kan løses ved at etablere en ny station, Dianalund, med ekstra transformerkapacitet, se afsnit 4.2.8. På baggrund af ovenstående foreslås i anden etape en 132 kV-kabelforbindelse mellem den nye station Dianalund og Stignæsøværket samt yderligere en 132 kV-kabelforbindelse mellem Blangslev og Spanager. Behovet for førstnævnte forbindelse er primært drevet af tilslutning af den kystnære vindmøllepark Omø Syd i station Stignæsøværket.

Der forudsættes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg på Lolland, hvilket også giver begrænsninger i snittet mellem Sydsjælland og Lolland-Falster. Dette kan løses ved en forstærkning med to 132 kV-kabler imellem Blangslev og Radsted. Behovsanalysen viser, at forstærkningen kan opdeles i to etaper, hvor første kabelforbindelse etableres og dækker behovet i en række år, hvorefter anden kabelforbindelse kan dække behovet på langt sigt.

Ved denne løsning forsøges der at tage højde for de store usikkerheder, der er forbundet med udbygningen af VE-produktionsanlæg i området, idet de enkelte 132 kV-kabler kan etableres efterhånden, som behovet opstår. Hvis VE-udbygningen bliver tilstrækkeligt stor, og/eller fordelingen bliver anderledes end forudsat, kan en 220 kV- eller 400 kV-løsning vise sig at være den optimale. Det er dog meget usikkert, om VE-udbygningen bliver stor nok til at berettigg disse løsninger, og derfor foreslås 132 kV-løsningen. Etablering af PtX på Lolland vil ligeledes kunne reducere eller udskyde behovet for etablering af de enkelte forbindelser.

4.2 Øvrige netændringer

I dette afsnit beskrives de mindre og mere lokale netudbygninger for delområder af eltransmissionsnettet. Nordsjælland beskrives ikke, da der ikke indgår nogle netudbygninger i det område i den langsigtede netstruktur.

4.2.1 Vestjylland

Der forudsættes en stor nettotilgang af VE-produktion i det vestjyske område. Denne udvikling kan understøttes med de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 6.



Figur 6 Netændringer i Vestjylland og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Der er behov for aflastning af eksisterende 400/150 kV-transformere i området for at kunne transportere effekten fra den stigende VE-produktion i 150 kV-nettet videre op i 400 kV-nettet. Dette kan løses med etablering af 400/150 kV-transformere i Idomlund, Stovstrup og Endrup. I Idomlund kan behovet løses ved etablering af en ny transformer udover den eksisterende, og den transformer der etableres i det igangværende projekt vedrørende nettilslutning af den kystnære vindmøllepark Vesterhav Nord. I Stovstrup kan behovet løses ved etablering af to nye transformere – udover den transformer, der etableres i det igangværende projekt for 400 kV-luftledningen mellem Endrup og Idomlund. I Endrup kan behovet løses ved etablering af en ny transformer og ved at sammenkoble 150 kV-skinnesektionerne i Endrup, når Horns Rev 2 forudsættes dekommissioneret i 2034. Herved kan den 400/150 kV-transformer, der i dag er dedikeret til Horns Rev 2, anvendes i normaldrift.

Som følge af den politiske beslutning om at kabellægge alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, der berøres af den nye 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund, skal eksisterende luftledninger mellem Struer og Esbjerg kabellægges.

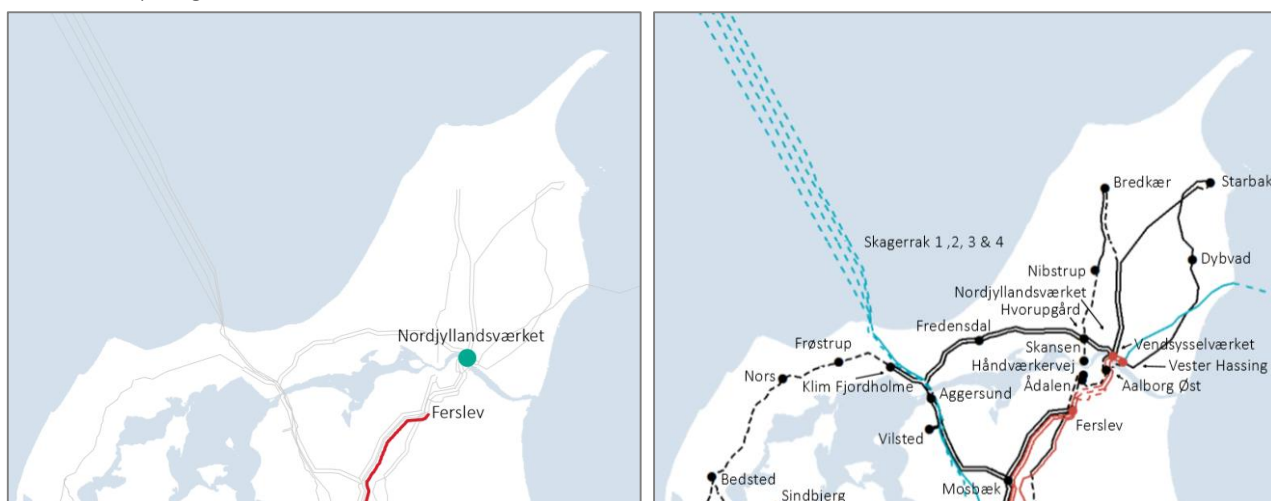
400 kV-luftledningen mellem Endrup og Idomlund etables som tosystemluftledning, hvor det ene system fra start drives ved 150 kV. Herved sikres en 150 kV-forbindelse fra Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde-Endrup, som betyder, at eksisterende master på strækningen Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde kan demonteres. 150 kV-luftledningerne Idomlund-Struer-Herning-Sdr. Felding-Karlsgårde kan demonteres ved at etablere to 150 kV-kabelforbindelser mellem Idomlund og Struer, en 150 kV-kabelforbindelse mellem Herning og Videbæk samt en 150 kV-kabelforbindelse Herning-Sdr. Felding-Stovstrup. 150 kV-luftledningerne mellem Endrup-Lykkegård-Karlsgårde kan demonteres ved tilsvarende at etablere to 150 kV-kabelforbindelser mellem Endrup og Lykkegård samt to 150 kV-kabelforbindelser mellem Lykkegård og Karlsgårde. 150 kV-luftledningen mellem Lykkegård og Estrupvej kan demonteres ved at etablere en 150 kV-kabelforbindelse på samme strækning.

Som tidligere beskrevet i afsnit 4.1.1 skal begge systemer på den nye 400 kV-luftledning Endrup-Idomlund drives ved 400 kV-niveau, når Thor havmøllepark idriftsættes. Dette betyder, at 150 kV-forbindelsen Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde-Endrup udgår. Som erstatning for denne gennemføres en omstrukturering, hvor 150 kV-nettet opdeles, så der ikke opstår regulær paralleldrift mellem 400 kV- og 150 kV-nettet. Herved kan de store effektransporter holdes i 400 kV-nettet i henhold til det tidligere beskrevne funktionsprincip i afsnit 0. Konkret kan 150 kV-nettet opdeles mellem Idomlund og Videbæk samt mellem Karlsgårde og Stovstrup. Denne opdeling og erstatning for 150 kV-forbindelsen Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde-Endrup kan gennemføres ved en 150 kV-kabelforbindelse mellem Stovstrup og Lem Kær, en 150 kV-kabelforbindelse mellem Askær og Herning, en 150 kV-kabelforbindelse mellem Endrup og Karlsgårde samt tidligere beskrevne 400/150 kV-transformere i Idomlund, Stovstrup og Endrup.

I det løbende koordineringsarbejde med netselskaberne og øvrige henvendelser fra udviklere i området er der konstateret en større portefølje af mulige tilslutninger af VE-anlæg end forudsat i analyserne. Dette kan give anledning til etablering af yderligere transformere i området og potentielle yderligere forstærkninger i 150 kV-nettet. Herudover kan det have betydning for den hastighed, hvormed de enkelte behov opstår.

4.2.2 Nordjylland

I analyserne er der forudsat begrænset tilvækst i VE-kapacitet i området. Der er dog fortsat et stort potentiale for VE-udbygning i området. Det vil være afgørende for udbygningsbehovet, eftersom det i høj grad er VE, der er dimensionerende for eltransmissionsnettet i området, og kapaciteten i det eksisterende net er opbrugt af den nuværende VE-kapacitet. Den forudsatte udvikling kan understøttes med de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 7.



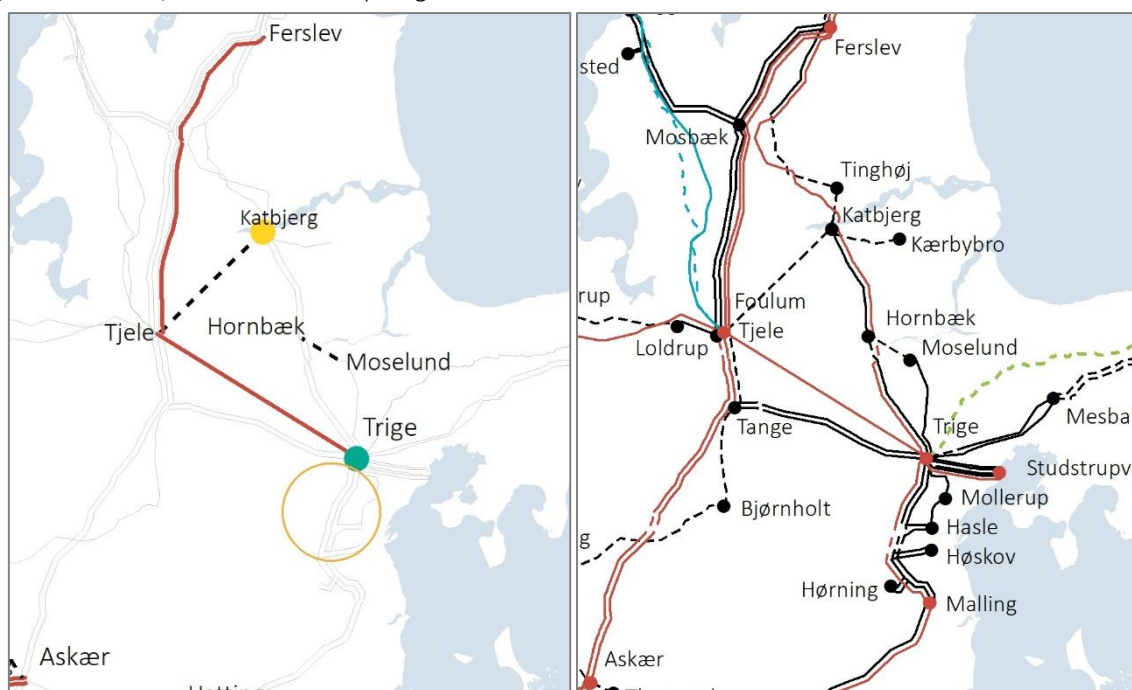
Figur 7 Netændringer i Nordjylland og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Den begrænsede VE-udbygning kan indpasses ved at opgradere de eksisterende luftledninger mellem Mosbæk, Ferslev og Klim Fjordholme, mellem Bredkær og Vendsysselværket samt opgradere kablerne under Limfjorden ved station Aggersund. Som nævnt er der stort potentiale for yderligere VE-kapacitet i området. Hvis der kommer mere VE end forudsat, kan yderligere projekter fra RUS-plan 2018 [2] blive aktuelle igen. Det drejer sig f.eks. om et ekstra kabel fra Struer til Bedsted og en ny 150 kV-forbindelse mellem Ferslev og Klim Fjordholme.

Den øgede mængde VE i det nordjyske område medfører behov for aflastninger af eksisterende 400/150 kV-transformere i området for at kunne transportere effekten fra 150 kV-nettet og videre op i 400 kV-nettet. Dette kan løses med etablering af en ny transformer i station Nordjyllandsværket.

4.2.3 Østjylland

Der forudsættes en vis tilvækst i VE-kapaciteten i området nord for Aarhus samt en moderat forbrugsstigning i Aarhus-området som følge af øget elektrificering. Denne udvikling kan understøttes med de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 8.



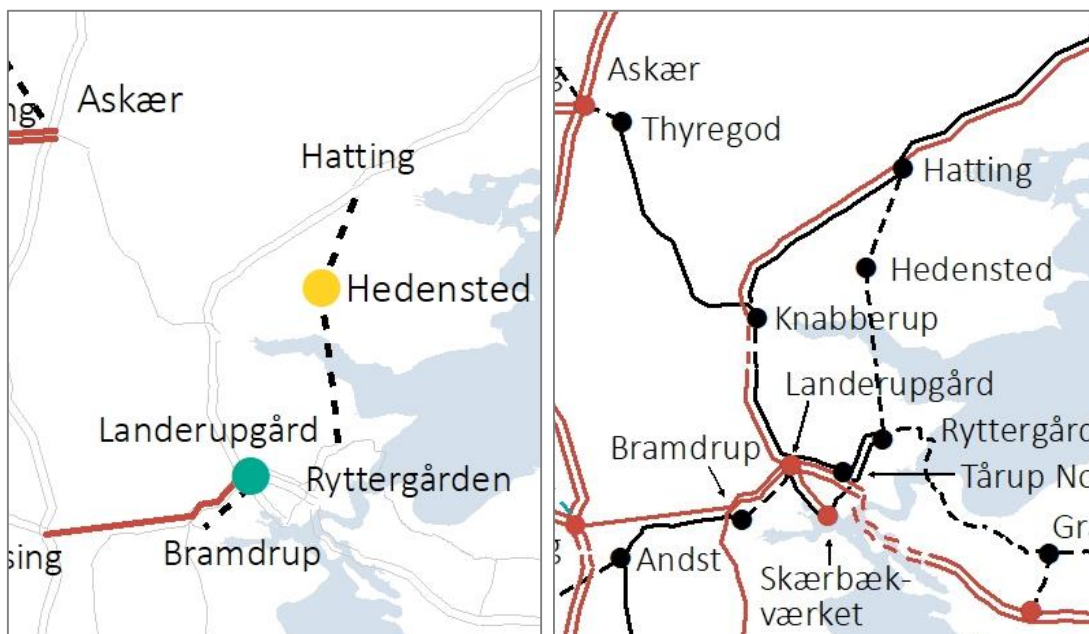
Figur 8 Netændringer i Østjylland og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Området omkring Randers og Hobro forsynes i dag via 150 kV-forbindelser fra Ferslev i nord og Trige i syd. Der er adskillige større potentielle VE-projekter i området, som forventes tilsluttet inden for de kommende år. Hvis disse projekter realiseres, vil der opstå begrænsninger i eltransmissionsnettet i området. Den øgede VE-udbygning medfører først og fremmest et behov for aflastningen af 150 kV-luftledningen Hornbæk-Trige. Dette kan løses ved at etablere et 150 kV-kabel fra Hornbæk til Moselund. Dermed opnås to parallelle forbindelser mellem Hornbæk og Trige. Yderligere VE-udbygning vil medføre behov for aflastning af strækningen Ferslev-Tinghøj-Katbjerg. Dette kan løses ved at etablere et nyt 150 kV-kabel fra Tjele til Katbjerg-området. Da det ikke er muligt at udvide station Katbjerg yderligere, er det nødvendigt med en ny 150 kV-station i området. Den nærmere placering for denne er endnu ikke fastlagt og vil bero på en vurdering af synergierne med distributionsnettet og kommende VE-anlæg, der ønskes tilsluttet.

Der er konstateret behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 150 kV-nettene i Tjele, Askær og Trige, både af hensyn til aftag af VE og forsyning af forbrug. I Tjele og Askær kan behovet løses med en opgradering af de eksisterende transformere, mens der i Trige er behov for at etablere en ny transformator udover den eksisterende.

4.2.4 Trekant- og Horsensområdet

Der forudsættes et stigende forbrug i området som følge af øget generel elektrificering og øget forbrug fra storforbrugere i området. Denne udvikling kan understøttes med de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 9.



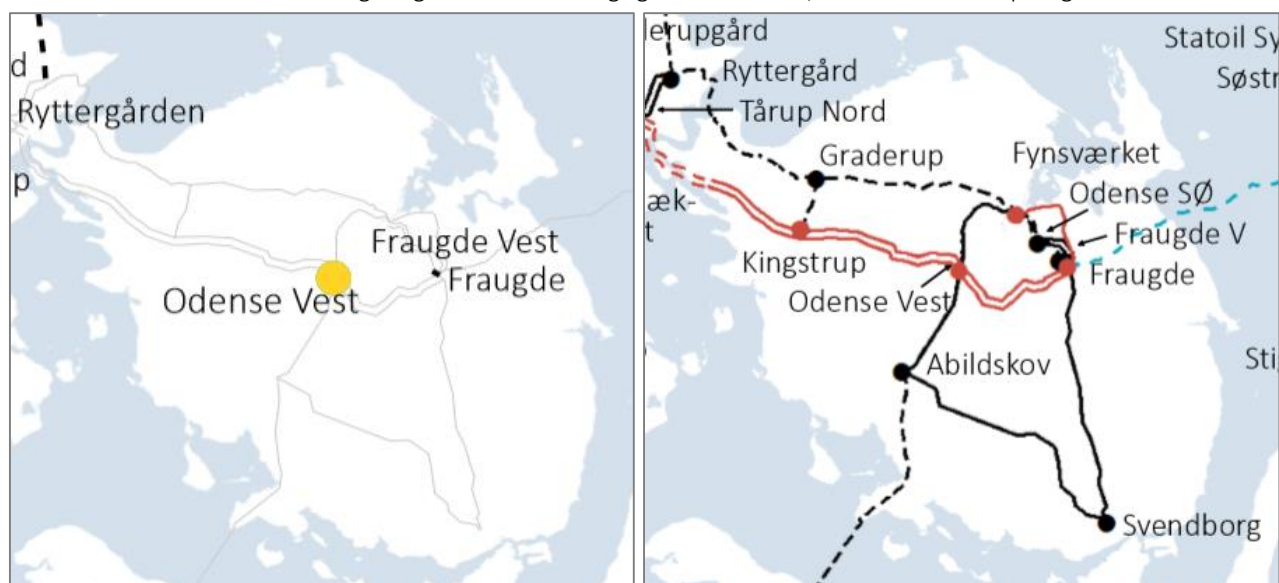
Figur 9 Netændringer i Trekant- og Horsensområdet og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Som følge af det stigende forbrug er der behov for at aflaste det eksisterende 150 kV-net i området. Til forsyning af Horsens kan det løses ved at etablere en 150 kV-forbindelse fra Hatting til Ryttergården. Af hensyn til forbrugsstigning i området og for at sikre forsyning af forbrugere ved udfald af station Hatting, foreslås det at forberede forbindelsen således, at det er muligt at etablere en ny 150 kV-station ved Hedensted med 150/60 kV-transformering.

Der er desuden behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 150 kV-nettene i området af hensyn til forsyning af forbrug. Dette kan løses ved at etablere yderligere en transformator i Landerupgård samt opgradere den eksisterende transformator.

4.2.5 Fyn

Der forudsættes en generel stigning i forbruget på Fyn, men også en markant udbygning med solceller. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 10.



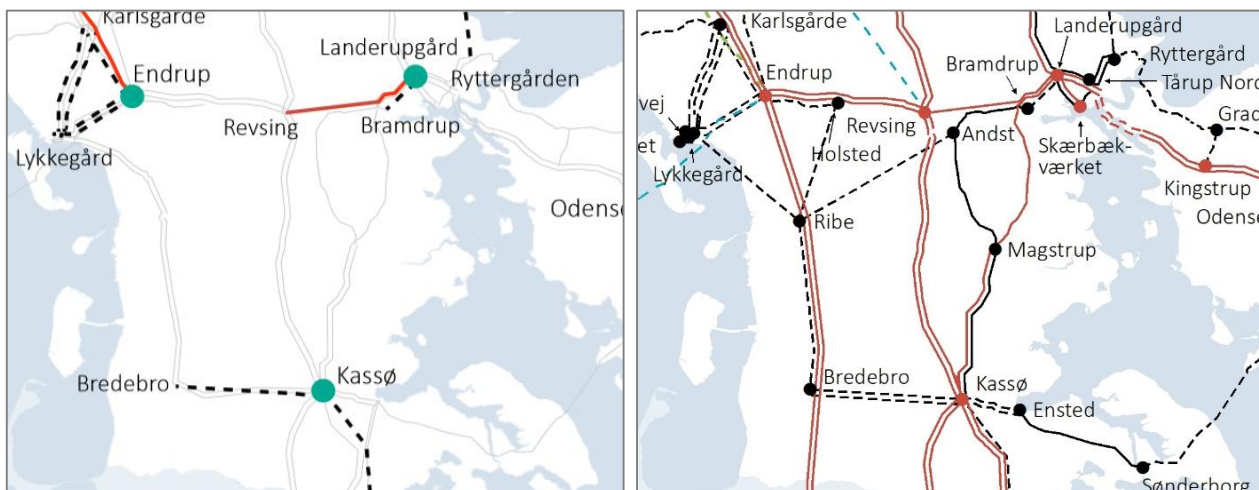
Figur 10 Netændringer på Fyn og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Generelt er der en god struktur i 150 kV-nettet på Fyn med mulighed for at øge kapaciteten ved at opgradere forbindelserne til højtemperaturledere³, hvis behovet opstår. Som følge af forbrugsstigninger omkring Odense er der behov for øget 150/60 kV-transformering. Dette kan løses ved at etablere en ny 150 kV-station Odense Vest med 150/60 kV-transformering. Stationen sløjfes ind på den eksisterende 150 kV-luftledning mellem Abildskov og Fynsværket. Derudover kan begrænsninger på forbindelserne i det østlige Odense løses ved at etablere yderligere et 150 kV-kabel mellem Fraugde og Fraugde Vest. Derudover er der behov for yderligere 400/150 kV-transformering omkring Odense for at opretholde tilstrækkelig sikkerhed. Dette kan løses ved etablering af 400/150 kV-transformering i den nye station Odense Vest og indsløjfe 400 kV-forbindelsen Fraugde-Landerupgård. Alternativt kunne der etableres yderligere en transformer i Fraugde. Det kan dog give nogle beredskabs- og forsyningssikkerhedsmæssige udfordringer at have tre transformere i denne station, blandet andet i forbindelse med revisioner. Det skal undersøges nærmere om placering i Fraugde er et reelt alternativ. Udover transformeren i Odense Vest er der behov for at opgradere transformeren i Kingstrup.

³ Luftledningers belastningsevne er begrænset af ledningens maksimalt tilladte temperatur. Højtemperaturledere har en højere maksimalt tilladt temperatur, og dermed en højere belastningsevne.

4.2.6 Syddjylland

Der forudsættes en moderat VE-udbygning i det sydjyske område samt store forbrugsstigninger omkring Kassø som følge af storforbrugere tilsluttet i eltransmissionsnettet. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtete netstruktur, som er illustreret på Figur 11.



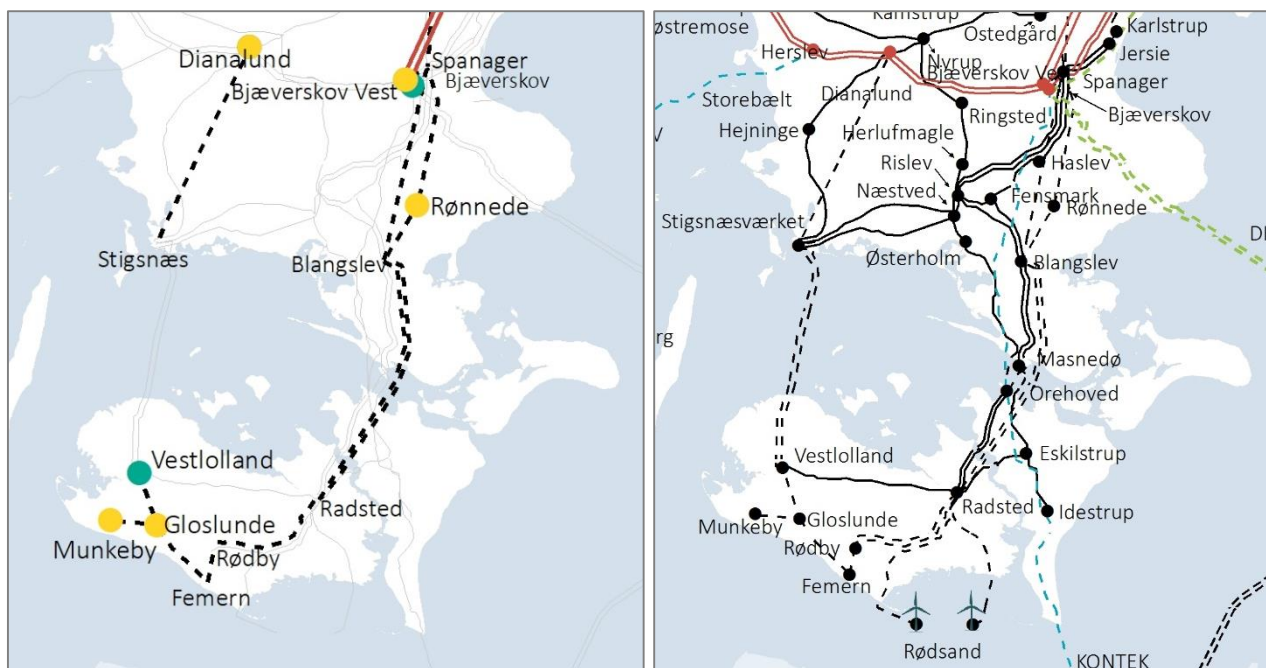
Figur 11 Netændringer i Syddjylland og den resulterende langsigtete netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Den nye 150 kV-kabelstruktur i området er godkendt og forberedt til at kunne håndtere både øget forbrug og VE-produktion. Der vil dog være behov for øget 400/150 kV-transformerkapacitet i Kassø som følge af øget forbrug fra storforbrugere. Dette kan løses ved at etablere to nye transformere samt opgradere de to eksisterende transformere. Der er desuden forudsat en betydende forbrugsstigning fra en storforbruger i Bredebro, der vil udløse behov for yderligere et 150 kV-kabel mellem Bredebro og Kassø.

I forbindelse med opgradering af kapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland på den jyske østkyst demonteres de eksisterende 220 kV-luftledninger, hvilket også medfører demontering af 150 kV-luftledningen fra Ensted til Flensborg, der anvendes som forsyningsben til Flensborg. Afklaring af den fremtidige forsyning af Flensborg foregår i samarbejde med Stadtwerke Flensborg.

4.2.7 Sydsjælland og Lolland-Falster

Der forudsættes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i Sydsjælland og på Lolland-Falster. Herunder er der en række konkrete VE-projekter under udvikling, som forventes tilsluttet inden for den nærmeste årrække. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 12.



Figur 12 Netændringer på Sydsjælland og Lolland-Falster og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Nettotilgangen i VE-produktion på Lolland medfører løbende behov for aflastning af eksisterende 132/50 kV-transformere. I situationer med stor udveksling af effekt fra 50 kV til 132 kV er der risiko for overbelastning af eksisterende 132/50 kV-transformere og 50 kV-forbindelser. Dette kan løses ved at etablere to nye 132 kV-stationer med 132/50 kV-transformering i Munkeby og Gloslunde. Derudover forudsættes en større mængde tilslutning af VE-produktionsanlæg øst for station Haslev på Sydsjælland. Station Haslev kan aflastes ved at etablere en ny 132 kV-station Rønnede på kabelforbindelsen mellem Blangslev og Spanager. Denne nye 132 kV-station i Rønnede kan benyttes som tilslutningspunkt for nye VE-produktionsanlæg i området.

Den voksende mængde VE på Lolland kan håndteres ved at etablere en 132 kV-ringstruktur, hvor den nye station Gloslunde forbindes til station Vestlolland og station Femern og station Munkeby forbindes til Gloslunde. Det eksisterende 132 kV-kabel mellem Rødby og Radsted suppleres med yderligere et 132 kV-kabel. På grund af begrænset overførings-ejne på det eksisterende 132 kV-kabel mellem Radsted og Rødby indsættes en seriereaktor på denne forbindelse, så den ikke overbelastes. Ved at slutte ringen med en 132 kV-kabelforbindelse mellem station Femern og Rødby vil strukturen ligeledes kunne håndtere tilslutning af Femern-Bælt forbindelsen.

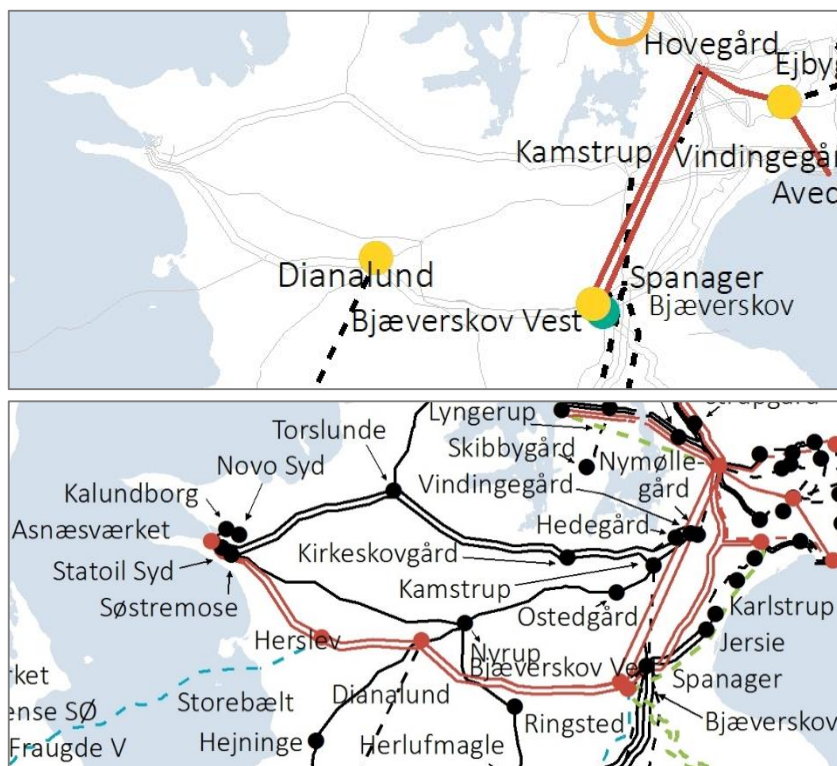
For at reducere belastningen på forbindelsen mellem station Vestlolland og Stigsnæsværket kan der installeres en tværspændingstransformer på forbindelsen i station Vestlolland, som kan styre effektflowet i 132 kV-nettet. Det skal undersøges, om tværspændingstransformeren skal placeres i station Vestlolland eller Stigsnæsværket, samt hvordan behovet for tværspændingstransformeren påvirkes af etablering af den kystnære havvindmøllepark Omø Syd.

I det løbende koordineringsarbejde med netselskaberne og øvrige henvendelser fra udviklere i området er der konstateret en større portefølje af mulige tilslutninger af VE-anlæg end forudsat i analyserne. Dette kan give anledning til

etablering af yderligere transformere i området og potentielle yderligere forstærkninger i 132 kV-nettet. Herudover kan det have betydning for den hastighed, hvormed de enkelte behov opstår.

4.2.8 Midt- og Vestsjælland

Der forudsættes en begrænset nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i Midtsjælland. Eltransmissionsnettet i området præges i høj grad af transport af VE fra Sydsjælland og Lolland-Falster nordpå til forbrug i Københavnsområdet eller eksport til naboområder. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtede netstruktur, som er illustreret på Figur 13.



Figur 13 Netændringer på Midt- og Vestsjælland og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Ved hensyntagen til udfaldssituationer opstår der begrænsninger i det såkaldte Køge-Roskilde snit, hvor det ofte er den eksisterende luftledning mellem Kamstrup og Spanager, der er den begrænsende forbindelse i snittet. Gennem sanering af 132 kV-luftledningen mellem Kamstrup og Spanager og i stedet etablering af et 132 kV-kabel kan der opnås en øget kapacitet i snittet samlet set.

En række af luftledningerne i Køge-Roskilde snittet står over for reinvestering i de kommende år. Ved at demontere dele af disse luftledninger og udbygge med et enkelt kabel vil der være mindst lige så meget kapacitet som i det eksisterende net, men med færre forbindelser. Dette kan opnås ved at etablere et 132 kV-kabel Hovegård-Vindingegård samt nedtage luftledningerne mellem Flaskegård og Kamstrup og forbinde Flaskegård-Ostedgård i Kamstrup i stedet for Flaskegård. Derudover nedtages ligeledes luftledningerne mellem Vejleå og Vindingegård og forbindelsen Kirkeskovgård-Vejleå forbindes i Vindingegård i stedet for Vejleå.

Som nævnt i afsnit 4.1.7 skal det i det konkrete planlægningsprojekt undersøges om eltransmissionsnettet mellem Bjæverskov og Hovegård skal forstærkes på 400 kV- eller 132 kV-niveau. Udover selve forstærkningen medfører det forskellige behov for det øvrige 132 kV-net i området. Hvis der vælges en 400 kV-løsning, skal det sikres, at effekten også føres

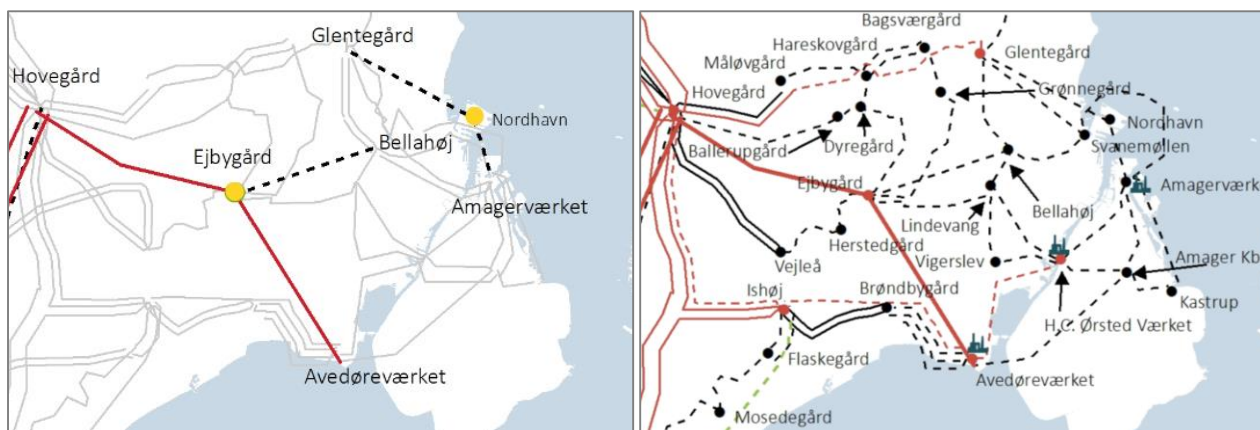
op i 400 kV-nettet. Dette kan gøres enten ved at opdele 132 kV-nettet mellem Bjæverskov og Hovegård eller ved at indsætte spoler i 132 kV-nettet, der tvinger en del af effekten op i 400 kV-nettet. Dette vil formodentligt ikke være nødvendigt, hvis der vælges en 132 kV-løsning.

Der er konstateret behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 132 kV-nettet i Midtsjælland, af hensyn til at kunne aftage den store mængde VE-produktion fra Lolland og Sydsjælland. På kort sigt kan behovet imødekommes ved at opgradere den eksisterende transformer i Bjæverskov. Der vil dog stadig være behov for yderligere transformerkapacitet i Midtsjælland på længere sigt. Dette kan løses ved at etablere endnu en transformer i station Bjæverskov samt en ny 400 kV-station med 400/132 kV-transformering i Dianalund sydvest for station Nyrup. 132 kV-forbindelsen Hejninge-Nyrup sløjfes ind i denne nye station. En ny 400/132 kV-station i Dianalund vil desuden lette fremtidige udbygninger.

Grundet overbelastninger ved hensyntagen til udfaldssituationer er det nødvendigt at hæve overføringsevnen på den eksisterende luftledning mellem Haslev og Spanager, når denne skal reinvesteres. Denne opgradering vil udskyde behovet for yderligere 132 kV-net mellem Midtsjælland og Sydsjælland.

4.2.9 Københavnsområdet

Der forudsættes forbrugsstigninger i Københavnsområdet i forbindelse med en større grad af elektrificering af transport- og varmesektoren samt en generel stigning i elforbruget. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtede netstruktur, som er illustreret på Figur 14.



Figur 14 Netændringer i Københavnsområdet og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

På den korte bane er der et igangværende projekt, som omfatter en opgradering af 132 kV-kablet mellem Ejbygård og Lindevang og etablering af en fasedrejetransformer i station Ejbygård. Den eksisterende forbindelse mellem Ejbygård og Lindevang bliver taget ud af drift, og den eksisterende fasedrejetransformer på Lindevang station bliver skrottet i forbindelse med idriftsættelse af den opgraderede linje. Den opgraderede linje forventes idriftsat 2022-23.

Som følge af det øgede forbrug opstår begrænsninger i 132 kV-nettet i København. Dette kan i første omgang løses ved at hæve overføringsevnen på den eksisterende forbindelse mellem Bellahøj koblingsstation og Lindevang. Denne opgradering vil udskyde behovet for etablering af yderligere 132 kV-net i København i nogle år. På den længere bane kan forsyningssikkerheden i området sikres ved at etablere en 132 kV-kabelorbindelse fra Bellahøj koblingsstation til Ejbygård.

I afsnit 4.1.6 er beskrevet en 400 kV-forbindelse mellem Hovegård og Ejbygård, der vil kræve etablering af en 400 kV-station i Ejbygård. Ved at etablere to 400/132 kV-transformere i stationen og opgradere en af 400/132 kV-transformerne i Hovegård kan der opnås tilstrækkelig transformerkapacitet i området, ligesom det vil bidrage til at aflaste 132 kV-nettet i Københavns Vestegn.

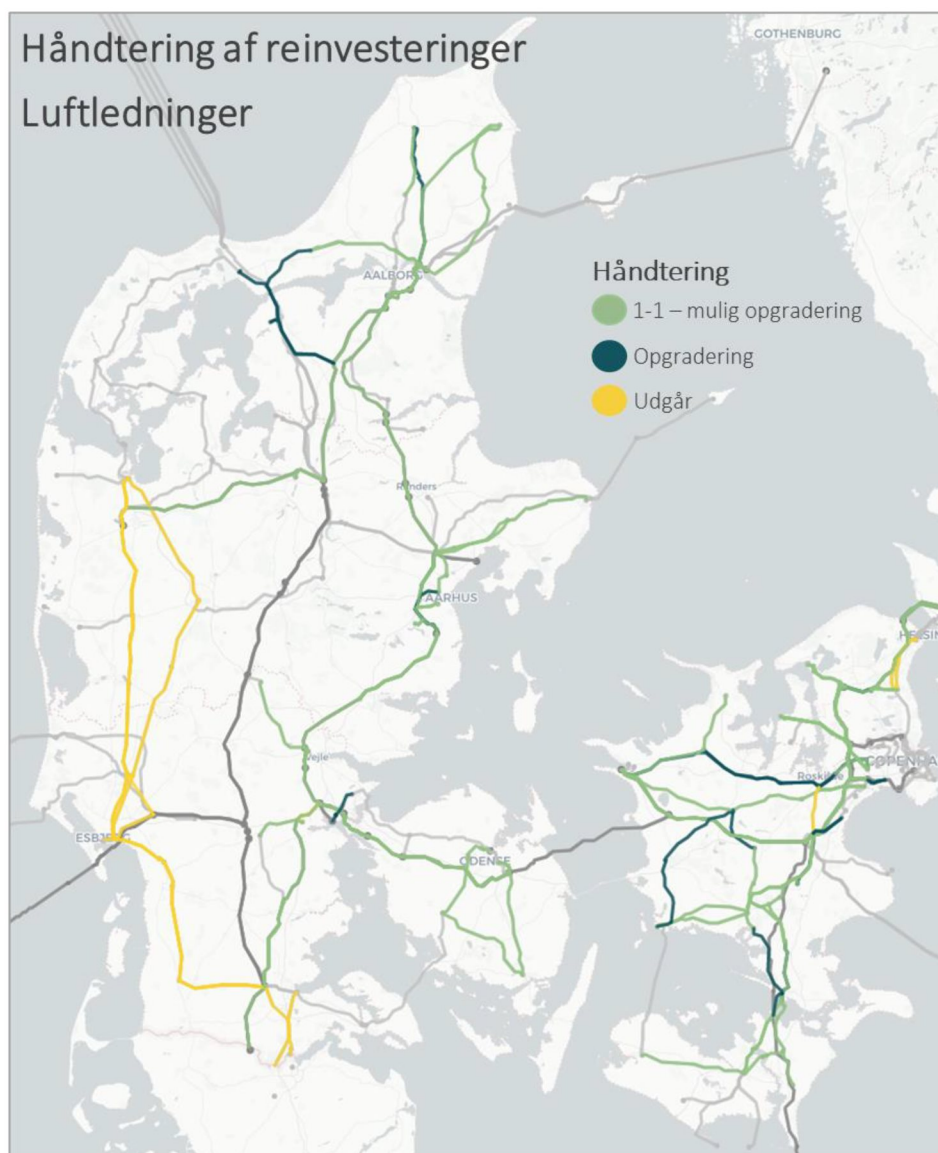
Af hensyn til kortslutningsniveauet i Københavnsområdet er det nødvendigt at adskille det centrale København fra Københavns Vestegn. Den forslåede løsning er at opdele samleskinnerne i Ejbygård således, der opnås en adskillelse af 132 kV-nettet mellem København og Københavns Vestegn. Ydermere er det nødvendigt at udkoble 132 kV-forbindelserne mellem Brøndbygård og Ishøj. 132 kV-forbindelsen Glentegård-Stasevang udkobles ligeledes for at kontrollere kortslutningsniveauet i København. Brøndbygård-Ishøj og Glentegård-Stasevang forbindelserne skal herefter agere reserveforbindelser for forsyningen af København i udfaldssituationer. Opsplitningen af nettet kan sandsynligvis først foretages efter etablering af 400 kV-forstærkningen Ejbygård-Hovegård, som det tidligere er beskrevet i afsnit 4.1.6.

Store dele af kablerne i det københavnske net står over for reinvesteringsbehov i de kommende år. Ved at anvende nye kabler med en højere overføringsevne end de eksisterende og optimere kabelstrukturen er det muligt samlet set at reducere antallet af kabler i området. Som en del af disse reinvesteringsbehov og restruktureringsprojekter kan etableres en ny forbindelse mellem Amagerværket og Glentegård med en ny station, Nordhavn, undervejs. Denne nye station vil kunne understøtte forbrugsstigninger i området som følge af byudvikling.

4.3 Håndtering af reinvesteringsbehov

Jf. behovsanalysen står en stor del af det danske eltransmissionsnet over for reinvesteringsbehov de kommende år. På Figur 15 ses det, hvordan dette behov er håndteret for luftledninger i den langsigtede netstruktur. For 400/150-132 kV-transformere er behov for opgraderinger beskrevet i de tidligere afsnit. Øvrige behov forudsættes håndteret ved en 1-1 reinvesteringsprojekt. For distributionstransformere vil håndteringen være meget følsom over for specifikke aktuelle og forventede projekter i området på det tidspunkt, hvor reinvesteringsprojektet skal foretages. De behandles derfor ikke her.

De reinvesteringsprojekter, der er angivet som opgraderingsprojekter, omfatter de, hvor der enten er en forventning om, at de bliver opgraderet på den korte bane, eller hvor der i den langsigtede struktur er vist behov for en øget overføringsevne. Når det konkrete reinvesteringsprojekt igangsættes, kan det godt være, man vælger en opgradering, selvom det ikke indgår i den langsigtede netstruktur. Dette kan, med en ofte relativt lille ekstraomkostning, bidrage med robusthed i en usikker fremtid og kan medvirke til, at behovet for andre forstærkninger udsættes. Det vil afhænge af den konkrete strækning, hvor store omkostninger der er forbundet med en opgradering. Forbindelser, der ikke indgår i den langsigtede netstruktur, skal ikke reinvesteres og er derfor angivet med kategorien "udgår". Det kan være som følge af strukturelle ændringer i nettet, eller fordi der er truffet beslutning om at kabellægge en luftledning. Det kan være nødvendigt at levetidsforlænge enkelte strækninger, frem til de kan demonteres.



Figur 15 Håndterings af reinvesteringsbehov for luftledninger. Kortet kan sammenlignes med det eksisterende eltransmissionsnet som er vist i Bilag 2 – Eksisterende eltransmissionsnet.

4.4 Statiske spændingsregulerende komponenter

Statiske spændingsregulerende komponenter omfatter komponenter, som kan levere eller aftage reaktiv effekt for at kunne opretholde eltransmissionsnettets reaktive effektbalance og dermed sikre en tilfredsstillende spændingsregulering. Energinet undersøger løbende behovet for reaktiv kompensering i forbindelse med ændringer i eltransmissionsnettet.

4.4.1 Mvar-ordning

Energinet anmeldte primo 2019 en revision af Teknisk Forskrift 2.1.3, Krav for udveksling af reaktiv effekt (Mvar) i skillefladen mellem transmissions- og distributionssystemerne [11] til Forsyningstilsynet. Revisionen, der er udfærdiget i samarbejde med aktører og interessenter, fastsætter nye krav til udveksling af reaktiv effekt i skillefladen mellem eltransmissionssystemerne (150 eller 132 kV) og distributionssystemerne (60-10 kV). Konkret fastsætter den nye revision

grænseværdier for udveksling af reaktiv effekt, der maksimalt må antage ± 15 Mvar pr. eltransmissionstilslutningspunkt, her defineret som en 150-132/60-10 kV-station. Dette opgøres på baggrund af den beregnede 50 %-fraktil af årsvarighedskurven for den udvekslede reaktive effekt for det foregående kalenderår.

Baseret på den tekniske forskrift opgør Energinet årligt om Mvar-udvekslingen mellem de eltransmissionstilsluttede distributionssystemer og eltransmissionssystemet overholder de grænser, der er fastlagt i forskriften. Den seneste opgørelse viser, at i alt 15 stationer i Vestdanmark og 2 stationer i Østdanmark overskrider grænseværdien på 15 Mvar. På baggrund af dette skal netselskaberne udarbejde en redegørelse for, hvorledes overskridelserne vil blive håndteret.

Energinet beskrev i RUS-plan 2018 behov for etablering af tre reaktorer i Vestdanmark⁴ for at kunne opretholde en tilfredsstillende spændingsregulering i forbindelse med fejlsituationer. Da de konkrete tiltag i distributionsnettene, som følge af den reviderede Teknisk Forskrift 2.1.3, endnu ikke er kendte, udskydes de tidligere foreslåede reaktorer. De fastholdes indtil videre i planen, og behovet revurderes, når de mere detaljerede tiltag i distributionsnettene kendes.

4.5 Systembærende egenskaber

Begrebet "systembærende egenskaber" omfatter de tekniske egenskaber, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet, som f.eks. spændingsregulering og kortslutningseffekt. Systembærende egenskaber leveres af nye vindmøller, netkomponenter, effektelektroniske komponenter, synkronkompensatorer og kraftværker. Energinet udarbejder årligt en beskrivelse af behovet for denne type ydelser – senest i [Behovsvurdering for Systemydelser 2020](#) [12].

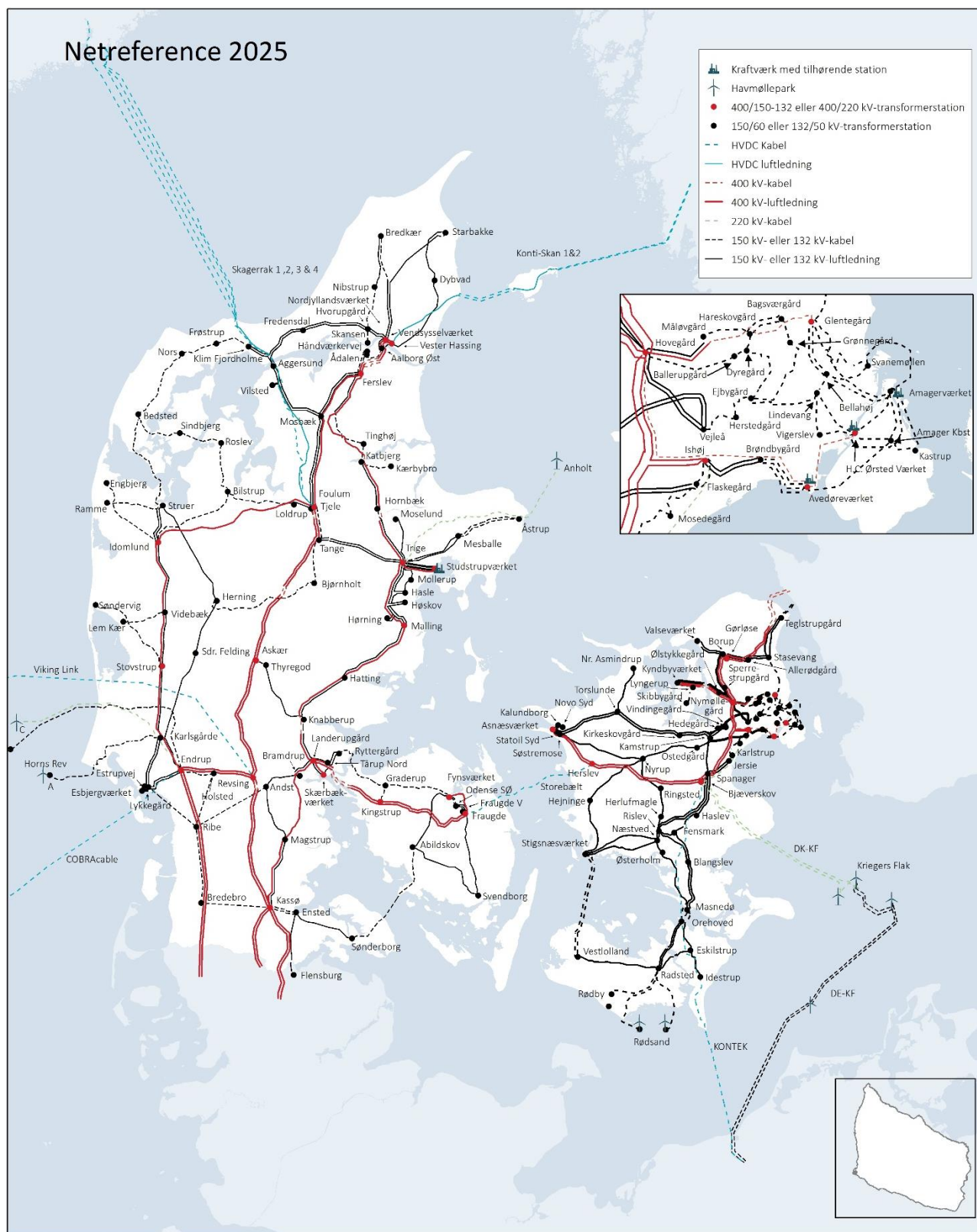
4.6 Indpasning af elkedler og varmepumper

I behovsanalysen, der ligger til grund for den langsigtede netstruktur, er det antaget at store elkedler og varmepumper er afbrydelige af hensyn til netbegrænsninger ved N-2 situation. Der er dog stor usikkerhed forbundet med, hvorvidt dette vil vise sig at være rigtig. Det bemærkes, at der i dag ikke findes rammebetingelser eller incitamentstrukturer, der tilskynder eller sikrer den form for fleksibilitet i forbruget, der antages her. Aktuelt har Energinet metodeanmeldt et [netprodukt med begrænset netadgang](#), som kan bidrage til at sikre fleksibilitet i forbruget [13]. 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. Ligeledes gælder produktet kun for eltransmissionstilsluttede forbrugere.

Derfor undersøges det om den langsigtede netstruktur vil kunne håndtere indpasning af elkedler og varmepumper i en N-2 situation. Analyserne viser, at især 400/150 kV-transformerkapaciteten vil være utilstrækkelig. Det gælder særligt omkring de store byer København, Aarhus, Odense og Esbjerg, hvor en stor del af kapaciteten er placeret. Derudover giver det nogle lokale begrænsninger i 150 kV- og 132 kV-nettet – især i Københavnsområdet, på Fyn og ved Esbjerg. Hvis ikke elkedler og varmepumper er afbrydelige, vil der altså ikke være behov for store strukturelle udbygninger med de nuværende forudsætninger angående mængder og driftsmønstre. Der vil dog være behov for yderligere forstærkninger i visse områder udover det, der allerede indgår i den langsigtede netstruktur. Det specifikke forstærkningsbehov er ikke opgjort.

⁴ I station Bredkær, Vester Hassing og Mesballe

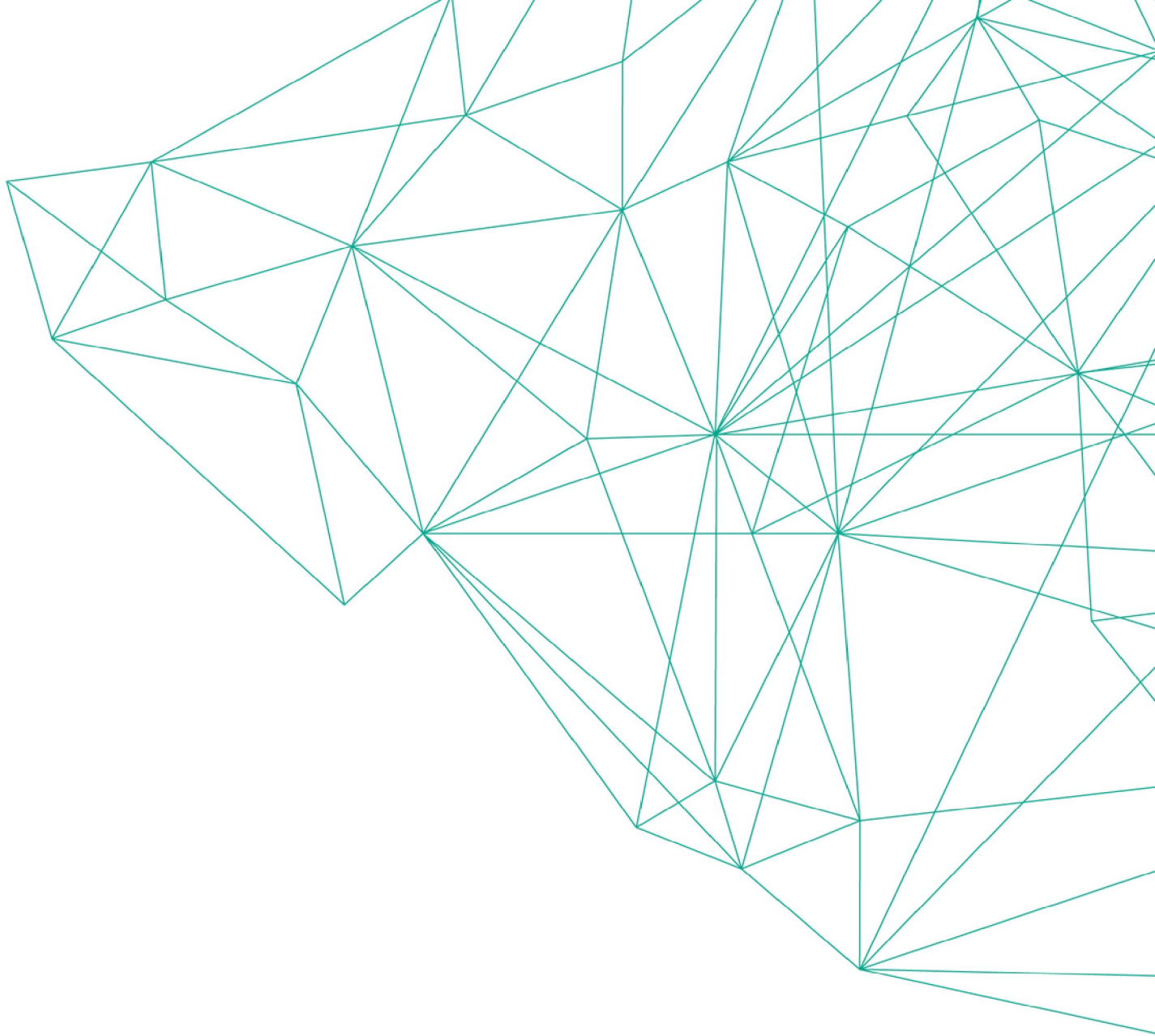
5. Bilag 1 – Netreferencen





7. Referencer

- [1] Energinet, »Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet,« [Online]. Available: <http://www.energinet.dk/behovsanalyse2020>.
- [2] Energinet, »Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan 2018,« 2019. [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/6220EA72FAB341FFAB409DD6CBF01FB8.pdf?la=da&hash=93C3580B2B81797B7956BF37FD86EC42A45E2959>.
- [3] Folketinget, »Klimaaftale for energi og industri mv. 2020,« [Online]. Available: <https://fm.dk/media/18085/klimaaftale-for-energi-og-industri-mv-2020.pdf>.
- [4] Energistyrelsen, »Analyseforudsætninger til Energinet,« [Online]. Available: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.
- [5] 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>.
- [6] 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>.
- [7] Energi-, Forsynings- og klimaministeriet, »Aftale om afskaffelse af PSO-afgiften,« 2016. [Online]. Available: <https://kefm.dk/media/7023/elementer-i-aftale-om-pso.pdf>.
- [8] Energinet, »Strategi - Nye Vinde,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/17DDD9C8181E42EEBFC118E89E950D92.pdf>.
- [9] Elforsyningsloven, »Bekendtgørelse af lov om elforsyning (LBK nr. 119 af 06/02/2020),« 2020. [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/119>.
- [10] 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>.
- [11] Energinet, »Teknisk forskrift 2.1.3 Krav for udveksling af reaktiv effekt (Mvar) i skillefladen mellem transmissions- og distributionssystemerne,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/D18A988B171549D7A413FA1EF1EB797E.pdf?la=da>.
- [12] Energinet, »Behovsvurdering for Systemydelse 2020,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/43A92959D4C64CDFA49636324AE95124.PDF?la=da&hash=397FB17EE7C3AB04E4DF0492D9A219428AA8C0F2>.
- [13] 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>.



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