

RAPPORT

# REINVESTERINGS- UDBYGNINGS- OG SANERINGSPLAN 2018 (RUS2018)

## Indhold

1. Indledning.....	4
2. Definitioner .....	6
3. Sammenfatning .....	8
3.1 Netstrukturen på det mellemlange sigte (frem til 2028).....	9
3.2 Projekter i planlægningsfasen til godkendelse .....	12
3.3 Projekter til opstart i planlægningsfasen .....	14
4. Rammer for netplanlægning .....	15
4.1 Planer og porteføljestyring .....	15
4.2 Krav til transmissionsnettet .....	16
5. Grundlag for Energinets netplanlægning.....	21
5.1 Det aktuelle transmissionsnet .....	21
5.2 Fremskrivninger .....	23
5.3 Netplanlægningsforudsætninger .....	25
5.4 Funktionsprincip for transmissionsnettet.....	29
6. Transmissionsnettets benyttelse .....	31
6.1 Overordnede transportere .....	31
6.2 Rådighed .....	32
6.3 Robusthed i transmissionsnettet .....	33
6.4 Nøgletal.....	33
7. Status på transmissionsnettets udvikling .....	35
7.1 Projekter i transmissionsnettet .....	35
7.2 Reinvesteringer.....	35
7.3 Udbygninger .....	36
7.4 Sanering og omlægninger .....	39
8. Reinvesteringer .....	40
8.1 Stationer .....	40
8.2 Transformere .....	41
8.3 Luftledningsanlæg.....	43
8.4 Kabelforbindelser.....	44
8.5 Arbejde med reinvesteringsplaner for øvrige komponentgrupper .....	45
9. Udbygninger .....	47
9.1 Netkonsekvensanalyse .....	47
9.2 Kortlægning af langsigtet netstruktur.....	53
9.3 Statiske spændingsregulerende komponenter .....	75
9.4 Systembærende egenskaber .....	76
10. Saneringer .....	77
10.1 Kabellægning på udvalgte strækning af nye 400 kV-luftledninger og kompenserende kabellægning af 132-150 kV-net i nærheden af 400 kV-luftledning .....	77

---

10.2	Forskønnelse af eksisterende 400 kV-net .....	77
10.3	Kabellægning af 132-150 kV-luftledninger på udvalgte strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse.....	78
10.4	Omlægninger af eksisterende transmissionsnet på baggrund af henvendelse fra tredjepart.....	78
<b>11.</b>	<b>Projektkoordinering og -prioritering.....</b>	<b>79</b>
11.1	Koordinering af projekter af hensyn til udetid .....	79
11.2	Tilpasning af projektporteføljen og prioritering af projekter .....	80
<b>12.</b>	<b>Referenceliste.....</b>	<b>81</b>

## 1. Indledning

Energinets Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan (RUS-plan) kortlægger reinvesteringsbehov i eksisterende transmissionsanlæg samt begrænsninger i transmissionsnettet, som følge af forventede fremtidige ændringer i elforbrug, vedvarende energi (VE)-produktionsanlæg og handel med naboområder. RUS-planen giver på denne baggrund et bud på en tilstrækkelig langsigtet netstruktur, som danner grundlag for valg af netløsninger efterhånden, som behovene opstår på det korte og mellemlange sigt. RUS-planen omfatter det nationale transmissionsnet, hvor udviklingen i handelsforbindelser er en rammebetingelse.

Hvad angår udbygningsdelen fokuserer RUS-planen på netbegrænsninger, og hvilke netløsninger der kan fjerne de påviste begrænsninger. De netløsninger, der kortlægges i RUS-planen, er ikke besluttede projekter, da en konkret detailplanlægning efterfølgende skal indstille en endelig løsning til godkendelse, som ud over netløsninger, også vil kunne omfatte markeds- og driftsrelaterede løsninger. Den endelige godkendte løsning kommer til at indgå som en forudsætning for den efterfølgende RUS-plan og vil, hvis løsningen afviger fra RUS-planens oplæg, have konsekvenser for den langsigtede netstruktur.

De begrænsninger, der identificeres i RUS-planen, er baseret på de til enhver tid gældende analyseforudsætninger og netdimensioneringskriterier. [Analyseforudsætninger 2018](#) [Ref. 1] udgivet af Energistyrelsen og [Energinets netdimensioneringskriterier](#) [Ref. 2, Ref. 3 og Ref. 4] er gældende.

Målgruppen for RUS-plan 2018 er Energinets egne beslutningstagere, Energistyrelsen, Forsyningstilsynet, netselskaber i Danmark, Dansk Energi, systemansvarlige transmissionsvirksomheder i udlandet (TSO'er), den europæiske sammenslutning af TSO'er (ENTSO-E) samt øvrige nationale og internationale interessenter.

RUS-plan 2018 er den tredje udgave af RUS-planen og vil være gældende, indtil der offentliggøres en erstatning herfor.

### **RUS-planens formål**

RUS-planen udgør et væsentligt element i Energinets drift, da den bidrager til projektporteføljestyrelsen og dermed igangsætning af detailplanlægning (modning) af kommende transmissionsprojekter. RUS-planen leverer også input til Energinets budgetter og investeringsplan. RUS-planen er samtidig grundlaget for den projektinformation, der fremgår af Energinets hjemmeside og anvendes som tilsynsplan i samarbejdet med Energistyrelsen og Forsyningstilsynet. For at understøtte denne brug indeholder RUS-planen følgende:

- Opsummering af de overordnede rammer og forudsætninger, som danner grundlag for Energinets netplanlægning og dermed denne RUS-plan.
- En status på det aktuelle transmissionssystem og et samlet overblik over transmissionsprojekter i anlægsfasen, planlægningsfasen og screeningsfasen.
- Et overblik over reinvesteringsbehovet og en kortlægning af fremtidige begrænsninger i transmissionsnettet og årsagerne hertil.

- Et forslag til en langsigtet netstruktur der kan fjerne de påviste begrænsninger samt en koordineret 10-årsplan for reinvesterings, udbygninger og saneringer.
- Det forventede omkostningsomfang for eltransmissionsnettet for den kommende 10-årsperiode. Omkostningerne er givet som en samlet anlægssum, som repræsenterer den værdi, som skal afskrives og finansieres over nettariffen. Anlægssummen er opgjort i faste 2018-priser.

## 2. Definitioner

I RUS-planen anvendes følgende definitioner:

Projekttyper
<p><b>Reinvesteringer</b> Omfatter investeringer, som foretages for at imødekomme et behov, som udspringer af en komponents tilstand eller alder under forudsætning af, at der fortsat er behov for komponenten.</p> <p><b>Udbygninger</b> Omfatter investeringer, som foretages for at løse et teknisk behov, som udspringer af ændringer i forudsætninger for forbrug, produktion og handelskapacitet.</p> <p><b>Saneringer</b> Omfatter investeringer, som foretages af hensyn til forskønnelse eller omlægninger. Forskønnelse omfatter kabellægninger eller ændringer af luftledningstracéer baseret på politiske ønsker. Omlægninger omfatter endvidere kabellægning eller ændringer af luftledningstracéer initieret af tredjepart.</p>
Projektstatus
<p><b>Igangværende projekt (anlægsfasen)</b> Omfatter projekter, hvor der er opnået de nødvendige interne og myndighedsmæssige godkendelser for at gennemføre projekter.</p> <p><b>Planlagt projekt (planlægningsfasen)</b> Omfatter projekter, hvor Energinets beslutningstagere har godkendt nærmere analyser for at identificere og indstille den teknisk/samfundsøkonomiske optimale løsning til at imødekomme et givent behov. Den endelige løsning er endnu ikke godkendt af de nødvendige instanser.</p> <p><b>Muligt projekt (screeningsfasen)</b> Omfatter projekter, som potentielt skal gennemføres for at løse et givent behov. Gennemførelse og løsningsvalg i et muligt projekt er forholdsvis usikker, da det ofte bygger på forventede behov, ligesom løsningsvalg bliver analyseret nærmere i planlægningsfasen.</p>
Områder (Øst- og Vestdanmark)
<p>Der skelnes mellem Øst- og Vestdanmark med Storebælt som grænse. Denne opdeling skyldes elsystemets opbygning, hvor hvert af de to områder elektrisk set er sammenkoblet med forskellige synkronområder.</p>

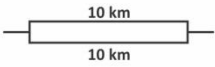
### Tracé- og system-km

#### Definition af tracé- og system-km

Omfanget af transmissionsforbindelser kan opgøres enten ved tracé-km eller ved system-km:

- Opgøres tracé-km, udtrykker det masterækkernes længde.
- Opgøres system-km, udtrykker det den samlede ledningsmængde.

Nogle steder deler to luftledningssystemer fælles master, hvorfor opgørelsen med system-km vil blive større end opgørelsen med tracé-km.

Luftledning	System-km	Tracé-km
 <p>10 km 10 km</p>	20	10

### Transmissionsnet

Transmissionsnettet omfatter net på spændingsniveau over 100 kV. I Østdanmark er der anlæg på 132 kV, 220 kV og 400 kV. I Vestdanmark er der anlæg på 150 kV, 220 kV og 400 kV.

Netreferencen udgøres af det eksisterende transmissionsnet og igangværende anlægsprojekter, som har opnået de nødvendige godkendelser.

Den langsigtede netstruktur udgøres af det eltransmissionsnet, der underbygger en udvikling i forbrug, produktion og handelsforbindelser som beskrevet i gældende analyseforudsætninger.

### 3. Sammenfatning

Energinets RUS-plan er en samlet plan for eltransmissionsnettet, hvor behovet for reinvesteringer, udbygninger, saneringer og omlægninger er sammenstillet og koordineret i forhold til hinanden.

Planen fokuserer på behov for ændringer i transmissionsnettet på det mellemlange sigte, som rækker 10 år frem i tiden. Planen leverer forslag til netløsninger i henhold til et udbygget, langsigtet transmissionsnet, der understøtter en given udvikling, og som sikrer en sammenhængende udvikling. Det langsigtede transmissionsnet fremgår af Figur 1.

Når konkrete planlægningsprojekter igangsættes, besluttes en endelig løsning, som også vil kunne omfatte markeds- eller driftsrelaterede løsninger som alternativ til netudbygninger.

Planen leverer således en sammenhængende planlægning, der bidrager til at sikre en rettidig igangsætning af detailplanlægning og etablering af kommende konkrete projekter i transmissionsnettet. Planen er også et vigtigt input til Energinets opfyldelse af dansk og europæisk lovgivning om udarbejdelse af planer og danner et betydeligt grundlag for planlægnings samarbejdet med netselskaberne.

RUS-planen viser en samlet status for Energinets projekter i anlægs-, planlægnings- og screeningsfasen pr. 1. marts 2019. Medmindre andet er beskrevet, opgøres alle priser i RUS-planen i faste 2018-priser.

#### Eltransmissionsnettet 2019

Det overordnede vekselstrømsnet består af samlet ca. 4.500 tracé-km luftledninger og kabler. Da der på nogle tracéer hænger flere systemer på samme masterække, svarer dette til ca. 6.000 system-km. Fordelingen mellem de forskellige spændingsniveauer er vist nedenfor.

Tracé-km	Luftledninger	Kabler	I alt
132 kV	742	570	1311
150 kV	952	935	1.887
220 kV	40	164	204
400 kV	946	178	1.124
<b>I alt</b>	<b>2.680</b>	<b>1.846</b>	<b>4.526</b>

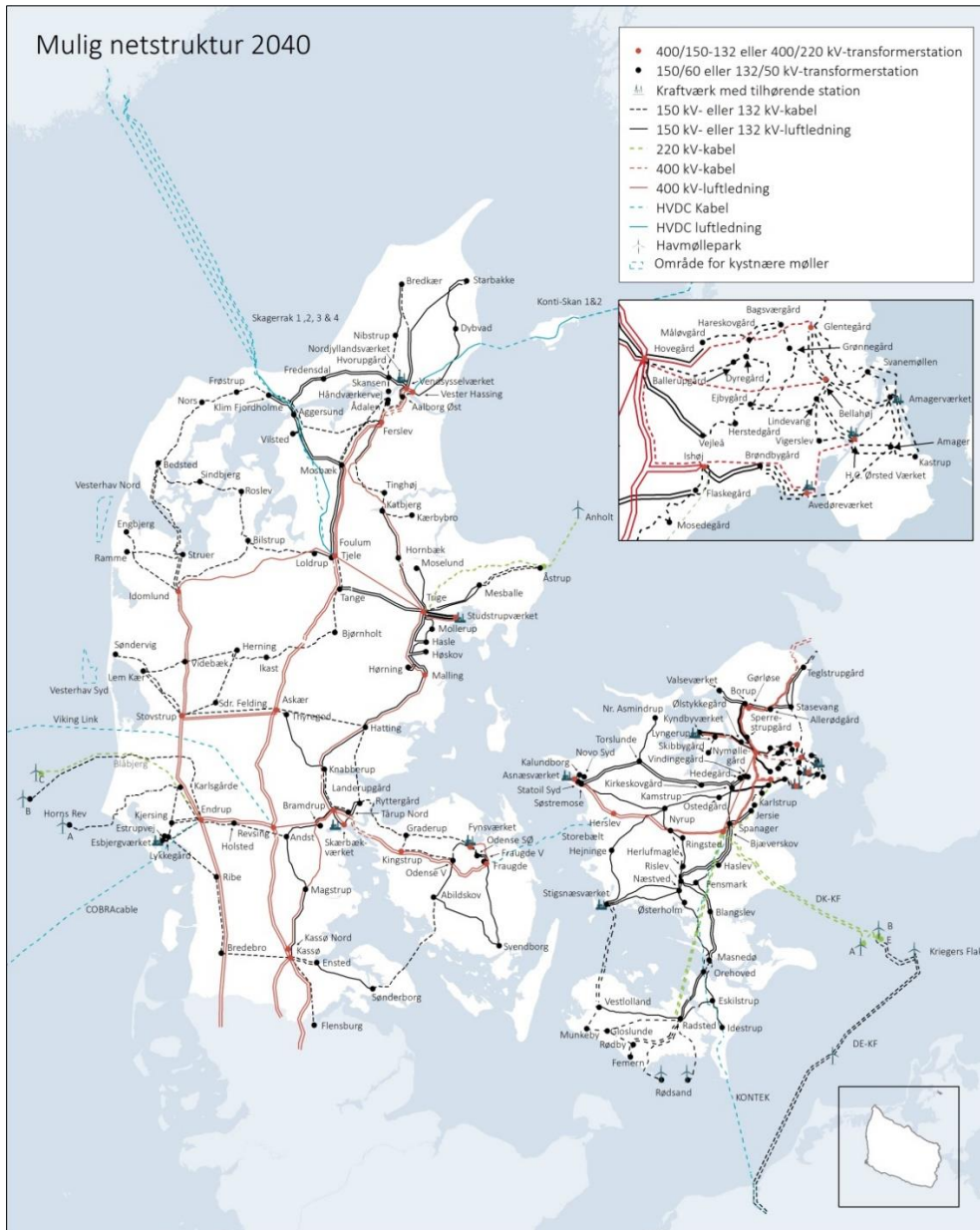
Foruden vekselstrømsnettet er der jævnstrømsforbindelser til Tyskland, Sverige og Norge samt mellem Fyn og Sjælland.

Der er i alt ca. 250 transformere fordelt på 187 stationer som vist nedenfor.

Antal	Stationer	Transformere
132 kV	75	123
150 kV	81	126
220 kV	8	8
400 kV	23	34
<b>I alt</b>	<b>187</b>	<b>291</b>

Ovenstående opgørelse omfatter udelukkede selvstændige effekttransformere, som er en del af transmissionsnettet. Herudover ejer Energinet en række øvrige transformere, som fx egenforsynings-, pol- og maskintransformere. Disse behandles, som en del af det anlæg de indgår i.

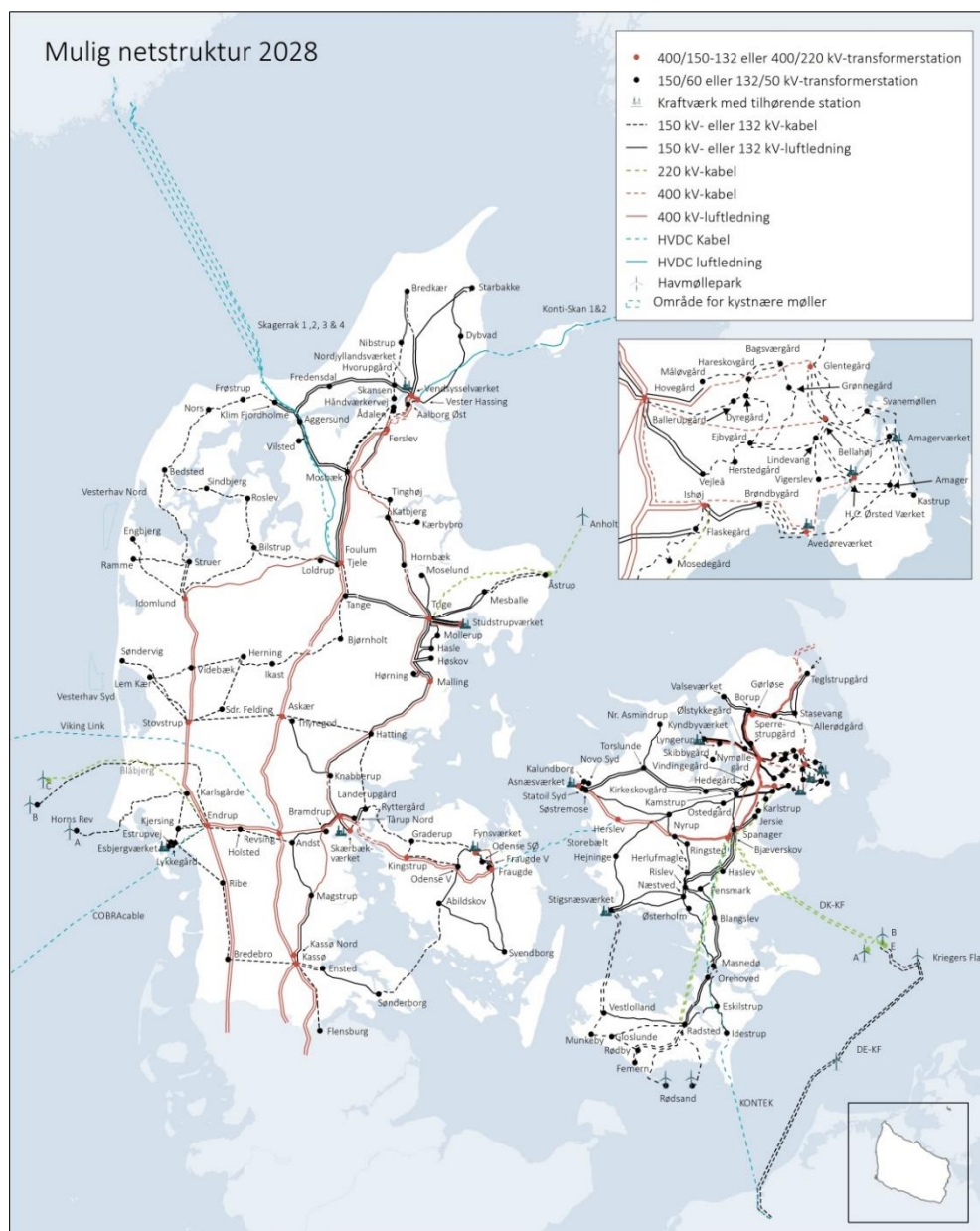




Figur 1 Mulig netstruktur for transmissionsnettet i Danmark på langt sigt i 2040.

### 3.1 Netstrukturen på det mellemlange sigte (frem til 2028)

RUS-planen er udarbejdet med udgangspunkt i en given netreference, der omfatter det eksisterende transmissionsnet og de transmissionsprojekter, der har fået alle relevante Energinet- og myndighedsgodkendelser. Med dette udgangspunkt kortlægges i RUS-planen kommende projekter, der kan forventes at starte op for at understøtte det fremtidige behov, blandt andet som følge af anlæggenes tilstand og de anvendte analyseforudsætninger. I Figur 2 er den mulige netstruktur i 2028 illustreret.



Figur 2 Mulig netstruktur for transmissionsnettet i Danmark på mellemlangt sigt i 2028.

### 220-400 kV-netudvikling

Ud over projekterne i anlægsfasen er der inden for de kommende 10 år blandt andet behov for forstærkning af det overordnede transmissionsnet som følge af VE-udbygningen, den øgede udnyttelse af handelsforbindelser og forbrugsstigninger. Behovet kan løses med etablering af 400 kV-forbindelser mellem Landerupgård og Revsing, Bjæverskov og Hovegård, Ferslev og Tjele samt anvendelse af begge 400 kV-systemer på den nye luftledning mellem Endrup og Idomlund.

Herudover er der behov for forstærkning af nettet mellem Lolland og Falster som følge af VE-udbygningen, hvilket kan realiseres med 220 kV-kabelforbindelser.

Behovet for yderligere udbygning af den overordnede netstruktur sker samtidig med et voksende reinvesteringsbehov i 400 kV-nettet.

### **132-150 kV-netudvikling**

Ud over projekterne i anlægsfasen er det specielt indpasning af mange VE-anlæg, som medfører, at der er behov for yderligere forstærkninger af 132-150 kV-nettet frem mod 2028.

Store dele af 132-150 kV-nettet står over for reinvestering inden for de kommende 10 år, hvilket gælder både for ledningsnettet og stationer.

### **Usikkerheder**

De mange netændringer giver generelt pladsmæssige udfordringer på flere stationer. Udbygninger kan derfor kræve større ombygninger af eksisterende stationer eller etablering af helt nye stationer.

Netstrukturen og de mulige projekter er baseret på de anvendte analyseforudsætninger samt dekomponeringen af disse, og de er derfor særlig følsomme for ændringer i disse. Dette gør sig særligt gældende for de forudsatte placeringer af havmøller, da der ikke truffet politisk beslutning om de faktiske størrelser og tilslutningspunkter. Herudover er parkstørrelserne for de forudsatte kystnære møller betydelig mindre, end der forventes i praksis. Dette vurderes at give anledning til enten fremrykning af netudbygning eller etablering af yderligere forstærkninger af 132-150 kV-nettet.

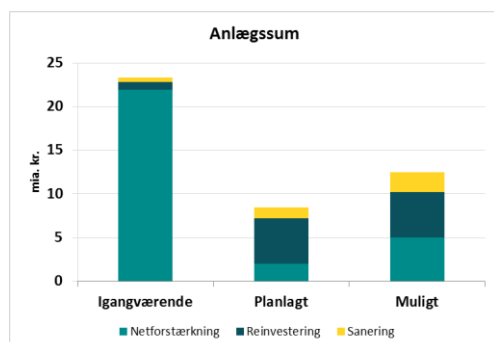
I forhold til de anvendte analyseforudsætninger ses der flere områder, hvor udviklingen p.t. ser ud til at gå markant hurtigere end forudsat. Dette gælder særligt på VE-området, hvor der blandt andet i det løbende koordineringsarbejde med netselskaberne konstateres en større portefølje af mulige tilslutninger af VE-anlæg end forudsat i analyseforudsætningerne. Dette kan give anledning til etablering af nye transformere og potentielle yderligere forstærkninger af 132-150 kV-nettet. Herudover kan behovene for de mulige netforstærkninger optræde tidligere end påvist i netanalyserne baseret på analyseforudsætningerne.

Herudover ses der også flere mulige større tilslutningsprojekter af særligt solcelleprojekter, hvor anlægsejeren ønsker at tilslutte sig transmissionsnettet inden for en meget kort tidshorison, hvor det er urealistisk for Energinet at nå at gennemføre transmissionstilslutning til det ønskede tidspunkt.

Disse mange usikkerheder kan derfor føre til løbende ændringer i den foreslåede netstruktur. Samtidig vil hastigheden, som VE-anlæggene tilsluttes med, betyde, at der kan forventes en periode, hvor transmissionsnettet ikke vil være udbygget til at håndtere de forventede VE-mængder. Da der samtidig skal gennemføres flere reinvesteringsprojekter med udetidsbehov i eksisterende net, kan der forventes et stigende behov for at indføre begrænsninger af produktion fra VE-anlæg eventuelt kombineret med behov for at foretage modkøb for at opretholde handelskapaciteten.

## Investeringsomfang 2019-2028

Den samlede anlægssum for projekter med forventet idriftsættelse i perioden 2019-2028 er ca. 45 mia. kr., som vist i Figur 3. Projekterne er opdelt i igangværende, planlagte og mulige projekter i forhold til deres status pr. 1. marts 2019, og omfatter de koordinerede reinvesteringer, udbygninger, saneringer og omlægninger i transmissionsnettet.



Figur 3 *Anlægssum for igangværende, planlagte og mulige projekter med forventet idriftsættelse i perioden 2019-2028. Anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettartiffen.*

Af Figur 3 fremgår det, at Energinet har igangværende projekter for en samlet anlægssum på ca. 23 mia. kr. Heraf udgør projekter vedrørende forøgelse af handelskapacitet til naboområdet<sup>1</sup> ca. 14,5 mia. kr., mens projekter vedrørende nettilslutning af havmøller og kystnære møller<sup>2</sup> udgør ca. 4 mia. kr. De resterende projekter omfatter reinvesteringer, udbygninger og saneringer i det interne transmissionsnet. Projekter i anlægsfasen er endeligt besluttede og har opnået alle nødvendige godkendelser.

Planlagte projekter udgør en samlet anlægssum på ca. 8 mia. kr. Disse projekter er endnu ikke endeligt besluttede og skal, når detailplanlægningen er afsluttet, godkendes internt hos Energinet og hos myndighederne. Om et projekt skal godkendes af myndighederne afhænger af projekternes karakter i forhold til omkostningernes størrelse og deres eltekniske betydning.

Mulige projekter udgør en samlet anlægssum på ca. 12 mia. kr. Disse projekter skal over de kommende år indmeldes til porteføljestyringen, prioriteres og igangsættes som planlagte projekter.

### 3.2 Projekter i planlægningsfasen til godkendelse

Energinet og Energistyrelsen gennemgår årligt de planlagte projekters behov for godkendelser i henhold til retningslinjer givet af myndighederne. Disse omfatter en vurdering i forhold til en vejledende økonomisk grænse på udbygninger på 30-40 mio. kr. og for reinvesteringer på 80-100 mio. kr. Hvis projekterne indkaldes til godkendelse hos myndighederne, indsender Energinet en ansøgning i takt med, at beslutningsgrundlagene afsluttes.

<sup>1</sup> Kriegers Flak Combined Grid Solution, COBRACable, forøgelse af kapaciteten mellem Jylland og Tyskland (Østkystopgraderingen), forøgelse af kapaciteten mellem Jylland og Tyskland (Vestkystforbindelsen) samt Viking Link.

<sup>2</sup> Nettilslutning af 600 MW-havmøller ved Kriegers Flak, nettilslutning af samlet 350 MW kystnære havmøller ved Vesterhav Nord og Vesterhav Syd.

I det følgende er projekterne i planlægningsfasen kort opsummeret.

### Reinvesteringer

Følgende reinvesteringsprojekter har forventede omkostninger større end 80 mio. kr. pr. projekt og omfatter:

- Reinvestering i 132 kV-kabelnettet i København fase 2
- Reinvesteringsprogram for 132 kV- og 150 kV-stationer
- Reinvestering i 150/60 kV- og 132/50 kV-transformere
- Reinvestering af 400 kV-luftledninger
- Reinvestering af 150 kV-luftledningen Vester Hassing-Dybvad-Starbakke
- Reinvestering af 132 kV-luftledningerne Stasevang-Teglstrupgård.

De enkelte delprojekter i reinvesteringsprogrammerne for 132-150 kV-stationer, 132-150 kV-transformere og 400 kV-luftledninger forventes at ligge under 80 mio. kr.

### Udbygninger

Følgende udbygningsprojekter har forventede omkostninger større end ca. 30 mio. kr. pr. projekt og omfatter:

- Tiltag til sikring af forsyning af København.
- Tiltag til at sikre effekttransporter i det overordnede transmissionsnet som følge af VE-udbygningen, den øgede udnyttelse af handelsforbindelser og forbrugsstigninger. De endelige løsninger fastlægges i planlægningsprojekterne, og kan blandt andet omfatte etablering af en ny 400 kV-tværforbindelse i Jylland mellem Revsing-Landerupgård samt en ny 400 kV-forbindelse på Sjælland mellem Bjæverskov og Hovegård.
- Ny 132 kV-station Gloslunde på Vestlolland.
- 400 kV-transformere i Askær, Tjele og Endrup.
- Håndtering af spændingsforvrængning som følge af 400 kV-kabler ved Vejle Ådal.
- Bedre udnyttelse af eksisterende transmissionsnet ved anvendelse af Dynamic Line Rating.
- Etablering af ny 150 kV-station ved Aggersund i forbindelse med nettilslutning af møllepark ved Nr. Kær Enge.
- Etablering af 150/60 kV-transformere i Idomlund og Kærbybro.

Derudover er der en række mindre projekter med forventede omkostninger under 30 mio. kr.

### Saneringer og omlægninger

De tre forskønnelsesprojekter ved Årslev Engsø, Roskilde Fjord og Kongernes Nordsjælland genoptages, og der skal i den forbindelse fastlægges et tidspunkt for forventet idriftsættelse, ligesom de tidligere valgte løsninger skal revurderes. Herunder 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 [Ref. 15].

Herudover er det politisk besluttet, at 150 kV-nettet i Vestjylland skal kabellægges som følge af etablering af den nye 400 kV-luftledning mellem Idomlund og den dansk-tyske grænse.

Energinet behandler endvidere p.t. en række konkrete henvendelser vedrørende mulige om-lægninger af eksisterende transmissionsnet.

### 3.3 Projekter til opstart i planlægningsfasen

I RUS-planen er der identificeret en række mulige projekter på baggrund af behovsvurderinger set i relation til tilstandsanalyser på eksisterende anlæg og analyser af kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet som følge af ændrede forhold i forbrug, produktions- og handelskapacitet.

Projekterne overføres til planlægningsfasen, efterhånden som behovet opstår, hvor detailplanlægningen gennemføres, og endelige godkendelser indhentes.

Energinet har allerede en stor portefølje af projekter under etablering, ligesom der er en lang række projekter i planlægningsfasen. Projektængden har været stigende de seneste år i en grad som gør, at den nuværende ressourcemæssige kapacitet hos Energinet ikke kan realisere de mange mulige projekter til den tid, hvor de burde gå i drift. Herudover ses der en udfordring ved den stigende udetid, som følge af de mange projekter.

I RUS-planen er projektporteføljen for de kommende år derfor tilpasset i forhold til en realistisk vurdering af, hvad der kan gennemføres af projekter i Energinet. Dette indikerer, at der for nogle af de projekter der endnu ikke er igangsat i planlægningsfasen, kan forventes en forsinkelse på mindst to år set i forhold til det vurderede behov.

I den tilpassede portefølje er de enkelte projekter ikke prioriteret i forhold til hinanden. Energinet går i gang med denne opgave i 2019, hvor der blandt andet skal defineres klare kriterier for, hvordan der skal prioriteres i mellem projekterne, ligesom der skal gennemføres en egentlig konsekvensvurdering af forsinkelserne.

## 4. Rammer for netplanlægning

Energinet er ansvarlig for den langsigtede planlægning af eltransmissionsnettet, og Energinets RUS-plan er en væsentlig del af den nationale planlægning af eltransmissionsnettet. RUS-planen udarbejdes på baggrund af tilstandsanalyser for eksisterende anlæg og netanalyser, der kortlægger begrænsninger i det eksisterende transmissionsnet foranlediget af de anvendte analyseforudsætninger.

### 4.1 Planer og porteføljestyring

Med baggrund i detaljerede netanalyser redegør RUS-planen for et behov for at iværksætte tiltag, der kan sikre elforsyningen og giver et bud på, hvorledes netudbygninger kan understøtte dette behov. RUS-planen kortlægger dermed en mulig langsigtet netstruktur, der danner reference for konkrete investeringsindstillinger, efterhånden som behovene opstår. Herved sikres, at de anlægsløsninger, der vælges, er koordineret i forhold til et overordnet og sammenhængende langsigtet mål. Ved fastlæggelse af endelige løsninger skal drifts- og markedsbaserede løsninger indgå som alternativer til netudbygninger, hvis de vurderes at kunne være til rådighed, når behovet for dem opstår. Såfremt der anvendes markedsbaserede løsninger, skal disse fremover indarbejdes som en del af grundlaget for netplanlægning, hvormed disse vil få indvirkning på den langsigtede netstruktur.

Hvor det er relevant, koordineres netudbygninger og reinvesteringer i transmissionsnettet med de netselskaber, der ejer de underliggende distributionsnet. Dette foregår via samarbejdsgrupper mellem det enkelte netselskab og Energinet. Resultater fra samarbejdsgrupperne medtages i arbejdet med RUS-planen og i den efterfølgende detailplanlægning.

Energinet arbejder for at optimere og effektivisere fastlæggelse af porteføljen af kommende reinvesteringer, udbygninger og saneringer i det nationale transmissionsnet. Projekterne identificeres, koordineres og puljes indledningsvist i forbindelse med RUS-planen, hvorefter de specificeres og prioriteres i den løbende porteføljestyring.

### Lovgrundlag og tilsyn

RUS-planen udarbejdes i henhold til den gældende lovgivning vedrørende planlægning og godkendelse af projekter. Den lovgivningsmæssige ramme er beskrevet i Systemansvarsbekendtgørelsen § 12 [Ref. 5], 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. Dette udmønter Energinet p.t. via RUS-planen, som omfatter en langsigtet plan for transmissionsnettet med reinvesteringer, udbygninger og saneringer.

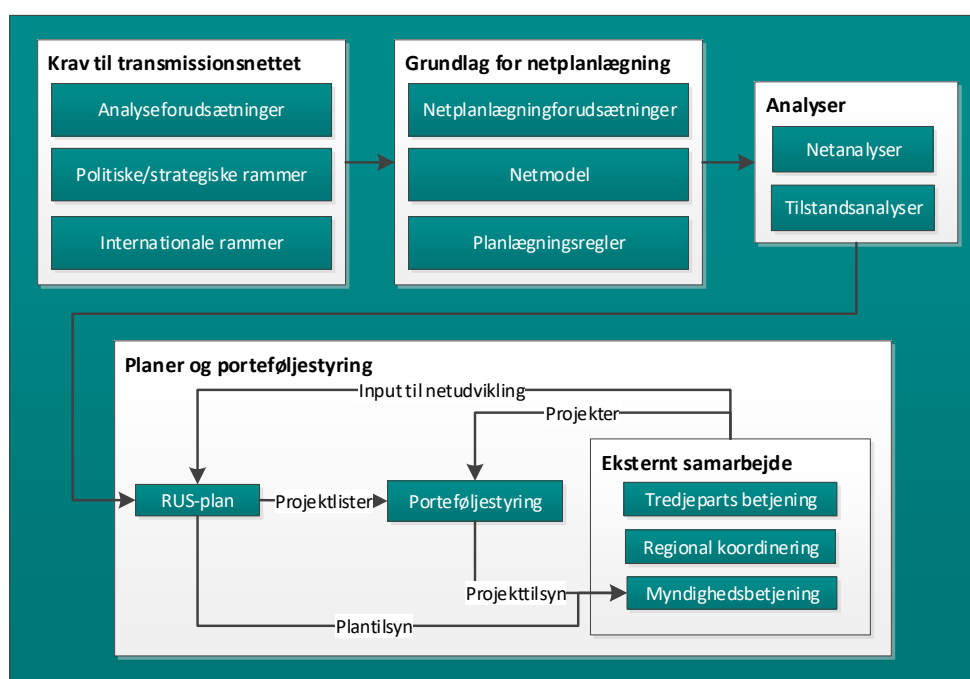
Ifølge lov om Energinet [Ref. 6] skal et projekt, inden det kan godkendes af myndighederne, være beskrevet i en plan, der også kiterer den langsigtede udvikling. Planen skal sendes til ministeren, inden en udbygning kan påbegyndes, og udbygningen kan tidligst påbegyndes seks uger efter indsendelse af planen.

Energistyrelsen og Forsyningstilsynet fører tilsyn med Energinets planvirksomhed, jf. Elforsyningslovens § 51 [Ref. 7] og Systemansvarsbekendtgørelsens § 15, og dette administreres formelt ved afholdelse af tilsynsmøder efter offentliggørelse af de enkelte RUS-planer. Her fastlægger Energistyrelsen i samarbejde med Energinet yderligere, hvilke af de planlagte projekter

der skal indkaldes til godkendelse. Den egentlige godkendelse foregår i planlægningsfasen på baggrund af detaljerede business cases.

### Den overordnede proces for planudarbejdelse

Udviklingen af det danske transmissionsnet dokumenteres via RUS-planen, som helt grundlæggende udarbejdes på baggrund af centrale krav til transmissionsnettet givet via internationale og nationale myndigheder samt Energinets egne strategiske målsætninger. De centrale krav operationaliseres til et grundlag for Energinets netplanlægning med konkrete forudsætninger og regler, der anvendes til netanalyser for netudvikling og tilstandsanalyser af eksisterende transmissionsnet. Den overordnede proces for RUS-planudarbejdelse fremgår af Figur 4.



Figur 4 Den overordnede proces for planudarbejdelse.

RUS-planens resultater anvendes i den daglige porteføljestyring i samarbejdet med netelskaber og i myndighedernes lovpligtige tilsyn med Energinets projekt- og planarbejde.

#### 4.2 Krav til transmissionsnettet

Krav til eltransmissionsnettet fastlægges af såvel internationale som politiske rammer for drifts- og forsyningsikkerhed, landskabelige hensyn og samfundsøkonomi. Dertil kommer forhold fra Energinets egne strategiske målsætninger. Samlet udgør disse fundamentet for de operationelle krav til transmissionsnettets funktion, som udmøntes i konkrete kriterier og rammer for planlægning af det fremtidige transmissionsnet.

##### Internationalt

ENTSO-E, som er den europæiske sammenslutning af transmissionssystemoperatører (TSO'er), har opstillet internationale driftskrav, der kort fortalt beskriver, at enhver europæisk transmissionssystemoperatør skal være i stand til at bringe systemet tilbage til en sikker driftstilstand





efter en vilkårlig fejl. Reglerne beskriver videre, at yderligere en fejl ikke må få konsekvenser, der breder sig ukontrolleret til naboområder. Driftskravene, herunder N-1-kriteriet, opfyldes hos de enkelte TSO'er dels via indbyggede netreserver i eltransmissionsnettet, dels via forskellige driftstiltag, der kan aktiveres afhængigt af den aktuelle situation. Opfyldes de internationale driftskrav, drives transmissionsnettet med N-1 sikkerhed.

Den gældende ENTSO-E [guideline for cost benefit analysis](#) [Ref. 8] fra februar 2015 beskriver retningslinjer for opstilling af forudsætninger, anvendelse af tekniske kriterier, analyser for fastlæggelse af netbegrænsninger og løsninger. Guidelinen er bygget op omkring N-1 driftsikkerhedskriteriet og er primært målrettet investeringer relateret til nye handelsforbindelser og interne forbindelser, der har betydning for udnyttelsen af handelsforbindelser.

Den langsigtede planlægning af transmissionsnettet skal således sikre, at der til enhver tid er etableret et tilstrækkeligt transmissionsnet til sammen med tilgængelige driftstiltag at understøtte den daglige drift under de fejlsituationer, der er omfattede af N-1 sikkerhedskriteriet. Udviklingen af transmissionsnettet skal også være i overensstemmelse med den internationale retningslinje for planlægning af handelsforbindelser og nationalt net med betydning for udnyttelsen af handelsforbindelser.

### Politisk

Det fremgår af lov om Energinet, kapitel 2, at: "Etablering af nye transmissionsnet og væsentlige ændringer i bestående net kan ske, hvis der er et tilstrækkeligt behov for udbygningen, herunder at udbygningen sker med sigte på øget forsyningssikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder, indpasning af vedvarende energi, eller hvis projektet er nødvendigt til opfyldelse af pålæg". Der fremgår endvidere, at: "Udbygning skal forinden påbegyndelse være belyst i en plan, som samtidig skitserer det fremtidige behov for transmissionskapacitet".

Jf. Systemansvarsbekendtgørelsen, kapitel 5, skal planlægningen foregå efter "fastlagte og offentliggjorte dimensioneringskriterier", som skal omfatte en afvejning imellem "samfundsøkonomi, niveau for forsyningssikkerhed, størrelse af elforbrug i berørte forsyningsområder, landskabelige hensyn, indpasning af vedvarende energi, elmarkedsfunktion, etc."

Myndighederne udstikker endvidere retningslinjer for, hvorledes eksisterende transmissionsnet skal tilpasses visuelle krav, og hvorledes nye løsninger skal vælges i forhold til brug af luftledninger og kabler. De aktuelle retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet er baseret på PSO-aftalen fra november 2017 [Ref. 9]:

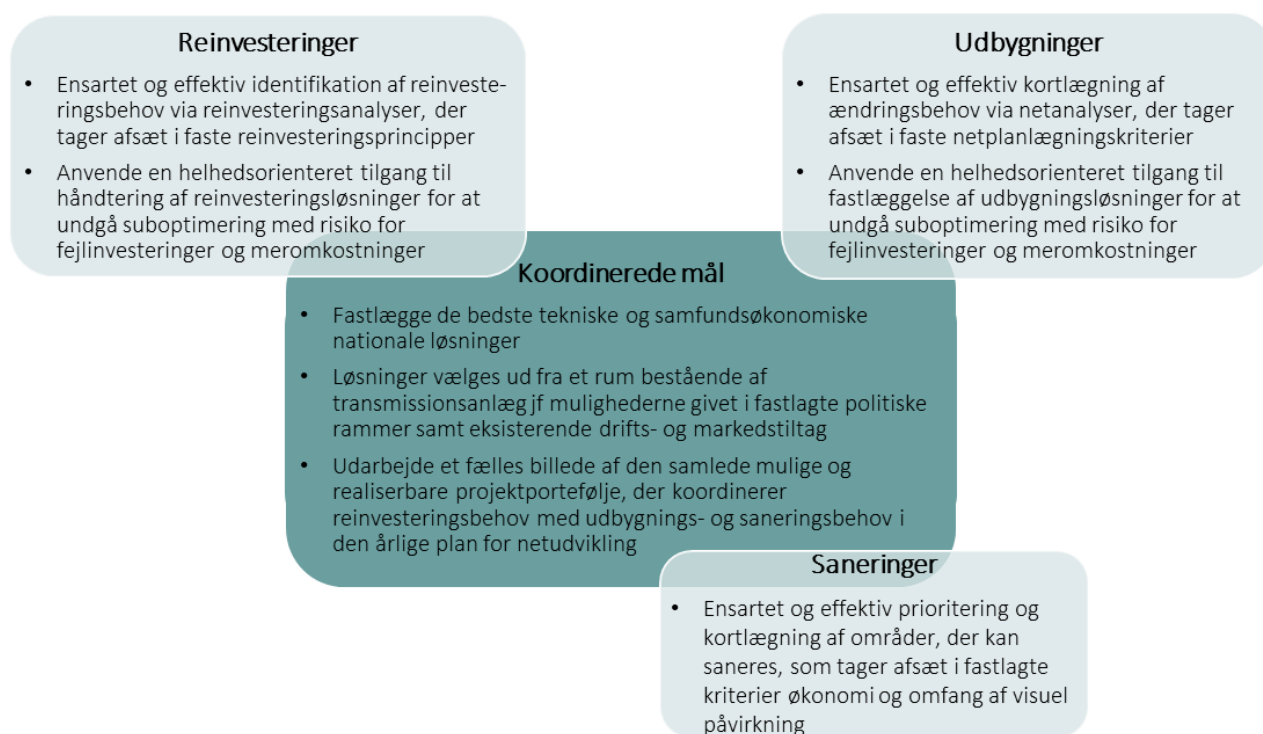
- Det eksisterende transmissionsnet på 132 kV- og 150 kV-niveau bevares som udgangspunkt som luftledninger. Der kabellægges på udvalgte strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse.
- De seks konkrete projekter beskrevet i rapporten "Forskønnelse af 400 kV-nettet" fastholdes. Heraf er tre projekter 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 og behandles derfor ikke i denne RUS-plan. I øjeblikket fastlægges kompenserende 132-150 kV-kabellægninger og kabellægninger af 400 kV-del-strækninger i forbindelse med planlægning af konkrete nye 400 kV-luftledninger. 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.

### Strategisk

Udviklingen af transmissionssystemet baserer sig overordnet set på Energinets tre strategiske løfter til samfundet, som er: Høj forsyningsikkerhed, effektiv omstilling og sundt investeringsklima [Ref. 10]. Baseret på Energinets strategi og de lovgivningsmæssige rammer udmøntes i netplanlægningen ved at arbejde efter en strategisk tilgang til planlægning af reinvesterings-, udbygninger og saneringer, hvis individuelle og koordinerede mål fremgår af Figur 5.



Figur 5 Individuelle og koordinerede strategiske mål for reinvesterings-, udbygninger og saneringer i transmissionsnettet.

## Operationelle reinvesteringsprincipper

Reinvesteringsbehov i eksisterende transmissionsnet 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 fastlagte tidsintervaller for gennemførelse af anlægsarbejder. De metoder der anvendes, er en del af internationale Asset Management-standarder. Energinet blev PAS55-certificeret i 2014 og ISO 55000-certificeret i 2015.

## Operationelle netdimensioneringskriterier

Transmissionsnettet i Danmark skal til enhver tid være tilstrækkeligt til, at man i den aktuelle drift kan sikre forsyning og national og international elmarkedsfunktion. Det betyder konkret, at transmissionssystemet i den daglige drift ikke må belastes ud over givne grænser under givne mangler i systemet. Driftskravene fremgår af [EU-forordning om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer](#) [Ref. 11] og omfatter håndtering af normal-situationer, et vilkårligt udfald og forberedelse til næste udfald.

Den langsigtede planlægning af det danske transmissionsnet skal sikre, at der til enhver tid er etableret et tilstrækkeligt transmissionsnet til at understøtte den daglige drift. De kriterier, der ligger til grund for netplanlægningen, er derfor bygget op omkring driftskravene og de udfald og konsekvenser, der skal kunne håndteres i den aktuelle drift. Det vil sige, at der i forbindelse med den langsigtede netplanlægning analyseres konsekvenser ved intakt net (N-analyser), ved ét udfald (N-1-analyser) og ved to udfald (N-2-analyser). Netdimensioneringskriterierne kan studeres på [Energinets hjemmeside](#) [Ref. 2, Ref. 3 og Ref. 4].

De tilladelige konsekvenser under fejl udtrykkes ved tilladelige belastningsgrænser, Tabel 1. De tilladelige konsekvenser, set i relation til netplanlægning, afhænger også af, om det er forsyningssikkerhed, indpasning af produktionskapacitet, herunder VE eller udnyttelse af handelsforbindelser der betragtes, og antallet af fejl der skal håndteres:

- Hensynet til forsyning 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 kablernes udnyttelsesgrad.
- 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. Der konsekvensvurderes også ved to fejl.
- Af hensyn til sikkerheden i det europæiske elsystem skal to fejl 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.

Netsituation	Tilladelige konsekvenser			
	Forsyning	Udnyttelse af termisk produktion	Udnyttelse af VE-produktion	Markedsfunktion
Intakt net (N)	Den kontinuerte belastningsgrænse må ikke overskrides.			
Udfald af et vilkårligt netelement (N-1)	Den kontinuerte belastningsgrænse inklusive tillæg for cyklisk forbrug i forsyningsituationer må ikke overskrides.	Den kontinuerte belastningsgrænse må ikke overskrides.	40 timers belastningsgrænsen må ikke overskrides.	
Udfald af to vilkårlige netelementer (N-2)	Den kontinuerte belastningsgrænse inklusive tillæg for cyklisk forbrug i forsyningsituationer må ikke overskrides.  I detailplanlægningen af konkrete projekter og i samarbejde med berørte netselskaber anvendes 40/80 MW-reglen, hvor det accepteres at afkoble forbrug i mindre områder.			15 minutters belastningsgrænsen må ikke overskrides.

*Tabel 1 Oversigt over netdimensioneringskriterierne. (N-2)-analyser gennemføres for at kunne vurdere konsekvenserne, hvis ikke driften kan forberede systemet for drift efter første fejl (N-1).*

Opdatering af netdimensioneringskriterierne vil ske, når der sker ændringer i de rammer, der ligger til grund for deres formulering. Det vil sige helt grundlæggende ændringer i aktuel eller forventet driftspraksis.

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

### Beslutningskriterier

De løsninger, der skal etableres for at fjerne identificerede begrænsninger og reinvesteringsbehov, skal fastlægges ud fra tekniske og samfundsøkonomiske betragtninger, hvor valget mellem alternative teknisk tilstrækkelige løsninger er den samfundsøkonomiske optimale. I den samfundsøkonomiske vurdering indgår anlægs- og driftsomkostninger samt markedsgevinster. Derudover indgår en kvalitativ eller kvantitativ værdisætning af risiko, robusthed, visuelle hensyn, tid for etablering, image m.m.

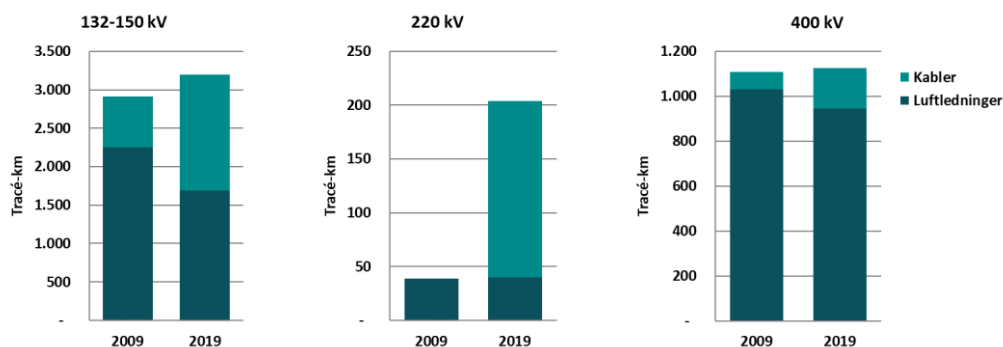
## 5. Grundlag for Energinets netplanlægning

Grundlaget for Energinets netplanlægning udgøres af det aktuelle eltransmissionsnet, de frem-skrivninger Energistyrelsen udarbejder til Energinets analyser (analyseforudsætningerne), den geografiske dekomponering af analyseforudsætningerne Energinet foretager og de planlæg-ningsmetoder Energinet anvender.

### 5.1 Det aktuelle transmissionsnet

Samlet set udgør transmissionsnettet i dag ca. 4.500 tracé-km. Over de sidste 10 år er andelen af kabelanlæg i transmissionsnettet vokset fra at udgøre ca. 18 % af transmissionsnettet til ca. 41 % i dag. Fordelingen på spændingsniveau fremgår af Figur 6.

På 132-150 kV-niveau er der i perioden 1. januar 2009 til 1. januar 2019 demonteret ca. 560 tracé-km luftledning, svarende til ca. 750 system-km, mens der er etableret ca. 850 tracé-km kabler. De nye kabler er etableret både som erstatning for luftledningerne, men også som udbygninger af hensyn til tilslutninger af ny produktion og forbrug.



Figur 6 Omfang af kabler og luftledninger i tracé-km inden igangsætning af kabelhandlingsplanen i 2009 og primo 2019.

På 400 kV-niveau er luftledningsandelen reduceret med ca. 85 tracé-km og kabelandelen øget med ca. 100 km, primært som følge af 400 kV-forskønnelsesprojekterne og delvise kabellægninger i forbindelse med ombygning af Kassø-Tjele.

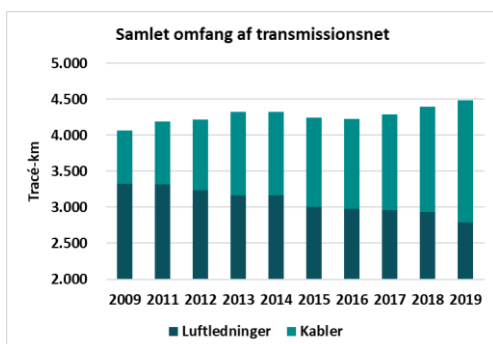
For 220 kV er der kun sket mindre tilretninger i luftledningsnettet. Der er dog sket en tilgang af 220 kV-kabler, hvor der er etableret 165 tracé-km kabler siden 2009, som skyldes tilslutning af Anholt Havvindmøllepark i 2012 og Horns Rev 3 i 2016.

Transmissionsnettet primo 2019 fremgår af Figur 7.



Figur 7 Det eksisterende transmissionsnet primo 2019.

Omfanget af transmissionsnettet vokser, og er i perioden øget med samlet set ca. 460 km, som alene er kabellægninger. Luftledningsmængden er i perioden reduceret med ca. 650 tracé-km, og omfanget af kabler er øget med ca. 1.100 tracé-km.



Figur 8 Udviklingen af tracé-km for transmissionsnettet.

## 5.2 Fremskrivninger

Energistyrelsen fastlægger de analyseforudsætninger, der skal ligge til grund for udviklingen af det danske transmissionsnet. I analyseforudsætningerne er der fokus på at beskrive en udvikling i energisystemet, hvor der tages hensyn til den forventede teknologiske udvikling og fortsatte grønne omstilling samt til de langsigtede politiske målsætninger. Det betyder, at det i fremskrivningen er hovedeffekterne fra energiaftalen fra 29. juni 2018, der er indarbejdet, og analyseforudsætningerne dækker således et politisk mål om, at 55 % af energiforbruget skal være dækket af VE i 2030 og en fortsat grøn omstilling mod fossil uafhængighed i 2050.

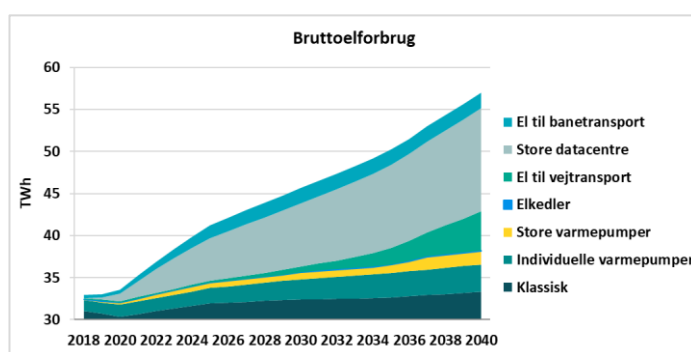
Identifikation af begrænsninger i transmissionsnettet analyseres på baggrund af [Analyseforudsætninger til Energinet 2018](#) [Ref. 1] fra november 2018, som er en beskrivelse af det danske energisystems forventede udvikling frem mod 2040. De primære drivere for konsekvenser i transmissionsnettet er:

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

I de følgende afsnit er der derfor fokus på den forudsatte udvikling af disse.

### Forbrugsændringer

Det årlige elforbrug i Danmark ligger i dag omkring 33 TWh. Som det fremgår af Figur 9, forudsættes en stigning til 57 TWh frem mod 2040 svarende til en vækst på 73 %. Det klassiske forbrug, som aktuelt udgør langt størstedelen af forbruget, forventes kun at have en marginal udvikling frem til 2040. Forbrugsstigningen drives i stedet af elektrificeringen af varme- og transportsektoren samt forbrug fra store datacentre. De store datacentre forventes primært placeret i Vestdanmark, hvor forbruget derfor næsten fordobles frem mod 2040.



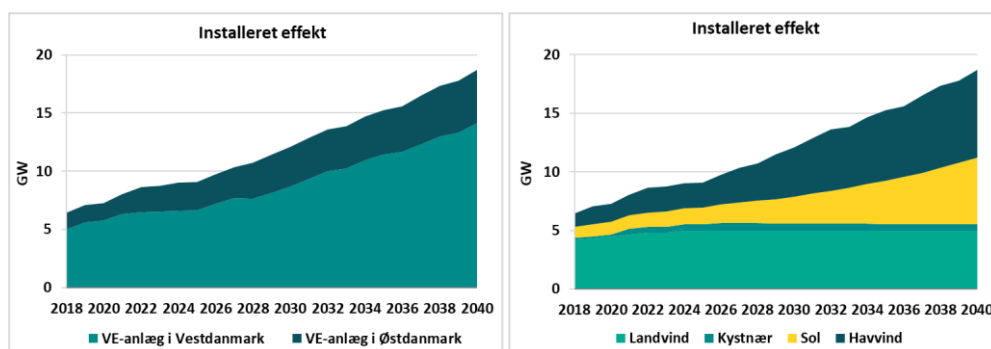
Figur 9 Forudsat bruttoelforbrug i Danmark fordelt på forbrugstyper.

I relation til planlægningen af eltransmissionsnettet betragtes øjebliksværdier, da forbruget skal kunne forsynes til ethvert øjeblik, hvorfor effektforbrug er grundlag for netplanlægningen, se afsnit 5.3.

## Produktionskapacitet fra VE-anlæg

I dag er der installeret ca. 7 GW VE-anlæg i Danmark, hvoraf vindmøller udgør ca. 85 %. I analyseforudsætningerne forudsættes en tilgang på ca. 70 % frem mod 2030, med en samlet kapacitet på 11 GW. Tilgangen forsætter med i alt 19 GW i 2040 svarende til en vækst på 165 % i forhold til i dag. I 2040 forudsættes vindmøller at udgøre 70 % af den installerede kapacitet. Størstedelen af kapacitetstilgangen forventes i Vestdanmark, se Figur 10. Det skyldes især en række store havvindmølleparker, hvor hovedparten er forudsat tilsluttet i Vestdanmark.

I analyseforudsætningerne antages VE-kapaciteten at fordele sig på de forskellige anlægstyper, som det fremgår af Figur 10. Heraf fremgår det, at den kraftige stigning i installeret kapacitet primært drives af udbygning med solkraft og havvindmøller.

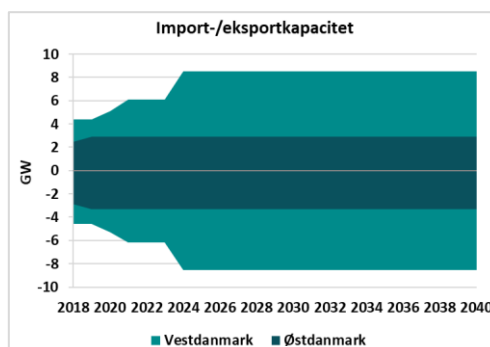


Figur 10 Forudsat installeret effekt fra VE-anlæg fra 2018 til 2040 fordelt mellem henholdsvis Vest- og Østdanmark og type af anlæg.

## Handelsforbindelser

Inden for de kommende år forudsættes flere nye handelsforbindelser at blive idriftsat primært i Vestdanmark. De nye handelsforbindelser omfatter Kriegers Flak Combined Grid Solution, COBRACable, forøgelse af kapaciteten mellem Jylland og Tyskland (Østkystopgraderingen og Vestkystforbindelsen) samt Viking Link. De eksisterende handelsforbindelser antages uforandrede.

Den forudsatte udvikling i import- og eksportkapacitet i Vest- og Østdanmark kan ses på Figur 11, hvor positive værdier angiver import, og negative værdier angiver eksport. Storebæltsforbindelsen indgår som både import og eksport i begge landsdele. De mange nye handelsforbindelser gør, at den samlede handelskapacitet i Vestdanmark næsten fordobles fra ca.  $\pm 4,5$  GW i dag til  $\pm 8,5$  GW. I Østdanmark stiger den samlede handelskapacitet fra ca.  $+2,5/-2,9$  GW til  $+2,9/-3,3$  GW. Efter 2024 er der ikke forudsat nogen nye handelsforbindelser i analyseforudsætningerne.



Figur 11 Forudsat udvikling i import-/eksportkapaciteter for Vestdanmark og Østdanmark.



### 5.3 Netplanlægningsforudsætninger

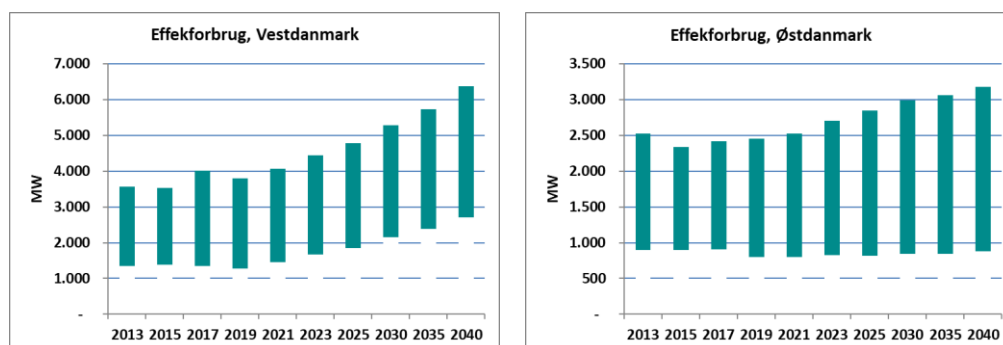
Med udgangspunkt i analyseforudsætningernes fremskrivninger af forbrug, produktionskapacitet og kapacitet til naboområderne fastlægges mere detaljerede lokale forhold til brug for netplanlægning. For hver enkelt station i transmissionsnettet fastlægges aktuel og fremskrevet forbrug og produktion.

#### Effektbetragtninger

Netplanlægningen er baseret på effektbetragtninger fremfor energibetragtninger for at få et billede af, hvorledes transmissionssystemet kan blive påvirket til ethvert tidspunkt. Det betyder, at energifremskrivningerne for forbruget omregnes til effektværdier. Der arbejdes i planlægningen både med en maksimal og minimal påvirkning.

Forbruget udgøres dels af et grundlæggende forbrug bestående af det klassiske forbrug, forbrug til individuelle varmepumper og elbiler samt forbrug til elektrificering af banen og datacentre. Omregningen til effekt af de eksisterende forbrugstyper er baseret på historiske målinger, mens effektpåvirkningen fra de nye forbrugstyper (datacentre) tager udgangspunkt i de ønsker om indpasning, der er fra konkrete henvendelser. Der indregnes i øjeblikket ikke forbrugsfleksibilitet i større grad. Elbiler antages dog at have en vis grad af fleksibilitet, så påvirkningen af effektspiden er begrænset. Store varmepumper og elpatroner antages p.t. ikke at påvirke effektspiden.

Af Figur 12 fremgår den historiske udvikling i effektværdierne sammenholdt med forudsætningerne for de kommende 20 år. Forøgelse i maks. og min. værdien i Vestdanmark er primært som følge af kommende datacentre, der tilsluttes i transmissionsnettet. Væksten i Østdanmark kommer primært fra elektrificering af jernbanenet.



Figur 12 Effektforbrugspåvirkningen stiger.

#### Dekomponering af forbrug og produktion tilsluttet distributionsnettet

Det forbrug, der er tilsluttet i distributionsnettet, er i analyseforudsætningerne fremskrevet puljet, dog opdelt på landsdelene Vestdanmark og Østdanmark. Modeller for fordeling pr. 132-150 kV-station af aktuelt forbrug og dets fremskrivning tager afsæt i historiske målinger, dialog med netselskaberne og de systemmæssige fremskrivninger af forbrug. Det forbrug, der er tilsluttet transmissionsnettet, er kendt størrelsesmæssigt og geografisk.

Landvind og solceller forudsættes som udgangspunkt tilsluttet i distributionsnettet. I praksis kan større sol- og vindmølleparker på land dog også tilsluttes direkte i transmissionsnettet.

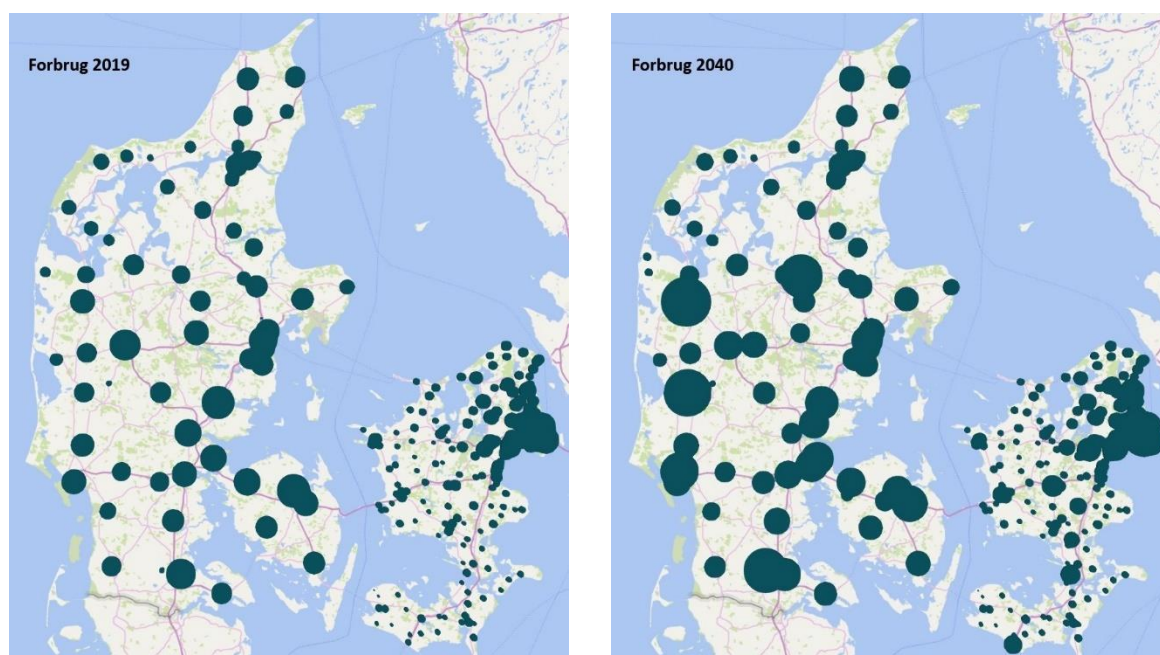
Modellerne for fordeling af aktuelt decentralt placerede VE-anlæg og dets fremskrivning tager afsæt i aktuell installeret produktionskapacitet, dialog med netselskaberne og VE-developpere samt de systemmæssige fremskrivninger af produktion.

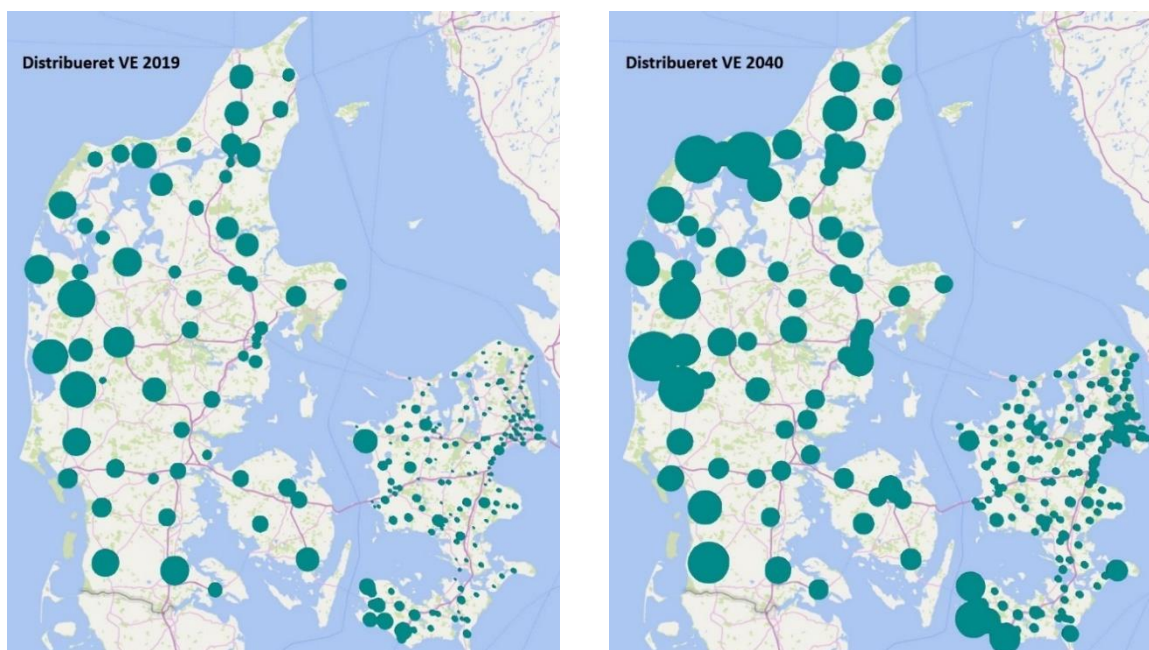
Hav- og kystnære vindmølleparker forudsættes tilsluttet specifikke punkter i transmissionsnettet jf. Tabel 2. For havmølleparker er dette behæftet med større usikkerheder, da der ikke er truffet politisk beslutning om de faktiske størrelser og tilslutningspunkter. De kystnære møller er ligeledes forbundet med større usikkerheder, da parkstørrelserne for de forudsatte kystnære møller er betydelig mindre, end der forventes i praksis.

Vestdanmark				Østdanmark			
Lokation		MW	År	Lokation		MW	År
Vesterhav Nord	ENB	180	2021	Aflandshage	AVV	25	2026
Vesterhav Syd	SVG	170	2021	Nordre Flint	AMV	25	2026
Lillebælt syd	SØN	50	2026	Jammerland Bugt	ASV	25	2026
Horns Rev 3	EDR	407	2019	Omø Syd	STV	25	2026
Horns Rev 4	STS	800	2026-2027	Kriegers Flak	BJS	600	2021-2022
Ringkøbing 1	IDU	800	2029-2030	Rødsand 4	RAD	400	2036-2037
Ringkøbing 2	IDU	1.000	2031-2032	St. Middelgrund	HVE	800	2028-2029
Ringkøbing 3	IDU	500	2040				
Jammerbugt 1	FER	1.000	2034-2035				
Jammerbugt 2	FER	800	2037-2038				

Tabel 2 Kapacitet og tilslutningspunkt på forudsatte nye kystnære- og havvindmølleparker.

Fordelingen af alt forbrug og decentralt placeret VE-produktion i dag og forventeligt i 2040 fremgår af Figur 13, hvor cirklerne størrelse illustrerer størrelse af forbrug og produktion i de enkelte stationer.





Figur 13 Placering og udvikling i forbrug og VE-kapacitet på land.

### Planlægningsbalancer

Overordnet set bygger Energinets netplanlægning på at analysere konsekvenserne ved fejl og mangler i transmissionsnettet i givne driftssituationer. Disse driftssituationer analyseres ved en række standard planlægningsbalancer, som har til formål at beskrive realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling. Planlægningsbalancerne har til formål at teste transmissionssystemet i forhold til forsyningsikkerhed, indpasning af handelsforbindelser og indpasning af produktionskapacitet, herunder fra VE-anlæg.

Planlægningsbalancerne er opstillet på baggrund af en analyse af sandsynligheden for sammenhænge mellem forbrug, produktion og udveksling baseret på markedssimuleringer af elsystemet. Markedssimuleringerne er udført i Energinets eget simuleringsværktøj SIFRE (Simulation of Flexible and Renewable Energy systems). SIFRE simulerer spotmarkedet og giver et bedste bud på, hvordan forbrug, produktion og marked spiller samme time for time for et givent år. Med udgangspunkt i sammenhængene mellem forbrug, produktion og marked fra disse årskørsler er det muligt at opstille planlægningsbalancerne som realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling.

Planlægningsbalancer		
Forsyning	Udnyttelse af VE-produktion	Markedsfunktion
<p><b>Maksimal forbrugspåvirkning</b> Balancerne beskriver primær indfødnings fra det overordnede transmissionsnet (produktion/import), der skal transporteres via det samlede transmissionsnet til forsyning via distributionsnettet.</p> <p>Undersøger forskellige transportmønstre gennem transmissionsnettet for sikring af forsyningen via import eller nationalt produktionsapparat.</p> <p>Udnyttelsen af termiske produktionsanlæg tilsluttet transmissionsnettet analyseres via disse balancer.</p>	<p><b>Maksimalt produktionsoverskud</b> Balancerne beskriver 1) primær indfødnings fra distributionsnettet til transmissionsnettet som følge af lokalt produktionsoverskud og 2) VE-produktionsoverskud generelt uanset om det er tilsluttet transmission eller distribution.</p> <p>Undersøger forskellige transportmønstre gennem transmissionsnettet for eksport af produktionsoverskud.</p> <p>Udnyttelsen af termiske produktionsanlæg tilsluttet distributionsnettet analyseres via disse balancer.</p>	<p><b>Maksimal transit gennem systemet</b> Balancerne beskriver med udgangspunkt i en given national balance mulighederne for transit op til det maksimalt mulige.</p> <p>Undersøger forskellige transitmønstre gennem transmissionsnettet.</p>

Tabel 3 Formålbeskrivelse af planlægningsbalancerne.

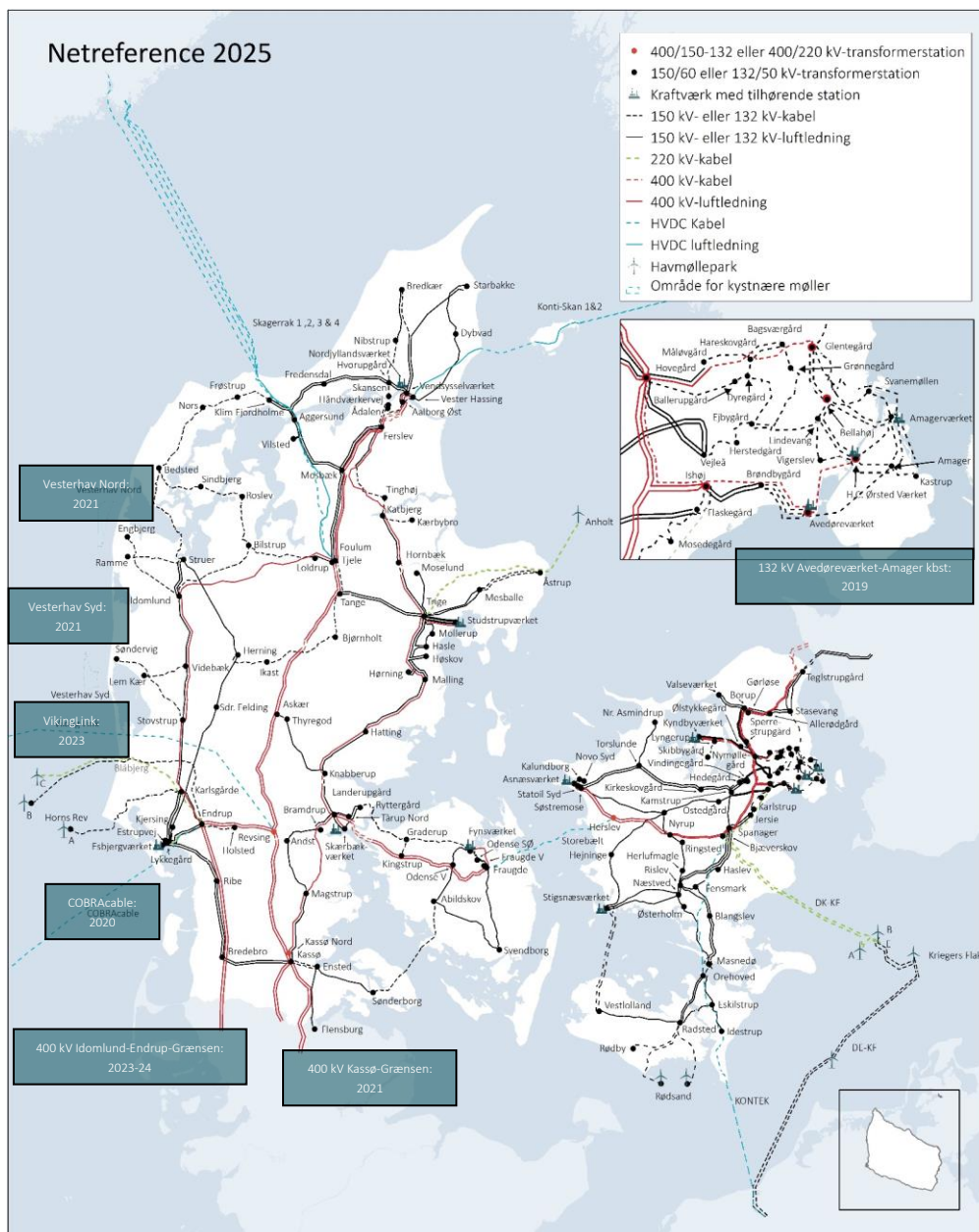
### Årskørsler

Med udgangspunkt i de identificerede belastninger gennemføres der også netanalyser på årskørsler, hvor driften af elsystemet simuleres time for time i et kontinuert år baseret på markedsbalancer. Herved opnås et overblik over varigheden af de enkelte belastninger og deres udvikling over tid.

### Netreference

Fastlæggelse af begrænsninger i transmissionsnettet tager udgangspunkt i det eksisterende transmissionsnet inklusive igangværende anlægsprojekter. Herudover inkluderes ikke besluttede stationer for tilslutning af forbrug og produktion, såfremt disse er en del af analyseforudsætningerne. Det drejer sig om nettilslutning af kystnære møller og havmølleparker samt 150 kV-stationerne Aggersund, Kassø Nord, Odense Vest, Ikast og Kjersing<sup>3</sup>.

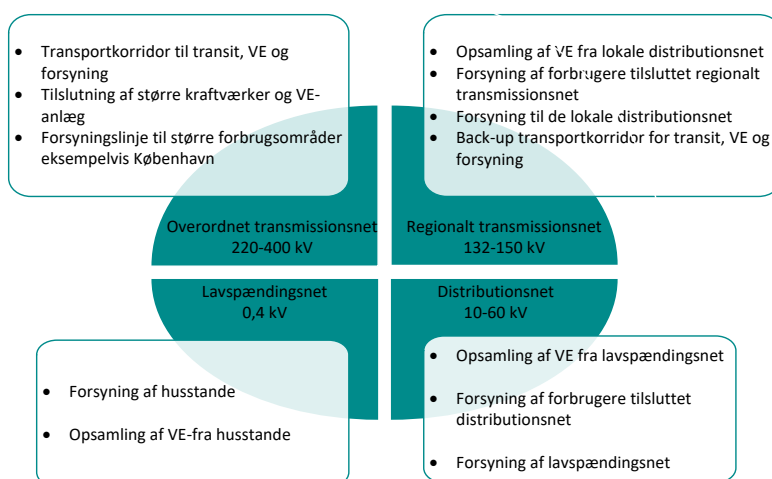
<sup>3</sup> Kjersing er forudsat etableret som tilslutning af det facebook datacenter, der blev skrinlagt i marts 2019. Stationen og forbruget har været en del af forudsætningsgrundlaget for alle gennemførte analyser i denne RUS-plan. Konsekvenserne for den langsigtede netstruktur, såfremt der ikke etableres et datacenter i Esbjerg-området er beskrevet i afsnit 9.2.4.



Figur 14 Netreferencen

#### 5.4 Funktionsprincip for transmissionsnettet

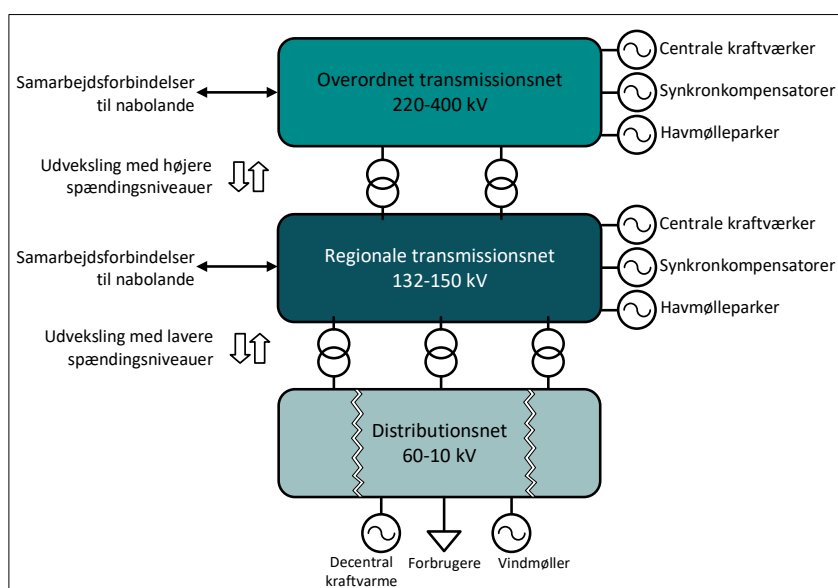
Det danske elnet består af flere spændingsniveauer, som ideelt set har hver deres funktionsprincip, se Figur 15.



Figur 15 Funktionsprincipper for de forskellige spændingsniveauer i det danske elnet.

400 kV-nettet udgør den overordnede transportkorridor for store effekter i både Vest- og Øst-danmark. Med et stigende transportbehov er den fortsatte udvikling af transmissionsnettet 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.

Det ideelle funktionsprincip kan sammenholdes med, hvordan det danske elnet drives i dag. Som det fremgår af Figur 16, følger det danske elnet ikke helt de ideelle funktionsprincipper, jf. Figur 15, 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.



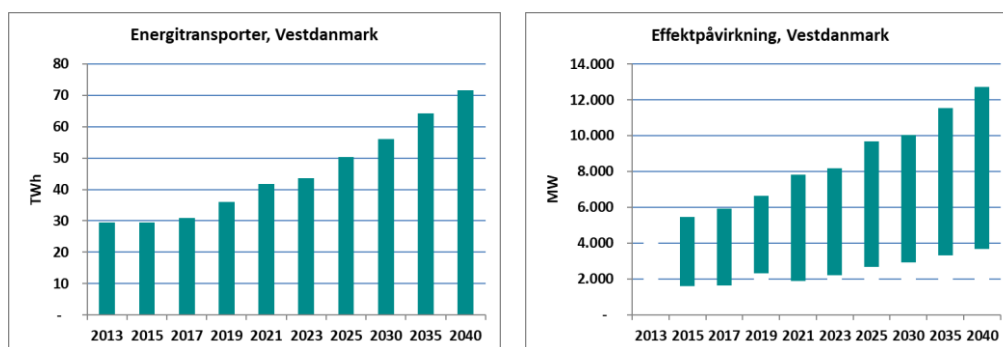
Figur 16 Principskitse af det danske elnet.

## 6. Transmissionsnettets benyttelse

Over de seneste 10 år er omfanget af transmissionsnettet øget med ca. 12 % svarende til ca. 460 km. Udbygningerne er primært sket på 132-150 kV-niveau af hensyn til indpasning af VE-produktion i transmissionsnettet og på 220 kV som nettilslutning af VE-anlæg. Samtidig er energitransporterne gennem systemet øget med 15 % svarende til 7 TWh. Transporterne er primært øget som følge af det voksende omfang af VE-anlæg, som især betyder flere timer med eksport til naboområdet understøttet af udbygning af handelsforbindelser.

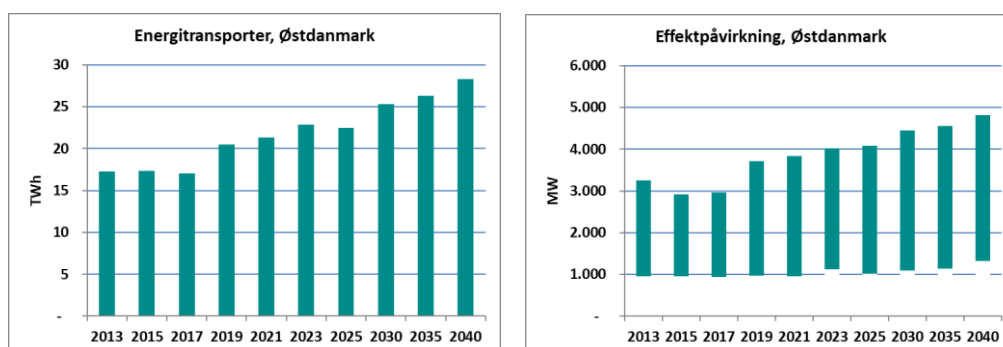
### 6.1 Overordnede transporter

De samlede transporter i transmissionssystemet kan beskrives ved hjælp af summen af transporter til forsyning af forbrug plus transporter til eksport af produktionskapacitet til naboområdet. De historiske og forventede fremtidige årlige energitransporter og effektpåvirkninger fremgår af Figur 17 for Vestdanmark og Figur 18 for Østdanmark.



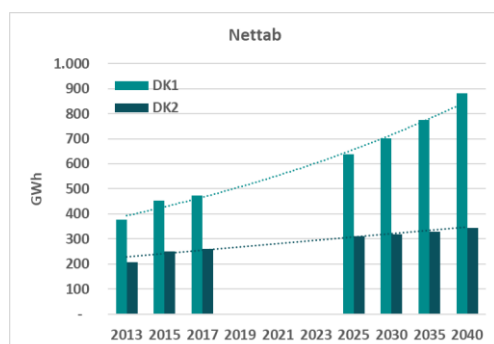
Figur 17 Energitransporter og effektpåvirkning i det vestdanske transmissionsnet.

Transporterne i det vestdanske system påvirkes i fremtiden primært af forventningerne til nye storbrugere (datacentre) helt frem til 2040 sammen med, at et voksende eksportpotentiale fra VE-produktionsanlæg muliggøres via nye handelsforbindelser. Elektrificeringen af transportsektoren har marginal betydning i forhold til forventningen til nye storforbrugere. Der forventes en stor stigning i handelskapacitet i 2020 på 700 MW, i 2021 på 1.000 MW og 2024 på 2.400 MW. Allerede fra 2019 er der en betydelig vækst i VE-produktionsanlæg, og der ses store forbrugsstigninger efter tilslutning af datacentre allerede fra 2020.



Figur 18 Energitransporter og effektpåvirkning i det østdanske transmissionsnet.

Transporterne i det østdanske system påvirkes primært af forventningerne til, at et voksende eksportpotentiale fra VE-produktionsanlæg muliggøres via nye handelsforbindelser. Allerede fra 2019 øges transporterne i systemet som følge af idriftsættelse af forbindelsen til Tyskland via Kriegers Flak på 400 MW. Efter 2021 sker en stor vækst i såvel VE-kapacitet og forbrug. Den største forbrugspåvirkning i Østdanmark sker fra elektrificeringen af transportsektoren.



Med det udbyggede transmissionsnet jf. denne RUS-plan og de øgede transporter i systemet givet af analyseforudsætninger 2018 afspejles en tilsvarende stigning i de forventede fremtidige nettab, Figur 19.

Figur 19 Historiske og forventede nettab.

## 6.2 Rådighed

Transmissionsnettets rådighed er bestemt af udetider som følge af fejl og planlagte udkoblinger af hensyn til revisioner i nettet. Fejlraten afhænger primært af årsager foranlediget af vejrforhold eller menneskelige fejl og har historisk været rimelig konstant og ret lav. Jf. den seneste [fejlstatistik fra ENTSO-E](#), [Ref. 12], er der for det danske elsystem følgende gennemsnitlige antal årlige fejl opgjort for perioden 2008-2017.

100-400 kV-kabler	132-150 kV-luftledninger	400 kV-luftledninger	132-150 kV-transformere	400 kV-transformere
0,25 fejl/100 km	0,75 fejl/100 km	0,25 fejl/100 km	1,1 fejl/100 transformere	3,2 fejl/100 transformere

Tabel 4 Gennemsnitlig årlig fejlrate i det danske transmissionssystem jf. fejlstatistik fra ENTSO-E.

Omfanget af 220 kV-anlæg er begrænset, hvorfor statistikken her er usikker.

Energinets netdimensioneringskriterier er bygget op omkring N-1 kriteriet og dermed håndtering af almindelige fejl i transmissionsnettet. Kriterierne understøtter det fejlbillede, der har været historisk, og som også forventes i fremtiden.

Omfanget af planlagte udkoblinger som følge af reinvesteringer, revisioner samt løbende drift og vedligehold forventes at stige i takt med transmissionsnettets alder og den deraf følgende forringede tilstand. I de seneste år er der årligt blevet idriftsat ca. 3-5 reinvesteringsprojekter. Dette antal forventes at stige betragteligt over for de kommende 10 år, hvor der forventes at skulle gennemføres 15-20 reinvesteringsprojekter pr. år.

Energinet indregner ikke udkoblinger i forbindelse med gennemførelse af reinvesteringsprojekter som en generel antagelse i netplanlægningen, da det antages, at disse kan planlægges, så de ikke får konsekvenser for transmissionsnettets funktion ved fejl. Dog undersøges konsekven-



serne ved kendte reinvesteringsprojekter i forbindelse med planlægning og anbefaling af løsning ved konkrete projekter.

Energinet har for det vstdanske system frem til 2003 udarbejdet årlige rådighedsstatistikker, med informationer om tilgængeligheden på det samlede transmissionsnet, forskellige anlægstyper og enkeltkomponenter. For at etablere et opdateret grundlag til verifikation af de eksisterende netdimensioneringskriterier og til at generere valide input-data til supplerende netanalyser baseret på sandsynligheder (probabilistisk planlægning) planlægger vi med at genoptage rådighedsstatistikkerne for hele landet.

### 6.3 Robusthed i transmissionsnettet

Der findes ikke specifikke krav, hverken internationalt, politisk eller strategisk til den grad af robusthed, der skal bygges ind i transmissionsnettet, og der findes heller ikke kvantitative mål for, hvorledes robustheden opgøres. Robusthed i transmissionsnettet kan omfatte eksempelvis:

- Hastigheden, hvormed tiltag kan iværksættes, eksempelvis ved at etablere transformerreserver
- At aktuelle forstærkninger i højere grad baseres på langsigtede mål
- At der bygges ekstra kapacitet ind i nye anlæg

Med de givne netdimensioneringskriterier, planlægningsbalancer og analyseforudsætninger bygges en vis robusthed ind i systemet, der ikke er kvantificeret. Skærpes kriterierne, anvendes forskelle fremtidsscenerier, ændres forudsætningerne for planlægningsbalancerne, kan der planlægges med alternative robustheder i nettet. Teknologivalg har også betydning for den robusthed, der kan bygges ind i systemet.

Graden af robusthed skal afvejes i forhold til omkostningerne. Der arbejdes fremadrettet med begrebet robusthed i transmissionsnettet.

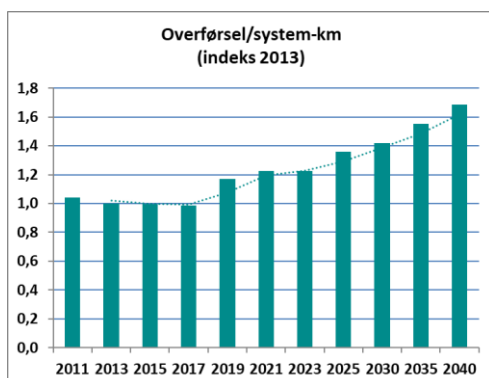
### 6.4 Nøgletal

Som eksempler på hvorledes transmissionsnettets udvikling kan beskrives med reference i en historisk drift, er følgende nøgletal beregnet:

- Samlede energitransporter pr. system-km transmissionsnet
- Samlede energitransporter pr. tilgængelig transmissionskapacitet
- Nettab pr. samlede energitransporter.

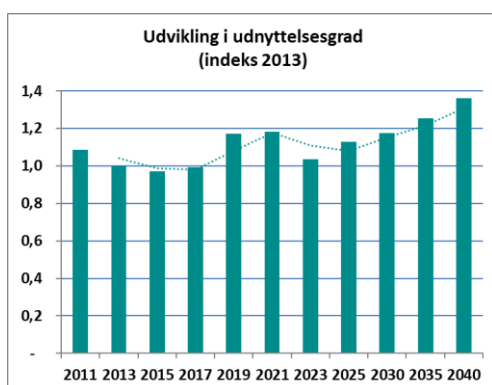
Der findes i øjeblikket ikke en kvantificering af, hvorledes planlægningen af transmissionsnettet kan bidrage ind til kommende konkrete mål for forsyningssikkerheden. Nøgletal for en ønsket fremtidig drift, jf. nedenstående, kunne være en metode. Med tiden kan der suppleres med probabilistiske netanalyser, der direkte kan beregne nettets betydning, for den ikke leverede energi.

### Transmissionsnettets benyttelse pr. km



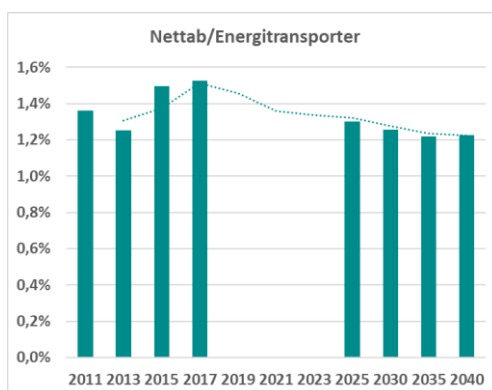
Transmissionsnettets benyttelse er her opgjort, som den energimængde, der kan transpores gennem systemet pr. km og indekseret i forhold til 2013-niveau. Der forventes en forøgelse af benyttelsen pr. km af det fremtidige transmissionsnet. Dette er primært i takt med, at der etableres flere 400-kV-anlæg, der kan overføre større mængder energi end anlæg på lavere spændingsniveau.

### Udvikling i udnyttelsesgrad



Transmissionsnettets udnyttelse er her opgjort som den energimængde, der kan transpores gennem systemet pr. tilgængelig nominal overføringskapacitet og indekseret i forhold til 2013-niveau.

### Nettab i forhold til de samlede energitransporter



Niveauet af nettab i forhold de samlede energitransporter i systemet ligger mellem 1,2 % og 1,5 % både for Vest- og Østdanmark. Der forventes et tilsvarende niveau med et udbygget transmissionsnet.

## 7. Status på transmissionsnettets udvikling

### 7.1 Projekter i transmissionsnettet

Der er i øjeblikket en række projekter, der enten er idriftsat eller i anlægsfasen.

I driftsatte projekter er opgjort i perioden siden RUS-plan 2017 (1. december 2017) og indtil 1. marts 2019. Omfanget af projekter i anlægsfasen er opgjort pr. 1. marts 2019.

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

### 7.2 Reinvesteringer

Reinvesteringsprojekterne omfatter reinvesteringer i luftledninger, kabler, stationer og stationskomponenter, se Figur 20.

#### Afsluttede

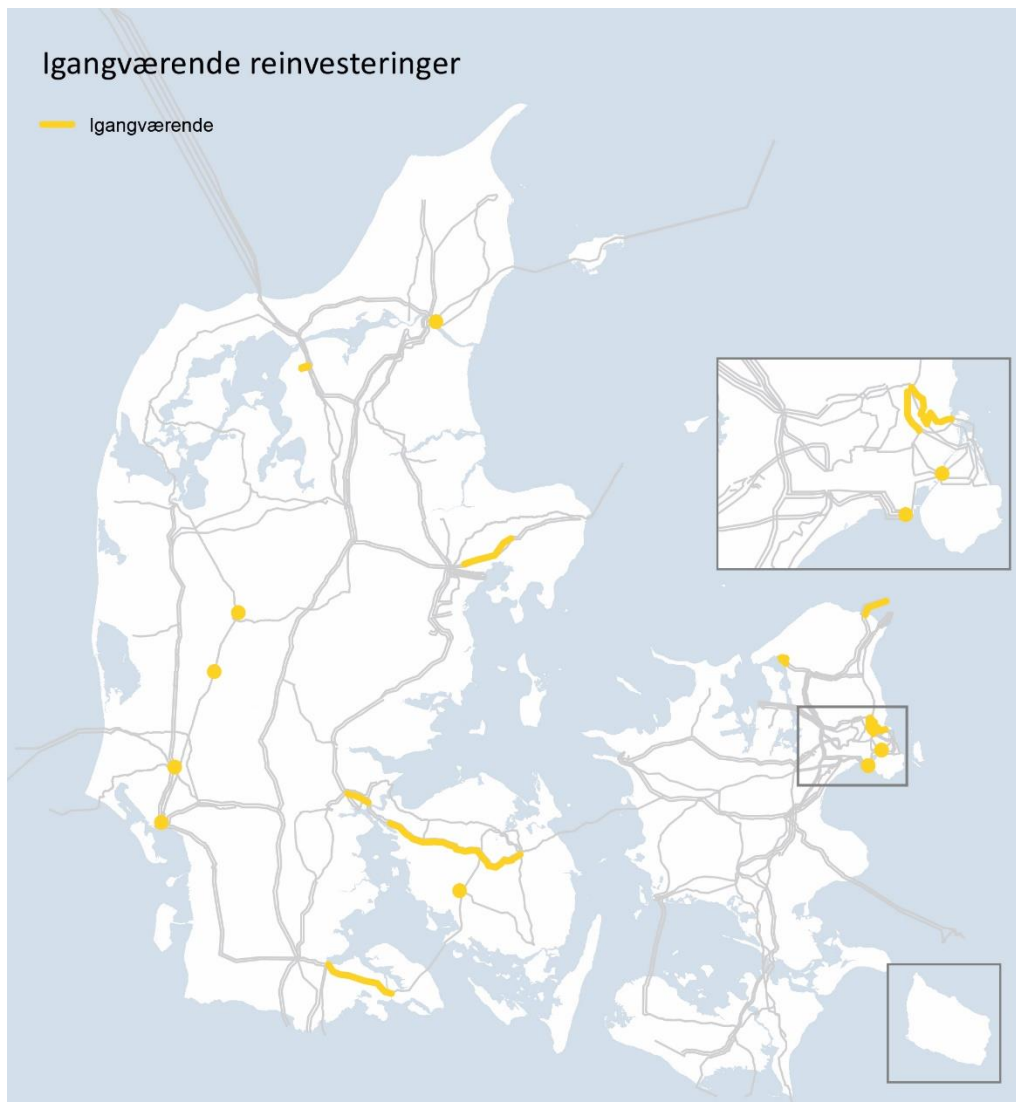
Siden RUS-plan 2017 er der kun afsluttet få reinvesteringsprojekter. Projekterne omfatter udskiftning af 150/60 kV-transformer i Struer, udskiftning af reaktorer i Hovegård og Teglstrupgård, levetidsforlængelse af synkronmaskinerne i Tjele og Vester Hassing, udskiftning af 132 kV-kablerne under Øresund samt reinvestering i GIS-anlægget i Kastrup Koblingsstation.

#### Projekter i anlægsfasen

I anlægsfasen er der i øjeblikket flere igangværende reinvesteringsprojekter:

- Udskiftning af det ene af 400 kV-kablerne (det svenskejede) under Øresund mellem Sjælland og Sverige.
- Reinvestering af forbindelsen mellem Tjele og Bulbjerg som bærer de tre ældste jævnstrømsforbindelser til Norge (Skagerrak 1, 2 og 3).
- Reinvestering i 132-150 kV-stationerne Sdr. Felding, Lykkegård, Karlsgårde, Herning, Abildskov, H.C. Ørstedsværket og Avedøreværket.
- Reinvestering i 132 kV-afbrydere i Nordsjælland.
- Reinvestering i 150 kV-luftledningerne Mesballe-Trige, Trige Åstrup, Enstedværket-Sønderborg og Vilsted-indsløjfningen.
- Reinvestering af 400 kV-luftledningen Fraugde-Landerupgård.
- Reinvestering af 132 kV-kabler Borup-Valseværket.
- Udskiftning af kontrolsystem på Konti Skan 1+2 og reinvestering af felt- og synkroniseringsenheder i 400 kV-station Vester Hassing.

- Reinvestering i 150/60 kV-transformere i Bredebro samt reinvestering i 132/50 kV-transformere i Blangselev og Svanemølle Koblingsstation.
- Reinvestering af 132 kV-kabler i København (fase 1).



Figur 20 Den geografiske placering af igangværende reinvesteringsprojekter.

### 7.3 Udbygninger

#### Afsluttede projekter

Siden RUS-plan 2017 er der kun afsluttet få udbygningsprojekter:

- Tilslutning af Apple datacenter i ny 150 kV-station Foulum, der forbindes til de eksisterende stationer Tjele, Mosbæk og Loldrup.
- Tilslutning af Facebook datacenter i ny 150 kV-station Fraugde Vest, der forbindes til de eksisterende stationer Fraugde og Fynsværket.

- Tilslutning af Google datacenter i ny 150 kV-station Tårup mellem Landerupgård og Ryttergården.
- Tilslutning af ny 132/50 kV-transformer i station Vestlolland til aftag af produktion fra solceller og vindmøller.

### Igangværende projekter

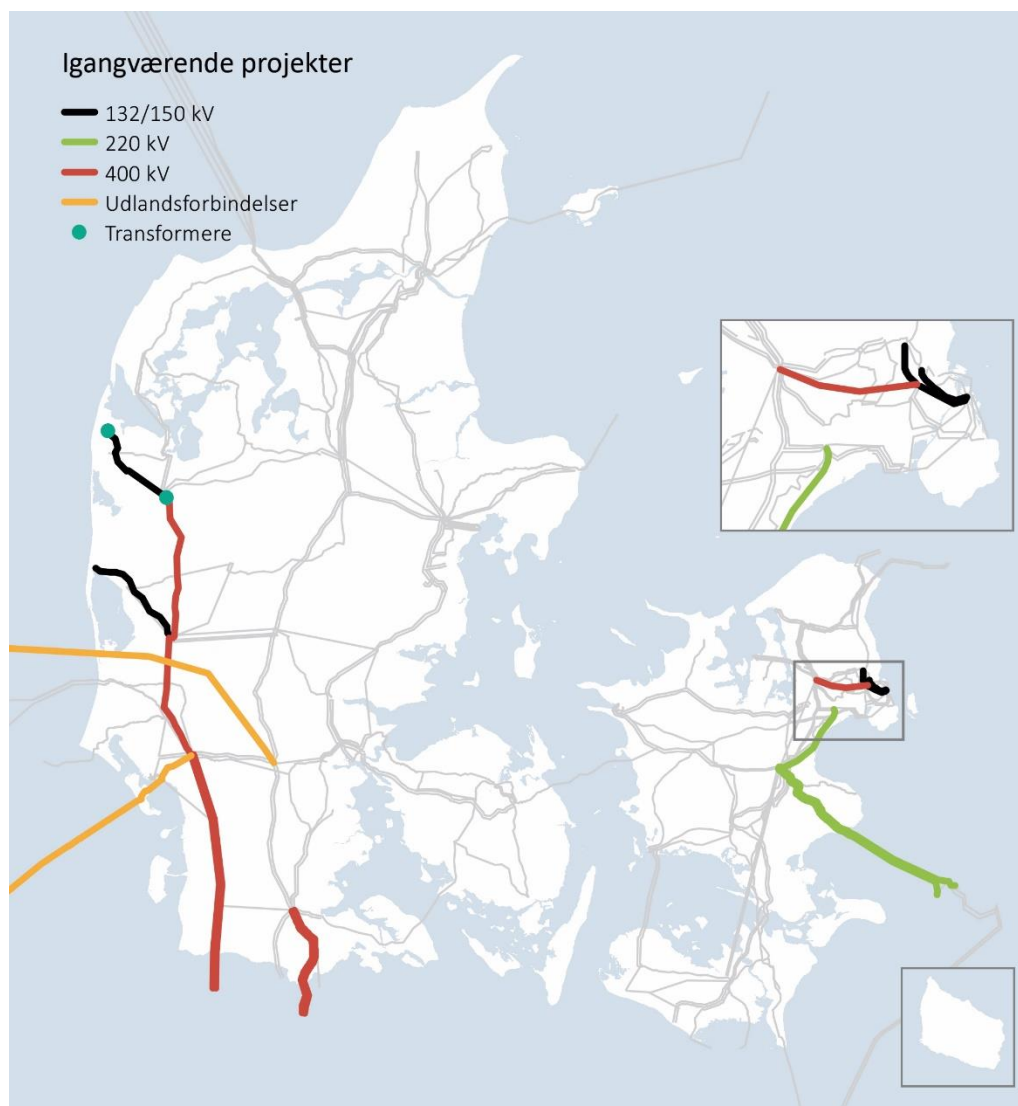
Energinet har p.t. nogle store igangværende projekter, som skal forstærke og forbinde det danske elsystem bedre sammen med naboområderne:

- COBRACable. Der etableres en HVDC-forbindelse med en kapacitet på 700 MW mellem Holland og Jylland.
- Østkystforbindelsen mellem Tyskland og Jylland. De eksisterende 220 kV-forbindelser mellem Kassø/Ensted og Flensburg opgraderes til en ny 400 kV tosystemsluftledning 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 i 2018. Forbindelsen etableres mellem Kriegers Flak og Baltic 2 offshore stationerne og etableres med HVDC back-to-back konverter placeret i Bentwisch. Projektet hænger sammen med ilandføringsanlægget til Kriegers Flak.
- 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 (yderligere) ved at etablere 400 kV-luftledningsforbindelse fra Endrup til den dansk-tyske grænse.
- Ny 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund med ny 400/150 kV-station i Stovstrup.

Herudover har Energinet projekter for tilslutning af hav- og kystnære møller:

- 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.

De større igangværende udbygningsprojekter er illustreret i Figur 21.



Figur 21 Større udbygningsprojekter i anlægsfasen.

Herudover har Energinet en række mindre igangværende projekter.

- Tilslutning af ny 150/60 kV-transformer i Stovstrup for at aftage VE fra underliggende net.
- Etablering af beskyttelse af 60 kV-kablerne til Bornholm for at undgå kabelfejl som følge af ydre påvirkninger.
- 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.
- Nettilslutning af forbruger til ny 400 kV-station Kassø Nord.

## 7.4 Sanering og omlægninger

Saneringerne i transmissionsnettet omfatter de projekter, der blev fastlagt i forskønnelsesplanen fra 2009, og de 132-150 kV-kabellægningsprojekter der blev igangsat efter Netudviklingsplan 2013. Derudover er der en række omlægningsprojekter som følge af tredjeparts behov.

### Kabelhandlingsplan 2009

I 2015 blev de sidste 132-150 kV-kabellægningsprojekter, jf. Kabelhandlingsplan 2009, igangsat, hvorefter kabelhandlingsplanen af politiske årsager blev sat i bero. Ifølge kabelhandlingsplanen skulle der inden 2030 demonteres i alt 3.200 system-km luftledninger og i stedet etableres ca. 2.800 km kabler. De sidste kabelhandlingsplansprojekter er nu blevet idriftsat, og der er dermed sat punktum for kabelhandlingsplanen i sin oprindelige form. Der nåede i alt at blive demonteret ca. 25 % af de oprindeligt omfattede luftledninger.

	Nye kabler	Nedtagning af luftledninger	Nye stationer	Samlede omkostninger
Afsluttede 132-150 kV-kabelprojekter	622 km	753 system-km	3 stk.	2,9 mia. kr.

Tabel 5 Gennemførte projekter fra Kabelhandlingsplan 2009.

### Omlægninger af hensyn til tredjepart

Der er siden RUS-plan 2017 foretaget en enkelt omlægning af hensyn til tredjepart, hvor der er gennemført kabellægning af dele af 150 kV-luftledningen Ryttergård-Skærbækværket.

Herudover er der p.t. flere omlægningsprojekter i gang:

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

## 8. Reinvesteringer

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 særligt 132 kV- og 150 kV-nettene i dag står over for et større reinvesteringsbehov.

Som nævnt i afsnit 4.2 anvender Energinet asset management til at optimere brugen af komponenter og dermed omkostningseffektiviteten med hensyn til reinvesteringer.

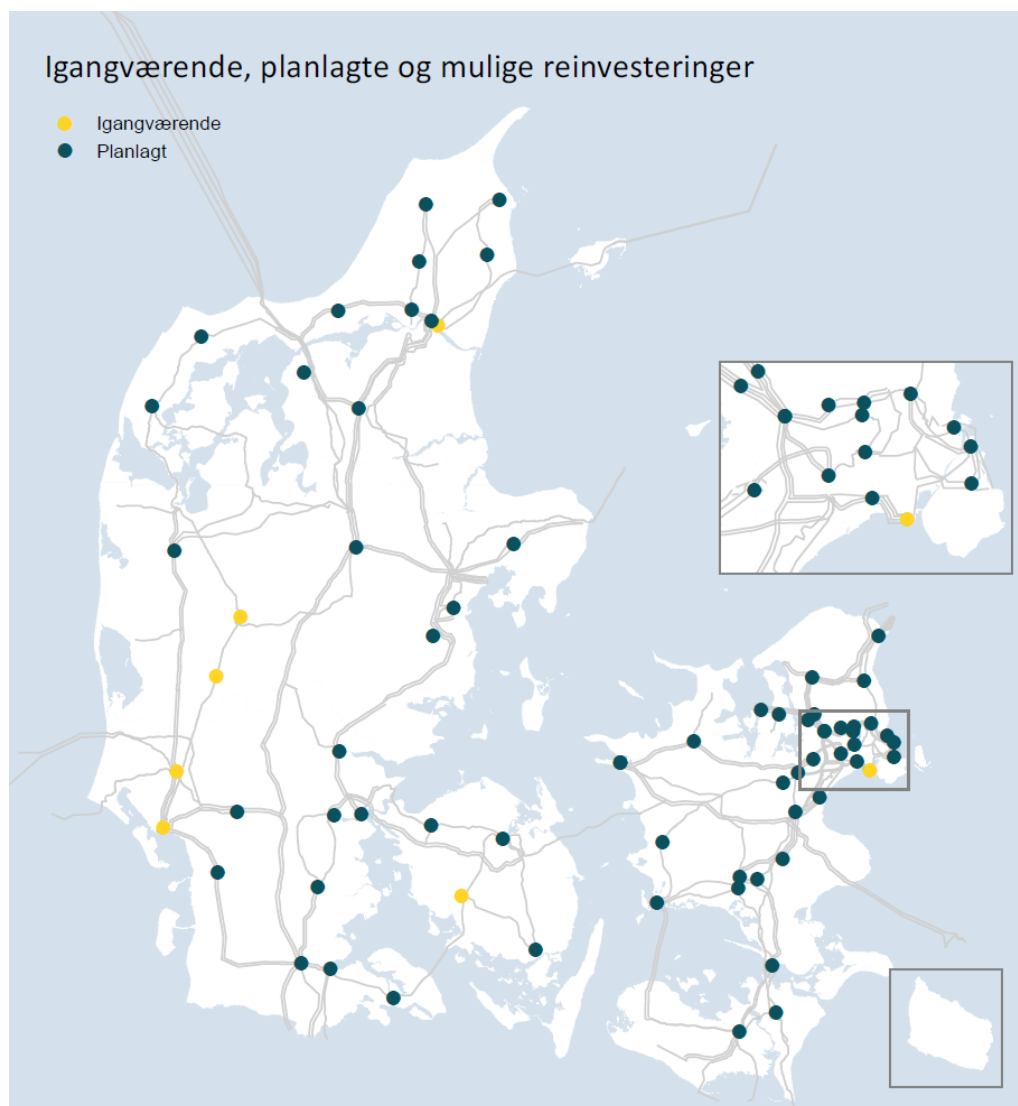
Reinvesteringsbehovet i blandt andet stationer, transformere og ledninger er i de følgende afsnit vist baseret på konkrete tilstands- og reinvesteringsevurderinger for de enkelte komponenter. Reinvesteringsbehov vises for de kommende 10 år.

### 8.1 Stationer

Reinvesteringsbehovet i stationer er vurderet ud fra de tilstandstal og reinvesteringsanalyser, der løbende gennemføres.

I Figur 22 er der vist en oversigt over de 132-150 kV-stationer, hvor der p.t. er identificeret et potentielt reinvesteringsbehov i felter inden for de kommende 10 år. Som følge af den store mængde reinvesteringer er der igangsat et reinvesteringsprogram for stationsområdet, hvor der foretages dels en nærmere kortlægning af reinvesteringsomfanget dels en prioritering og koordinering mellem stationsreinvesteringerne.



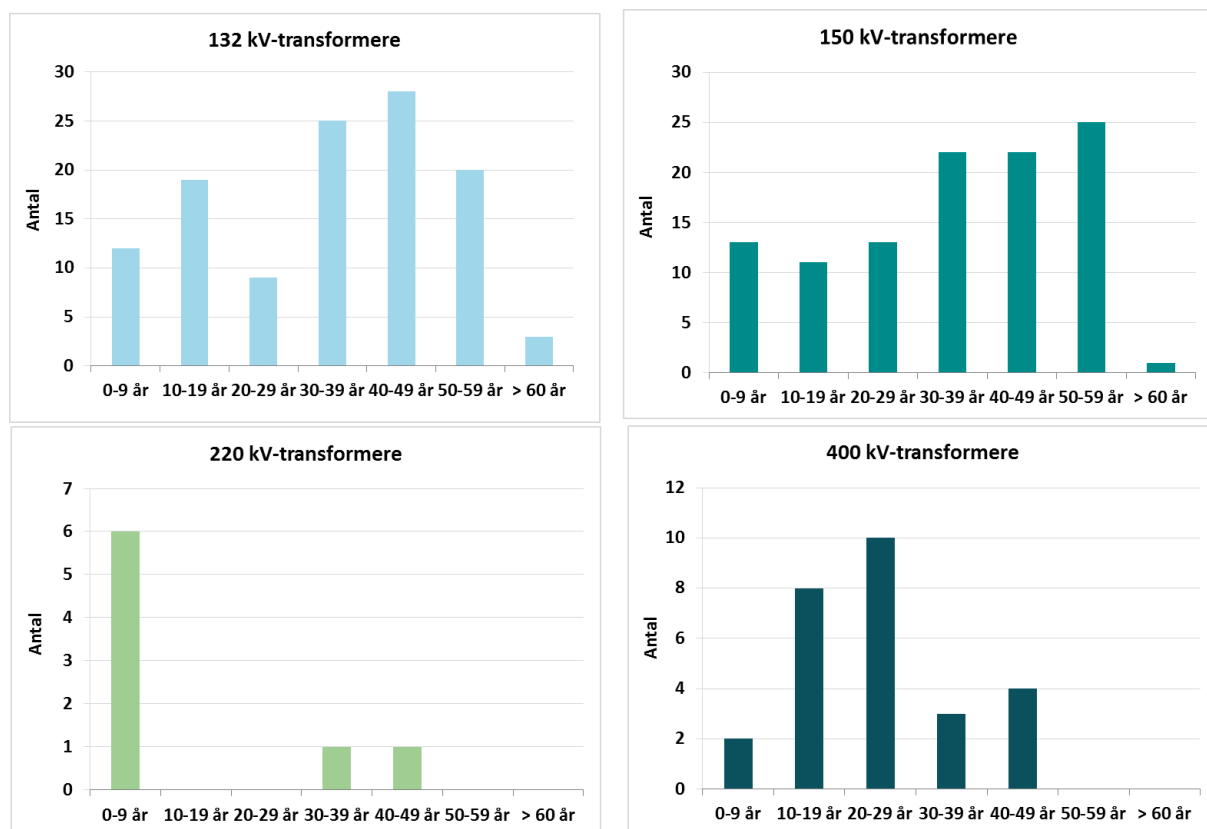


Figur 22 Stationer, som skal reinvesteres over de kommende 10 år.

## 8.2 Transformere

Den forventede levetid (basislevetiden) for en transformer er 40 år, men den reelle levetid afhænger i høj grad af, hvordan transformeren er blevet drevet og vedligeholdt. Som led i prioriteringen af transformere, der skal reinvesteres og udskiftes, spiller forhold som adgang til reservedele, knowhow og reserveforsyning også ind. Disse forhold, der også bør analyseres ud over selve transformerens tilstand, er fastlagt i reinvesteringsskabeloner, så en ensartet vurdering, prioritering og håndtering af transformerne sikres.

Reinvesteringstidspunktet bygger derfor på en konkret vurdering af de enkeltes transformeres tilstand. I Figur 23 er der vist en opgørelse over alderen af Energinets transformere fordelt på de forskellige spændingsniveauer. Opgørelsen omfatter udelukkede selvstændige effektransformere, som er en del af transmissionsnettet. Herudover ejer Energinet en række øvrige transformere, som fx egenforsynings-, pol- og maskintransformere. Disse behandles, som en del af det anlæg de indgår i.



Figur 23 Opgørelse over alderen af Energinets transformere fordelt på de forskellige spændingsniveauer.

Som vist i opgørelsen ovenfor er der særligt på 132-150 kV-niveau flere gamle transformere. Der er således i alt 36 transformere, som er mere end 50 år, mens der yderligere er 66 transformere, som har rundet 40 år. Energinet har startet et reinvesteringsprogram for 132-150 kV-transformere, hvor der foretages dels en nærmere kortlægning af reinvesteringsomfanget og dels en prioritering og koordinering mellem reinvesteringerne.

På 220 kV-niveau er der kun to ældre transformere. Begge transformere udgår i forbindelse med det igangværende projekt vedrørende opgraderinger af 220 kV-forbindelserne til Tyskland, og der forventes dermed ingen reinvesteringsbehov i 220 kV-transformere i de kommende år.

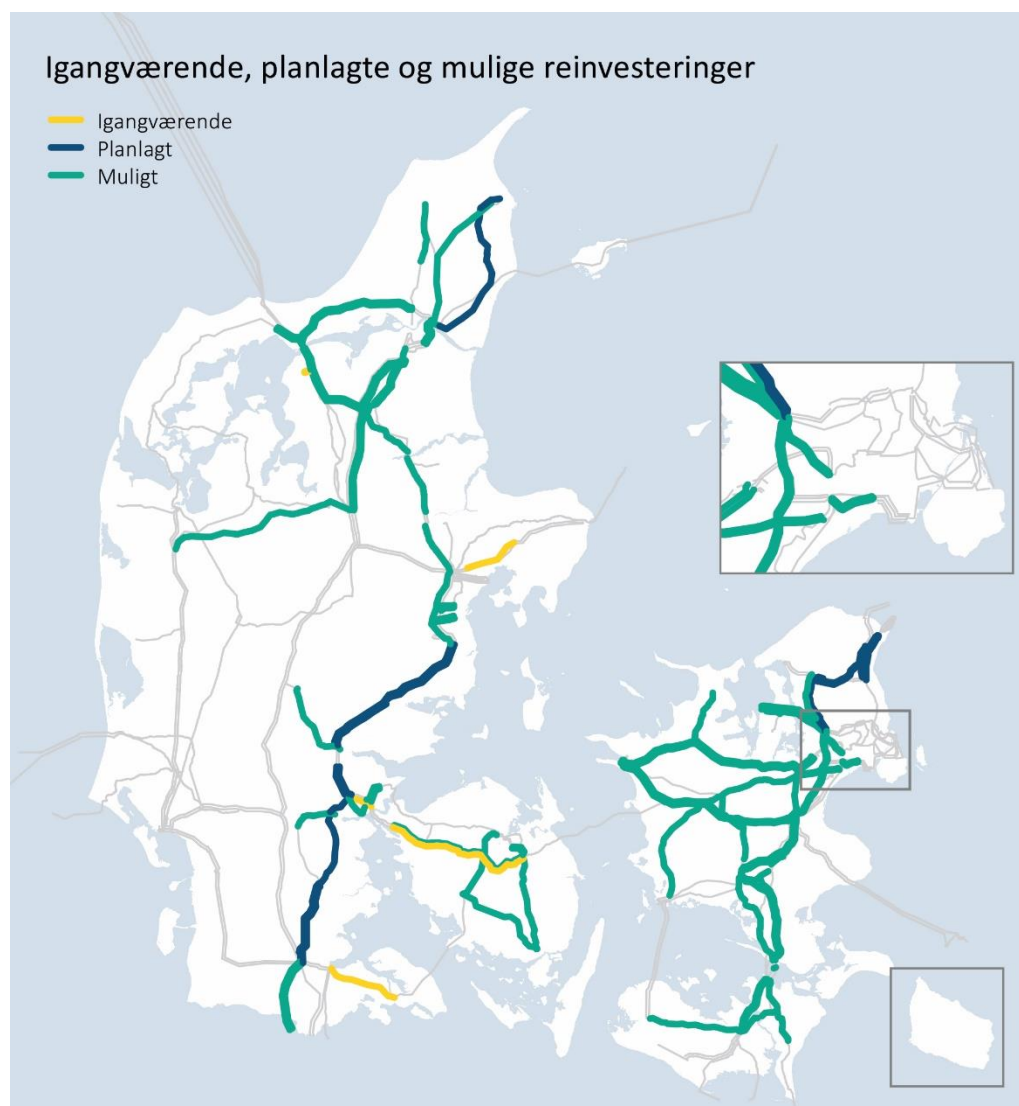
På 400 kV-niveau er der enkelte transformere, som har rundet 40 år. Baseret på tilstandsvurderinger af de enkelte 400 kV-transformere forventes der p.t. ikke at være behov for reinvestering inden for de kommende år.

### 8.3 Luftledningsanlæg

Reinvesteringsbehovet for luftledningsanlæg er kortlagt på baggrund af en vurdering af tilstanden af følgende hovedkomponenter:

- Fundamenter
- Master
- Fasetråd
- Ophæng og isolatorer
- Jordtråd.

Figur 24 viser et geografisk overblik over reinvesteringsbehovet i eksisterende luftledningsanlæg for de kommende 10 år.



Figur 24 Illustration af reinvesteringsbehovet i eksisterende luftledningsanlæg for de kommende 10 år.

I reinvesteringsoverblikket på Figur 24 er der kun markeret de luftledninger, som forventes reinvesteret. Der er derfor flere luftledninger, som er i dårlig tilstand og burde reinvesteres, men som følge af forudsætninger og politiske ønsker ikke skal bestå som luftledninger i fremtiden. Energinet holder løbende øje med disse luftledninger, som omfatter:

- 150 kV Struer-Idomlund
- 150 kV Struer-Herning-Sdr. Felding-Karlsgårde-Lykkegård
- 150 kV Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde
- 150 kV Karlsgårde-Lykkegård 1+2
- 150 kV Endrup-Lykkegård 1+2
- 150 kV Estrupvej-Lykkegård
- 150 kV Lykkegård-Ribe-Bredebro-Kassø
- 150 kV Enstedværket-UW Nord
- 132 kV Vejleå-Vindingegård.

Det endelige demonteringstidspunkt for disse forbindelser ligger ikke fast endnu.

#### 8.4 Kabelforbindelser

Reinvesteringsbehovet for kabelanlæg er kortlagt på baggrund af en overordnet vurdering af tilstanden vurderet ud fra de tilstandstal og reinvesteringsanalyser, der løbende gennemføres.

Figur 25 viser et geografisk overblik over reinvesteringsbehovet i eksisterende kabelanlæg for de kommende 10 år.

Størstedelen af reinvesteringsbehovet i kabelanlæg ligger i Københavnsområdet. Der er igangsat et planlægningsprojekt, som skal udarbejde en plan for reinvestering af 132 kV-kablerne i København, hvilket bl.a. skal sammentænkes med den langsigtede forsyning af København.



Figur 25 Illustration af reinvesteringsbehovet i eksisterende kabelanlæg for de kommende 10 år.

### 8.5 Arbejde med reinvesteringsplaner for øvrige komponentgrupper

Foruden reinvesteringer i stationer, transformere og luftledninger er der igangværende arbejde vedrørende udarbejdelsen af konkrete reinvesteringsplaner for følgende komponentgrupper:

- Synkronkompensatorer
- Jævnstrømsanlæg (HVDC)
- GIS-anlæg (gasisolerede anlæg)
- Offshore (fx platforme til havmølleparker)
- Reaktorer.

For jævnstrømsanlæg og offshoreanlæg skal der tages stilling til, hvorvidt anlæggene skal dekommissioneres, reinvesteres eller nyetableres som erstatning for eksisterende anlæg.

Som noget nyt er IT-udstyr til drift af eltransmissionsnettet overgået til Eltransmission, og disse komponenter skal også have udarbejdet faste reinvesteringsplaner for de kommende år.

Omkostningerne til ovenstående punkter er derfor kun i begrænset omfang inkluderet i denne RUS-plan.

## 9. Udbygninger

I dette afsnit beskrives netbegrænsninger og mulige netløsninger som følger af analyseforudsætningerne.

### 9.1 Netkonsekvensanalyse

For at skabe et overblik over, hvordan analyseforudsætningerne påvirker eltransmissionsnettet, gennemføres der en indledende screening af den fremtidige belastningsudvikling.

Den indledende screening tager afsæt i en netreference, hvor projekter, under etablering og projekter hvor alle nødvendige godkendelser er indhentet, forudsættes gennemført. Den forudsatte netreference er tidligere vist på Figur 14, side 29.

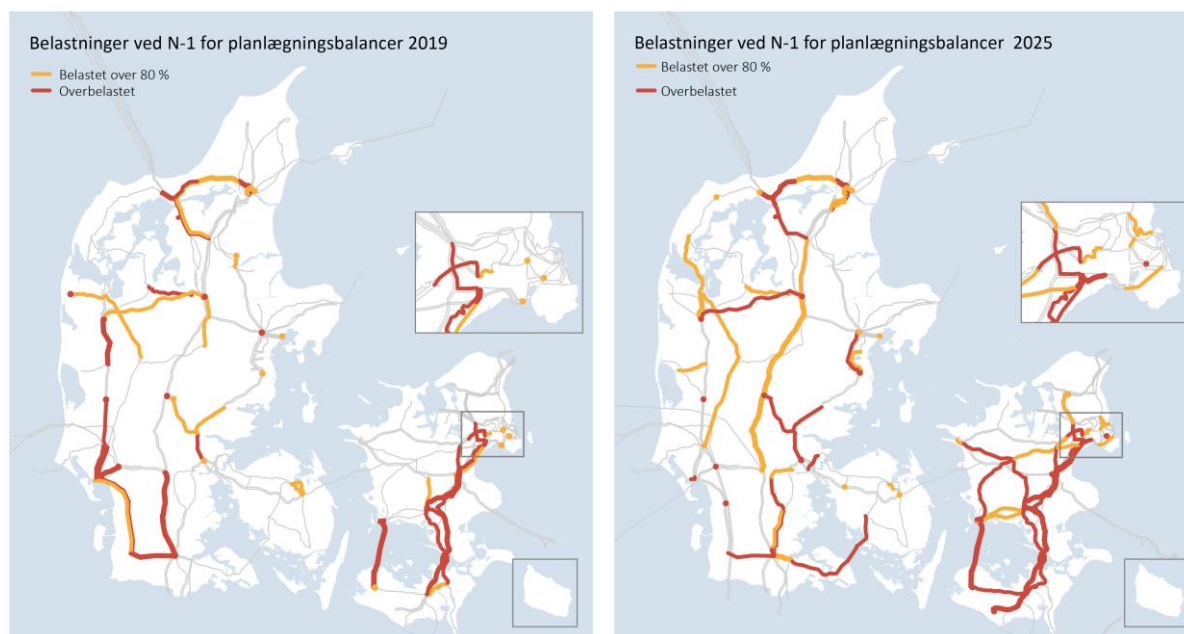
Med udgangspunkt i netreferencen er der gennemført beregninger ved N-1 og N-2 for planlægningsbalancerne frem til 2025. Herved identificeres overbelastninger, der skal håndteres på den korte bane. For at vurdere kritikaliteten af de identificerede overbelastninger gennemføres ligeledes en årskørsel (8.760 timer baseret på markedsbalancer) for værste netmangel i 2025.

Som beskrevet i afsnit 5.2 vil der også efter 2025 ske markante ændringer i analyseforudsætningerne. Det vurderes ikke umiddelbart relevant at gennemføre detaljerede tolkninger af konsekvenserne for netreferencen for perioden efter 2025, da der med stor sandsynlighed vil være gennemført en række projekter, som vil have betydning for belastningsforholdene. Fra 2025 og frem mod 2040 analyseres derfor kun belastningsudviklingen for intakt net.

Den indledende screening illustrerer, hvilke komponenter i netreferencen der belastes med mere end netdimensioneringskriterierne tillader under den forudsatte udvikling fra analyseforudsætningerne (frem mod 2040). Screeningen viser det første billede af belastningsudviklingen i netreferencen. Det skal understreges, at den følgende screening alene anvendes som indikationer for, hvor der kan være behov for at forstærke nettet i fremtiden. Vurderingen af behovet for netudbygninger baseres på en række yderligere analyser, som det er beskrevet i afsnit 9.2 for at sikre, at det fremtidige net lever op til netdimensioneringskriterierne, som tidligere er beskrevet i afsnit 4.2.

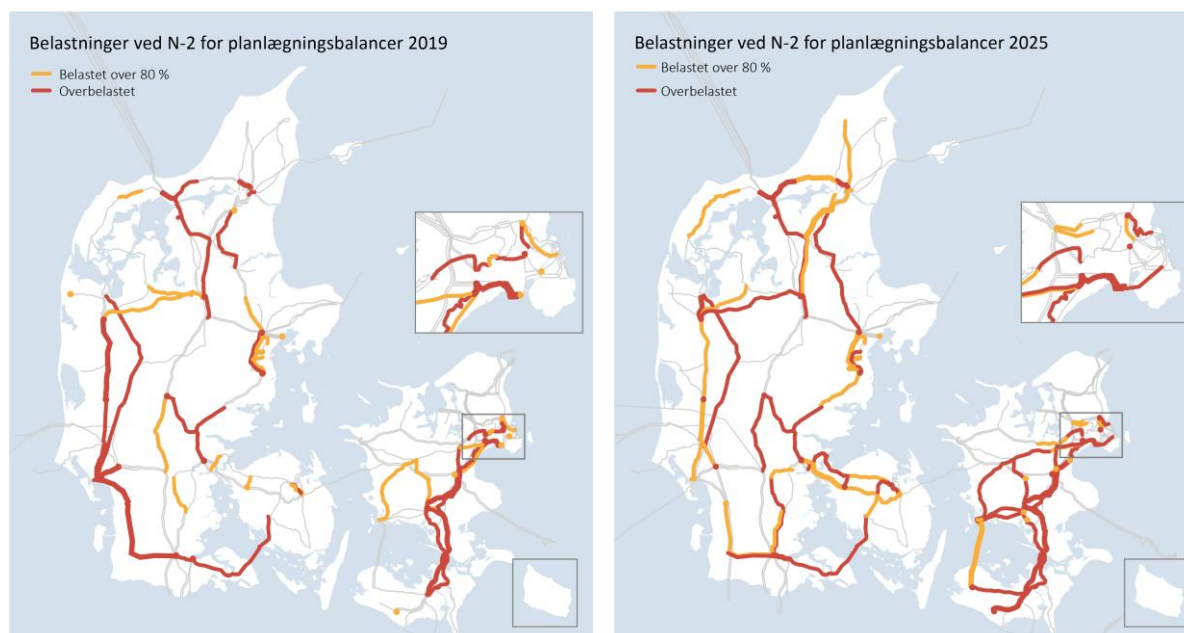
#### 9.1.1 Belastninger i netreferencen frem mod 2025

På Figur 26 er belastningerne for den indledende screening vist ved værste netmangel i 2019 og 2025. Belastningerne angivet på figurerne er relativt til de enkelte komponenters tilladelige belastning, jf. netdimensioneringskriterierne. Det vil sige, at hvis belastningen forekommer i en forsyningsbalance, er den angivet relativt til den kontinuerte belastningsgrænse, og hvis belastningen forekommer i en VE- eller markedsbalance, er den relativt til 40 timers belastningsgrænsen. På Figur 26 er den værste relative belastning for hver enkelt komponent angivet.



Figur 26 Illustration af komponenter i netreferencen, der i planlægningsbalancerne overbelastes eller belastes med mere end 80 % af den tilladelige belastning ved N-1.

På samme måde som for N-1 kan belastningen illustreres for planlægningsbalancerne ved N-2. Dette er gjort for 2019 og 2025 i Figur 27, der viser den højeste belastning en komponent udsættes for ved udkobling af to andre komponenter i systemet. Belastningerne angivet på figurerne er, ligesom for N-1, relativt til de enkelte komponenters tilladelige belastning, jf. netdimensioneringskriterierne.

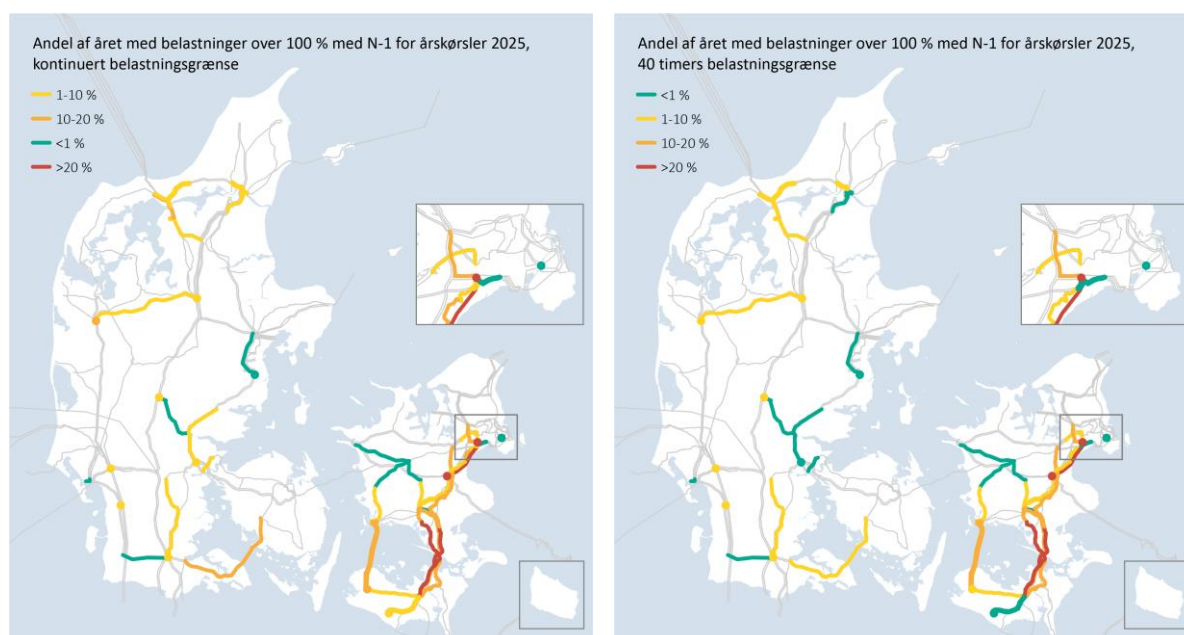


Figur 27 Illustration af komponenter i netreferencen, der i planlægningsbalancerne overbelastes eller belastes mere end 80 % af den tilladelige belastning ved N-2.



For at illustrere hvor kritiske de kortlagte belastninger er, kan belastningerne fra planlægningsbalancer sammenholdes med årskørsler. Dette er vist i Figur 28, hvor de komponenter i netreferencen, der er overbelastet ved N-1 kørsler på planlægningsbalancerne i 2025, er markeret. Markeringerne angiver tidsandelen af året, hvor komponenterne belastes med mere end 100 % relativt til deres belastningsgrænse.

For årskørslerne kan man ikke entydigt sige, om det er den kontinuerte eller 40 timers belastningsgrænse, der skal overholdes ved N-1. Markeringerne på Figur 28 er derfor lavet relativt til både den kontinuerte og 40 timers belastningsgrænse for komponenterne. De to kort udspænder således et udfaldsrum for hyppigheden af overbelastning af komponenterne.

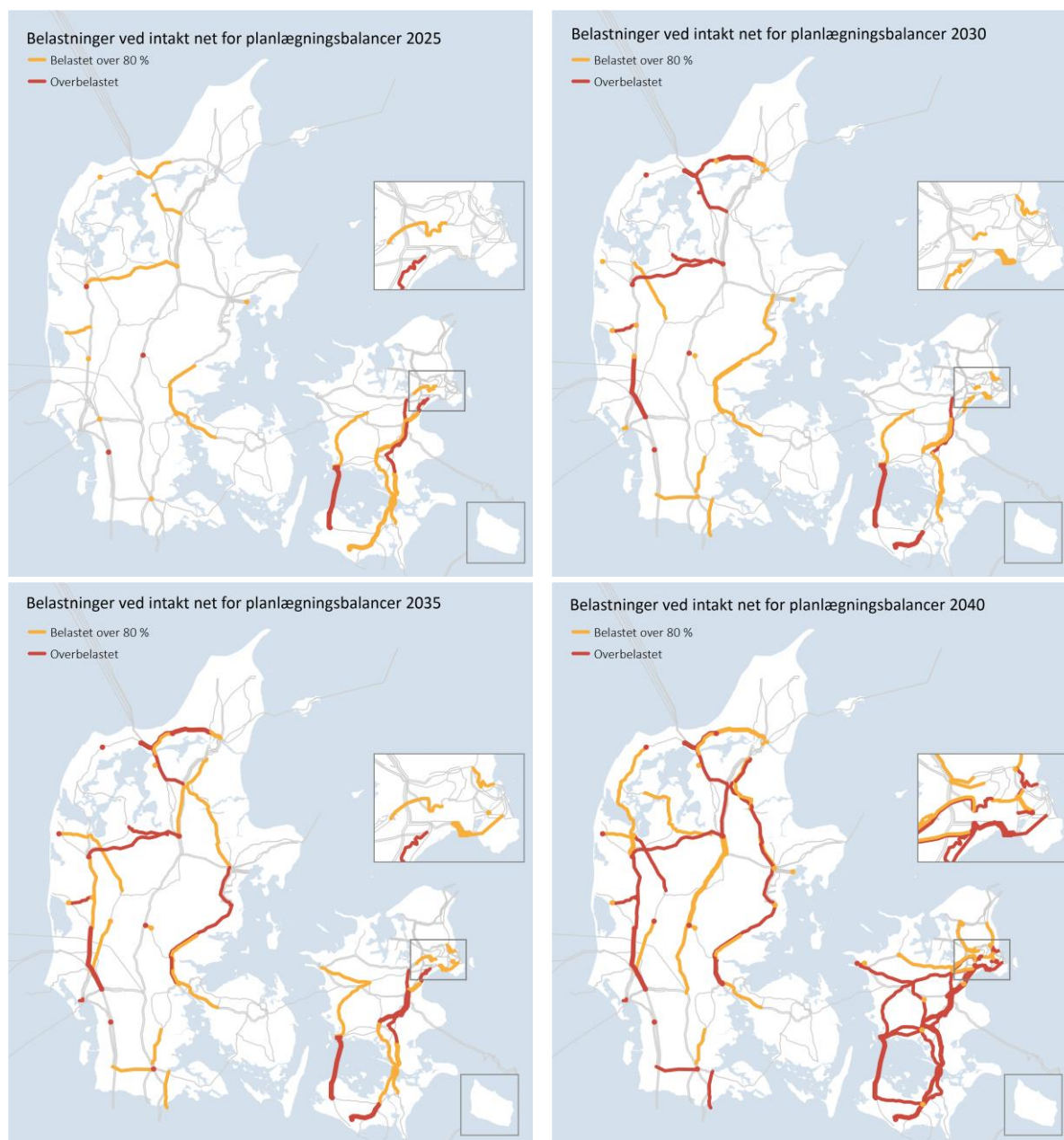


Figur 28 Illustration af komponenter i netreferencen, som overbelastes i planlægningsbalancerne. Markeringerne angiver andelen af året, hvor komponenten belastes mere end 100 % af henholdsvis kontinuert og 40 timers belastningsgrænse.

Netkonsekvensanalysen frem mod 2025 viser en række overbelastninger i nettet frem mod 2025, hvilket der skal tages hånd om.

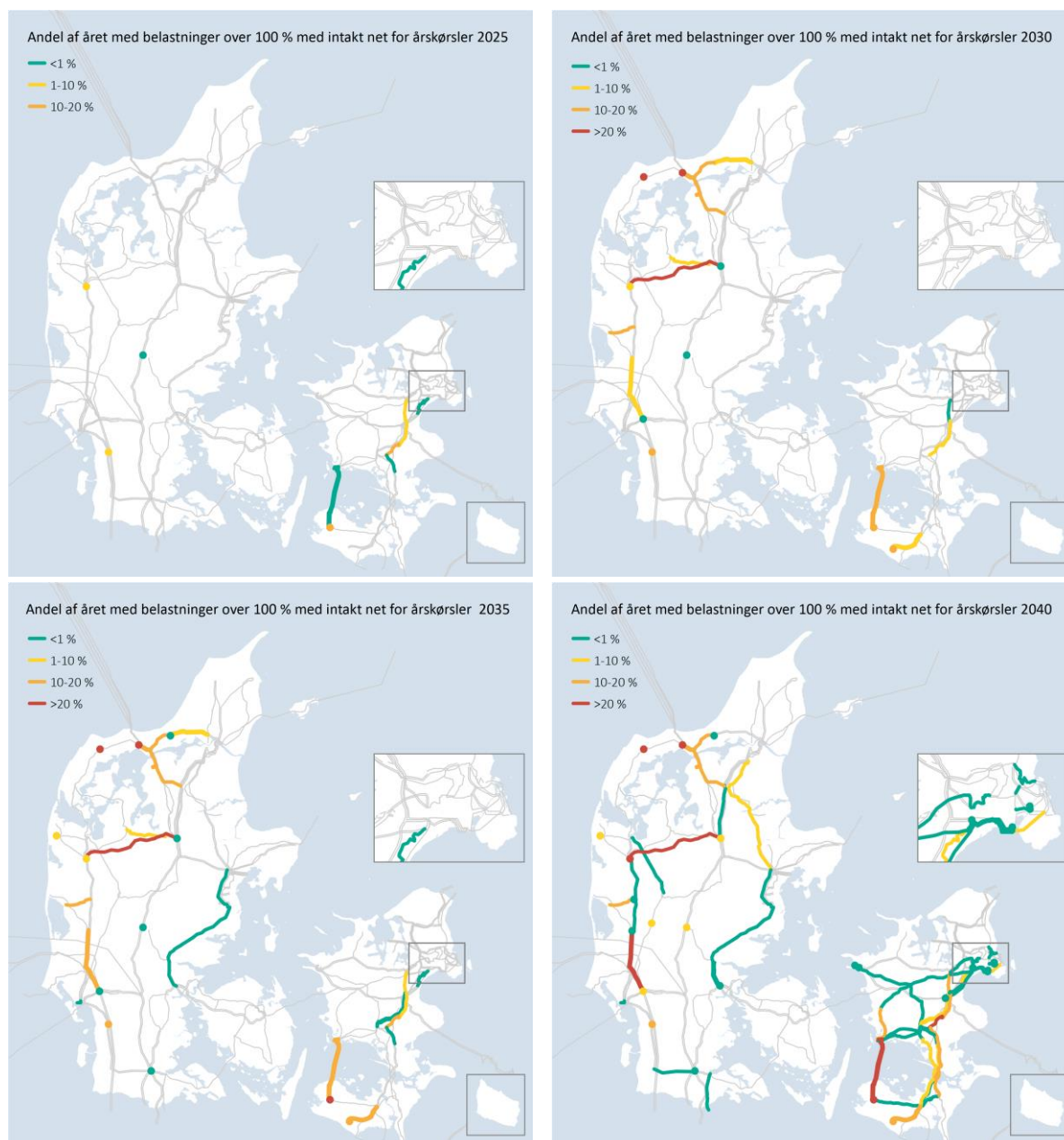
### 9.1.2 Belastningsudvikling i netreferencen i perioden 2025-2040

Som tidligere beskrevet analyseres nettet fra 2025 og frem, i den indledende screening, kun for intakt net. På Figur 29 er belastningen af komponenterne i netreferencen vist ved intakt net frem mod 2040. Kortene illustrerer tydeligt, at de fremtidige ændringer i forudsætningerne omkring forbrug og produktion fører til markante stigninger i belastningen af nettet.



Figur 29 Illustration af komponenter i netreferencen, der i planlægningsbalancerne overbelastes eller belastes mere end 80 % af den tilladelige belastning ved intakt net.

For at illustrere, hvor kritiske de kortlagte belastninger er, kan belastningerne fra planlægningsbalancer sammenholdes med årskørsler. Dette er vist i Figur 30, hvor de komponenter i netreferencen, der overbelastes i planlægningsbalancerne, er markeret. Markeringerne angiver tidsandelen af året, hvor komponenterne belastes med mere end 100 % af den tilladelige belastning ved en årskørsel på intakt net.



Figur 30 Illustration af komponenter i netreferencen, som overbelastes i planlægningsbalancerne. Markeringerne angiver andelen af året, hvor komponenten belastes mere end 100 % af den tilladte belastning ved intakt net.

### 9.1.3 Opsummering på netkonsekvensanalysen

#### Netreferencen frem mod 2025

Den indledende screening viser, at der er en række belastningsmæssige udfordringer i 2019, som løses frem mod 2025. Dette skyldes etablering af allerede godkendte projekter. Analyserne viser dog, at de allerede godkendte projekter ikke løser alle udfordringer, og at der samtidig kommer flere til.

På den korte bane er der således en række overbelastninger, der skal håndteres ved hjælp af andre håndtag end udbygninger, fx nedregulering af produktion.

Som vist i Figur 26 og Figur 27 er det især Nord- og Vestjylland, det sydlige Sjælland og Lolland-Falster, der er præget af markante overbelastninger. Dette hænger sammen med, at disse områder allerede i dag er præget af store produktionsoverskud som følge af en større tilgang af VE-anlæg de senere år. Det er samtidig disse områder, hvor den største fremtidige tilgang af VE-anlæg også forventes.

Som beskrevet i afsnit 5.3 er planlægningsbalancerne opstillet som realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling, som forventes at optræde relativt sjældent. Sammenholdes Figur 26 med Figur 28 kan det ses, at nogle af de overbelastninger, der identificeres ud fra planlægningsbalancerne, sjældent (<1 %) eller endda aldrig forekommer i årskørslerne. Der er dog også en række komponenter, hvis belastning også forekommer kritisk ud fra årskørslerne (>20 %). Det kræver en nærmere vurdering af belastningerne på de enkelte komponenter for at vurdere kritikaliteten. Derudover arbejder Energinet løbende på tiltag, der også på kort sig kan afhjælpe overbelastninger.

Energinet er således i gang med en række planlægningsprojekter, som vil afhjælpe og forbedre ovenstående billede – fx implementering af Dynamic Line Rating for bedre udnyttelse af eksisterende transmissionsnet. Ligesom der i den daglige drift er tiltag, der kan tages i driften efter første fejl for at forberede til anden fejl.

I den kommende periode forventes der tilsluttet flere VE-anlæg med kort etableringstid, som fx solcelleanlæg. Dette giver en naturlig udfordring, da etableringstiden for nye transmissionsanlæg er væsentlig længere end etableringstiden for de enkelte VE-anlæg. Da der samtidig skal gennemføres flere reinvesteringsprojekter med udetidsbehov i eksisterende net, kan der forventes et stigende behov for at indføre begrænsninger af produktion fra VE-anlæg eventuelt kombineret med behov for at foretage modkøb for at opretholde handelskapaciteten.

### **Netreferencen 2025 til 2040**

Som vist i Figur 29 medfører de anvendte forudsætninger, at mange komponenter belastes over 100 % af deres nominelle belastningsevne i planlægningsbalancerne allerede ved intakt net. Frem mod 2040 sker en markant belastningsudvikling, hvilket kommer tydeligt til udtryk i Figur 29, hvor antallet af overbelastede komponenter stiger kraftigt.

Sammenholdes Figur 29 med Figur 30 kan det ses, at der er komponenter, der overbelastes i planlægningsbalancerne, som aldrig overbelastes i årskørslerne. Det kræver en nærmere vurdering af belastninger på de enkelte komponenter for at vurdere kritikaliteten. Planlægningsbalancerne anvendes derfor til at fastlægge behov for at sikre, at nettet kan håndtere kritiske driftssituationer, mens årskørslerne anvendes som supplement. Denne tilgang er med til at sikre en vis grad af robusthed i planlægningen.

## 9.2 Kortlægning af langsigtet netstruktur

For at understøtte udviklingen i analyseforudsætningerne samtidig med at netdimensioneringskriterierne opfyldes, er det nødvendigt at gennemføre en række netudbygninger. I det følgende fokuseres der på den langsigtede referencestruktur i 2040.

De foreslåede løsninger til at afhjælpe konstaterede begrænsninger er som tidligere nævnt forudsat gennemført udelukkende ved anvendelse af netudbygninger. De foreslåede løsninger er illustreret i Figur 31 og beskrevet yderligere i de kommende afsnit.

For at kortlægge behovet for netudbygninger gennemføres en række netanalyser for at sikre, at det fremtidige net kan opfylde netdimensioneringskriterierne beskrevet i afsnit 4.2.

Ligesom i den indledende screening i forrige afsnit tager kortlægningen af behov for netudbygninger afsæt i en netreference, hvor igangværende projekter forudsættes gennemført jf. afsnit 5.3.

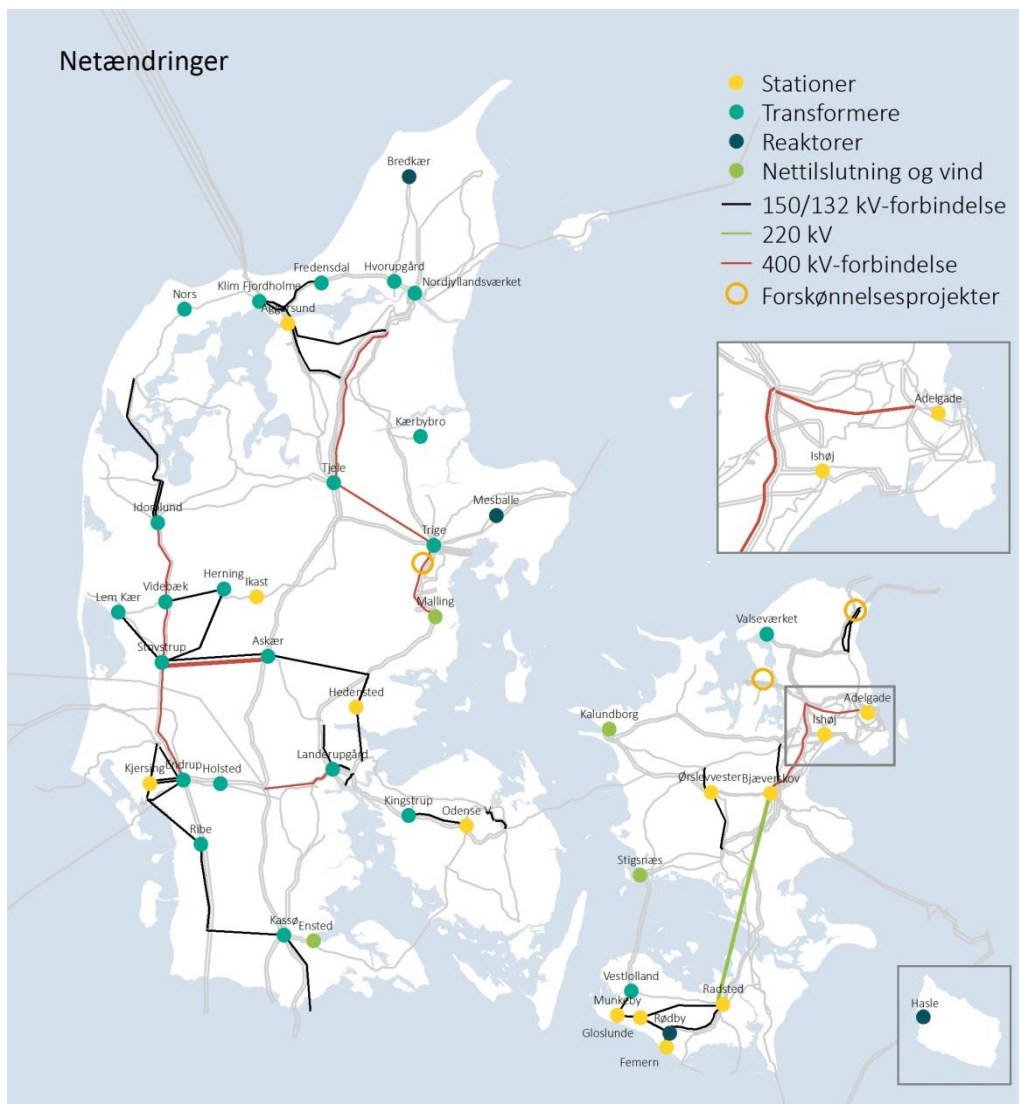
Netanalyserne tager udgangspunkt i netkonsekvensanalysen fra afsnit 9.1 og med baggrund i dennes resultater, er de første forslag til netudbygninger identificeret.

Der er efterfølgende gennemført en række iterative analyser for at finde frem til de nødvendige netudbygninger i fokusårene 2025, 2030, 2035 og 2040. De iterative analyser omfatter følgende netberegninger:

- Intakt net
- N-1
- N-2.

De iterative analyser kan både medføre yderligere udbygninger for at sikre, at nettet lever op til netdimensioneringskriterierne, ligesom analyserne kan påvise overlap mellem to udbygninger, hvormed netstrukturen kan optimeres. Timingen for de enkelte udbygninger er vurderet ud fra analyserne for de fire fokusår.

Baseret på de gennemførte netanalyser foreslås der en langsigtet netstruktur, som medfører en række netændringer, som vist i Figur 31. De mange netændringer giver generelt pladsmæssige udfordringer på flere stationer. Udbygninger kan derfor kræve større ombygninger af eksisterende stationer eller etablering af helt nyt stationer.



Figur 31 Mulige netudbygninger i transmissionsnettet frem mod 2040.

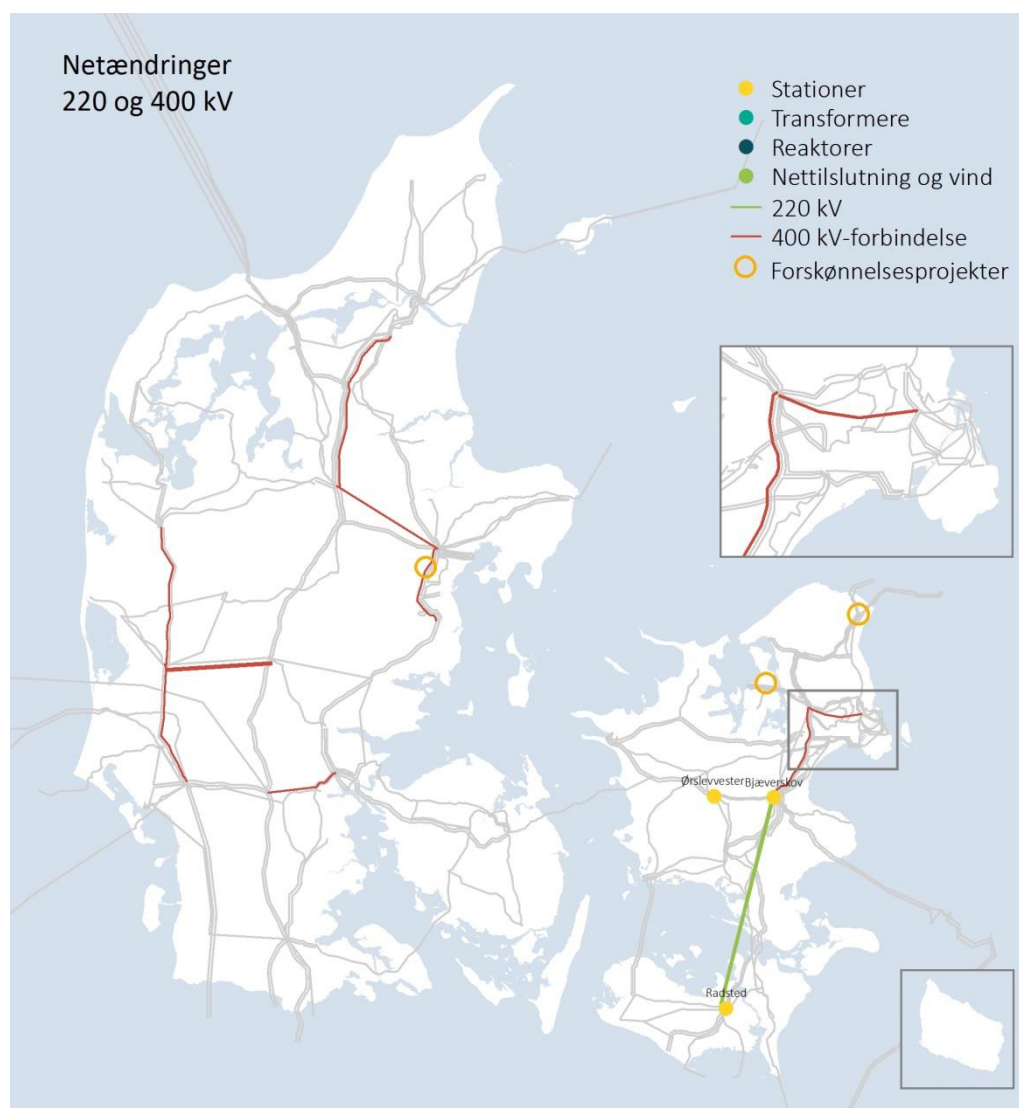
### 9.2.1 Overordnet transmissionsnet

Det overordnede transmissionsnet skal sikre de store transporter af effekt på tværs af landet mellem handelsforbindelse, produktionsenheder og forbrugsområder.

Som tidligere beskrevet i afsnit 5.3 forudsættes der 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 effektflowene i det overordnede transmissionsnet.



Figur 32 Mulige netudbygninger i det overordnede transmissionsnet frem mod 2040.

### **400 kV-luftledning Landerupgård-Revsing**

I det sydøstjyske område og på Fyn forudsættes der store forbrugsstigninger inden for de kommende år – stigningen sker både distribueret fra mindre virksomheder, byudvikling, sygehuse mv. samt punktvis fra nye storforbrugere. Der er i dag kun to 400 kV-forbindelser langs den østlige del af Jylland. Dette giver en anstrengt forsyningssituation af Trekantområdet, Østjylland og Fyn, hvor der ved kritiske netudfald opstår overbelastninger, da forbruget skal forsynes via 150 kV-nettet over lange afstande.

På lignende vis betyder den svage 400 kV-netstruktur i den østlige del af Jylland, at det stigende effektflow i det overordnede transmissionsnet medfører overbelastninger i 150 kV-nettet i transitsituationer.

Problemstillingerne kan løses med en tredje 400 kV-forbindelse ind til området i form af Landerupgård-Revsing. Denne forbindelse har været en del af Energinets netudviklingsplaner siden 2009. Der er p.t. et planlægningsprojekt i gang, hvor der foretages en nærmere vurdering af mulige løsninger, herunder alternative netløsninger og eventuelle markedsmæssige løsninger.

### **Anvendelse af 400 kV-system 2 på Endrup-Idomlund**

Ved tilslutning af den første af de fire forudsatte havmølleparker i Vesterhavet er der behov for at sikre forstærkning af 400 kV-nettet i Vestjylland i form af en tredje 400 kV-forbindelse. Dette kan i første omgang realiseres uden udbygning med nye 400 kV-luftledninger ved at drive begge systemer ved 400 kV<sup>4</sup> på den nye luftledning mellem Idomlund og Endrup. Anvendelse af begge systemer på 400 kV medfører behov for omstrukturering af 150 kV-nettet. Dette er behandlet nærmere i afsnit 9.2.4.

### **400 kV-tosystemsluftledning Askær-Stovstrup**

Med tilslutning af den forudsatte tredje havmøllepark i det vestjyske område har analyserne vist behov for aflastning af 400 kV-nettet. Dette foreslås løst ved etablering af en 400 kV-tosystemsluftledning mellem Askær og Stovstrup.

Denne tosystemsluftledning sammen med udnyttelsen af begge 400 kV-systemer på Endrup-Idomlund medfører, at behovet for system 2 på den eksisterende 400 kV-luftledning mellem Idomlund og Tjele mindskes. Denne ombygning har været med i Energinets netudviklingsplaner siden 2009, men indgår ikke i den langsigtede netstruktur i denne RUS-plan.

### **400 kV-system 2 på Ferslev-Tjele**

VE-udbygningen i det nord- og nordvestjyske område samt forventet fremtidig øget sammenfald af høj produktion fra VE-anlæg og import via jævnstrømsforbindelserne fra Sverige medfører et behov for aflastning af transmissionsnettet mellem Nordjylland og Midtjylland. Dette foreslås løst ved etablering af et ekstra 400 kV-system mellem Ferslev og Tjele. På ca. halvdelen af strækningen kan system 2 monteres på eksisterende master ved at kabellægge de to 150 kV-systemer, som i dag hænger på den ene side. På den resterende del af strækningen vil der være behov for at udskifte den eksisterende etsystemsmasterække til en tosystemsmasterække.

<sup>4</sup> Det igangværende projekt vedrørende etablering af en ny 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund etableres som en 400 kV-tosystemsluftledning, hvor det ene system drives ved 150 kV.



#### **400 kV-luftledning Tjele-Trige**

Forbrugsstigninger i det østjyske område og øget VE i det nordjyske medfører behov for aflastning af 400 kV- og 150 kV-nettet i Østjylland. Dette foreslås løst med en ny 400 kV-luftledning mellem Tjele og Trige.

#### **400 kV-opgradering af Malling-Trige**

På den eksisterende 400 kV-luftledning mellem Malling og Trige ses der behov for øget overføringsevne. Dette kan løses ved at hæve udvalgte master på strækningen. Projektet skal koordineres med reinvestering af masterne på samme strækning.

#### **400 kV-forbindelse Hovegård-Bjæverskov (driftsstrækning Herslev-Hovegård)**

400 kV-nettet mellem Bjæverskov, Hovegård og Ishøj er utilstrækkeligt i udfaldssituationer. Der er derfor foreslået en løsning med en 400 kV-forbindelse mellem station Herslev og station Hovegård. Denne forbindelse består af det ene af de eksisterende luftledningssystemer mellem Herslev og Bjæverskov (trukket ud af Bjæverskov), forbundet til en ny forbindelse fra Bjæverskov til Hovegård.

Herudover er der behov for opdeling af 132 kV-nettet for at begrænse overlejret transit. Dette er nærmere beskrevet i afsnit 9.2.8.

#### **400 kV-kabel Hovegård-Bellahøj**

Selve Københavnsområdet er ikke behandlet eksplicit i forbindelse med RUS-planen. Der er tidligere foreslået en 400 kV-kabelforbindelse mellem Hovegård og Bellahøj for at sikre forsyningen af det stigende forbrug og nedlukning af en række kraftværker i København, se også afsnit 9.2.10.

#### **220 kV-opsamlingsnet mellem Midtjylland og Lolland-Falster**

Den stigende VE-produktion på Sydsjælland og Lolland-Falster giver behov for forstærkning af det midtjyllandske net. Den foreslåede løsning er to 220 kV-kabelforbindelser mellem Rødsted og Bjæverskov. Hertil hører en udvidelse af 220 kV-stationen i Bjæverskov med to yderligere 400/220 kV-transformere. I praksis vil der sandsynligvis skulle laves en ny 400/220 kV-station umiddelbart nordvest for Bjæverskov.

Der vil være behov for at etablere systemværn, der ved anden fejl i det foreslåede 220 kV-system nedregulerer den betydelige VE-produktion på Lolland. Dette er for at skåne det underliggende 132 kV-net i udfaldssituationer.

#### **Usikkerheder og potentielle udbygninger**

Tilslutningspunkterne for de forudsatte havmølleparker er behæftet med større usikkerheder, både hvad angår tilslutningspunkt og effektstørrelse. Dette giver en generel usikkerhed på de foreslåede løsninger.

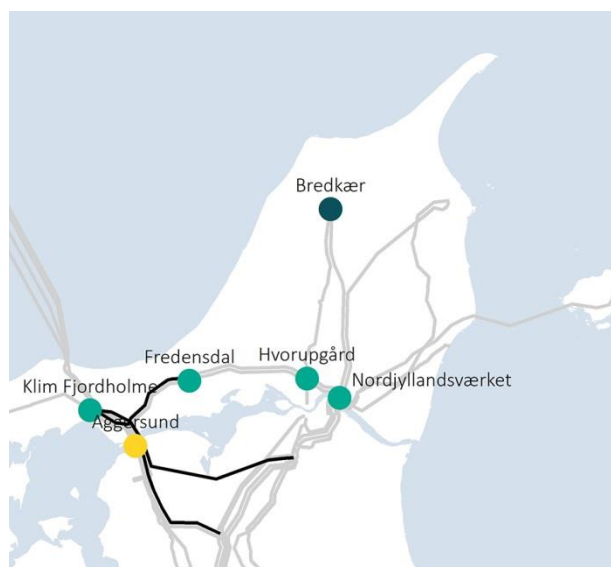
I Østdanmark er den eneste store havmøllepark (ud over Kriegers Flak, som er under etablering) forudsat tilsluttet i Hovegård. Der er foretaget en analyse af konsekvenser, såfremt denne i stedet tilsluttes i en ny 400 kV-station ved Brøndbygård. Denne nye station sløjfes ind på 400

kV-kablet mellem Avedøreværket og station Ishøj, og der vil her være behov for at etablere en ny 400 kV-kabelforbindelse til station Hovegård.

Forstærkning af transmissionsnettet mellem Midtsjælland og Lolland-Falster er foreslået løst med et 220 kV-opsamlingsnet. Alternativer til denne løsning kan både være 132 kV- og/eller 400 kV-forbindelser. En nærmere vurdering af dette vil ske i forbindelse med planlægningsprojektet og vil i høj grad afhænge af, hvor stor robusthed der ønskes for usikkerheder i de anvendte analyseforudsætninger. Her bør løsningernes etableringstid endvidere inddrages i forbindelse med valg af løsning, da der allerede i dag er flaskehalse i nettet, og der samtidigt kan ske en hurtig udvikling af VE-anlæg.

### 9.2.2 Nordjylland

Der forudsættes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det nordjyske område som tidligere beskrevet i afsnit 5.3. For at understøtte denne udvikling er der foreslået en række netforstærkninger som vist i Figur 33.



Figur 33 Mulige netudbygninger i Nordjylland.

#### 150/60 kV-skilleflade

Nettotilgangen i VE-produktion medfører løbende behov for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere – enten i form af nye transformere på allerede eksisterende stationer eller i form af helt nye stationer.

Baseret på de konkrete analyseforudsætninger ses der behov for nye 150/60 kV-transformere i Hvorupgård, Klim Fjordholme og Fredensdal.

Herudover planlægges der med etablering af en ny 150/60 kV-station ved Aggersund i forbindelse med tilslutning af vindmølleparken Nr. Kær Enge 2.

### **400/150 kV-skillemåle**

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 400 MVA-transformer i Vendsysselværket.

### **Opgradering af eksisterende 150 kV-luftledninger**

Den øgede mængde VE i Thy-Han Herred området medfører behov for aflastning eller forstærkning af 150 kV-nettet i området, hvilket kan løses med opgradering af eksisterende luftledning mellem Klim Fjordholme og Mosbæk.

Herudover opgraderes 150 kV-luftledningen mellem Hvorupgård og Nordjyllandsværket i forbindelse med tilslutning af vindmølleparken ved Aggersund.

### **150 kV-forbindelse Ferslev-Klim Fjordholme**

På trods af en opgradering af eksisterende 150 kV-luftledninger medfører den øgede mængde VE i Thy-Han Herred området på længere sigt behov for aflastning af 150 kV-nettet i området. Dette kan løses med en 150 kV-forbindelse mellem Klim Fjordholme og Ferslev.

### **Reaktiv effektkompensering**

Endelig er tidligere konstateret behov for øget reaktiv effektkompensering i Bredkær og Vendsysselværket. Dette er behandlet nærmere i afsnit 9.3.

### **Usikkerheder og potentielle udbygninger**

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 analyseforudsætningerne. Dette kan give anledning til etablering af nye transformere i området og potentielle yderligere forstrækninger i 150 kV-nettet. Herudover kan behovene for de mulige netforstærkninger optræde tidligere end påvist i netanalyserne baseret på analyseforudsætningerne.

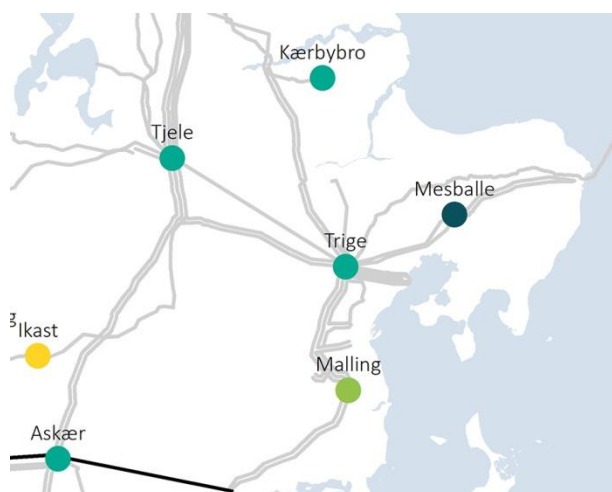
150 kV-station Vilsted er i dag forsynet via en indsløjfning fra det ene af de to luftledningssystemer mellem Klim Fjordholme og Mosbæk. I forbindelse med forestående reinvesteringarbejde på indsløjfningen skal 150 kV-stationen i Vilsted udkobles, hvormed forbruget skal reserverforsynes fra nabostationer, samtidig med at der skal begrænses større mængder VE. I forbindelse med det konkrete reinvesteringprojekt løses problemstillingen, men der er udtrykt ønske om en fremtidig uafhængig forsyning til station Vilsted. Behovet og følgende muligheder skal vurderes i koordinering med netselskabet i området:

- Etablering af et nyt 150/60 kV-transformeringspunkt ved den planlagte station ved Aggersund.
- Kabellægning forbi Vilsted i forbindelse med etablering af den mulige 150 kV-forbindelse mellem Klim Fjordholme og Ferslev.
- Indsløjfning på det andet af de to luftledningssystemer mellem Klim Fjordholme og Mosbæk.

### 9.2.3 Østjylland

Der forudsættes en moderat nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det østjyske område som tidligere beskrevet i afsnit 5.3. Herudover forudsættes der en forbrugsstigning omkring de større østjyske byer og fra datacenteret ved Tjele.

For at understøtte denne udvikling er der foreslået en række netforstærkninger som vist i Figur 34.



Figur 34 Mulige netudbygninger i Østjylland.

#### 150/60 kV-skilleflade

Nettotilgangen i VE-produktion medfører løbende behov for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformerne – enten i form af nye transformere på allerede eksisterende stationer eller i form af helt nye stationer.

Baseret på de konkrete analyseforudsætninger ses der behov for ny 150/60 kV-transformer i Kærbybro.

Herudover er der forudsat et nyt 150/60 kV-transformeringspunkt i Ikast, hvor dele af 60 kV-nettet fra henholdsvis Herning og Bjørnholt kobles på. Dette koordineres med netselskaberne i området.

#### Tilslutning af kystnære møller ved Mejflak

Der indgår tilslutning af kystnære møller ved Mejflak nær Aarhus i forudsætningerne. Møllerne er forudsat tilsluttet radial til 150 kV-station Malling.

#### 400/150 kV-skilleflade

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 vindkraft og forsyning af forbrug.

I Tjele kan behovet løses med en opgradering af den eksisterende 400 MVA transformer til 600 MVA.

I Askær kan behovet løses ved at tilslutte den eksisterende 200 MVA-transformer fra Kingstrup, som bliver til overs, når denne udskiftes til en ny 400 MVA-transformer som beskrevet i afsnit 9.2.6.

I Trige kan behovet løses ved etablering af en ny 400 MVA-transformer.

### **Reaktiv effektkompensering**

Endelig er der tidligere konstateret behov for øget reaktiv effektkompensering i Mesballe. Dette er behandlet nærmere i afsnit 9.3.

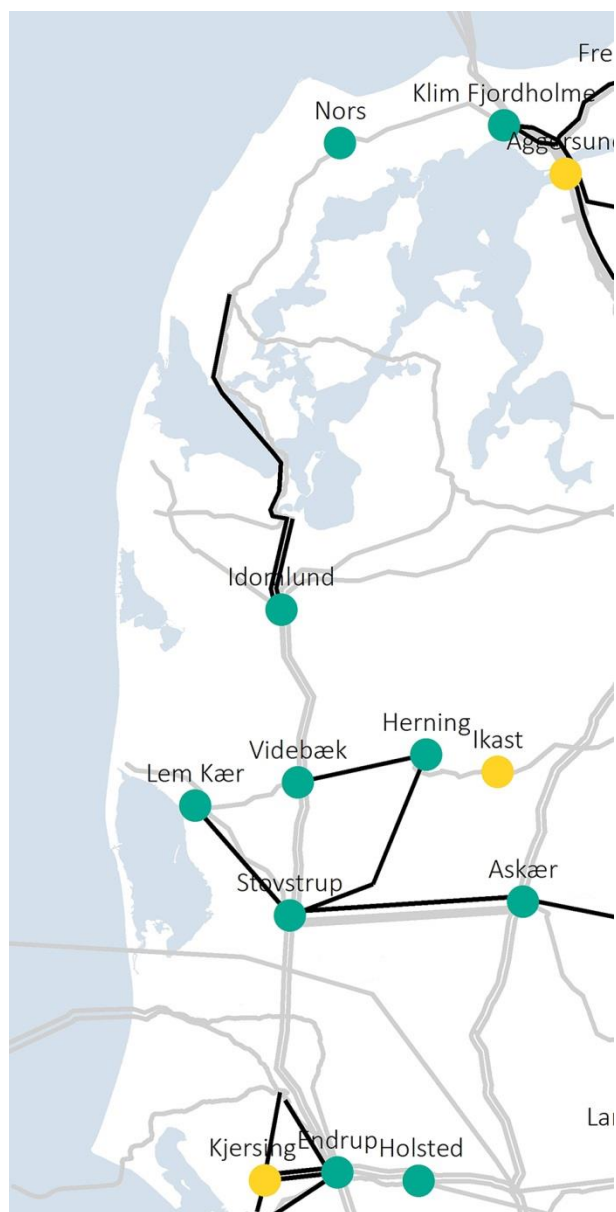
### **Usikkerheder og potentielle udbygninger**

Den forudsatte parkstørrelse for de kystnære møller ved Mejlflak er betydelig mindre end der forventes i praksis. I det konkrete område forventes det ikke, at den større parkstørrelse vil have væsentlig betydning for nettet i området.

På den lange bane kan der blive behov for aflastning eller forstærkning af 150 kV-nettet til Djursland for at sikre forsyningen af området, hvilket kan løses med udbygning af 150 kV-nettet mellem Hornbæk, Moselund og Mesballe. Alternativt kan problematikken løses ved etablering af netreserve i 60 kV-nettet. Dette vurderes i fællesskab med netselskaberne i området.

### 9.2.4 Vestjylland

Der forudsættes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det vestjyske område som tidligere beskrevet i afsnit 5.3.



Figur 35 Mulige netudbygninger i Vestjylland.

#### 150/60 kV-skilleflade

Nettotilgangen i VE-produktion medfører løbende behov for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformerne – enten i form af nye transformere på allerede eksisterende stationer eller i form af helt nye stationer.

Baseret på de konkrete analyseforudsætninger ses der behov for nye 150/60 kV-transformere i Nors, Videbæk, Lem Kær og Herning.

### **400/150 kV-skillemåle**

Herudover er der også 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 400/150 kV-transformere i Idomlund, Stovstrup og Endrup.

I Idomlund kan behovet løses ved etablering af en ny 400 MVA-transformer – ud over den eksisterende 400 MVA-transformer og den 400 MVA transformer, der etableres i det igangværende projekt vedrørende nettilslutning af de kystnære møller.

I Stovstrup kan behovet løses ved etablering af to nye 600 MVA-transformer – ud over den 600 MVA 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 400 MVA transformer. Herudover skal der ske en sammenkobling af 150 kV-skinnesektioner 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.

### **Tilslutning af ny storforbruger ved Esbjerg**

Der er forudsat etableret en ny station Kjersing som tilslutning af det Facebook-datacenter, der blev skrinlagt i marts 2019. Stationen og forbruget har været en del af forudsætningsgrundlaget for alle gennemførte analyser i denne RUS-plan.

Såfremt der ikke kommer ny storforbruger i Esbjergområdet vil den nødvendige netstruktur ændre sig. Dels vil station Kjersing ikke skulle etableres, og dels vil det kun være nødvendigt med to kabelforbindelser fra Endrup mod Esbjergområdet, mod de tre som er vist i den langsigtede netstruktur. Da forbruget ved Esbjerg er en del af analyseforudsætningerne, vil dette skulle flytte til et andet sted i landet, hvilket kan medføre behov for ny netudbygning i det område, hvor det flyttes til.

### **Kabellægning af 150 kV-luftledning i kommuner berørte af den nye 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund**

Som følge af den politiske beslutning om at kabellægge alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, som berøres af den nye 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund, skal eksisterende luftledninger mellem Struer og Esbjerg kabellægges. Kabellægninger syd for Esbjerg behandles i afsnit 9.2.5

400 kV-luftledningen mellem Endrup og Idomlund etableres som tosystemsluftledning, 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 og Lykkegård kan demonteres ved at etablere to 150 kV-kabelforbindelser mellem Endrup og Kjersing samt en 150 kV-kabelforbindelse mellem Endrup og Lykkegård.

150 kV-luftledningen mellem Lykkegård og Estrupvej kan demonteres ved at etablere en 150 kV-kabelforbindelse på samme strækning.

150 kV-luftledningerne mellem Karlsgårde og Lykkegård kan demonteres ved at etablere en 150 kV-kabelforbindelse Karlsgårde-Kjersing-Lykkegård. Der kan nøjes med en enkelt kabelforbindelse under forudsætning af, at 150 kV-nettet opdeles mellem Karlsgårde og Stovstrup, som beskrevet i afsnittet om 150 kV-forstærkninger ved anvendelse af 400 kV-system 2 på Endrup-Idomlund.

### **150 kV-forstærkninger ved anvendelse af 400 kV-system 2 på Endrup-Idomlund**

Som tidligere beskrevet i afsnit 9.2.1, skal begge systemer på den nye 400 kV-luftledning drives ved 400 kV-niveau, når den første af de fire havmølleparker i området 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 effekttransporter holdes i 400 kV-nettet i henhold til det tidligere beskrevne funktionsprincip i afsnit 5.4. Konkret foreslås 150 kV-nettet opdelt 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 Stovstrup og Askær, en 150 kV-kabelforbindelse mellem Andst og Holsted, en 150 kV-kabelforbindelse mellem Endrup og Karlsgårde samt tidligere beskrevne 400/150 kV-transformere i Idomlund, Stovstrup og Endrup.

### **Usikkerheder og potentielle udbygninger**

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 analyseforudsætningerne. Dette kan give anledning til etablering af nye transformere i området og potentielle yderligere forstrækninger i 150 kV-nettet. Herudover kan behovene for de mulige netforstærkninger optræde tidligere end påvist i netanalyserne baseret på analyseforudsætningerne.

Der er blandt andet konkrete planer vedrørende en større solcellepark nær Holstebro. Solcelleparkens betydning for nettet i området er ikke kortlagt endnu.

I forbindelse med kabellægning af 150 kV-nettet i Vestjylland skal det vurderes, hvorvidt det giver mening at etablere en ny 150/60 kV-station i Jegsmark i stedet for eksisterende 150/60 kV-station Estrupvej. Denne potentielle udbygning vurderes nærmere i fællesskab med netselskaberne i området.

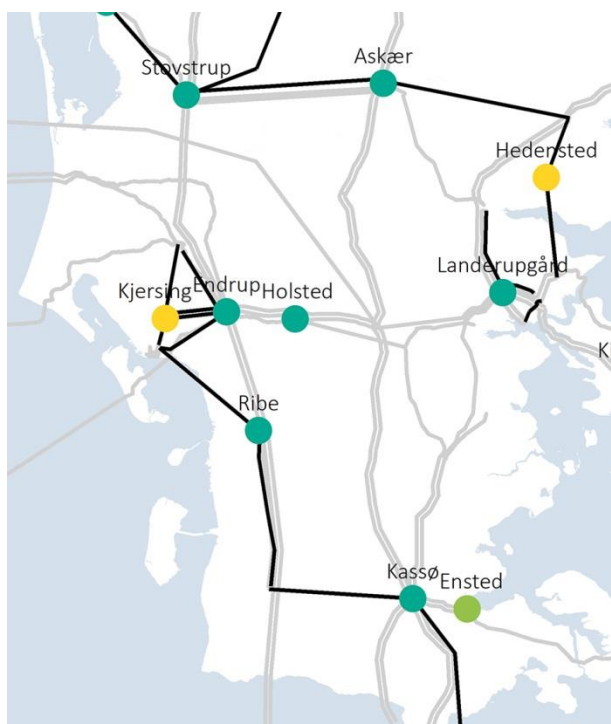


I forbindelse med kabellægning af 150 kV-nettet i Vestjylland skal det vurderes, om den eksisterende station Sdr. Felding skal bestå fremover. Stationen står inden for de kommende 10 år over for en større reinvestering af både station og eksisterende transformere. Stationen er belastningsmæssigt en af de mindste stationer i Vestdanmark, da der transformeres direkte fra 150 kV til 10 kV, og ikke fra 150 kV til 60 kV som på øvrige 150 kV-stationer. Energinet udarbejder i fællesskab med netselskaberne i området en vurdering af den fremtidige forsyning af området, herunder om stationen skal bibeholdes, nedlægges eller ændres til 150/60 kV. Afhængigt af udfaldet af denne vurdering kan der være behov for at ændre den foreslåede 150 kV-netstruktur i området.

### 9.2.5 Sydjylland

Der forudsættes en moderat nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det sydjyske område som tidligere beskrevet i afsnit 5.3.

Særligt ligger der store forbrugsstigninger i den østlige del omkring Fredericia og Kassø som følge af nye storforbrugere, som forudsættes tilsluttet transmissionsnettet.



Figur 36 Mulige netudbygninger i Sydjylland.

#### 150/60 kV-skilleflade

Nettotilgangen i VE-produktion medfører løbende behov for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere – enten i form af nye transformere på allerede eksisterende stationer eller i form af helt nye stationer.

Baseret på de konkrete analyseforudsætninger ses der behov for nye transformere i Ribe og Holsted.

I forbindelse med etablering af kabelforbindelse mellem Hatting og Ryttergård vurderes muligheden for at etablere et nyt 150/60 kV-transformeringspunkt i Hedensted af hensyn til håndtering af forbrugsstigninger og sikre forsyning af forbrugere ved udfald af station Hatting.

#### **Tilslutning af kystnære møller ved Nordals**

Der indgår tilslutning af kystnære møller ved Nordals i forudsætningerne. Møllerne er forudsat tilsluttet radially til 150 kV-station Enstedværket.

#### **400/150 kV-skilleflade**

Der er endvidere behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 150 kV-nettene i Landerupgård og Kassø af hensyn til forsyning af forbrug.

I Landerupgård kan behovet løses ved etablering af en ny 600 MVA-transformer og en opgradering af den eksisterende 400 MVA transformer til 600 MVA.

I Kassø foreslås dette løst med etablering af en ny 600 MVA-transformer og en opgradering af de to eksisterende 400 MVA transformere til 600 MVA.

#### **150 kV-tværspejndingstransformer i station Hedensted**

For at reducere belastningen på forbindelsen mellem station Hatting og Ryttergården installeres en tværspejndingstransformer på forbindelsen i station Hedensted, som kan styre det aktive effektflow i 150 kV-nettet.

#### **150 kV-net til Tårup og Ryttergård**

De forudsatte forbrugsstigninger i det østjyske område, i Trekantområdet og på Fyn medfører et stigende behov for kapacitet mellem 400/150 kV-station Landerupgård og Tårup/Ryttergård.

Den eksisterende forbindelse fra Skærbækværket mod Ryttergård har begrænset overførings-eve og skal derfor opgraderes. Denne opgradering vil udskyde behovet for yderligere 150 kV-net mellem 400/150 kV-station Landerupgård og Tårup/Ryttergård.

#### **150 kV-forbindelse Landerupgård-Tårup**

På langt sigt er der behov for yderligere kapacitet mellem 400/150 kV-station Landerupgård og Tårup/Ryttergård. Dette kan løses med et 150 kV-kabel mellem Landerupgård og Tårup.

Der er i forbindelse med denne RUS-plan vurderet på muligheden for at dekommissionere den eksisterende 150 kV-forbindelse fra Skærbækværket mod Ryttergård ved at fremrykke 150 kV-forbindelsen Landerupgård-Tårup. Robustheden i denne løsning vil dog være meget begrænset, og større forbrugsstigninger end forudsat vil medføre behov for en tredje forbindelse.

#### **Kabellægning af 150 kV-luftledning i kommuner berørt af den nye 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund**

Som følge af den politiske beslutning om at kabellægge alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, som berøres af den nye 400 kV-luftledning fra Endrup til den dansk-tyske grænse, skal eksisterende luftledninger mellem Esbjerg og Kassø kabellægges. Kabellægninger nord for Esbjerg behandles i afsnit 9.2.4.

150 kV-luftledningerne Lykkegård-Ribe-Bredebro-Kassø kan demonteres ved at etablere en 150 kV-kabelforbindelser på samme strækning.

### **Usikkerheder og potentielle udbygninger**

Den forudsatte parkstørrelse for de kystnære møller ved Nordals er betydelig mindre, end der forventes i praksis. I det konkrete område forventes det ikke, at den større parkstørrelse vil have væsentlig betydning for nettet i området.

Der er blandt andet konkrete planer vedrørende en større solcellepark nær Aabenraa. Solcelleparkens betydning for nettet i området er ikke kortlagt endnu.

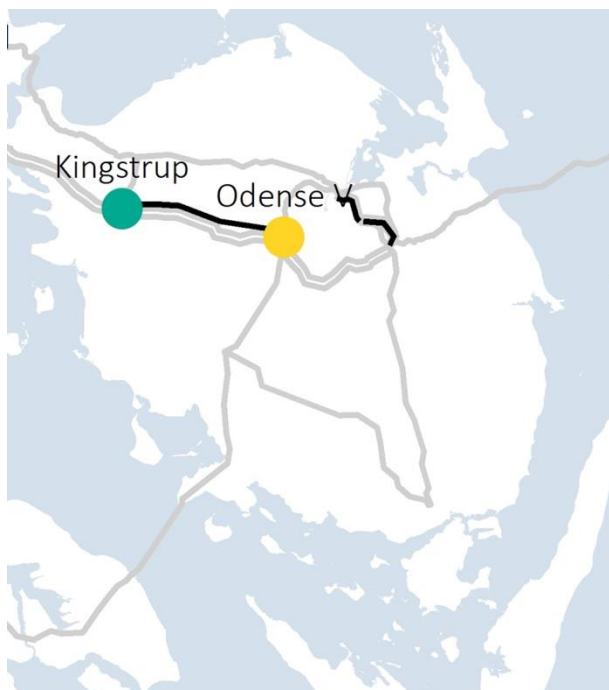
Den foreslåede løsning vedrørende kabellægning af 150 kV-luftledningerne Lykkegård-Ribe-Bredebro-Kassø betyder, at to samtidige 150 kV-fejl vil afkoble 150 kV-stationerne Bredebro og Ribe. Energinet vil i koordinering med netselskaberne kortlægge eventuelle konsekvenser i underliggende net eller behov for forstærkning af 150 kV-netstrukturen i området. Afhængigt af størrelse og tilslutningskrav for nye storforbrugere i det sydjyske område kan dette medføre behov for en 400/150 kV-station ved Bredebro og/eller forstærkninger af 150 kV-netstrukturen i området.

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 analyseforudsætningerne. Dette kan give anledning til etablering af nye transformere i området og potentielle yderligere forstrækninger i 150 kV-nettet. Herudover kan behovene for de mulige netforstærkninger optræde tidligere end påvist i netanalyserne baseret på analyseforudsætningerne.

### **9.2.6 Fyn**

Der forudsættes en begrænset nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det fynske område som tidligere beskrevet i afsnit 5.3.

Herudover forudsættes der en forbrugsstigning omkring Odense og tilslutning af datacenter ved Fraugde.



Figur 37 Mulige netudbygninger på Fyn.

### 150/60 kV-skilleflade

Det stigende forbrug medfører behov for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformerne – enten i form af nye transformere på allerede eksisterende stationer eller i form af helt nye stationer.

Der er som følge af forbrugsstigninger omkring Odense forudsat et nyt 150/60 kV-transformeringspunkt i Odense V, som sløjfes ind på den eksisterende 150 kV-luftledning mellem Abildskov og Fynsværket. Der pågår p.t. et fælles screeningstudie omkring dette i samarbejde med netselskabet i området.

### Forstærkning af 150 kV-nettet omkring mod Odense

Det øgede forbrug omkring Odense giver anledning til behov for opgradering af eksisterende kabelforbindelse mellem Fraugde og Fynsværket samt en mindre omstrukturering af 150 kV-nettet mellem Odense Sydøst og Fraugde, hvilket kan løses ved at indsløjfe en eksisterende luftledning i station Odense Sydøst.

### Etablering af ekstra forsyningsvej til Odense

Som følge af de forudsatte forbrugsstigninger omkring Odense er der behov for en ekstra forsyningsvej for at kunne opretholde forsyningen ved udfald i nettet.

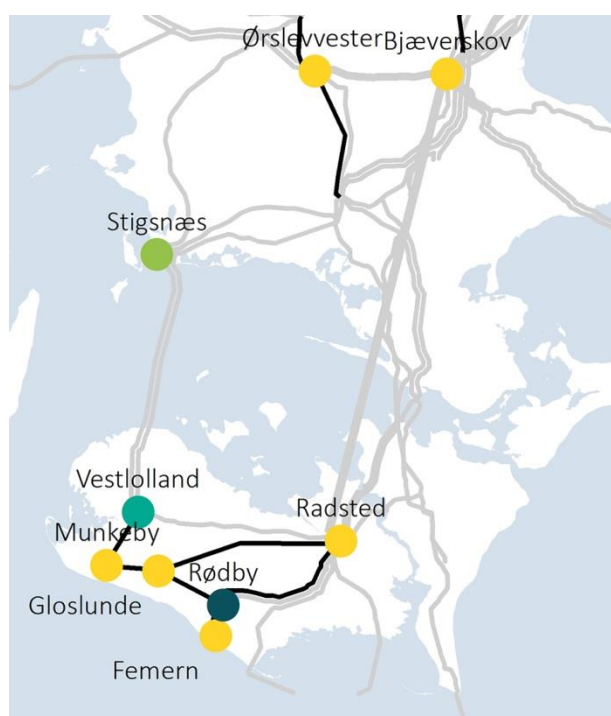
Dette kan løses ved at opgradere eksisterende 200 MVA-transformer i Kingstrup til 400 MVA og etablere en 150 kV-kabelforbindelse ind mod Odense. Den overskydende transformer fra Kingstrup foreslås flyttet til Askær, hvor der i dag allerede står en 200 MVA-transformer, se afsnit 9.2.3.

## Usikkerheder og potentielle udbygninger

Den overordnede forsyning til Fyn sker via to 400 kV-forbindelser fra Jylland. På samme måde som i RUS-plan 2017 er nettet i denne RUS-plan dimensioneret med anvendelse af reserveforsyning via 150 kV-nettet og via Storebæltsforbindelsen eller kraftværker i området i kritiske fejlsituationer. Det skal undersøges nærmere, om dette er en langsigtet løsning – særligt i relation til effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Dette kan potentielt lede til investeringer i nettet mellem Jylland og Fyn, enten i form af en tredje 150 kV- eller 400 kV-forbindelse.

### 9.2.7 Sydsjælland og Lolland-Falster

Der forudsættes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i Sydsjælland og på Lolland-Falster som tidligere beskrevet i afsnit 5.3.



Figur 38 Mulige netudbygninger på Sydsjælland og Lolland-Falster.

### 132/50 kV-skilleflade

Nettotilgangen i VE-produktion medfører løbende behov for aflastning af eksisterende 132/50 kV-transformerne – enten i form af nye transformere på allerede eksisterende stationer eller i form af helt nye stationer.

I situationer med stor tilbagefødnings af effekt fra 50 kV til 132 kV er der risiko for overbelastning af eksisterende 132/50 kV-transformere og 50 kV-forbindelser i udfaldssituationer. Dette skaber grundlag for et nyt transformeringspunkt i Munkeby med to nye 160 MVA 132/50 kV-transformere.

I situationer med stor tilbagefødnings af effekt fra 50 kV til 132 kV er der risiko for overbelastning af eksisterende 132/50 kV-transformere og 50 kV-forbindelser i udfaldssituationer. Dette skaber grundlag for et nyt transformeringspunkt i Gloslunde, med én ny 160MVA 132/50kV-transformer.

I situationer med stor tilbagefødnings af effekt fra 50 kV til 132 kV er der risiko for overbelastning af eksisterende 132/50 kV-transformere og 50 kV-forbindelser i udfaldssituationer. I Station Vestlolland er der efter udvidelsen i 2018 installeret en 160 MVA (T12) og 100 MVA (T11) transformere. T11 begrænser transformerkapaciteten betydeligt, da der konstant skal være forberedt til et udfald på T12. Derfor udskiftes T11 i station Vestlolland fra en 100 MVA transformer til en 160 MVA-transformer (projektet er startet; forventes gennemført ultimo 2020).

### **Tilslutning af kystnære møller ved Omø**

Der indgår tilslutning af kystnære møller ved Omø i forudsætningerne. Møllerne er forudsat tilsluttet radialt til 132 kV-station Stignæsøværket.

### **Tilslutning af Femern-Bælt forbindelsen**

Der indgår tilslutning Femern-Bælt-forbindelse i analyseforudsætningerne. Den forudsatte løsning for tilkobling af Femern-Bælt forbindelsen er direkte tilslutning til station Rødby via to 132 kV-kabelforbindelser.

### **220 /132 kV-skillemembran**

Som tidligere nævnt i afsnit 9.2.1 foreslås transmissionsnettet mellem Lolland og Midtjylland forstærket med to 200 kV-kabelforbindelser mellem Radsted og Bjæverskov af hensyn til aftag af VE.

Der foreslås i denne forbindelse opsamling af lokal produktion fra 132 kV-nettet igennem to 220/132 kV-transformere til 220 kV-station Radsted. Herudover foreslås de to Rødsand havmølleparker tilsluttet 220 kV-station Radsted via en 220/132 kV-transformer. 132 kV-skinneerne i station Radsted foreslås adskilt, således at havmølleparkerne slutes separat til 220 kV-stationen. Dette er for at begrænse effektflowene i 132 kV-nettet.

### **132 kV-ringforbindelse på Lolland**

For at kunne håndtere den voksende mængde VE på Lolland foreslås der en 132 kV-ringstruktur, hvor den nye station Munkeby kabelforbindes til station Vestlolland og station Gloslunde. Station Gloslunde-forbindelse med en 132 kV-kabelforbindelse til Radsted og Rødby. Det eksisterende 132 kV-kabel mellem Rødby og Radsted suppleres med et nyt 132 kV-kabel. På grund af begrænset overføringssevne på det eksisterende 132 kV-kabel mellem Radsted og Rødby indsættes en seriereaktor på denne forbindelse, således den ikke overbelastes.

### **132 kV-tværspejlingstransformerer i station Vestlolland**

For at reducere belastningen på forbindelsen mellem station Vestlolland og Stignæsøværket installeres en tværspejlingstransformerer på forbindelsen i station Vestlolland, som kan styre det aktive effektflow i 132 kV-nettet.

### **Usikkerheder og potentielle udbygninger**

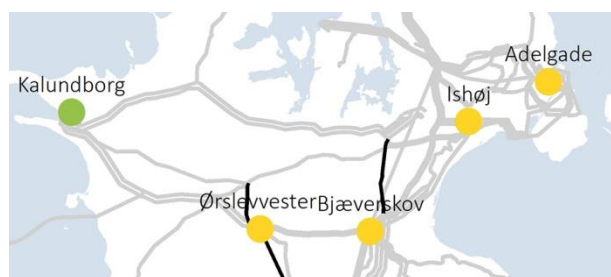
I det løbende koordineringsarbejde med netselskaberne og øvrige henvendelser fra udviklere i området er der konstateret en større portefølje af mulige tilslutninger af VE-anlæg end forudsat i analyseforudsætningerne. Dette kan give anledning til etablering af nye transformere i området og potentielle yderligere forstrækninger i 132 kV-nettet. Herudover kan behovene for

de mulige netforstærkninger optræde tidligere end påvist i netanalyserne baseret på analyseforudsætningerne.

Den forudsatte parkstørrelse for de kystnære møller ved Omø er betydelig mindre, end der forventes i praksis. Den større parkstørrelse vil have betydning for nettet i området, hvor der konkret ses behov for en ny 132 kV-kabelforbindelse mellem Stignæsværket og Ørslevvester samt en ekstra 400/132 kV-transformer i Ørslevvester.

### 9.2.8 Midtsjælland

Der forudsættes en begrænset nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i Midtsjælland som tidligere beskrevet i afsnit 5.3.



Figur 39 Mulige netudbygninger på Midtsjælland.

#### Tilslutning af kystnære møller ved Jammerland Bugt

Der indgår tilslutning af kystnære møller ved Jammerland Bugt i forudsætningerne. Møllerne er forudsat tilsluttet radiale til 132 kV-station Stignæsværket.

#### Opsplitning af 132 kV-nettet ved Køge-Roskilde-snittet

Generelt sigtes der efter at holde de store effekttransporter i 400 kV-nettet i henhold til det tidligere beskrevne funktionsprincip i afsnit 5.4. For at sikre at effektoverførslen fra den sydlige del af nettet til København/Nordsjælland tvinges op i 400 kV-nettet i området mellem Bjæverskov og Hovegård/Ishøj, skal 132 kV-nettet opdeles ved station Ishøj. Opsplitningen af 132 kV-nettet består af en opdeling af station Ishøj, hvor forbindelserne til station Flaskegård og 400/132 kV-transformer kapaciteten isoleres fra forbindelserne til station Brøndbygård. Derudover nedtages luftledningerne mellem Vejleå og Vindingegård. Forbindelsen Kirkeskovgård-Vejleå forbindes i stedet i Vindingegård. Med opsplitningen bliver 132 kV-nettet ikke bestemmende for kapaciteten i nettet.

Opsplitningen af nettet kan sandsynligvis først foretages efter Herslev-Hovegård 400 kV-forstærkningen af Køge-Roskilde-snittet, som det tidligere er beskrevet i afsnit 9.2.1.

#### 400/132 kV-skilleflade

Der er behov for ekstra 400/132 kV-transformerkapacitet på Midtsjælland. Umiddelbart vil det være nærliggende at udvide med en ekstra 400/132 kV-transformer i Bjæverskov. Dette vil imidlertid kræve en ombygning af 400 kV-stationen og etablering af en egentlig 132 kV-station i Bjæverskov eller alternativt en dublering af den nuværende forbindelse mellem Bjæverskov og Spanager (400/132 kV-transformer i serie med to parallelle 132 kV-kabler). Dette vil uanset løsningsalternativ være omkostningstungt.

Det foreslås derfor i stedet, at der etableres en ny 400/132 kV-station i Ørslevvester (vest for Ringsted). Det er vurderet, at de økonomiske omkostninger ved etableringen af denne station er nogenlunde lig med omkostningerne ved at udvide med en 400/132 kV-transformer i Bjæverskov. En ny 400/132 kV-station i Ørslevvester vil lette fremtidige udbygninger. En yderligere koncentration af transformer-kapacitet i Bjæverskov er desuden ikke ønskelig grundet stationens derved stigende sårbarhed.

Den eksisterende 132 kV-luftledning mellem Nyrup og Ringsted føres ind til Ørslevvester og splittes derfor til to linjer, Nyrup-Ørslevvester og Nyrup-Ringsted.

### **Opgradering af eksisterende 132 kV-luftledninger**

Grundet overbelastninger ved udfaldssituationer er det nødvendigt at hæve overføringsevnen på den eksisterende luftledning mellem Nyrup og Ørslevvester.

På samme måde er det nødvendigt at hæve overføringsevnen på den eksisterende 132 kV-luftledning mellem Kamstrup og Spanager.

### **132 kV-kabelforbindelse Rislev-Ørslevvester**

For at aflaste 132 kV-nettet umiddelbart syd for 400 kV-nettet på Midtsjælland i den nære fremtid (indtil 220 kV-forbindelsen mellem Radsted og Bjæverskov kan idriftsættes) og som aflastning i udfaldssituationer på længere sigt, foreslås en ny 132 kV-kabelforbindelse mellem Ørslevvester og Rislev.

### **Usikkerheder og potentielle udbygninger**

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 analyseforudsætningerne. Dette kan give anledning til etablering af nye transformere i området og potentielle yderligere forstrækninger i 132 kV-nettet. Herudover kan behovene for de mulige netforstærkninger optræde tidligere end påvist i netanalyserne baseret på analyseforudsætningerne.

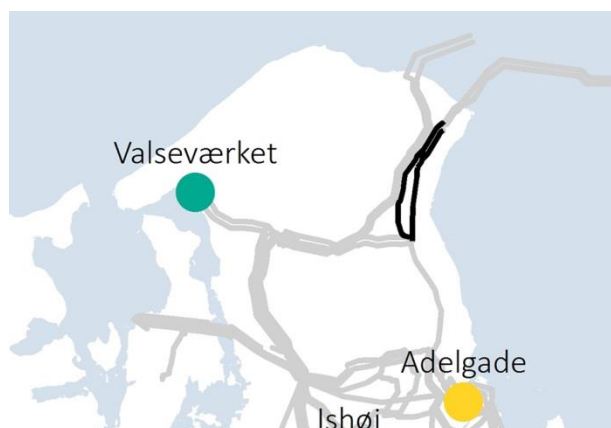
Den forudsatte parkstørrelse for de kystnære møller ved Jammerland Bugt er betydeligt mindre end der forventes i praksis. I det konkrete område forventes det ikke, at den større parkstørrelse vil have væsentlig betydning for nettet i området.

I forbindelse med koordineringen med netselskaberne i området er der udtrykt ønske om en eventuel konvertering af 132 kV-station Kamstrup af 132/50 kV-station til en 132/10 kV-station, da 50 kV-stationen i dag kun fungerer som en mellemstation, da 50 kV-nettet til andre stationer i området er nedlagt.



### 9.2.9 Nordsjælland

Der forudsættes en begrænset nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i Nordsjælland som tidligere beskrevet i afsnit 5.3.



Figur 40 Mulige netudbygninger i Nordsjælland.

#### 132/50 kV-skilleflade

I området ved Hillerød forventes en større forbrugsstigning. Der vil i samarbejde med Radius blive besluttet, hvilken forstærkning der skal foretages. Ved det ene alternativ kan det blive nødvendigt indsætte en 132/50 kV-transformer i station Valseværket (132 kV GIS-anlægget er forberedt til dette).

#### Opgradering af eksisterende 132 kV-luftledninger mellem Stasevang og Teglstrupgård

Muligheden for at opgradere kapaciteten på forbindelserne mellem Teglstrupgård og Stasevang undersøges p.t. i et planlægningsprojekt. Her ses både på en udskiftning af eksisterende fasetråd og mulighed for at kabellægge luftledningerne. Projektet koordineres med 400 kV-forskønnelsesprojektet Kongernes Nordsjælland.

#### Usikkerheder og potentielle udbygninger

I station Ølstykkegård har de to 132/50 kV-transformere snart opbrugt deres levetid. Disse forventes at blive erstattet af en 132/50 kV-transformer samt en 132/10 kV-transformer. Dette vil ske i reinvesteringsprojektet.

I forbindelse med koordineringen med netselskaberne i området er der udtrykt ønske om en eventuel tosidig forsyning af 132 kV-station Skibbygård. Muligheden for dette vurderes i koordinering med netselskabet i området.

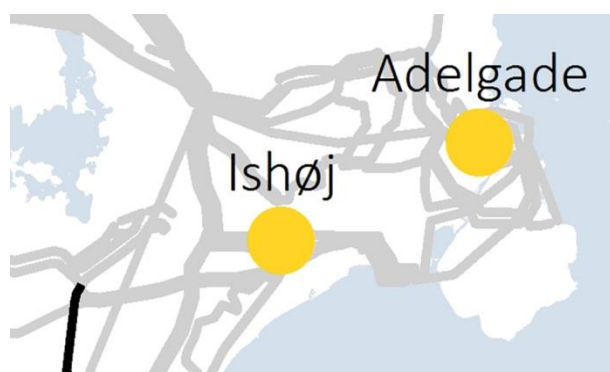
### 9.2.10 Københavnsområdet

Der forudsættes en forbrugsstigning kombineret med en reduktion af termisk produktionskapacitet og udfasning af al termisk produktion uden varmebinding i Københavnsområdet.

Selve Københavnsområdet er ikke behandlet eksplicit i forbindelse med RUS-planen. Der er netop taget et nyt 132 kV-kabel i drift mellem Avedøreværket og Amager Koblingsstation, og der er endvidere ved at blive udskiftet til ældre 132 kV-kabler mellem Glentegård og henholdsvis Bellahøj og Svanemølle Koblingsstation. Ultimo 2019 vil der endvidere blive indsat en fase-

drejetransformer på kablet mellem Glentegård og Stasevang, så det bliver muligt at styre den aktive effektoverførsel på dette kabel. Når disse ændringer er gennemført, opfylder transmissionsnettet dimensioneringskravene på kort sigt. Der er dog ikke kapacitet til væsentlige ændringer i effektbalancen i København eller ændringer i kapaciteten i nettet.

Da forbruget forventes at stige yderligere i fremtiden, og en lang række af 132 kV-kablerne i København står over for reinvestering, skal der udarbejdes en samlet plan for den fremtidige forsyning og reinvesteringen af transmissionsnettet i Københavnsområdet, herunder også 400/132 kV-skillefladen. Der pågår derfor p.t. en nærmere vurdering af løsningen med et 400 kV-kabel mellem Hovegård og Bellahøj, som det tidligere er beskrevet i afsnit 9.2.1.



Figur 41 Mulige netudbygninger i Københavnsområdet.

### Ny 132/50 kV-station Adelgade

På længere sigt er det muligt at etablere en ny 132/30 kV-station i Adelgade. Behovet bygger på et fællesarbejde mellem Energinet og netselskabet i området fra 2017. Det nærmere behov og løsningsmuligheder koordineres med netselskabet.

### Usikkerheder og potentielle udbygninger

Den forudsatte parkstørrelse for de kystnære møller ved Aflandshage er betydelig mindre, end der forventes i praksis. Den større parkstørrelse vurderes ikke at have væsentlig betydning for nettet i området, da der de seneste år er udfaset en række kraftværker i området.

#### 9.2.11 Øvrige projekter

##### Bedre udnyttelse af eksisterende transmissionsnet ved brug af Dynamic Line Rating

Der er et igangværende planlægningsprojekt for anvendelsen af Dynamic Line Rating (DLR) giver mulighed for at udnytte eksisterende og nye anlæg bedre. DLR omfatter blandt andet udnyttelse af vindkøling, som kan øge luftledningers kapacitet betragteligt i situationer med høj vindkraftproduktion. Da VE-produktion kan etableres hurtigere end net, kan DLR øge kapaciteten i kortere perioder og sikre en højere udnyttelse af VE-produktionen, indtil der er bygget net.

Projektet omfatter også eventuelle opgradering af stationskomponenter, som vil være begrænsende for at kunne anvende DLR.

## Opgradering af stationskomponenter for bedre udnyttelse af eksisterende transmissionsnet

I analyserne af den langsigtede netstruktur ses der flere steder behov for at opgradere stationskomponenter, da disse vil være begrænsende for at udnytte de primære højspændingskomponenter.

### Håndtering af spændingsforvrængning som følge af 400 kV-kabellægning

Efter idriftsættelse af 400 kV-kablerne ved Vejle Ådal er der konstateret en væsentlig forøgelse af niveauet af spændingsforvrængning i transmissionsnettet. Energinet ønsker derfor at starte et projekt for at undersøge relevante tekniske løsninger for at sænke det konstaterede niveau af spændingsforvrængning.

## 9.3 Statiske spændingsregulerende komponenter

Statiske spændingsregulerende komponenter omfatter komponenter, som kan levere eller aftage reaktiv effekt for at kunne opretholde transmissionsnettets reaktive effektbalance og dermed sikre en tilfredsstillende spændingsregulering.

### 9.3.1 Ny revision af Mvar-ordning

Energinet har primo 2019 anmeldt en revision af [Teknisk Forskrift 2.1.3, Krav for udveksling af reaktiv effekt \(MVar\) i skillefladen mellem transmissions- og distributionssystemerne](#) [Ref. 13] til Forsyningstilsynet. Revisionen, der er udfærdiget i samarbejde med aktører og interessenter, fastsætter nye krav til udveksling af reaktiv effekt i skillefladen mellem transmissionssystemerne (150 eller 132 kV) og distributionssystemerne (60-10 kV). Konkret fastsætter den nye revision grænseværdier for udveksling af reaktiv effekt, der maksimalt må antage  $\pm 15$  Mvar pr. transmissionstilslutningspunkt, her defineret som en 150-132/60-10 kV-station. Dette opgøres på baggrund af den beregnede 50 %-fraktal af årsvarighedskurven for den udvekslede reaktive effekt for det foregående kalenderår.

Baseret på den nye revision har Energinet udgivet den første årlige [Mvar-rapport](#) [Ref. 14]. Af denne fremgår det, at i alt 14 stationer i Vestdanmark overskrider grænseværdien på 15 Mvar. 50 %-fraktilen for de 14 stationer kan summeres op til i alt knap 300 Mvar. På baggrund af dette skal netselskaberne udarbejde en redegørelse for, hvorledes overskridelsen vil blive håndteret.

### 9.3.2 Vestdanmark

Energinet beskrev i RUS-plan 2017 behov for etablering af tre reaktorer i Vestdanmark 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.

### 9.3.3 Østdanmark

Energinet beskrev også i RUS-plan 2017 behovet for en 132 kV-reaktor i Østdanmark ved Lolland for at kunne opretholde en tilfredsstillende spændingsregulering i lavlastsituationer og forbindelse med fejlsituationer. Behovet for denne reaktor påvirkes ikke af Mvar-ordningen, eftersom der ikke er konstateret nogen overskridelser af Mvar-grænseværdierne i Østdanmark.

Der er i forbindelse med RUS-planen gennemført analyser af transmissionsnettets reaktive effektbalance i 2025, hvilket har identificeret et yderligere behov for reaktiv kompensering for at sikre, at de kontinuerte spændingsregulerende enheder i området kan drives i et driftsoptimalt arbejds punkt. Dette er nødvendigt for at reservere enhedernes dynamiske regulerings egenskaber til dynamiske hændelser, fx i forbindelse med større driftsforstyrrelser. Kompenseringsbehovet skal analyseres og koordineres nærmere i forbindelse med de forventede for stærkninger af transmissionsnettet mellem Midtsjælland og Lolland-Falster, tidligere beskrevet i afsnit 9.2.1.

#### 9.3.4 Bornholm

Der er tidligere konstateret betydelige spændingsvariationer for 60 kV-nettet på Bornholm. Der er derfor behov for at afklare eventuelle tiltag til at sikre en acceptabel spændingsregulering på Bornholm.

#### 9.4 Systembærende egenskaber

Begrebet "systembærende egenskaber" omfatter de tekniske egenskaber, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet, som fx spændingsregulering og kortslutningseffekt. Systembærende egenskaber leveres af nye vindmøller, netkomponenter, effektelektroniske komponenter, synkronkompensatorer og kraftværker.

Behovet for systembærende egenskaber fremgår af "[Udkast til behovsvurdering 2019 - Behov for energi og andre ydelser til opretholdelse af forsyningssikkerheden](#)" udarbejdet i efteråret 2018 [Ref. 17].

## 10. Saneringer

Saneringerne i transmissionsnettet omfatter kabellægninger som følge af politiske ønsker samt omlægningsprojekter som følge af tredjeparts behov.

### 10.1 Kabellægning på udvalgte strækning af nye 400 kV-luftledninger og kompenserende kabellægning af 132-150 kV-net i nærheden af 400 kV-luftledning

PSO-aftalen lægger også 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 forbindelse med etablering af 400 kV-luftledningen fra Idomlund til den dansk-tyske grænse er det politisk besluttet at kabellægge alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, som berøres af den nye 400 kV-luftledning. De netmæssige konsekvenser er behandlet i afsnit 9.2.

I forbindelse projektet vedrørende 400 kV-luftledningen fra Idomlund til den dansk-tyske grænse blev der udarbejdet en [teknisk redegørelse](#) [Ref. 15], som analyserede, hvor stor en andel af strækningen, der kunne kabellægges. Rapporten konkluderede, at der i projekterne Endrup-Idomlund og Endrup-grænsen kan lægges 400 kV-kabler på op til 15 % af strækningen, svarende til 26 km. Længere strækninger vil medføre betydelig kompleksitet og risici samt potentielt kompromittere Danmarks høje forsyningssikkerhed.

For øvrige 400 kV-luftledningsprojekter kendes eventuel kabellægning på selve 400 kV-strækningen og/eller kompenserende kabellægning i 132-150 kV-nettet ikke endnu. Dette kan have relevans for følgende projekter:

- Landerupgård-Revsing
- Ferslev-Tjele (montering af system nummer 2 på eksisterende master på ca. halvdelen af strækningen og udskiftning af master til tosystem på resten af strækningen)
- Askær-Revsing
- Tjele-Trige
- Bjæverskov-Hovegård.

Tekniske problemstillinger vedrørende kabellægning af dele af de pågældende strækninger skal 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 [Ref. 15].

### 10.2 Forskønnelse af eksisterende 400 kV-net

Energinets forskønnelsesrapport fra 2009 præsenterede seks forskønnelsesprojekter i 400 kV-højspændingsnettet med henblik på at gøre landskabet mere harmonisk [Ref. 16].



Figur 42 Seks områder blev i 2009 udpeget til forskning.

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 Engso
- Vejle Adal
- Lillebaelt
- Roskilde Fjord
- Kongernes Nordsjælland.

Forskønnelserne blev i 2009 planlagt gennemført over en periode på fem år. Forskønnelsesprojekt Lillebaelt er afsluttet i 2014, Aggersund i 2015 og Vejle Adal i 2018.

De tre øvrige projekter blev, som en del af solcelleaftalen fra 2012, udsat til efter 2020. De endelige tidspunkter skal afklares. Da projekterne har stået stille i en længere periode, 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](#), der blev udarbejdet i forbindelse med projektet vedrørende 400 kV-luftledningen fra Idomlund til den dansk-tyske grænse [Ref. 15].

### 10.3 Kabellægning af 132-150 kV-luftledninger på udvalgte strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse

PSO-aftalen fra november 2017 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 RUS-plan 2018. Når rammerne og det videre forløb er endelig afgjort, forventes dette inkluderet i kommende RUS-planer med en status og angivelse af mulige projekter.

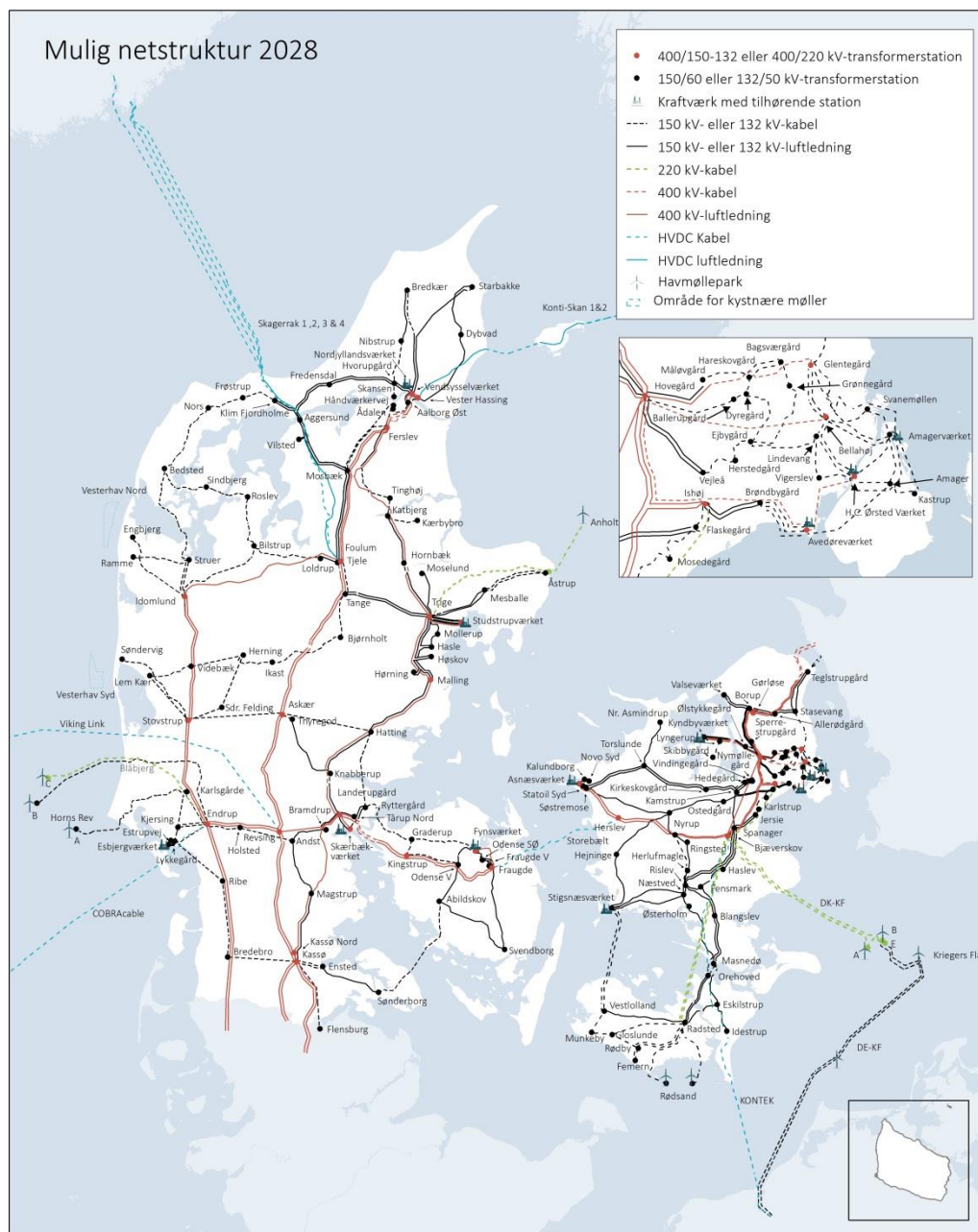
### 10.4 Omlægninger af eksisterende transmissionsnet på baggrund af henvendelse fra tredjepart

Energinet behandler endvidere p.t. en række konkrete henvendelser vedrørende mulige omlægninger af eksisterende transmissionsnet.

Omlægningerne planlægges, så konsekvenserne på transmissionsnettet begrænses.

## 11. Projektkoordinering og -prioritering

I de forrige afsnit er behovet for reinvesteringer, udbygninger og saneringer beskrevet, hvilket med de forudsatte og foreslåede løsninger vil lede til en netstruktur på mellemlangt sigt (10-års sigt frem mod 2028), som vist i Figur 43.



Figur 43 Netstrukturen for transmissionsnettet i Danmark på mellemlangt sigt i 2028.

### 11.1 Koordinering af projekter af hensyn til udetid

RUS-planen medfører et stigende antal projekter til opstart i porteføljen. Mange af disse projekter vil medføre udetid på en række eksisterende forbindelser og stationskomponenter inden for de kommende år. Dette udetidsbehov kan have betydning for, hvorvidt projektporteføljen kan gennemføres i praksis uden fx at påvirke forsyningsikkerheden.

## 11.2 Tilpasning af projektporteføljen og prioritering af projekter

Energinet har allerede en stor portefølje af projekter under etablering, ligesom der er en lang række projekter i planlægningsfasen. Projektængden har været stigende de seneste år i en grad som gør, at den nuværende ressourcemæssige kapacitet hos Energinet ikke kan realisere de mange mulige projekter til den tid, hvor de burde gå i drift. Herudover ses der en udfordring ved den stigende udetid, som følge af de mange projekter.

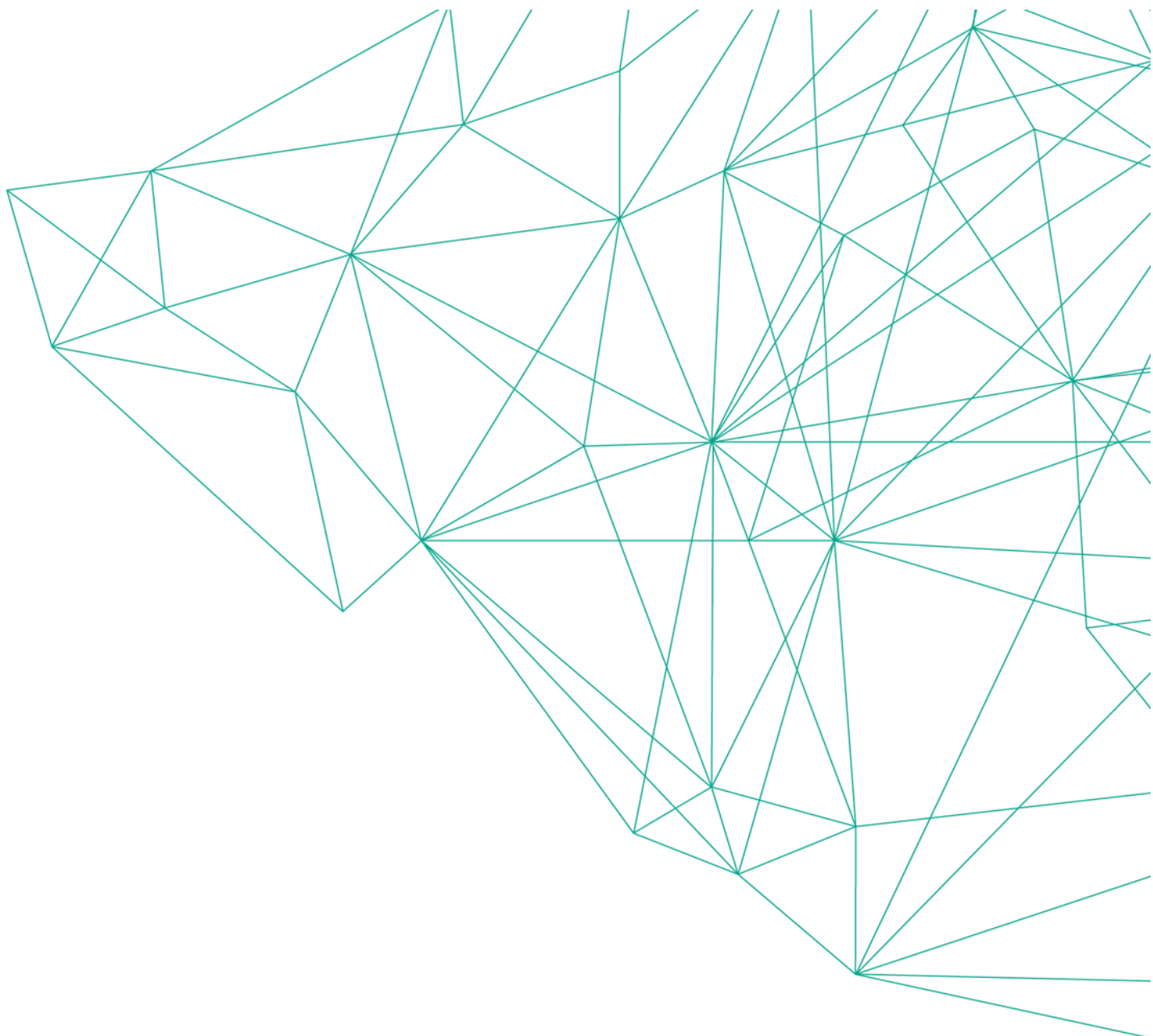
I RUS-planen er projektporteføljen for de kommende år derfor tilpasset i forhold til en realistisk vurdering af, hvad der kan gennemføres af projekter i Energinet. Dette indikerer, at der for nogle af de projekter der endnu ikke er igangsat i planlægningsfasen, kan forventes en forsinkelse på mindst to år set i forhold til det vurderede behov.

I den tilpassede portefølje er de enkelte projekter ikke prioriteret i forhold til hinanden. Energinet går i gang med denne opgave i 2019, hvor der blandt andet skal defineres klare kriterier for, hvordan der skal prioriteres i mellem projekterne, ligesom der skal gennemføres en egentlig konsekvensvurdering af forsinkelserne.



## 12. Referenceliste

- Ref. 1 Energistyrelsen, Analyseforudsætninger til Energinet 2018  
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- Ref. 2 Energinet, Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV  
<https://energinet.dk/-/media/F737881B1E724E15B0EA64CC8410232E.pdf?la=da&hash=7D2F40D242F94F7D0CCFB27C541CFEB2438465F>
- Ref. 3 Energinet, Overblik over netdimensioneringskriterier 2017  
<https://energinet.dk/-/media/0B17BCF5921F4905B41B5070BC58C00D.pdf?la=da&hash=C787B2B19F77CB2D9A8838EFB45EFBFD3B6DCC1F7>
- Ref. 4 Energinet, Forudsætninger for netplanlægning  
<https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Dialog-og-planlaegning/Forudsætninger>
- Ref. 5 Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (Systemansvarsbekendtgørelsen)  
<https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=138285>
- Ref. 6 Bekendtgørelse af lov om Energinet.dk (Lov om Energinet)  
<https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=202154>
- Ref. 7 Bekendtgørelse af lov om elforsyning (Elforsyningsloven)  
<https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=206394>
- Ref. 8 ENTSO-E, Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects  
<https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>
- Ref. 9 Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, Aftale om afskaffelse af PSO-afgiften  
<https://efkm.dk/media/7912/elementer-i-aftale-om-pso.pdf>
- Ref. 10 Energinet, Strategi 2018-2020 – Energi over grænser  
<https://energinet.dk/-/media/3615116156BD4215B8CBAD0229C6768E.pdf>
- Ref. 11 Den Europæiske Unions Tidende, KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2017/1485 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>
- Ref. 12 ENTSO-E, Nordic and Baltic Grid Disturbance Statistics 2017  
<https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic-and-Baltic-HVAC-Disturbance-Statistics-2017.pdf>
- Ref. 13 Energinet, Teknisk Forskrift 2.1.3, Krav for udveksling af reaktiv effekt (MVar) i skillefladen mellem transmissions- og distributionssystemerne  
<https://energinet.dk/-/media/D18A988B171549D7A413FA1EF1EB797E.pdf?la=da&hash=4A4EA5533E2E391B8840233BDC56ECBF0872CD2F>
- Ref. 14 Energinet, Mvar-rapport 2018  
<https://energinet.dk/-/media/1E7ECDFB3004463B42D5BBBEE49C5D8.pdf>
- Ref. 15 Energinet, Teknisk redegørelse mv.  
<https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2018/10/01/Teknisk-redegorelse-Op-til-15-procent-af-400-kv-elforbindelse-kan-graves-i-jorden>
- Ref. 16 Energinet, Forskønnelse af 400 kV-nettet  
<http://www.e-pages.dk/energinet/128/>
- Ref. 17 Energinet, "Udkast til behovsvurdering 2019 - Behov for energi og andre ydelser til opretholdelse af forsyningsikkerheden  
<https://energinet.dk/-/media/53AA7BAB604E48FCBE71DC18E91B130E.pdf?la=da&hash=B5106BC2E284EDC3CD6212ECCCE55B3BE1789003>



## **ENERGINET**

Energinet  
Tonne Kjærsvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 28 98 06 71

RUS-plan 2018

Forfatter: JKE/JKE  
Dato: 15. april 2019