



RAPPORT

REINVESTERINGS-,
UDBYGNINGS- OG
SANERINGSPLAN
2017 (RUS17)

INDHOLD

Indhold

1. Indledning	5
1.1 RUS-planens formål	5
1.2 Planens rammer og anvendelse.....	6
1.3 Anvendte definitioner.....	7
2. Sammenfatning	9
2.1 Planens rammer	9
2.2 Netstrukturen på det lange sigte (frem til 2040).....	10
2.3 Netstrukturen på det mellemlange sigte (frem til 2027).....	12
2.4 Projekter i anlægsfasen	15
2.5 Projekter i planlægningsfasen til beslutning.....	15
2.6 Projekter til opstart i planlægningsfasen.....	17
3. National netplanlægning	19
3.1 Politiske planlægningsrammer	19
3.2 Koordinerende tilgang til netplanlægning	20
3.3 Analyseforudsætninger.....	22
3.4 Planlægningsbalancer og øjeblikksbalancer	26
3.5 Netdimensioneringskriterier.....	27
4. Status på transmissionsnettets udvikling	29
4.1 Projekter i transmissionsnettet	31
4.2 Reinvesteringsprojekter.....	32
4.3 Udbygninger	35
4.4 Sanering og omlægninger	39
5. Drift af anlægsaktiver	43
6. Reinvesteringsbehov	44
6.1 Stationer	44
6.2 Transformere	47
6.3 Luftledningsanlæg.....	48
6.4 Arbejde med reinvesteringsplaner for øvrige komponentgrupper	49
7. Udbygningsbehov	51
7.1 Indledende screening af den fremtidige belastningsudvikling	51
7.2 Gennemførte analyser til kortlægning af behov for netudbygninger.....	58
7.3 Behov for netudbygninger frem mod 2027 og 2040	58
7.4 Behov for statiske spændingsregulerende komponenter	72
7.5 Behov for systembærende egenskaber	72
8. Saneringsbehov	75

9. Projektkoordinering	76
9.1 Koordinering af projekter af hensyn til udetid	76
9.2 Samlet plan for mulige projekter	79
9.3 Koordinering med projekter i planlægnings- og anlægsfasen	82
9.4 Koordinering mellem mulige projekter	83
10. Økonomi	85
10.1 Mulige projekter	85
10.2 Samlet økonomioverblik for igangværende, planlagte og mulige projekter	86
10.3 Samlet økonomioverblik for reinvesterings-, udbygnings- og saneringsprojekter	87
11. Referenceliste.....	89

1. Indledning

Energinets årlige Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan (RUS-plan) beskriver og illustrerer Energinets planer for eltransmissionsnettet baseret på de gældende planlægningsrammer og analyseforudsætninger.

RUS-plan 2017 viser planen for den kommende 10-årige periode med særlig fokus på de første 5 år samt viser en mulig langsigtet referencestruktur, som understøtter den udvikling, der er givet i analyseforudsætninger 2017. RUS-plan 2017 er den anden udgave af RUS-planen og vil være gældende, indtil der offentliggøres en erstatning herfor.

1.1 RUS-planens formål

RUS-planens overordnede formål er at vise reinvesterings-, udbygnings- og saneringsbehovet for de kommende 10 år samt at give et bud på den langsigtede referencestruktur. Udviklingsbehovet af transmissionsnettet er baseret på de gældende analyseforudsætninger, reinvesteringsanalyser på det eksisterende transmissionsnet samt øvrige forhold som fx tilslutning af konkrete VE-anlæg (vedvarende energianlæg, herunder sol- og vindkraftanlæg) og forbrugere samt nye pålæg fra myndighederne.

RUS-planen udgør et væsentligt element i Energinets drift, da den giver input til Energinets budgetter og investeringsplan, bidrager til porteføljeoverblikket herunder til rettidig igangsætning af modningsdelen for kommende anlægs- og reinvesteringsprojekter. RUS-planen er samtidig grundlaget for den projektfinformation, der fremgår af Energinets hjemmeside, og anvendes som tilsynsplan i samarbejdet med Energistyrelsen. For at understøtte denne brug indeholder RUS-planen følgende:

- En status på det aktuelle transmissionssystem og et samlet overblik over projekter i anlægsfasen, planlægningsfasen og screeningsfasen pr. 1. december 2017.
- Et geografisk, økonomisk og tidsmæssigt overblik over reinvesteringsbehovet i transmissionsnettet.
- En kortlægning af hvilke begrænsninger der i fremtiden forventes at optræde i transmissionsnettet og årsagerne hertil (øget forbrug, indpasning af elproducerende anlæg, herunder VE-anlæg samt udnyttelse af udlandsforbindelser).
- Et forslag til en langsigtet netstruktur der kan fjerne de påviste begrænsninger og herved understøtte de anvendte forudsætninger. I RUS-planen er der som udgangspunkt anvendt netudbygninger til at fjerne de påviste begrænsninger, men RUS-planen lægger op til, at konkrete modningsprojekter efterfølgende fastlægger en endelig løsning, som også vil kunne indebære markedsbaserede eller driftsrelaterede løsninger som alternativ til netudbygninger.
- En koordineret 10-årsplan for reinvesteringer, udbygninger og saneringer som kan give et overblik over den projektportefølje, som Energinet står overfor i den kommende periode – så den kan gennemføres bedst muligt.

- Det forventede omkostningsomfang for eltransmissionsnettet for den kommende 10-årsperiode til anvendelse i Energinets budgettering (omfattende: Reinvesteringer, udbygninger og saneringer).
- Det forventede omkostningsomfang til udbygning af eltransmissionsnettet ved realisering af den mulige langsigtede netstruktur i 2040.

1.2 Planens rammer og anvendelse

Behovet for ændringer i transmissionsnettet er fastlagt på baggrund af den udvikling i forbrug, produktionskapacitet og udlandsforbindelser, der er beskrevet i de gældende analyseforudsætninger og de eksisterende anlægs aktuelle tilstand.

RUS-planen omfatter det interne transmissionsnet og anvender forbindelser til naboområder som en grundforudsætning. Disse udlandsforbindelser er en del af Energinets forudsætningsgrundlag og er herigennem koordineret med de forudsætninger der anvendes i den internationale planlægning i ENTSO-E. RUS-planen identificerer således ikke gevinster ved at etablere nye udlandsforbindelser. RUS-planen indeholder dog omkostningerne til etablering af allerede besluttede udlandsforbindelser.

De politiske rammer for kabellægning og etablering af nye transmissionsanlæg omfatter overordnet set:

- at 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-luftledninger¹,
- at eksisterende 132-150 kV-net som udgangspunkt opretholdes som luftledninger med mulighed for kabellægning af udvalgte strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse,
- og at nye 132-150 kV-forbindelser etableres som kabler.

Rammerne er beskrevet som en del af regeringens [PSO-aftale fra 2016](#).

Resultaterne fra RUS-planen indarbejdes i Energinets projektportefølje, og efterhånden som projekterne bliver aktuelle, igangsættes den konkrete projektplanlægning. Der gennemføres detailanalyser og udarbejdes beslutningsgrundlag til videre behandling og godkendelse i Energinet og hos myndighederne.

RUS-planens mulige projekter er således ikke besluttede projekter, men viser nettets optimale udvikling under de gældende rammer og forudsætninger. I praksis kan det besluttes, at et

¹ I PSO-aftaleteksten står der, at "nye 400 kV-forbindelser etableres med luftledninger med mulighed for *kompenierende* kabellægning på udvalgte strækninger samt mulighed for kabellægning af 132-150 kV-net i nærheden af 400 kV-luftledninger". Termen "kompenierende kabellægninger" anvendes normalt kun om kabellægninger, der foretages på lavere spændingsniveauer som kompensation for etablering af nye luftledninger, og der er derfor formentlig tale om en simpel redigeringsfejl i forbindelse med udarbejdelsen af PSO-aftale-teksten. Der er derfor en mindre formulingsmæssig forskel mellem PSO-aftaleteksten og ovenstående tekst.

konkret projekt, som er beskrevet i RUS-planen, ikke skal gennemføres eller, at det skal ændres som følge af, at planens rammer og forudsætninger ændres.

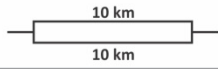
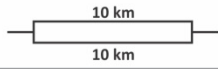
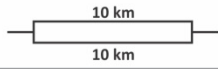
RUS-planen vil ikke kunne anvendes direkte i det igangværende analysearbejde om en ny økonomisk regulering og investeringsgovernance for Energinet, jf. regeringens forsyningsstrategi. Der vil til dette være behov for at udarbejde særskilte supplerede analyser til brug for mulige fremtidige reguleringsmæssige rammer for Energinets økonomi.

Målgruppen for RUS-plan 2017 er Energinets egne beslutningstagere, Energistyrelsen, Energitilsynet, 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.

1.3 Anvendte definitioner

I RUS-planen anvendes følgende definitioner:

<p>Projekttyper</p>	<p>Reinvesteringer 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>Udbygninger Omfatter investeringer, som foretages for at løse et teknisk behov, som udspringer af ændringer i forudsætninger for forbrug, produktion og udvekslingskapacitet.</p> <p>Saneringer Omfatter investeringer, som foretages af hensyn til forskønnelse eller omlægninger.</p> <p>Forskønnelse omfatter kabellægninger eller ændringer af luftledningstracéer baseret på politiske ønsker.</p> <p>Omlægninger omfatter kabellægning eller ændringer af luftledningstracéer initieret af tredjepart.</p>
----------------------------	--

<p>Projektstatus</p>	<p>Igangværende projekt (anlægsfasen) Omfatter projekter i anlægsfasen, hvor der er opnået de nødvendige interne og myndighedsmæssige godkendelser for at gennemføre projekter.</p> <p>Planlagt projekt (planlægningsfasen) Omfatter projekter i planlægningsfasen, hvor Energinets beslutningstagere har godkendt nærmere analyser for at identificere og indstille den teknisk/samfundsøkonomiske optimale løsning til at imødekomme et givent behov.</p> <p>Muligt projekt (screeningsfasen) Omfatter projekter i screeningsfasen, som potentielt skal gennemføres for at løse et givent behov.</p> <p>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>						
<p>Områder (Øst- og Vestdanmark)</p>	<p>I RUS-planen skelnes der mellem Øst- og Vestdanmark med Storebælt som grænse imellem områderne. Denne opdeling skyldes elsystemets opbygning, hvor hver af de to områder elektrisk set er sammenkoblet med forskellige synkronområder. Østdanmark hører under ENTSO-E's Regional Group Nordic, mens Vestdanmark hører under ENTSO-E's Regional Group Continental Europe.</p>						
<p>Tracé- og system-km</p>	<p>Definition af tracé- og system-km Omfanget af transmissionsforbindelser kan opgøres enten ved tracé-km eller ved system-km:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Opgøres tracé-km, udtrykker det masterækkernes længde. • Opgøres system-km, udtrykker det den samlede lednings-mængde. <p>Nogle steder deler to luftledningssystemer fælles master, hvorfor opgørelsen med system-km vil blive større end opgørelsen med tracé-km.</p> <table border="1" data-bbox="523 1480 1307 1626"> <thead> <tr> <th>Luftledning</th> <th>System-km</th> <th>Tracé-km</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>  </td> <td>20</td> <td>10</td> </tr> </tbody> </table>	Luftledning	System-km	Tracé-km		20	10
Luftledning	System-km	Tracé-km					
	20	10					
<p>Anlægssum og løbende investeringer</p>	<p>Anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettariffen.</p> <p>Løbende investeringer angiver fordeling af projektøkonomien i forhold til indkøb med videre i løbet af et projektforbøb.</p>						

2. Sammenfatning

Energinets RUS-plan er en samlet plan for eltransmissionsnettet, hvor både behovet for reinvesteringer, udbygninger, saneringer og omlægninger er sammenstillet og koordineret i forhold til hinanden. Planen dækker det mellemlange sigte og rækker 10 år frem i tiden.

Planen er udarbejdet med de værktøjer der i dag er til rådighed i netplanlægning, hvilket betyder, at der som udgangspunkt er anvendt netudbygninger til at fjerne de påviste begrænsninger. RUS-planen lægger op til, at konkrete modningsprojekter efterfølgende fastlægger en endelig løsning, som også vil kunne indebære markedsbaserede eller driftsrelaterede løsninger som alternativ til netudbygninger

Planen leverer 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 lovgivningen om udarbejdelse af planer, og danner et betydeligt grundlag for planlægnings samarbejdet med netselskaberne.

RUS-planen viser en samlet status for Energinets projekter i anlægsfasen, planlægningsfasen og screeningsfasen pr. 1. december 2017. Med mindre andet er beskrevet, opgøres alle priser i RUS-planen i faste 2017-priser.

2.1 Planens rammer

Energinets RUS-plan 2017 er udarbejdet under de gældende politiske retningslinjer for kabel-lægning og udbygning af transmissionsnettet i Danmark, som senest er revideret i forbindelse med den politiske aftale om afskaffelse af PSO-afgiften fra den 17. november 2016.

De nye principper betyder, at 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.

Herudover betyder de nye principper, at kabelhandlingsplanen fra 2009 annulleres og i stedet erstattes af en mulighed for at kabellægge udvalgte 132-150 kV-strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse. De konkrete rammer for udmøntningen af dette er ved at blive klarlagt, hvormed kabellægning af udvalgte strækninger i 132-150 kV-nettet ikke behandles i detaljer i forbindelse med RUS-plan 2017. I fremtidige udgaver af RUS-planen forventes dette inkluderet med en status og angivelse af mulige projekter.

Eltransmissionsnettet 2017

Det overordnede vekselstrømsnet består af samlet ca. 4.200 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	753	476	1.228
150 kV	1.216	605	1.822
220 kV	40	84	124
400 kV	946	114	1.061
I alt	2.956	1.279	4.235

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

Der er i alt ca. 250 transformere fordelt på 184 stationer som vist nedenfor.

Antal	Stationer	Transformere
132 kV	75	112
150 kV	78	107
220 kV	5	5
400 kV	26	30
I alt	184	254

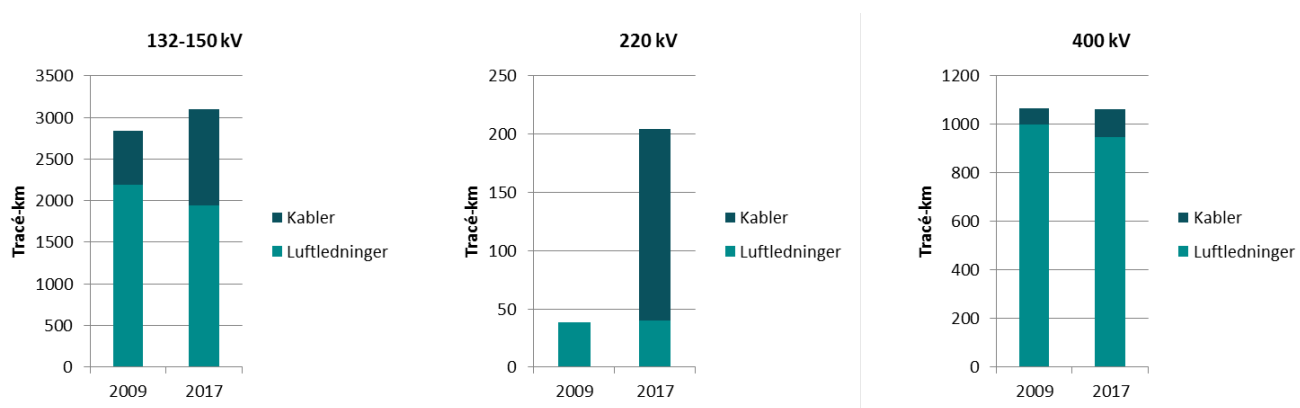
Ovenstående opgørelse omfatter udelukkede selvstændige effektransformere, som er en del af transmissionsnettet. Herudover ejer Energinet en række øvrige transformere, som fx egenforsynings-, pol- og maskintransformere. Disse behandles, som en del af det anlæg de indgår i.

Status på kabelhandlings- og forskønnelsesplanerne fra 2009

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

På nuværende tidspunkt er forskønnelsesprojekterne Lillebælt og Aggersund afsluttede i henholdsvis 2014 og 2015. Forskønnelsen omkring Vejle Ådal forventes afsluttet i løbet af 2017. De tre øvrige projekter ved Kongernes Nordsjælland, Roskilde Fjord og Årslev Engso, der som en del af solcelleaftalen i 2012 blev udsat til efter 2020, genoptages og planlægges gennemført efter 2020. Det endelige tidspunkt er endnu uafklaret.

De sidste kabelhandlingsplansprojekter blev igangsat efter Netudviklingsplan 2013, som er den sidste opfølgning på kabelhandlingsplanen fra 2009. Når de sidste af kabelhandlingsplanens projekter er afsluttede i 2019, vil der være demonteret ca. 25 % af det samlede 132-150 kV-luftledningsnet. Af det samlede budget for gennemførelse af kabelhandlingsplanen vil ca. 20 % blive realiseret.

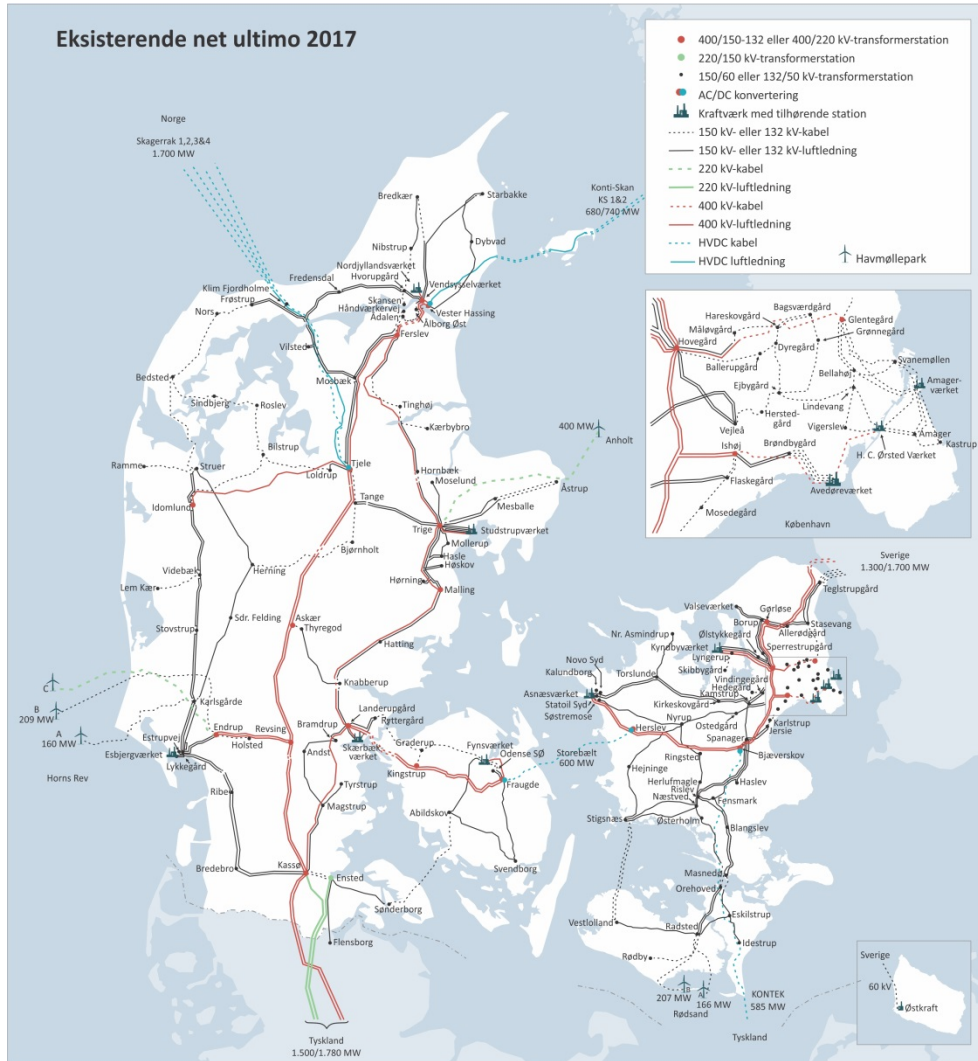


Figur 1 Omfang af kabler og luftledninger i tracé-km inden igangsætning af kabelhandlings- og forskønnelsesplanerne i 2009 og primo 2017.

2.2 Netstrukturen på det lange sigte (frem til 2040)

Netudviklingen frem mod 2040 er præget af udbygninger, der er udløst for at sikre udnyttelsen af nye udlandsforbindelser, indpasningen af nye VE-anlæg og stigninger i elforbruget som følge af nye forbrugstyper.

Det eksisterende transmissionsnet og den mulige langsigtede netstruktur i 2040 fremgår af Figur 2. Nettet for 2040 er udelukkende baseret på løsninger ved anvendelse af netudbygninger. Ved fastlæggelse af endelige løsninger i forbindelse med detailplanlægningen kan drifts- og markedsbaserede løsninger også indgå i vurderingen som alternativ til netudbygninger, såfremt de kan forudsættes at være til rådighed.



a)



b)

Figur 2 a) Det eksisterende transmissionsnet i Danmark og b) Den langsigtede netstruktur for transmissionsnettet i Danmark.

2.3 Netstrukturen på det mellemlange sigte (frem til 2027)

RUS-planen er udarbejdet under forudsætning af, at projekterne i planlægnings- og anlægsfasen realiseres. RUS-planen viser derfor de mulige projekter, der kan forventes at starte op for at understøtte det fremtidige behov bl.a. som følge af anlæggenes tilstand og de anvendte analyseforudsætninger.



Figur 3 Netstrukturen for transmissionsnettet i Danmark på mellemlangt sigte i 2027.

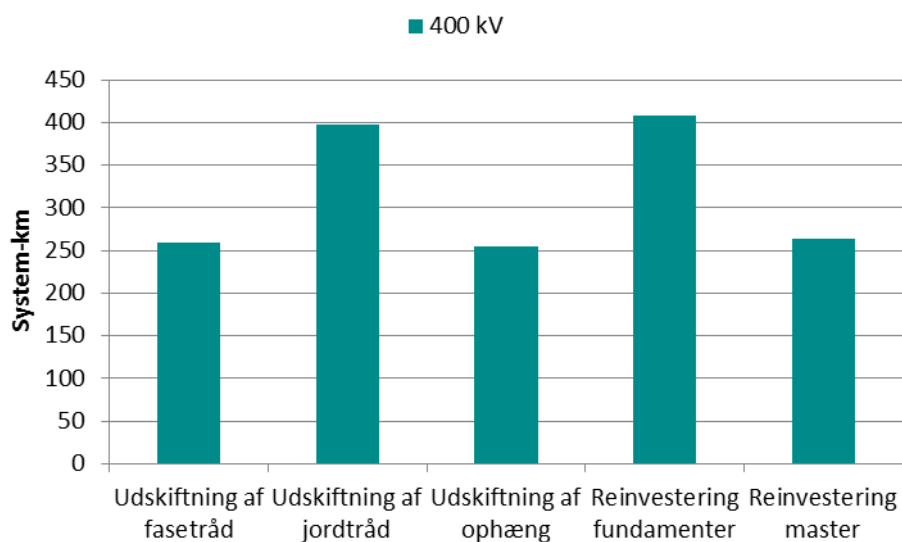
Herudover udløser den forudsatte generelle udvikling i elforbrug og tilslutning af VE-anlæg behov for forstærkninger. Dette skyldes særligt, at elproduktionen omlægges fra centrale og decentrale kraftværker til VE-anlæg.

Da VE-anlæggene ofte er placeret geografisk langt fra de store forbrugsområder, kan dette give behov for netforstærkninger for at kunne transportere effekten væk fra produktionsenhederne og hen til forbrugerne.

400 kV-netudvikling

Udover projekterne i planlægnings- og anlægsfasen er der blandt andet behov for etablering af en 400 kV-forbindelse fra Tjele via Ferslev til Vester Hassing af hensyn til VE-udbygning i det Nordvestjyske område samt forventet fremtidig øget sammenfald af høj produktion fra VE-anlæg og import via jævnstrømsforbindelserne fra Sverige.

Selv om der er en del reinvesteringsprojekter, som er overgået til planlægningsfasen, er der stadig flere dele af 400 kV-nettet med reinvesteringsbehov inden for de kommende 10 år, hvilket både gælder ledningsnettet og stationer. For ledningsnettet er der bl.a. behov for investeringer i både fundamenter, ophæng, jordtråd, fase-tråd og master, Figur 4.



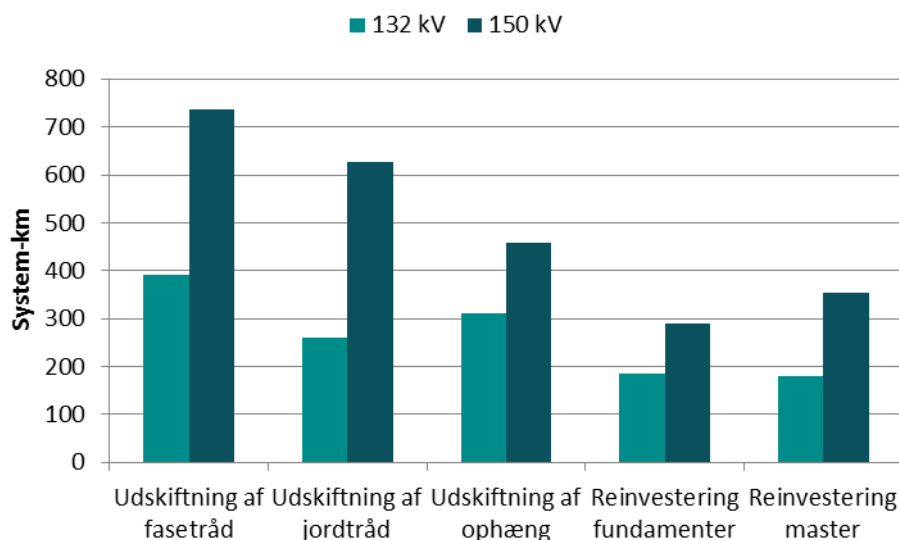
Figur 4 Forventet reinvesteringsomfanget på 400 kV-ledningsanlæg for mulige projekter frem til 2027.

132-150 kV-netudvikling

Udover projekterne i anlægsfasen er det specielt indpasning af mange VE-anlæg, som medfører, at der er behov for yderligere forstærkninger i 132-150 kV-nettet frem mod 2027. Samlet set er der behov for etablering af omkring 650 km nye 132-150 kV-kabelforbindelser. Herudover er der behov for udbygning af eksisterende stationer med samlet set ca. 100 nye felter, 25 nye transformere og 30 reaktorer.

Der er allerede flere reinvesteringsprojekter i planlægnings- og anlægsfasen, hvilket bl.a. omfatter store dele af stationsområdet. Der er dog fortsat mange mulige projekter, som følge af reinvesteringsbehovet i 132-150 kV-nettet, der forventes igangsat inden for de kommende 10 år, hvilket gælder både for ledningsnettet og stationer. For ledningsnettet er der bl.a. behov for investeringer i både fundamenter, ophæng, jordtråd, fase-tråd og master, Figur 5.

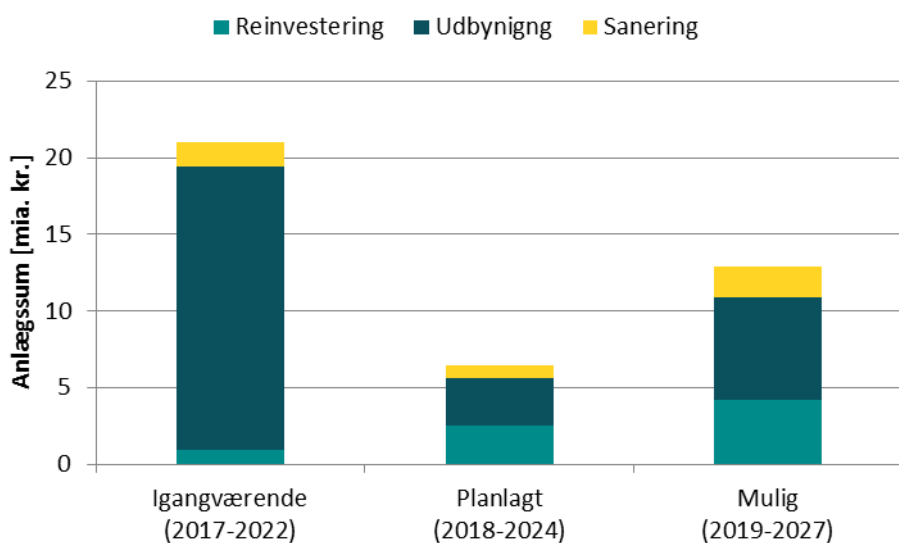
Reinvesteringer kan kræve lange udetider, og det kan derfor i enkelte tilfælde være nødvendigt at fremrykke anlægsinvesteringer for at sikre tilstrækkelig overføringskapacitet i ombygningsfasen.



Figur 5 Forventet reinvesteringsomfanget på 132-150 kV-luftledningsanlæg for mulige projekter frem til 2027.

Investeringsomfang

Den samlede anlægssum for projekter med forventet idriftsættelse i perioden 2017-2027 er ca. 40 mia. kr., som vist i Figur 6. Projekterne er opdelt i igangværende, planlagte og mulige projekter i forhold til deres status pr. 1. december 2017, og omfatter de koordinerede reinvesteringer, udbygninger, saneringer og omlægninger i transmissionsnettet.



Figur 6 Anlægssum for igangværende, planlagte og mulige projekter med forventet idriftsættelse i perioden 2017-2027. Anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettariiffen.

2.4 Projekter i anlægsfasen

Af Figur 6 fremgår det, at Energinet har projekter i anlægsfasen for en samlet anlægssum på ca. 21 mia. kr. Heraf udgør projekter vedrørende forøgelse af udvekslingskapacitet til naboområdet² ca. 13 mia. kr., mens projekter vedrørende nettilslutning af havmøller³ udgør ca. 3 mia. kr. De resterende projekter omfatter reinvesteringer, udbygninger og saneringer i det interne transmissionsnet. Projekter i anlægsfasen er endeligt besluttede og har opnået relevante myndighedsgodkendelser.

2.5 Projekter i planlægningsfasen til beslutning

I planlægningsfasen er der en række projekter, der endnu ikke er endeligt besluttede. Disse projekter skal, når detailplanlægningen er afsluttet, godkendes 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.

Energinet og Energistyrelsen gennemgår årligt projekternes 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.

I det følgende er projekterne i planlægningsfasen kort opsummeret.

Reinvesteringer

De forventede idriftsættelsestidspunkter for reinvesteringsprojekterne i planlægningsfasen er i perioden 2017-2022. Projekter med omkostninger større end 80 mio. kr. pr. projekt omfatter:

- Reinvestering i 132 kV-kabelnettet i København
- Reinvesteringsprogram for 132 kV- og 150 kV-stationer
- Reinvestering i 150/60 kV- og 132/50 kV-transformere
- Reinvestering af 400-150 kV-kombiluftledningen fra Kassø til Malling
- Reinvestering af 400 kV-luftledningen Fraugde-Landerupgård
- Reinvestering af 400 kV-GIS-station Asnæsværket
- Station Asnæsværket og transformerprojektet, som omfatter reinvestering af transformere i det danske transmissionsnet.

Projekter med omkostninger mindre end 80 mio. kr. pr. projekt omfatter:

- Reinvestering i 150 kV-luftledninger (Bredebro – Kassø, Klim Fjordholme – Mosbæk, Ensted – Sønderborg)
- Udskiftning af GIS-anlæg på Amagerværket

² 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.

³ Nettilslutning af 600 MW-havmøller ved Kriegers Flak, nettilslutning af samlet 350 MW kystnære havmøller ved Vesterhav Nord og Vesterhav Syd.

- Reinvestering af 132 kV-luftledninger (Stasevang og Teglstrupgård, Statoil Syd - Kirkeskovgård – Torslunde, Stasevang – Teglstrupgård)
- Vester Hassing: Reinvestering af automation.

Udbygninger

De forventede idriftsættelsestidspunkter for udbygningsprojekterne i planlægningsfasen er i perioden 2018-2022. Følgende udbygningsprojekter har omkostninger større end ca. 30 mio. kr. pr. projekt og omfatter:

- Tiltag til sikring af forsyning af København (herunder reinvestering af to 132 kV-kabler).
- Etablering af en tilstrækkelig netstruktur for indpasning af vind og/eller udlandsforbindelser. De endelige løsninger fastlægges i planlægningsprojekterne, og kan blandt andet omfatte etablering af en ny 400 kV-tværforbindelse i Jylland, eventuelt mellem Revsing-Landerupgård, et ekstra 400 kV-system i Jylland mellem Idomlund og Tjele på den eksisterende mast samt en ny 400 kV-forbindelse på Sjælland mellem Bjæverskov og Hovegård.
- Etablering af nye 150/60 kV-transformere i Stovstrup og Idomlund.

Derudover er der en række mindre projekter under 30 mio. kr. Disse omfatter opgradering af driftsspændingen på 60 kV-kabel til Læsø, sikring af den reaktive balance i Tjele, tilslutning af elkedel i Grønnegården, effektivisering af udnyttelsen af eksisterende og nye anlæg samt tilslutning af fremtidig forbruger i en ny 400 kV-højspændingsstation ved Kassø Nord.

Der pågår desuden et planlægningsprojekt, der undersøger en række løsningsmuligheder for at sikre effekttilstrækkeligheden på Sjælland, jævnfør Energinets [Redegørelse om elforsyningssikkerhed 2017](#), Ref. 12. Det løsningsrum, der undersøges i projektet, omfatter blandt andet driftsmæssige tiltag, strategiske reserver og forskellige udvekslingsforbindelser fra Sjælland til fx Vestdanmark, Polen, Tyskland eller Sverige. Det endelige løsningsalternativ og tidspunkt for etablering er ikke besluttet, og indgår ikke her i den samlede oversigt. Når der er fastlagt en løsning, vil denne blive indarbejdet i analyseforudsætningerne og herefter indgå som planlægningsgrundlag i kommende RUS-planer.

Saneringer og omlægninger

De tre forskønnelsesprojekter ved Årslev Eng sø, Roskilde Fjord og Kongernes Nordsjælland genoptages, og der vil i den forbindelse blive fastlagt et tidspunkt for forventet idriftsættelse, ligesom de tidligere valgte løsninger skal revurderes.

Der er fire omlægningsprojekter i planlægningsfasen af hensyn til tredjepart:

- Omlægning af Kontek-forbindelsen af hensyn til Femern-projektet
- Omlægning af 150 kV-luftledningen Tange-Trige
- Omlægninger i København af hensyn til letbaneringen
- Omlægninger på Fyn af hensyn til jernbanen.

2.6 Projekter til opstart i planlægningsfasen

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

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

Det forventes derfor, at der skal igangsættes planlægningsprojekter for en række reinvesterings-, udbygnings- og saneringsprojekter med idriftsættelse i perioden indtil 2022. Projekterne er nærmere beskrevet i bilagsrapporten for projektbeskrivelser. De enkelte projekter er identificeret ved et ID-nummer som anvendes som henvisning i den følgende tekst. I RUS-planen er der endvidere beskrevet en række projekter, som forventes at skulle etableres i perioden efter 2022. Disse forventes dog ikke at starte op som planlægningsprojekter foreløbigt.

Foruden de oplyste projekter, kan der løbende komme projekter til, fx som følge af tredjepartshenvendelser eller ændrede forudsætninger.

Reinvesteringer

Følgende konkrete reinvesteringsprojekter forventes at blive indstillet til detailplanlægning:

- Reinvestering af en række 400 kV-luftledninger (ID333, ID347, ID348, ID409, ID493, ID494, ID495, ID496, ID497, ID531, ID532, ID534)
- Reinvestering af en række 150 kV-luftledninger (ID335, ID340, ID341, ID342, ID343, ID345, ID349, ID430)
- Reinvestering af en række 132 kV-luftledninger (ID433, ID467, ID533, ID536, ID537)
- Reinvestering af 400 kV-station Idomlund, Vester Hassing og Hovegård (ID147)
- Reinvestering af en række 132 kV-kabler (ID389, ID434, ID708)
- Reinvestering af 132/30 kV-transformer (ID585).

Udbygninger

På grund af den generelle fremskrivning af forbrug og vindkraft forventes følgende udbygningsprojekter at blive indstillet til detailplanlægning:

- 400 kV- og 132/150 kV-nettet i Tjele, Endrup, Bjæverskov og Ørslevvester (ID119, ID385, ID60, ID17)
- Kamstrup - Spanager: Opgradering til højtemperaturledere (ID671)
- Malling-Trige: Forøgelse af overføringsevne (ID658)
- Vestlolland: Ny fasedrejetransformer (ID149)
- Klim Fjordholme - Mosbæk: Opgradering af luftledning (ID684)
- Aggersund: Udskiftning af søkabler (ID117)
- Ørslevvester - Radsted: Ny kabelforbindelse (ID472)
- Fynsværket - Odense Sydøst: Udskiftning og opgradering af eksisterende kabler (ID654)
- Fraugde - Odense Sydøst: Indsløjfning af luftledningssystem i Odense Sydøst (ID666)
- Stasevang - Teglstрупgård: Kabellægning af luftledningen (ID152)
- Lem Kær - Stovstrup: Ny kabelforbindelse (ID59).

Herudover er der i perioden indtil 2022 en række udbygningsprojekter, der vedrører indpasning af produktion fra vedvarende energi, der tilsluttes distributionsnettet. Projekterne omfatter typisk en forstærkning af transformerkapaciteten mellem transmission og distribution. Udbygningsprojekterne er udløst af den generelle forventede tilgang af vedvarende energi på det korte sigte og dermed ikke nødvendigvis baseret på konkrete besluttede projekter for tilslutning af vedvarende energi. Behovet for forstærkninger skal detailanalyseres og løsningsmulighederne kortlægges set i relation til det igangværende planlægningsprojekt vedrørende transformere reinvesteringsbehovet i Danmark (ID26, ID27, ID83, ID85, ID96, ID118, ID128, ID129, ID148, ID456, ID659).

Herudover er der en række konkrete udbygningsprojekter, som forventes at blive indstillet til detailplanlægning:

- Opgradering af stationskomponenter på udvalgte forbindelser inden 2021 (ID 693)
- Spændingsvariationer ved 60 kV-forbindelsen til Bornholm (ID84)
- Sikring af tilstrækkelige reaktive ressourcer i 132, 150 og 400 kV-nettet (ID458, ID459, ID460, ID692).

Saneringer og omlægninger

Der skal igangsættes et arbejde med at planlægge kabellægninger af 132/150 kV-nettet i bynære områder og i naturområder i henhold til politiske retningslinjer (ID228, ID461, ID466). De konkrete rammer for udmøntningen af dette er ved at blive klarlagt.

Kompenserende 132-150 kV-kabellægning i forbindelse med etablering af nye 400 kV-luftledninger skal fastlægges jf. henhold de politiske retningslinjer (ID229, ID230, ID231, ID483).

3. National netplanlægning

Energinets RUS-plan er en væsentlig del af den nationale planlægning af eltransmissionsnettet. RUS-planen udarbejdes årligt på baggrund af tilstandsanalyser på eksisterende anlæg og analyser af det fremtidige behov for transmissionskapacitet via fastlagte forudsætninger om forbrug, produktions- og udvekslingskapacitet. Med baggrund i disse analyser viser RUS-planen behovet for udbygninger og investeringer for de kommende 10 år samt et bud på den langsigtede referencestruktur frem mod 2040. RUS-planen er således baseret på:

- Den udvikling, der er givet i Energinets analyseforudsætninger
- Reinvesteringsanalyser på det eksisterende transmissionsnet
- Øvrige forhold, som for eksempel konkrete projekter vedrørende tilslutning af VE-anlæg og forbrugere
- Nye pålæg fra myndighederne.

Løsningsforslagene og den langsigtede referencestruktur i RUS-planen er udelukkende baseret på netudbygninger i det nationale transmissionsnet. Ved fastlæggelse af endelige løsninger kan drifts- og markedsbaserede løsninger også indgå i vurderingen som alternativ til netudbygninger, såfremt de kan forudsættes at være til rådighed.

Hvor det er relevant, koordineres netudbygninger og investeringer 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.

3.1 Politiske planlægningsrammer

Energinet er ansvarlig for den langsigtede planlægning af eltransmissionsnettet og udarbejder derfor årligt planer for udviklingen i transmissionsanlæg. Disse opfylder den gældende lovgivning og politiske aftaler vedrørende planlægning.

De lovgivningsmæssige rammer vedrørende planlægning af transmissionsnettet udspringer blandt andet af den europæiske lovgivning og er udmøntet i Systemansvarsbekendtgørelse, Elforsyningsloven og i Lov om Energinet. Lovgivningen vedrører blandt andet planlægningsgrundlag, planer og projektgodkendelser samt tilsyn med planer.

Myndighederne udstikker endvidere retningslinjer for, hvorledes planlægningen af det danske elnet skal gennemføres med luftledninger og kabler. De aktuelle retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet er:

- Det eksisterende transmissionsnet på 132 kV og 150 kV 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.

Yderligere detaljer om lovgivning og historikken i udviklingen af rammer for kabellægning over de seneste år kan studeres i Ref. 7.

3.2 Koordinerende tilgang til netplanlægning

Energinet arbejder strategisk efter at effektivisere indsatsen i forhold til fastlæggelsen af porteføljen af kommende reinvesteringer, udbygninger og saneringer i det nationale transmissionsnet. Projekterne identificeres og koordineres initialt i forbindelse med den årlige RUS-plan, hvis løsninger tager afsæt i en langsigtet referencestructur og efterfølgende specificeres yderligere i den løbende porteføljestyling, hvor de konkrete projekter prioriteres, kombineres og igangsættes.

3.2.1 Reinvesteringer

Reinvesteringsbehovet fastlægges ud fra en metodisk vurdering af anlæggenes tilstand og restlevetid. Komponenter og projekter prioriteres efter, hvor kritiske de er i transmissionsnettet. De metoder, der anvendes, er en del af internationale Asset Management standarder.

Metoderne 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, som det tidligere har været tilfældet. Dette bidrager til fortsat høj forsyningssikkerhed, men i større grad end tidligere på en mere omkostningseffektiv måde.

Energinet blev PAS55-certificeret i 2014 og ISO 55000-certificeret i 2015. Begge certificeringer bygger på implementering af Asset Management-aktiviteterne, herunder systematik i forbindelse med dokumentation, løbende optimering og forbedring af processer.

På grund af transmissionsnettets alder er reinvesteringsbehovet i transmissionsnettet voksende. Som eksempel udgør de mulige reinvesteringer for perioden 2017-2027 ca. 34 % af de samlede omkostninger til mulige reinvesteringer, udbygninger og saneringer. Til sammenligning udgør reinvesteringsprojekter i anlægsfasen og planlægningsfasen kun ca. 14 % af den samlede omkostninger. Det vil sige, at reinvesteringer fremadrettet forventes at udgøre en stadig større andel af de samlede investeringer.

For fremadrettet at kunne håndtere denne øgede mængde af reinvesteringer, arbejdes der efter en strategisk tilgang for gennemførelse af reinvesteringer, hvis mål er at:

- Etablere en ensartet og effektiv håndtering af reinvesteringer via reinvesteringsanalyser, der tager afsæt i fastlagte reinvesteringsprincipper.
- Anvende en helhedsorienteret tilgang til håndtering og indmelding af reinvesteringer for at undgå suboptimering ved eksempelvis at gennemføre mange enkeltstående komponentudskiftninger.

- Udvikle en reinvesteringsplan, hvor reinvesteringerne er jævnt fordelt over årene.
- Udarbejde fælles billede af den samlede, mulige projektportefølje, så der sikres en rød tråd fra den enkelte reinvesteringsindmelding til den samlede RUS-plan.

3.2.2 Udbygninger

Behov for udbygning af nationalt transmissionsnet fastlægges grundlæggende ud fra de gældende lovgivningsmæssige rammer. Disse stiller helt overordnede rammer til forsyningssikkerhed, indpasning af VE, markedsfunktion og beredskabsmæssige hensyn. Via Energinets [strategi](#), Ref. 8, udfoldes disse overordnede rammer yderligere til konkrete målsætninger, der kan relateres til planlægning af transmissionsnettet. De lovgivningsmæssige rammer og strategiske målsætninger udmøntes i netplanlægningen ved at arbejde efter en strategisk tilgang, hvis mål er at:

- Få etableret en ensartet kortlægning af behov for ændringer i det nationale transmissionsnet via netanalyser, der tager afsæt i fastlagte netdimensioneringskriterier, der underbygger de lovgivningsmæssige krav og strategiske målsætninger samt i fastlagte prognoser for elforbrug, -produktion og handelsforbindelser.
- Fastlægge nationale løsninger ud fra et givet løsningsrum bestående af nye transmissionsanlæg samt eksisterende drifts- og markedstiltag. Nye typer af drifts- og markedsbaserede løsninger indgår derimod først i løsningsrummet, når de kan forudsættes at være til rådighed.
- Basere løsningsvalg for nationale behov på et least cost kriterium.
- Anvende en helhedsorienteret tilgang til fastlæggelse af løsninger, for at undgå suboptimering med risiko for fejlinvesteringer og meromkostninger. Denne tilgang indebærer bl.a. arbejdet med en langsigtet netstruktur, der sikrer, at valg af løsninger hænger sammen på både kortere og længere sigt – under de anvendte forudsætninger.
- Udarbejde et fælles billede af den samlede mulige projektportefølje, der koordinerer reinvesteringsbehov med udbygnings- og saneringsbehov i den årlige RUS-plan.

3.2.3 Saneringer

Saneringer i transmissionsnettet ved eksempelvis at erstatte luftledninger med kabler gennemføres i henhold til politiske retningslinjer som tidligere beskrevet i afsnit 3.1.

De konkrete rammer for udmøntningen af dette er ved at blive klarlagt og behandles derfor ikke i denne RUS-plan. Når rammerne kendes endeligt, vil en nærmere koordinering til reinvesterings- og udbygningsbehov være væsentlig for timing af disse saneringer.

Foruden saneringer foranlediget af politiske aftaler kan der også være behov for saneringer og omlægninger af nettet som følge af tredjeparts behov.

3.3 Analyseforudsætninger

Behovet for udbygning af transmissionsnettet vurderes efter [Energinet's analyseforudsætninger](#), juli 2017, Ref. 9, hvor de nærmere forudsatte udviklinger for priser, forbrug, produktion mv. kan læses i analyseforudsætningerne. I forhold til kortlægningen af det fremtidige udbygningsbehov udgør følgende forudsætninger de primære drivere for udbygninger i det interne transmissionsnet:

- Forbrugsstigninger (det maksimale effektforbrug)
- Indpasning af VE-anlæg (vedvarende energi)
- Nye samarbejdsforbindelser (import-/eksportkapacitet).

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

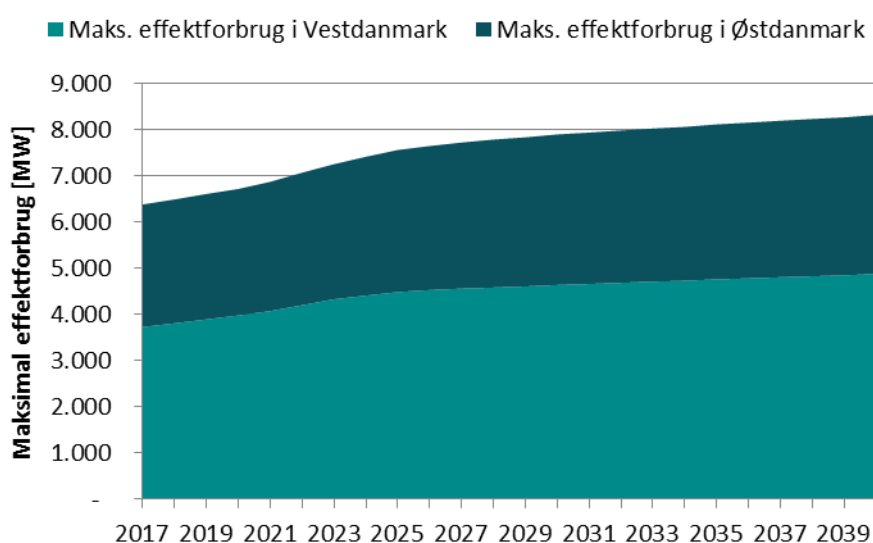
3.3.1 Effektforbrug

Det årlige elforbrug i Danmark ligger i dag omkring 34 TWh. Frem mod 2027 forudsættes der en stigning til ca. 43 TWh, mens der på længere sigt forudsættes ca. 53 TWh i 2040.

Det klassiske forbrug, som vi kender i dag, forventes at ligge forholdsvis stabilt, mens de forudsatte forbrugsstigninger forventes at ske inden for forbrugstyper som fx datacentre og transport.

I relation til planlægningen af eltransmissionsnettet er det nødvendigt at betragte øjebliksværdier, da forbruget skal kunne forsynes til et hvert øjeblik. Derfor anvendes det maksimale effektforbrug i planlægningen af nettet. I dag ligger det maksimale effektforbrug i Danmark på ca. 6,4 GW.

Frem mod 2027 forudsættes det maksimale effektforbrug at stige med ca. 21 % til 7,7 GW, mens det frem mod 2040 forudsættes at stige med ca. 30 % til 8,3 GW, se Figur 7.



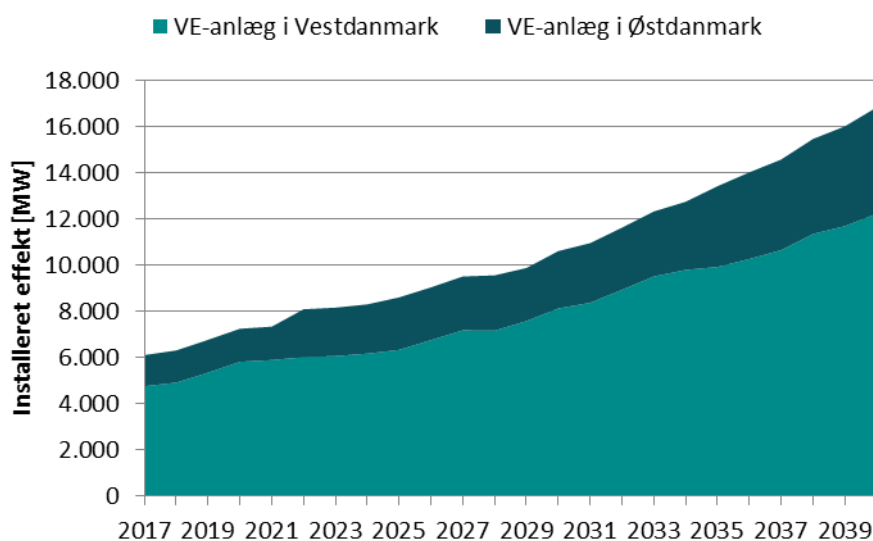
Figur 7 Forudsat maksimalt effektforbrug fra 2017 til 2040. Der er ikke nødvendigvis sammenfald af det maksimale effektforbrug mellem de to landsdele.

3.3.2 Vedvarende energi

Den totale installerede effekt fra VE-anlæg ligger i dag på ca. 6 GW.

I analyseforudsætningerne forudsættes der en tilgang på knap 56 % til i alt ca. 9,6 GW i 2027. På længere sigte frem mod 2040 forventes der en samlet tilgang på ca. 175 % til i alt ca. 17 GW.

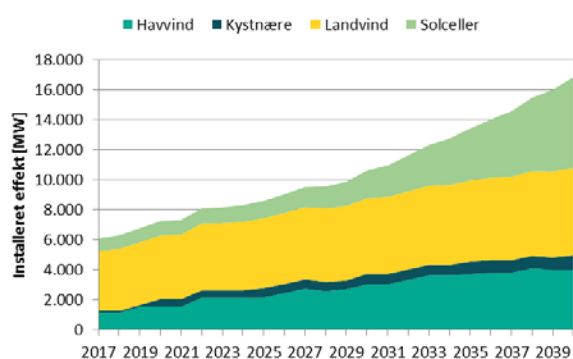
Fordelingen mellem landsdelene er illustreret i Figur 8, hvoraf det ses, at hovedparten af den produktionstilgang fra VE-anlæggene forudsættes etableret i Vestdanmark.



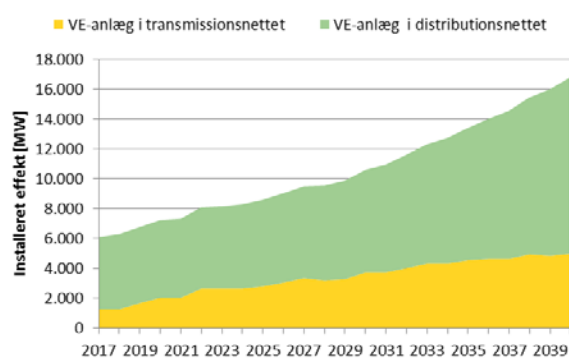
Figur 8 Forudsat installeret produktion fra VE-anlæg fra 2017 til 2040 fordelt mellem Vestdanmark og Østdanmark.

VE-anlæg er i planlægningen fordelt på forskellige produktionstyper, som vist i Figur 9a. I opgørelsen i Figur 9b, er det forudsat, at landvind og solceller som udgangspunkt er tilsluttet i distributionsnettet⁴, mens større kystnære møller og havmøller er forudsat tilsluttet i transmissionsnettet.

⁴ I praksis kan større sol- og mølleparker på land også blive tilsluttet direkte i transmissionsnettet.



a)



b)

Figur 9 Forudsat installeret produktion fra VE-anlæg fra 2017 til 2040.

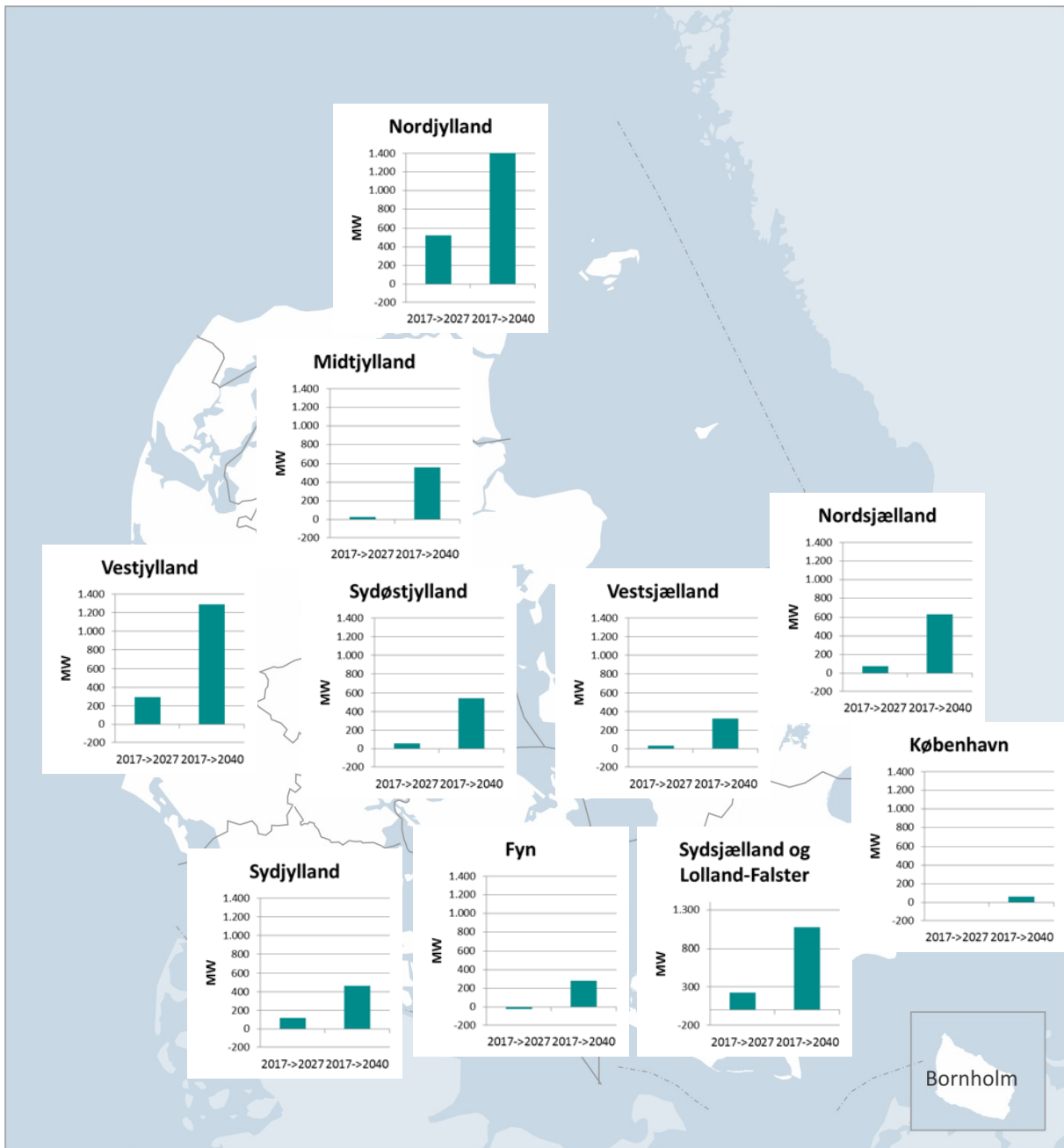
Som vist i Figur 9b sker der en mærkbar stigning af tilsluttede VE-anlæg i både transmissionsnettet og distributionsnettet.

Forudsætninger for tilslutning af nye havmøller og kystnære møller sker i henhold til lokationerne i Tabel 1.

Lokation	Kapacitet	Idriftsættelsesår
Horns Rev 3	400	2019
Vesterhav Nord	180	2022
Vesterhav Syd	170	2022
Kriegers flak	600	2022
Horns Rev 4	600	2026
Jammerbugt	600	2029
Horns Rev 5	600	2032
Rødsand 3	600	2035
Ringkøbing	600	2038

Tabel 1 Forudsatte nye havmølleparker.

Den geografiske fordeling af solceller og landbaserede vindmøller forudsættes tilsluttet i distributionsnettet med en geografisk fordeling, som bl.a. er baseret på en tidligere gennemført analyse af potentiale for landvind. Med den forudsatte fordeling kan nettoændringen opgøres for geografiske områder, som vist i Figur 10.

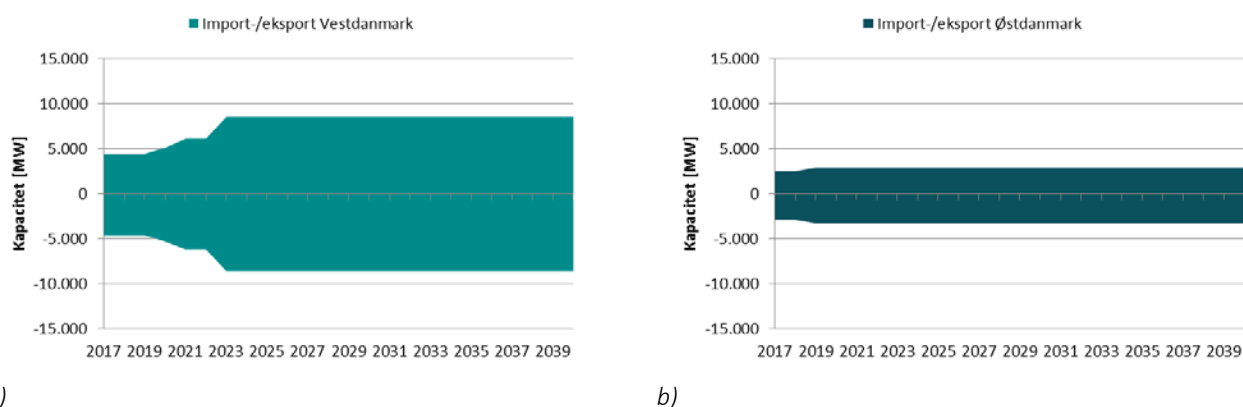


Figur 10 Ændring i installeret effekt fra VE-anlæg fra henholdsvis 2017 til 2027 og 2017 til 2040.

3.3.3 Import- /eksportkapacitet

Inden for de kommende år forudsættes flere nye udlandsforbindelser at blive idriftsat primært i Vestdanmark.

De nye udlandsforbindelser omfatter anlægsprojekterne Kriegers Flak Combined Grid Solution, COBRACable, forøgelse af kapaciteten mellem Jylland og Tyskland (Østkystopgraderingen) samt Viking Link og forøgelse af kapaciteten mellem Jylland og Tyskland (Vestkystforbindelsen). De eksisterende samarbejdsforbindelser antages uforandrede.



Figur 11 Forudsat udvikling i import-/eksportkapaciteter for a) Vestdanmark og b) Østdanmark. Positive værdier angiver import og negative værdier angiver eksport. Storebæltsforbindelsen indgår både som import og eksport i begge landsdele.

De mange nye udlandsforbindelser gør, at den samlede udvekslingskapacitet i særligt Vestdanmark næsten fordobles fra ca. ± 4.500 MW til ± 8.500 MW. I Østdanmark stiger den samlede udvekslingskapacitet fra ca. $+2.500/-2.900$ MW til $+2.900/-3.300$ MW. Efter 2023 er der ikke forudsat nogen nye udlandsforbindelser i analyseforudsætningerne.

3.4 Planlægningsbalancer og øjeblikbalancer

Overordnet set bygger Energinets netplanlægning på at analysere konsekvenserne ved fejl og mangler i transmissionsnettet i givne driftssituationer. Disse driftssituationer analyseres ved en række planlægningsbalancer, som har til formål at beskrive realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling, som forventes at optræde relativt sjældent. Planlægningsbalancerne har til formål at teste transmissionssystemet i forhold til forsyningsikkerhed, indpasning af udlandsforbindelser, udnyttelse af elproduktion fra VE-anlæg og beredskab.

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 databaseret på Energinets eget simuleringværktøj SIFRE (Simulation of Flexible and Renewable Energy systems). SIFRE-simuleringerne giver et bedste bud på, hvordan forbrug, produktion og marked spiller sammen time for time for et givent år. Med udgangspunkt i sammenhængene mellem forbrug, produktion og marked fra disse årskørsler er der muligt at opstille planlægningsbalancerne som realistiske, men ekstreme sammensætning

ger af forbrug, produktion og udveksling, som forventes at optræde relativt sjældent.

3.5 Netdimensioneringskriterier

De fejl og mangler der skal analyseres, og deres tilladelige konsekvenser er beskrevet i [Energis netdimensioneringskriterier](#), Ref. 10. Det danske eltransmissionsnet planlægges efter (n-1)-kriteriet, som stiller krav til, at en enkelt fejl i det nationale transmissionsnet ikke må lede til uacceptable konsekvenser for forsyningssikkerheden, markedsfunktionen og aftag af produktion. I den konkrete driftssituation og efter et første vilkårligt udfald, skal der endvidere kunne forberedes til fejl nummer to, så denne ikke leder til større forsynings- eller markedsmæssige konsekvenser. For at understøtte (n-1)-kriteriet gennemføres der planlægningen (n-2)-analyser, som analyserer konsekvenserne, hvis fejl nummer to skulle ske.

Det fremtidige net udlægges i forbindelse med RUS-plan 2017 efter kriterierne beskrevet i Tabel 2. Energinet har i foråret 2017 udarbejdet et [overblik](#) over anvendelsen af de eksisterende netdimensioneringskriterier, Ref. 11. Dette overbliknotat redegør for de eksisterende netdimensioneringskriterier og deres aktuelle anvendelse samt giver en sammenstilling og fortolkning af de gældende kriterier.

Netdimensioneringskriterierne beskriver som nævnt de tilladelige konsekvenser ved forskellige fejl og mangler. Det betyder konkret, at hvis der ændres i de tilladelige konsekvenser, vil det også medføre, at nettet vil blive udlagt med større eller mindre robusthed overfor fejl og mangler, inden det må have forsyningsmæssige konsekvenser og med tilhørende større eller mindre investeringsniveau.

Med udgangspunkt i den eksisterende anvendelse af netdimensioneringskriterierne er der igangsat et arbejde vedrørende opdatering af Energis netdimensioneringskriterier. Såfremt dette opdateringsarbejde leder til væsentlige ændringer i netdimensioneringskriterierne, kan dette medføre et ændret investeringsomfang i forbindelse med udarbejdelse af fremtidige planer.

Netsituation	Tilladelige konsekvenser			
	Forsyning	Udnyttelse af termisk produktion	Udnyttelse af Vindmøller/decentral 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 2 Summarisk oversigt over netdimensioneringskriterierne. Flere detaljer kan ses [her](#), Ref. 11. (n-2)-analyser gennemføres for at kunne sikre, at nettet kan drives videre efter første fejl (n-1).

4. Status på transmissionsnettets udvikling

Samlet set udgør transmissionsnettet i dag ca. 4.400 tracé-km.

Siden igangsætningen af 132-150 kV-kabel-handlingsplanen fra 2009 er andelen af kabelanlæg vokset fra at udgøre ca. 20 % af transmissionsnettet i starten af 2009 til ca. 35 % i dag. Ændringen i omfanget af kabler og luftledninger siden 2009 fremgår af Figur 12.

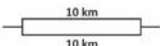
På 132-150 kV-niveau er der i perioden den 1. januar 2009 til den 1. januar 2017 demonteret ca. 310 tracé-km luftledning, svarende til 375 system-km, mens der er etableret ca. 430 tracé-km kabler. De nye kabler er etableret både som erstatning for luftledningerne, men også som udbygninger af hensyn til tilslutninger af ny produktion og forbrug.

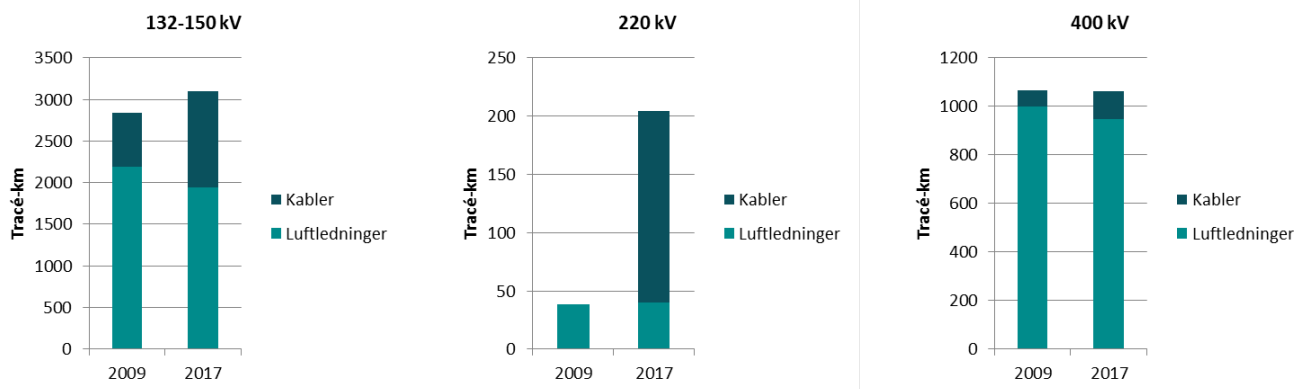
Definition af tracé- og system-km

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.

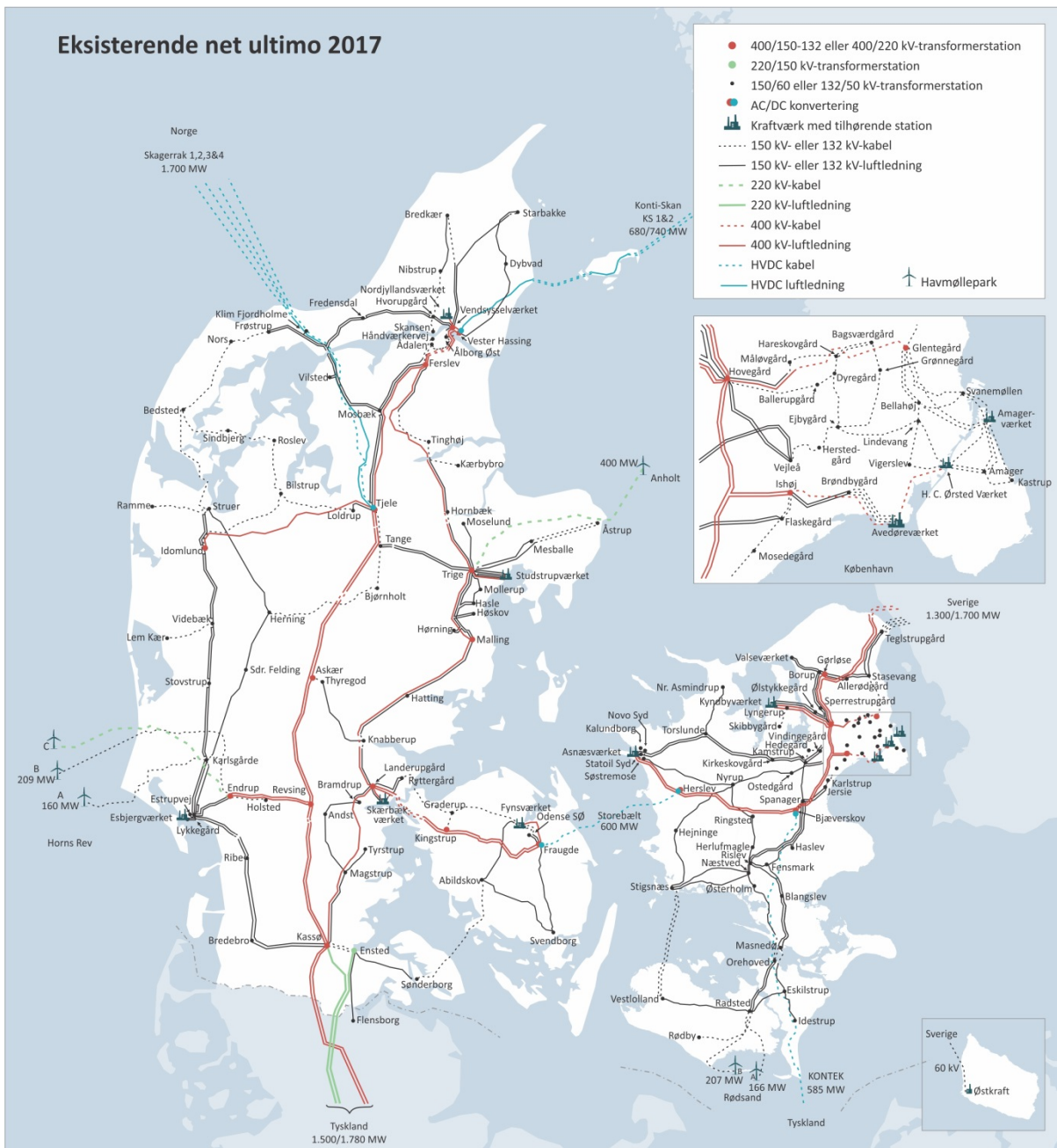
Nogle steder deler to luftledningssystemer fælles master, hvorfor opgørelsen med system-km vil blive større end opgørelsen med tracé-km.

Luftledning	System-km	Tracé-km
	20	10



Figur 12 Omfang af kabler og luftledninger i tracé-km inden igangsætning af kabelhandlingsplanen i 2009 og primo 2017.

På 400 kV-niveau er luftledningsandelen reduceret med ca. 52 tracé-km og kabelandelen øget med ca. 45 km, primært som følge af 400 kV-forskønnelsesprojekterne og delvise kabellægninger i forbindelse med ombygning af Kassø-Tjele. Tilgangen af 220 kV-kabler skyldes tilslutning af Anholt Havvindmøllepark i 2012 og Horns Rev 3 i 2016. Transmissionsnettet ultimo 2017 fremgår af Figur 13.



4.1 Projekter i transmissionsnettet

Der er i øjeblikket en række projekter, der enten er idriftsat, i anlægsfasen eller i planlægningsfasen. De samlede omkostninger for disse projekter er ca. 32 mia. kr., Tabel 3.

I driftsatte projekter er opgjort i perioden siden RUS-plan 2016 (1. december 2016) og indtil den 1. december 2017. Omfanget af projekter anlægs- og planlægningsfasen er opgjort pr. 1. december 2017. Der kan altså være projekter, der skifter fase inden udgangen af 2017.

De projekter, der er i planlægningsfasen, er godkendte for planlægning af Energinet, men er endnu ikke godkendte for etablering. Det vil sige, at de planlagte projekter, som er præsenteret her, kan ændre karakter eller lukkes i planlægningsforløbet. Hvis dette sker, kan det have betydning for de mulige projekter, der fastlægges i RUS-planen.

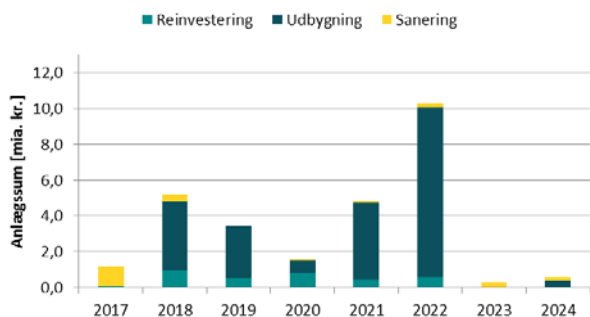
Opgørelse af omkostninger for idriftsatte, igangværende og planlagte projekter

- Omkostningerne er i overensstemmelse med Energinets budget 2018 og gives i faste 2017-priser
- Projektomkostninger opgøres som anlægssummer i de år de enkelte projekter forventes idriftsat.
- Anlægssummerne indeholder omkostninger til planlægning og gennemførelse af projekterne samt de egentlige anlægssomkostninger.
- For projekter i anlægs- og planlægningsfaserne gives et bud på de periodiserede omkostninger.
- Periodiseringen er fastlagt ud fra en kategorisering af de enkelte projekter i store, mellem og små projekter.
- Modellen for periodisering er i overensstemmelse med de modeller der anvendes i Energinets budget 2018.

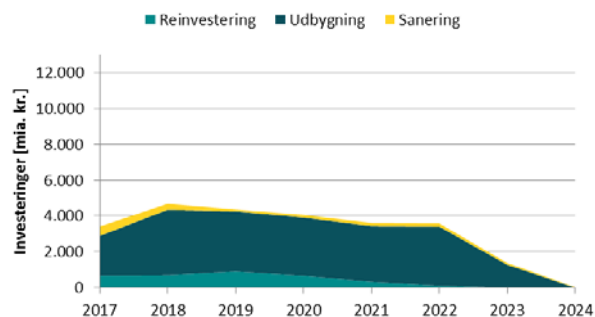
2017-priser	I driftsat	I gangværende	Planlagt	Sum
	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.
Reinvestering	0,2	0,9	2,5	3,6
Udbygning	1,6	20,6	3,2	25,4
Sanering	0,6	1,5	0,8	3,0
I alt	2,5	23,0	6,5	32,0

Tabel 3 Omfanget af idriftsatte projekter i perioden 1. december 2016 til 1. december 2017 samt projekter der pr. 1. december 2017 er i anlægs- og planlægningsfasen.

Anlægssummerne fremgår af Figur 14a, mens periodiseringen fremgår af Figur 14b. De forholdsmæssigt store anlægssummer i 2018 og 2021-2022 er henholdsvis Kriegers Flak projektet og udlandsforbindelser fra Jylland til England (Viking-forbindelsen) og Tyskland samt et stort forsynings og reinvesteringsprojekt i København, se yderligere side 37.



a)



b)

Figur 14 a) Anlægssum og b) periodiseringen for idriftsatte projekter samt projekter i anlægs- og planlægningsfasen.

I det følgende gives en status for alle idriftsatte projekter samt projekterne i anlægs- og planlægningsfasen. Opførelsen er opdelt på reinvesteringer, udbygninger, saneringer og omlægninger samt øvrige projekter. I saneringsopførelsen gives også en status på kabelhandlingsplanen fra 2009.

4.2 Reinvesteringsprojekter

Reinvesteringsprojekterne omfatter reinvesteringer i luftledninger, kabler, stationer og stationskomponenter, Figur 15.

Afsluttede

Siden RUS-plan 2016 er der afsluttet reinvesteringsprojekter til samlede omkostninger på 0,2 mia. kr. Projekterne omfatter udskiftning af fasestråde på 400 kV-luftledningen mellem Ferslev og Tjele, transformere og reaktor reinvesteringer i 132 kV-station H.C. Ørstedsværket, reinvestering i 150 kV-station Struer samt renovering af relæbeskyttelser og -felter på Sjælland.

Projekter i anlægsfasen

I anlægsfasen er der i øjeblikket projekter med samlede investeringer på 0,9 mia.kr. De største igangværende reinvesteringsprojekter omfatter:

- Udskiftning af både 132 kV- og det ene af 400 kV-systemerne (det svensk ejede) under Øresund mellem Sjælland og Sverige.
- Reinvestering i fundamenter, fasestråd og isolatorer på forbindelsen mellem Tjele og Bulbjerg som bærer de tre ældste jævnstrømsforbindelser til Norge (Skagerrak 1, 2 og 3).
- Reinvestering i master, fasestråde m.m. på 150 kV-forbindelserne Mesballe-Trige og Trige Åstrup.
- Udskiftning af kontroludrustningen på Konti-Skan 1+2.
- Reinvestering i 150/60 kV-transformere i Struer og Bredebro samt reinvestering i 132/50 kV-transformere i Blangslev.

Derudover er der en række mindre reinvesteringer med omkostninger under 60 mio. kr. pr. projekt. Disse omfatter reaktorerne i station Hovegård, GIS-anlæg i 132 kV-stationerne i Ishøj, Kastrup Koblingsstation og Avedøreværket, synkronkompensatorer i Tjele og Vester Hassing, 400 kV-krydsning ved Limfjorden, afbrydere i Nordsjælland samt mindre levetidsforlængelser i 132-150 kV-luftledninger.



Figur 15 Den geografiske placering af afsluttede, igangværende og planlagte reinvesteringsprojekter. Transformerinvesteringer er ikke vist på kortet.

Planlægningsfasen

I planlægningsfasen er der i øjeblikket projekter med samlede forventede omkostninger på 2,5 mia. kr. De største reinvesteringsprojekter, der er under planlægning, er:

- Der skal inden for en årrække gennemføres en omfattende restrukturering og reinvestering af 132 kV-nettet i København. Det eksisterende kabelnet består af 19 kabler med en samlet længde på 130 km. Første fase af reinvesteringsprojektet, som omfatter udskiftning af kabler mellem Glentegården og Belalahøj samt Svanemøllen, er under planlægning og koordineret med et udbygningsprojekt, der skal sikre forsyningen til København (side 38).
- Reinvestering i transformere. Der udarbejdes en samlet plan for reinvestering i transformere for de kommende ca. 5 år i de enkelte stationer i Danmark. Planen omfatter dels en opgørelse af reinvesteringsbehovet og koordineres op imod udbygningsbehovet jævnfør RUS-planen. De konkrete berørte stationer fremgår ikke af Figur 15.
- Reinvestering af flere 400 kV-forbindelser i Jylland og på Fyn, herunder mellem Landerupgård og Fraugde, Kassø-Landerupgård og Landerupgård-Malling.
- Reinvestering i stationer, herunder ca. 40 stk. 132 kV- og 150 kV-stationer i perioden 2018-2023, 132 kV- og 400 kV-delen i station Hovegård samt GIS-anlægget på 400 kV-Asnæsværket.
- En omfattende beskyttelses- og relæudskiftning i Jylland/Fyn området. De konkrete berørte stationer fremgår ikke af Figur 15.

Derudover er der en række mindre reinvesteringsprojekter under planlægning med omkostninger under 60 mio. kr. pr. projekt. Disse omfatter reinvesteringer i:

- 132 kV- forbindelserne Stasevang-Teglstrupgård, Statoil Syd-Torslunde-Kirkeskovgård-Kamstrup og Borup-Valseværket samt 150 kV-forbindelserne Ensted-Sønderborg, Bredebro-Kassø, Nordjyllandsværket-Starbakke og Mosbæk-Klim Fjordholme.
- Udskiftning af relæbeskyttelsen for reaktor og transformervejlerne i det nordsjællandske 132 kV-system.
- 400 kV-station i Vester Hassing.

4.3 Udbygninger

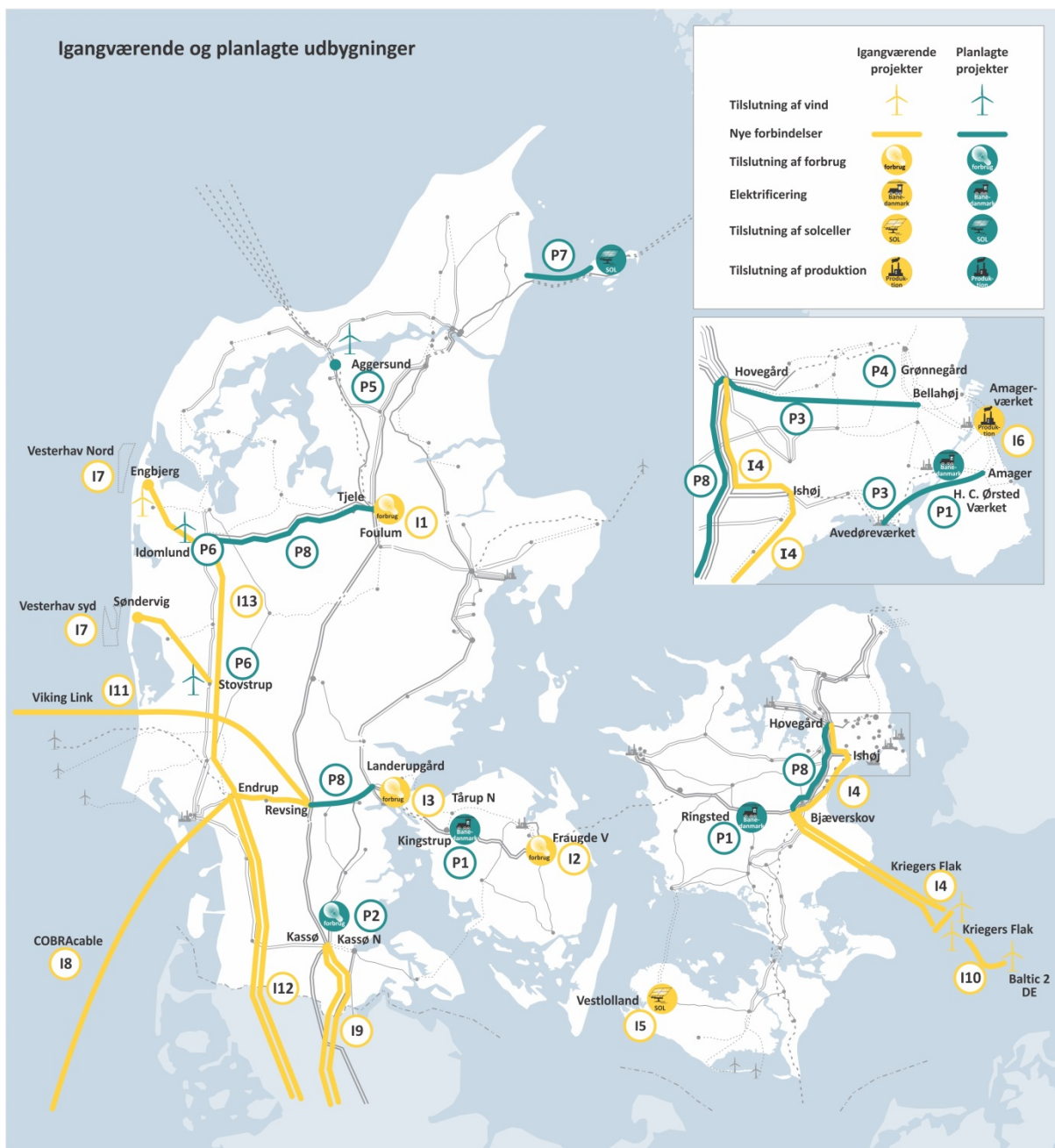
Afsluttede projekter

Der er idriftsatte udbygningsprojekter med samlede omkostninger på 1,6 mia. kr.:

- Tilslutning af 400 MW vindkraft ved Horns Rev ultimo 2016. Projektet omfatter et 220 kV-ilandføringsanlæg og tilslutning i en kabelstation ved Blåbjerg samt et 220 kV-landkabel videre til Endrup. Endvidere er 400 kV-forbindelsen mellem Endrup og Revsing ombygget til to systemer.
- Tilslutning af 44 MW solceller ved Kalundborg primo 2017. Projektet omfatter etablering af en ny tre-viklingstransformer.
- Tilslutning af forbrug fra Banedanmark i Andst og Lykkegård. Projektet omfatter ombygninger i stationerne, så banetransformerne kan tilsluttes.

Anlægs- og planlægningsfaserne

Der er p.t. projekter i anlægsfasen med samlede omkostninger på 20 mia. kr. og udbygningsprojekter i planlægningsfasen med omkostninger på 3,8 mia. kr. Alle projekterne fremgår af Figur 16 og er kort beskrevet i Tabel 4 og Tabel 5.



Figur 16 Udbygningsprojekter i anlægs- og planlægningsfasen. Numrene henviser til beskrivelser i Tabel 4 og Tabel 5.

Projekter i anlægsfasen

Projekter for tilslutning af forbrug	Projekter for tilslutning af produktionsanlæg	Udlandsforbindelser
<p>11. Tilslutning af Apple datacenter ultimo 2017. Der etableres en ny 150 kV-station Foulum, der forbindes til de eksisterende stationer Tjele, Mosbæk og Loldrup.</p> <p>12. Tilslutning af Facebook datacenter i 2018. Der etableres en ny 150 kV-station Fraugde Vest, der forbindes til de eksisterende stationer Fraugde og Fynsværket.</p> <p>13. Tilslutning af fremtidig forbruger i en ny 150 kV-højspændingsstation Tårup mellem Landerupgård og Ryttergården.</p>	<p>14. Ilandsføringsanlæg for tilslutning af 600 MW vindkraft fra Kriegers Flak vindmølle park i 2018. Projektet omfatter 220 kV-ilandføringsanlæg til Bjæverskov og Ishøj og en 400 kV-kabelforbindelse mellem Ishøj og Hovegård.</p> <p>15. Tilslutning af solceller og vindmøller på Lolland ved station Vestlolland i 2018, hvorfor der er behov for at udvide transformerkapaciteten i stationen.</p> <p>16. Tilslutning af 150 MW biomassefyret værk i 132 kV-station Amagerværket i 2018. Projektet omfatter ombygninger i stationen, så værket kan tilsluttes. (Værket erstatter den eksisterende blok 3 på 250 MW, som forventes taget ud af drift efterfølgende.)</p> <p>17. Tilslutning af i alt 350 MW vindkraft kystnært 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.</p>	<p>18. COBRACable i 2019. Der etableres en HVDC-forbindelse med en kapacitet på 700 MW mellem Holland og Jylland.</p> <p>19. Østkyst forbindelsen mellem Tyskland og Jylland i 2020. De eksisterende 220 kV-forbindelser mellem Kassø/Ensted og Flensburg opgraderes til et nyt 400 kV dobbelt luftledningssystem mellem Kassø og Handewitt i Tyskland. Opgraderingen vil øge overføringskapaciteten mellem Tyskland og Jylland med 800-1.000 MW.</p> <p>110. 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.</p> <p>111. Viking Link i 2022. Der planlægges med at etablere en 1.400 MW HVDC forbindelse mellem England og Jylland.</p> <p>112. Vestkystforbindelse mellem Tyskland og Jylland i 2022. 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.</p>
	<p>113. For at kunne indpasse igangværende og planlagt tilslutning af vedvarende energi- og udlandsforbindelser udbygges det nationale transmissionsnet med en 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund i 2021.</p>	

Tabel 4 Igangværende udbygningsprojekter i transmissionsnettet.

Herudover er der øvrige igangværende projekter med betydning for udnyttelsesgraden og driftssikkerheden:

- Beskyttelse af 60 kV-kablerne til Bornholm: Der arbejdes på at sikre beskyttelse af de eksisterende 60 kV-søkabler mellem Bornholm og Sverige for at undgå kabelfejl, som følge af ydre påvirkninger. Kablerne ligger i dag ubeskyttet oven på havbunden og er derved eksponeret for påvirkning fra tredjepart, herunder særligt skibsankre.

Projekter i planlægningsfasen

Projekter for tilslutning af forbrug	Projekter for tilslutning af produktionsanlæg	Udlandsforbindelser
<p>P1. Tilslutning af forbrug fra Banedanmark i 132 kV-stationerne H.C. Ørstedsværket og Ringsted i 2021 samt 150 kV station Kingstrup. Projektet omfatter om- og udbygninger i stationerne, så banetransformerne kan tilsluttes.</p> <p>P2. Tilslutning af fremtidig forbruger i en ny 400 kV-højspændingsstation ved Kassø Nord.</p> <p>P3. Af hensyn til forbrugsudviklingen og sikring af forsyning i Københavnsområdet efter skrotning af Amagerværkets blok 3 etableres i 2021 en nyt 400 kV-kabel mellem Hovegård og Bellahøj samt et nyt 132 kV kabel mellem Avedøreværket og Amager Koblingsstation.</p> <p>P4. Tilslutning af elkedel i station Grønnegården.</p>	<p>P5. Tilslutning af ny vindmøllepark ved Aggersund 2020. Der skal etableres en ny 150 kV-station med transformering til 60 kV-niveau.</p> <p>P6. Som følge af den generelle udvikling af vindkraft i Vestjylland er det nødvendigt at etablere ekstra transformering ved 150 kV-stationerne Idomlund og Stovstrup.</p> <p>P7. I forbindelse med tilslutning af solcelleanlæg på Læsø skal driftsspændingen på det eksisterende kabel mellem Jylland og Læsø opgraderes fra 20 kV til 60 kV.</p>	
<p>P8. For at kunne håndtere øgede effekttransporter i det overordnede transmissionsnet som følge af indpasning af vedvarende energi-, udlandsforbindelser og forbrugsstigninger planlægges der med udbygning på følgende områder:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 400 kV Bjæverskov-Hovegård (1- eller 2-system) i 2021 • 400 kV-luftledning mellem Revsing og Landerupgård (1- eller 2-system) i 2021 • 400 kV-luftledning mellem Idomlund og Tjele (system nr. 2) i 2022. <p>Planlægningsprojekterne omfatter en nærmere undersøgelse af løsningsvalg og -behov, da der er sket større ændringer i analyseforudsætningerne siden disse forbindelser blev foreslået.</p>		

Tabel 5 Planlagte udbygningsprojekter i transmissionsnettet.

Der pågår desuden et planlægningsprojekt, der undersøger en række løsningsmuligheder for at sikre effektilstrækkeligheden på Sjælland jævnfør Energinets [Redegørelse om elforsyningssikkerhed 2017](#), Ref. 12. Det løsningsrum, der undersøges i projektet, omfatter blandt andet driftsmæssige tiltag, strategiske reserver og forskellige udvekslingsforbindelser fra Sjælland til fx Vestdanmark, Polen, Tyskland eller Sverige. Det endelige løsningsalternativ og tidspunkt for etablering er ikke besluttet, og indgår ikke her i den samlede oversigt. Når der er fastlagt en løsning, vil denne blive indarbejdet i analyseforudsætningerne og herefter indgå i den tilhørende RUS-plan.

Herudover er der øvrige projekter med betydning for udnyttelsesgraden og driftssikkerheden:

- Sikring af den reaktive balance i Tjele.
Der er et underskud af reaktiv effekt i Tjele til at kompensere for Norgesforbindelsens forbrug. Der arbejdes med optimeringspotentialer i station Tjele med henblik på at begrænse tab, øge tilgængeligheden af kapaciteten på Norgesforbindelsen og til at øge tilgængeligheden af systembærende egenskaber fra den synkronkompensator, der er placeret i Tjele.
- Effektivisering i udnyttelsen af eksisterende og nye anlæg.

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 med 25 -50 % 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.

4.4 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.

Forskønnelsesplanen

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



Figur 17 Seks områder blev i 2009 udpeget til forskønnelse.

Forskønnelserne skulle gennemføres ved enten at erstatte eksisterende luftledninger med kabler i jorden over kortere strækninger ved naturområder af national betydning eller ved at justere den eksisterende linjeføring over kortere afstande. De områder der indgik i forskønnelsesplanen var:

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

Forskønnelserne blev i 2009 planlagt gennemført over en periode på 5 år. Forskønnelsesprojekt Lillebælt er afsluttet i 2014, Aggersund i 2015, og Vejle Ådal er et igangværende projekt, der forventes afsluttet inden udgangen af 2017.

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-nettet.

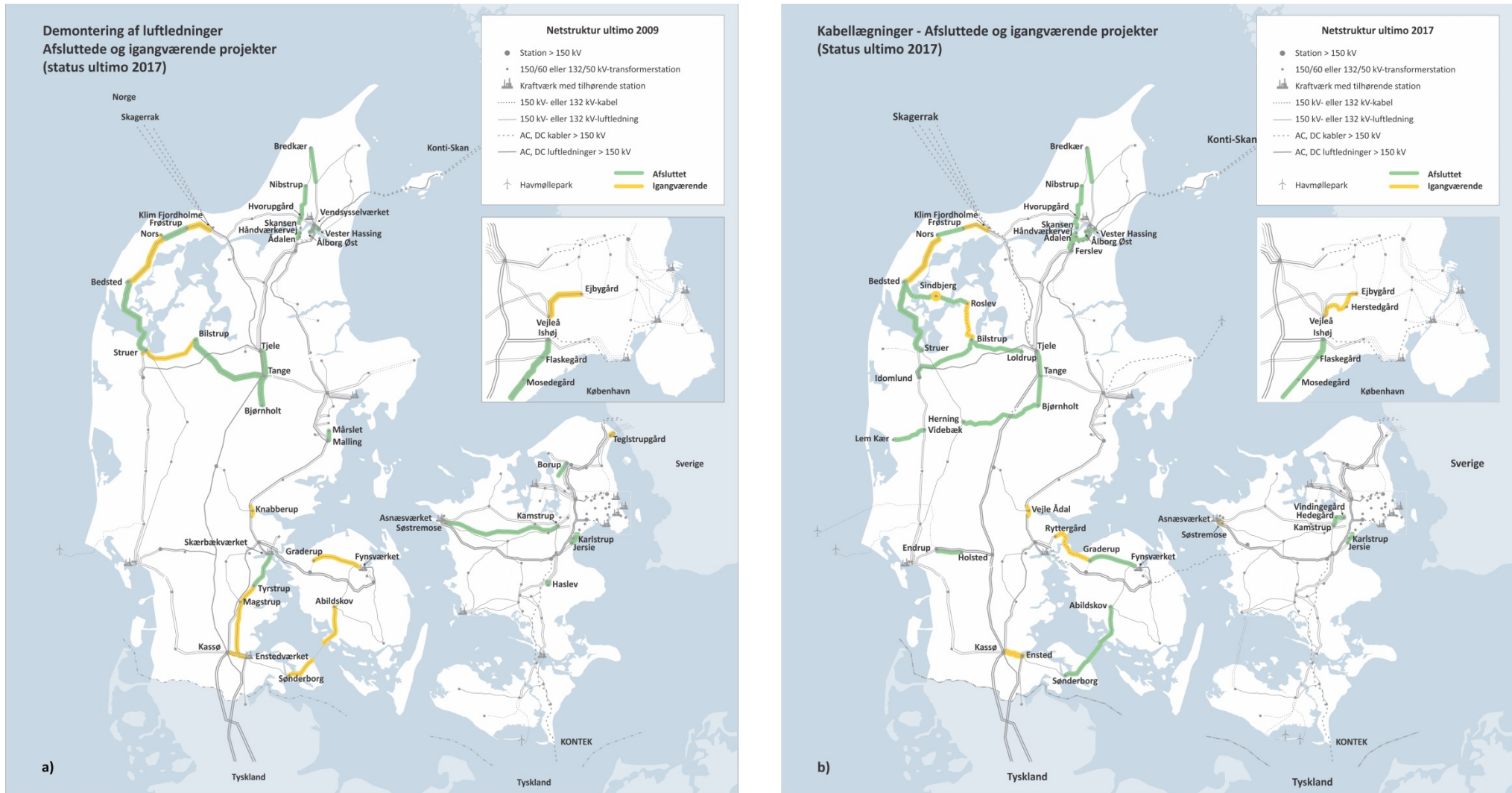
Kabelhandlingsplanen

I 2015 blev de sidste 132-150 kV-kabellægningsprojekter jf. Kabelhandlingsplan 2009 igangsat, hvorefter kabelhandlingsplanen af politiske årsager blev sat i bero. De sidste kabelhandlingsplansprojekter er planlagt afsluttede i 2019. Ifølge kabelhandlingsplanen skulle der inden 2030 demonteres i alt 3.200 system-km luftledninger og i stedet etableres ca. 2.800 km kabler. Kabelhandlingsplanen er nu lukket i sin oprindelige form, og når de sidste projekter fra planen er gennemført, er ca. 25 % af de omfattede luftledninger demonteret. Ud af de samlede omkostninger på 14 mia. kr., som blev budgetteret i netudviklingsplan 2013, forventes der at blive realiseret ca. 20 %. Det samlede billede ses i Tabel 6.

	Nye kabler	Nedtagning af luftledninger	Nye stationer	Samlede omkostninger
Afsluttede 2009-2017	478	481	2	2,2
Igangværende kabelhandlingsplan	146	272	1	0,7
I alt	622	753	3	2,9

Tabel 6 Gennemførte og igangværende projekter siden kabelhandlingsplan 2009.

De luftledninger der siden 2009 er demonteret, eller er ved at blive det, fremgår af Figur 18a og de kabellægninger, der er gennemført eller igangværende fremgår af Figur 18b. Siden opgørelsen i RUS-plan 2016 er store dele af projektet omkring Limfjorden og mellem Jylland og Fyn afsluttede.



Figur 18 Afsluttede og igangværende projekter fra kabelhandlingsplanen fra 2009. a) viser demontering af luftledninger og b) Viser etablering af nye kabelanlæg.

Projekterne er en blanding af kabellægninger som følge af nedtagning af luftledninger og den generelle udvikling i produktion og forbrug. Derudover er der også projekter udløst af konkret udbygning, især med landvind.

Omlægninger af hensyn til tredjepart

Der er ingen afsluttede omlægninger siden RUS-plan 2016.

Der pågår omlægninger af elkabler i Sydhavnen i København (samt af Energinets gasledninger samme sted) som følge af byudviklingsområdet Enghave Brygge.

Der er følgende omlægningsprojekter under planlægning:

- Ny jernbane over Fyn. Ved etablering af ny jernbane over Fyn skal der eventuelt foretages mindre ændringer i 150 kV-nettet på Fyn for, at anlæggene ikke er i vejen for den nye jernbane. De endelige ændringer og timingen er ved at blive fastlagt.
- Københavns letbane. Region Hovedstaden og kommunerne i det vestlige København planlægger at bygge en 29 km lang elektrisk letbane i Ringvej O3 mellem Lundtofte og Ishøj via Lyngby, Buddinge, Herlev, Glostrup og Vallensbæk. Energinet bliver i den forbindelse berørt flere steder langs med letbanens tracé, hvor ledningerne enten krydser eller ligger parallelt med den kommende letbanes tracé, og omlægninger bliver nødvendige. Det vil bl.a. berøre et stort antal kabler, som er vigtige for forsyningen af København.
- Banedanmark anlægger ny dobbeltsporet elektrificeret jernbane til Femern. Projektet indeholder et nyt ekstra spor langs den eksisterende bane mellem Vordingborg og ned til Rødby, hvor banen kobles på den faste forbindelse over Femern Bælt. Energinet skal omlægge/sænke/beskytte berørte kabler, som krydser jernbanen og hæve master for berørte luftledninger, som krydser jernbanen.
- Favrskov kommune ønsker partiel kabellægning af 150 kV-luftledningen mellem Tange og Trige nord for Hinnerup, da kommunen her vil udvikle et nyt boligområde. Efterfølgende er området blevet udvidet mod øst, da en privat investor også ønskede at bygge et boligområde.

5. Drift af anlægsaktiver

Drift af anlægsaktiver dækker over de elementer, der er knyttet til den daglige drift af eltransmissionsnettet og omfatter bl.a. det løbende vedligehold. Vedligehold af eltransmissionsnettet kan overordnet set opdeles i forebyggende og afhjælpende vedligehold.

Forebyggende vedligehold dækker over det vedligehold, der foretages på de tekniske anlæg for at sikre forsat tilfredsstillende kvalitet samt forebygge fejl. Forebyggende vedligehold omfatter bl.a. eftersyn, der udføres med intervaller, som bl.a. afhænger af anlæggets alder og tilstand.

Afhjælpende vedligehold dækker over det vedligehold, der foretages på et anlæg for at afhjælpe en akut fejl eller skade. Dette kan fx være som følge af stormskader eller brand, men også ved interne elektriske fejl. Afhjælpende vedligehold er i sin natur ukendt før hændelsen indtræder.

Foruden omkostningerne til forebyggende og afhjælpende vedligehold vil der også være en række øvrige direkte omkostninger til driften af eltransmissionsnettet samt afledte overheadomkostninger. En række af de øvrige omkostningsgrupper ses listet nedenfor:

- Kapacitetsomkostninger
- Lageromkostninger
- Ledelses- og personaleomkostninger
- Beredskab
- Koncern fee
- Supportomkostninger (fx bogholder, indkøb, facility service)
- It-omkostninger (fx standardarbejdspladser, GIS og stationsnetværk)
- Perimetersikring.

Vedligeholdelsesomkostningerne er derudover kendetegnet ved, at der kan komme udsving mellem årene, afledt af fx periodiske eftersyn på transmissionanlæg.

Omfanget af omkostninger til drift og vedligehold af nettet, forventes fremover at stige proportionalt med mængden af nye komponenter, der sættes i drift i elnettet. Elnettets bogførte værdi pr. ultimo 2016 opgøres til 26,9 mia. kr. med en restlevetid på ca. 20 år. Som vist i afsnit 10 forventer Energinet at idriftsætte en række nye projekter i perioden 2017-2027. Omfanget til drift- og vedligehold og deraf afledte omkostninger forventes derfor at følge stigningen i nye investeringer.

6. Reinvesteringsbehov

Hovedparten af det danske eltransmissionsnet er etableret i anden halvdel af 1900-tallet. I perioden 1950-1970 var det overordnede spændingsniveau 132-150 kV. Den teknologiske udvikling har siden hen 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 3.2 anvender Energinet asset management til at optimere brugen af komponenter og dermed omkostningseffektiviteten med hensyn til investeringer.

Reinvesteringsbehovet i bl.a. stationer, transformere og ledninger er i de følgende afsnit vist baseret på konkrete tilstands- og investeringsvurderinger for de enkelte komponenter. Reinvesteringsbehov vises for de kommende 10 år og dækker de dele, som endnu ikke er igangsat som et planlægnings- eller anlægsprojekt. Følgende kommer dermed udover de projekter, der allerede er beskrevet i afsnit 4.

6.1 Stationer

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

I Figur 19 er der vist en oversigt over de 132-150 kV-stationer, hvor der er identificeret et potentielt investeringsbehov i felter inden for i de kommende 10 år. Inden for de kommende 5 år er der behov for større eller mindre investeringer på ca. 40 stationer. Disse stationer er samlet i et investeringsprogram, som foruden at beslutte omfang, prioritere og koordinere mellem stationsinvesteringerne også skal behandle serielle investeringer i tavler, relæer og beskyttelse på en række stationer. Foruden investeringsprogrammet er der enkelte øvrige planlagte og igangværende projekter, som tidligere beskrevet i afsnit 4, herunder bl.a. investering i GIS-anlæg i 132 kV-stationerne Avedøreværket, Kastrup Koblingsstation og Amagerværket.

Som vist i Figur 19 er der foruden de ca. 40 stationer, som er medtaget i investeringsprogrammet, tidligere beskrevet i afsnit 4.2, yderligere ca. 30 stationer med investeringsbehov inden for den kommende 10-årige periode.

Figuren viser ikke omfanget af investeringsbehovet på de enkelte stationer. Dette defineres nærmere i forbindelse med planlægningen af investeringerne og udarbejdelsen af business cases.



Figur 19 132-150 kV-stationer med reinvesteringsbehov i felter i de kommende 10 år. De planlagte stationer omfatter de stationer, der hører under stationsreinvesteringsprogram.

På 400 kV-niveau er reinvesteringsbehov på stationsområdet mere begrænset som vist i Figur 20.

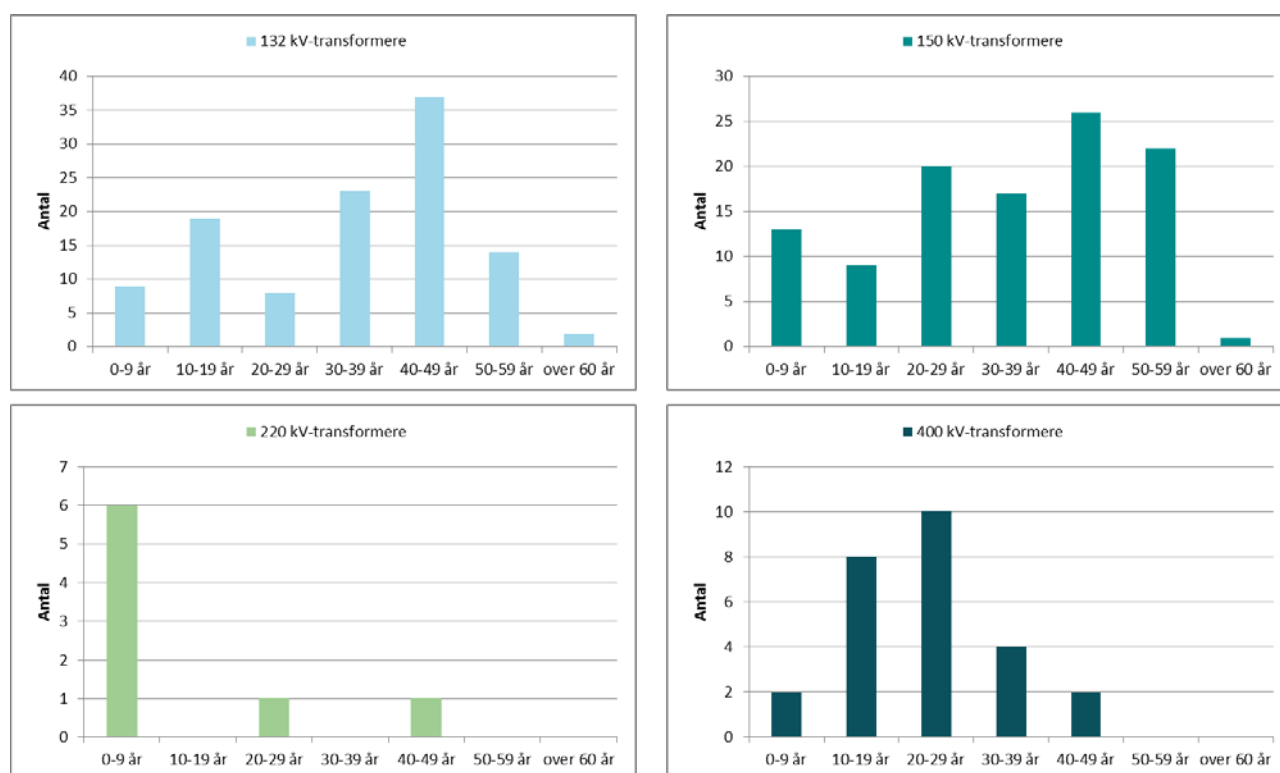


Figur 20 400 kV-stationer med reinvesteringsbehov i felter i de kommende 10 år.

6.2 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, know-how og reserveforsyning også ind. Disse forhold, der også bør analyseres udover selve transformerens tilstand, er fastlagt i reinvesteringsanalyse-kategorier, så en ensartet vurdering, prioritering og håndtering af transformerne sikres.

Reinvesteringstidspunktet bygger derfor på en konkret vurdering af de enkeltes transformeres tilstand. I Figur 21 er der vist en opgørelse over alderen af Energinets transformere fordelt på de forskellige spændingsniveauer. Opgørelsen 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 21 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.

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.

Som beskrevet i afsnit 4 har Energinet startet et planlægningsprojekt for at få udskiftet 26 ældre transformere inden for de kommende år. Foruden disse 26 transformere forventes der yderligere at skulle udskiftes transformere inden for de kommende 10 år. En nærmere kortlægning af dette er under udarbejdelse.

6.3 Luftledningsanlæg

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

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

Figur 22 viser et geografisk overblik over reinvesteringsbehovet i eksisterende luftledningsanlæg for de kommende 10 år. Strækningerne er markeret i forhold til, hvilken periode der først optræder et reinvesteringsbehov i en af hovedkomponenterne. Der kan således optræde et reinvesteringsbehov på samme strækning flere gang over den betragtede 10-årige periode. I forbindelse med gennemførelse af et planlægningsprojekt fastlægges de tekniske løsninger og muligheden for eventuelt at fremrykke et reinvesteringsbehov ud fra samfundsøkonomiske, forsyningsmæssige og anlægstekniske hensyn, således den mest optimale investering gennemføres.

Som vist i Figur 22 er der generelt et større reinvesteringsbehov i det jyske transmissionsnet end i resten af landet. Foruden ovenstående reinvesteringsbehov er der allerede flere planlagte og igangværende projekter jævnfør afsnit 4, hvilket ikke fremgår af figuren.



Figur 22 Illustration af reinvesteringsbehovet i eksisterende ledningsanlæg for de kommende 10 år.

6.4 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:

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

For jævnstrømsanlæg og offshore anlæg 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. Omkostningsniveauet på nyt IT-udstyr kvalificeres i den kommende periode.

Omkostningerne til ovenstående punkter er derfor kun i begrænset omfang inkluderet i denne RUS-plan. Hovedparten af disse omkostninger forventes dog at ligge efter 2022.

7. Udbygningsbehov

I dette afsnit beskrives behovet for nødvendige udbygninger som følge af analyseforudsætningerne.

7.1 Indledende screening af den fremtidige belastningsudvikling

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

Den indledende screening tager afsæt i en netreference, hvor alle igangværende projekter, såvel som alle planlagte projekter fra afsnit 4, forudsættes gennemført. Netreferencen indeholder dermed også projekter, som endnu ikke er endelig besluttede. Denne forudsætning anvendes, da rationalet for disse projekter allerede er påvist og igangsat til nærmere analyser. RUS-planens formål er at kortlægge de fremtidige mulige projekter, hvor detailplanlægning endnu ikke er startet, således at disse kan igangsættes til rette tid. Den forudsatte netreference er vist i Figur 23.



Figur 23 Forudsat netreference for 2030, hvor alle planlagte og igangværende projekter fra afsnit 4 forudsættes gennemført – men uden mulige projekter.

Med udgangspunkt i denne netreferencen er der gennemført beregninger for intakt net og værste netmangel for fokusårene: 2025, 2030, 2035 og 2040. Beregningerne er gennemført for henholdsvis planlægningsbalancer og SIFRE-kørsler (årskørsler).

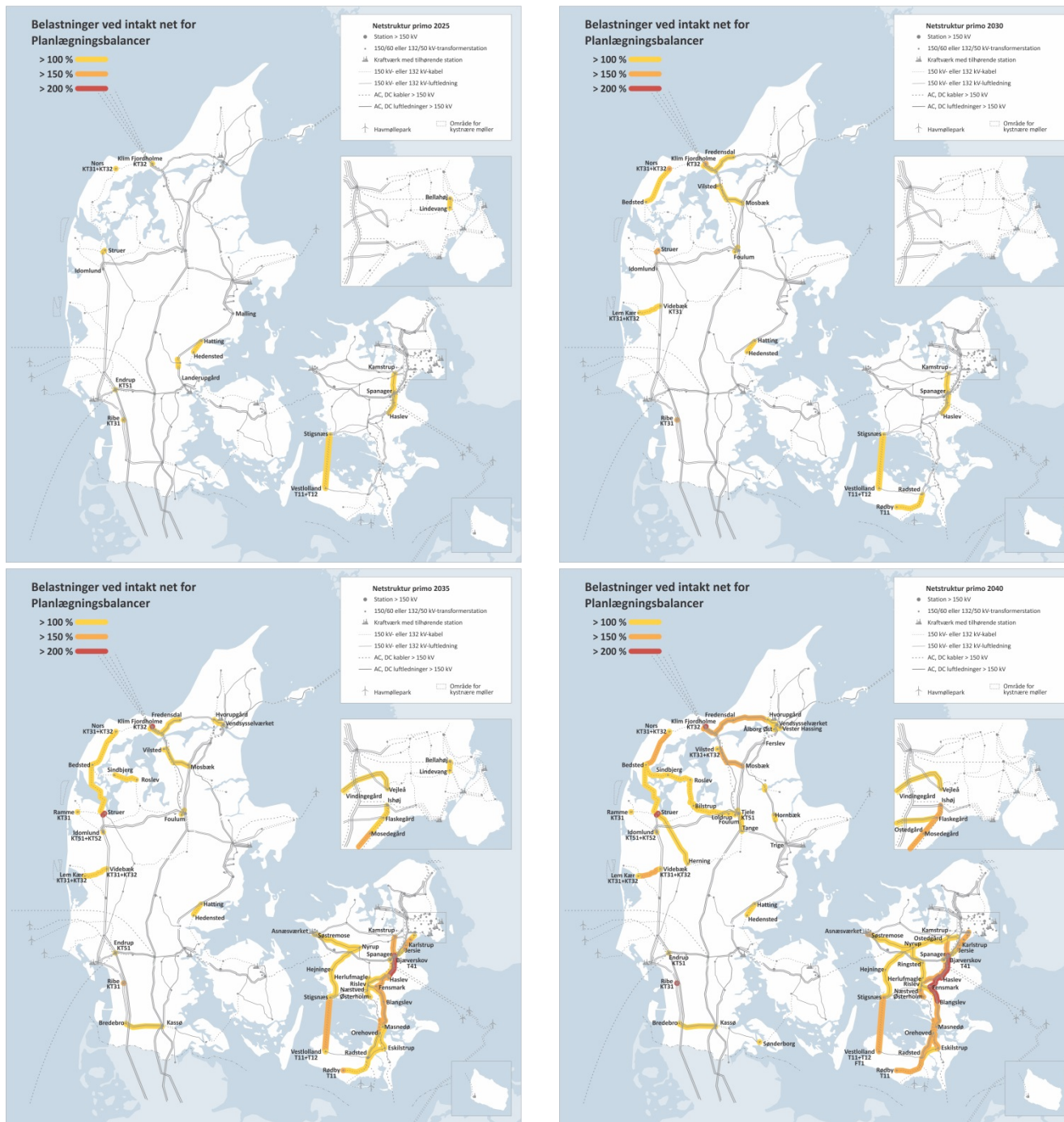
Den indledende screening illustrerer, hvilke komponenter i netreferencen der belastes med mere end 100 % ved henholdsvis intakt net og n-1 under den forudsatte udvikling fra Energisnets analyseforudsætninger (frem mod 2040). Screeningen viser det første billede af belastningsudviklingen i netreferencen, som ses netplanlægning ved beregning af henholdsvis intakt net og n-1 (værste netmangel).

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 beskrevet i 7.2, for at sikre, at det fremtidige net lever op til netdimensioneringskriterierne, som tidligere er beskrevet i afsnit 3.5.

Screeningens resultater diskuteres nærmere i afsnit 7.1.5.

7.1.1 Belastningsudvikling ved intakt net (planlægningsbalancer)

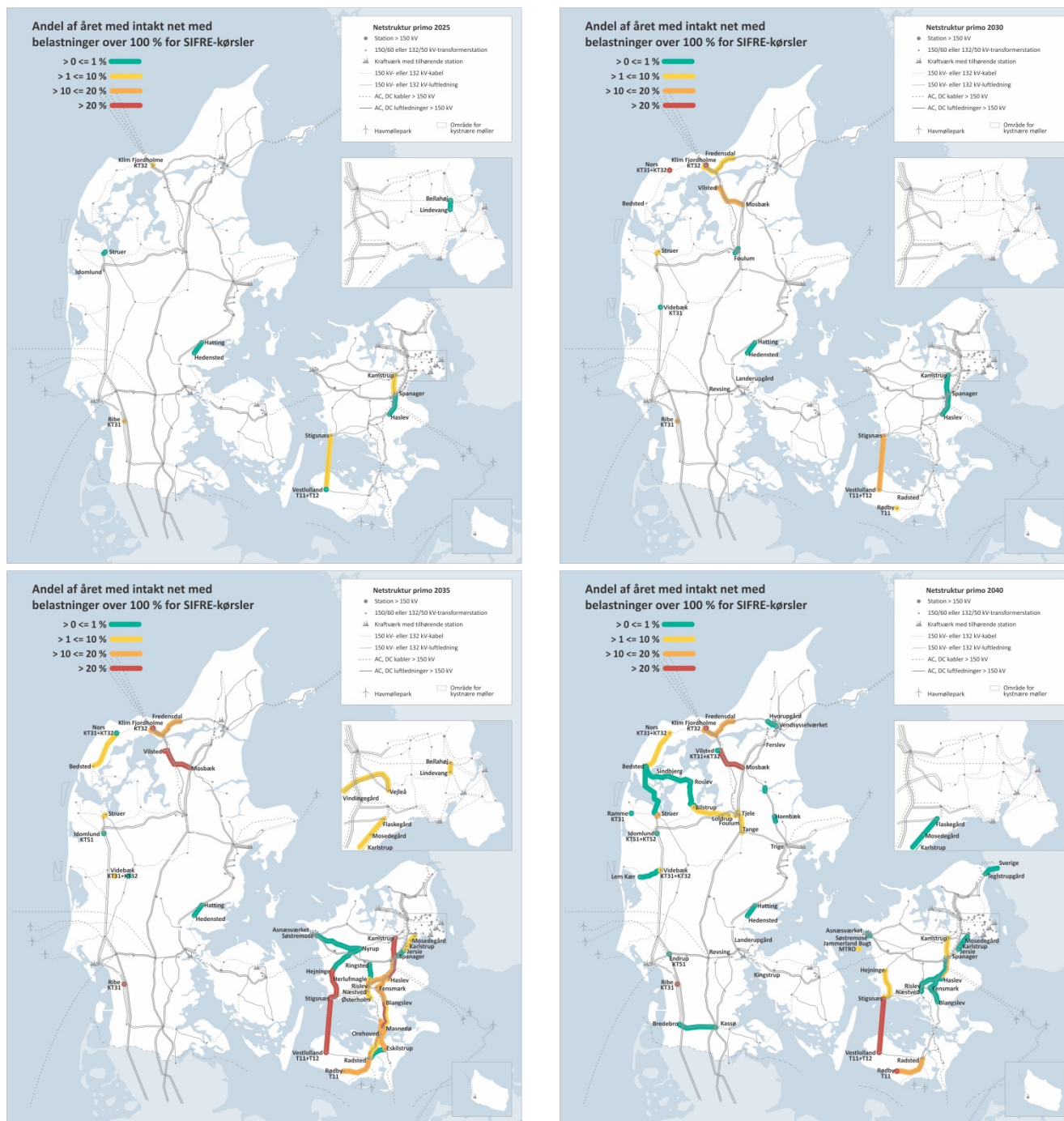
I Figur 24 er belastningerne fra den indledende screening vist for intakt net i de fire fokusår baseret på beregninger med planlægningsbalancer.



Figur 24 Illustration af komponenter i netreferencen, som i planlægningsbalancerne bliver belastet med mere end 100 % ved intakt net under de anvendte forudsætninger.

7.1.2 Belastningsudvikling ved intakt net (årskørsler)

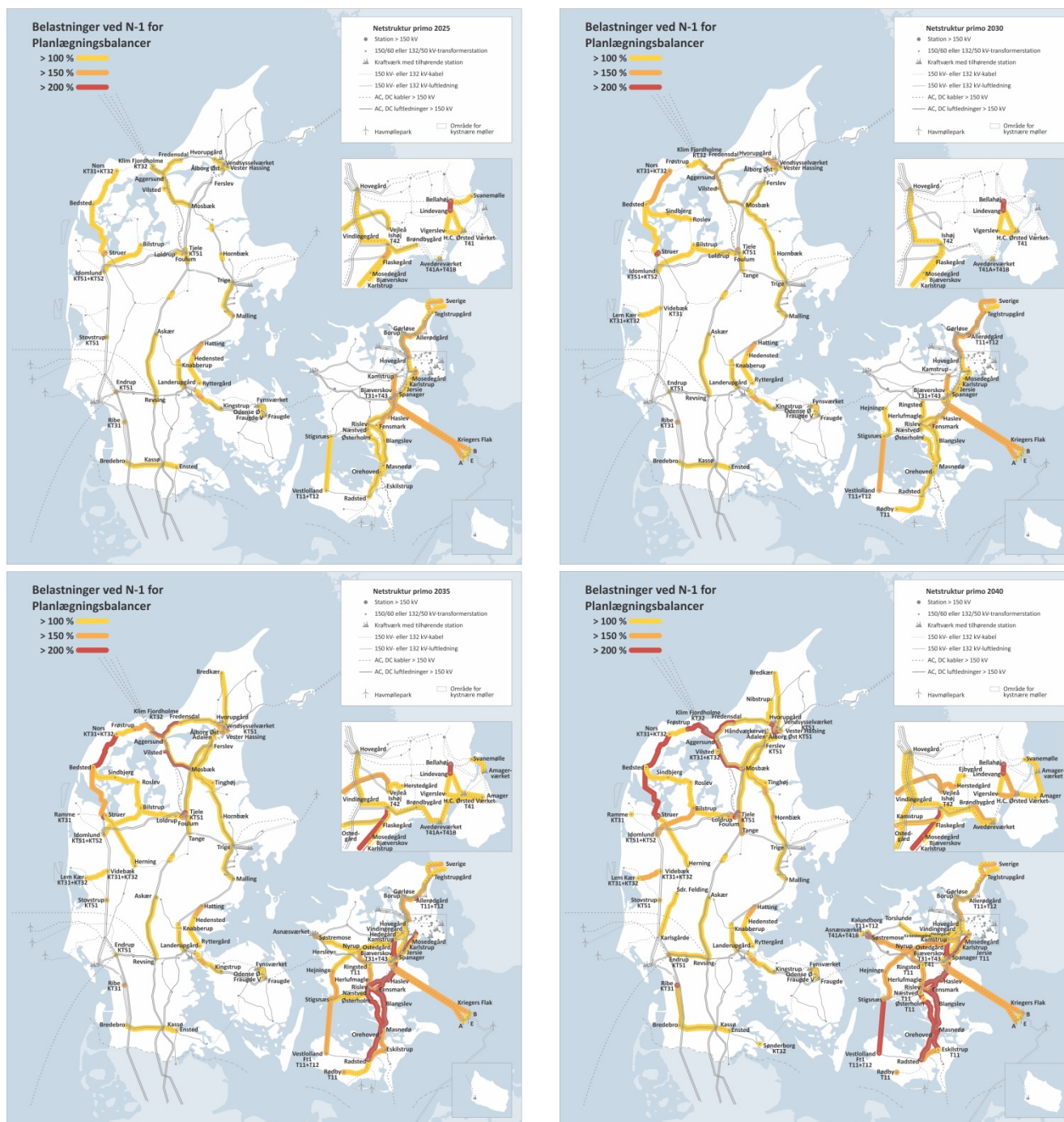
For at illustrere, hvor kritiske de kortlagte belastninger er, kan belastningerne fra planlægningsbalancer sammenholdes med årskørsler. Dette er vist i Figur 25, hvor de komponenter i netreferencen, som belastes med mere end 100 % i årskørslerne, er markeret. Markeringerne angiver tidsandelen af året, hvor komponenterne belastes med mere end 100 % ved intakt net.



Figur 25 Illustration af komponenter i netreferencen, som i årskørslerne (SIFRE-kørsler) bliver belastet med mere end 100 % ved intakt net under de anvendte forudsætninger. Markeringerne angiver andelen af året, hvor komponenterne belastes med mere end 100 % ved intakt net.

7.1.3 Belastningsudvikling ved værste netmangel (planlægningsbalancer)

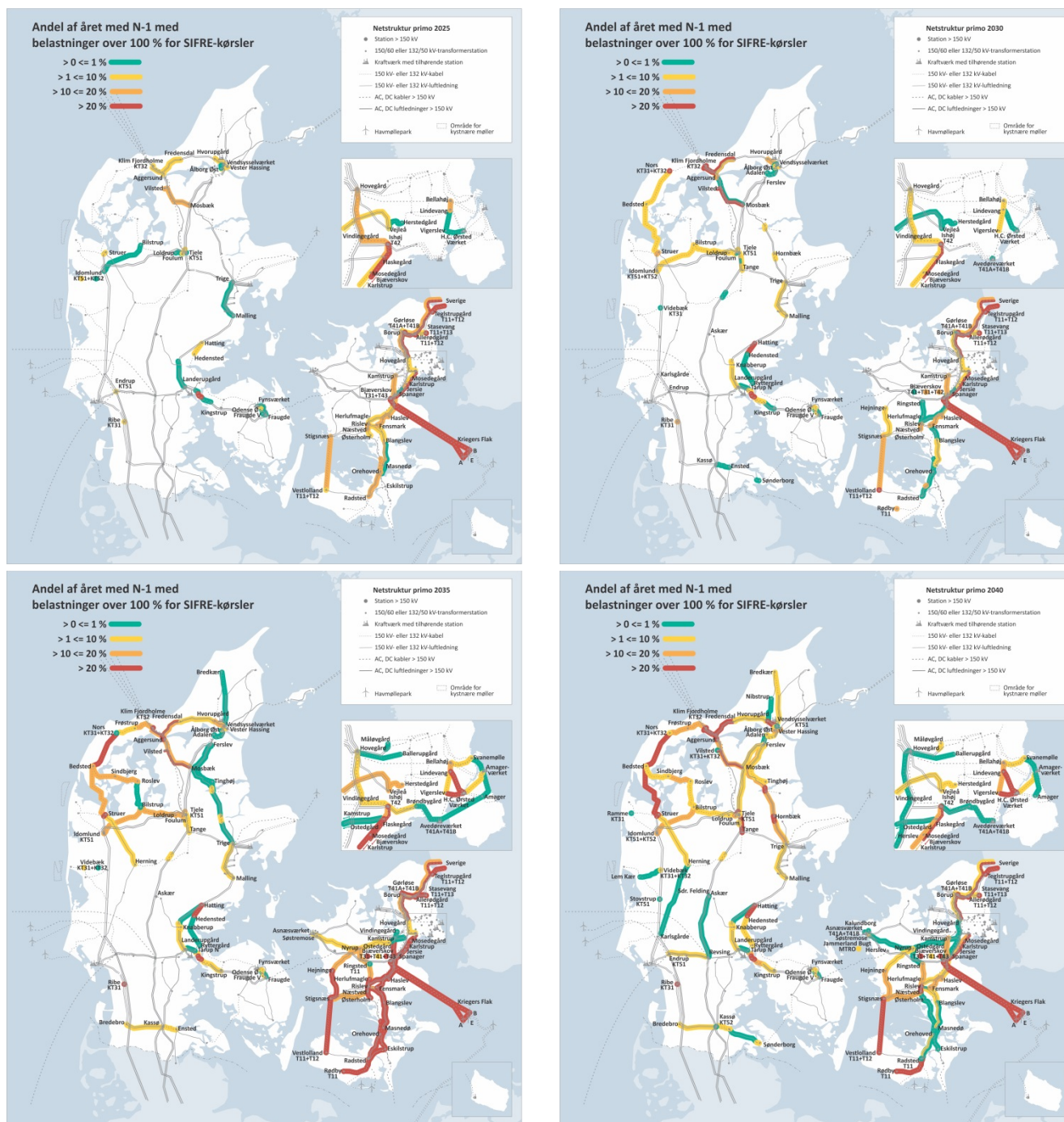
På samme måde som for intakt net kan belastningsudviklingen illustreres ved n-1, som viser den højeste belastning, som en komponent udsættes for ved udkobling af en hvilken som helst anden komponent i systemet (værste netmangel). Dette er gjort for planlægningsbalancer i Figur 26 for de fire fokusår.



Figur 26 Illustration af komponenter i netreferencen, som i planlægningsbalancerne bliver belastet med mere end 100 % ved n-1 under de anvendte forudsætninger.

7.1.4 Belastningsudvikling ved værste netmangel (årskørsler)

I Figur 25 er de komponenter i netreferencen, som belastes med mere end 100 % i årskørsler-nemarkeret. Markeringerne angiver andelen af året, hvor komponenterne belastes med mere end 100 % ved intakt net.



Figur 27 Illustration af komponenter i netreferencen, som i årskørslerne (SIFRE-kørsler) bliver belastet med mere end 100 % ved intakt net under de anvendte forudsætninger. Markeringerne angiver andelen af året, hvor komponenterne belastes med mere end 100 % ved n-1.

7.1.5 Opsummering på screening

Intakt net

Som vist i Figur 24 er der mange forbindelser med belastninger over 100 % af komponentens nominelle belastningsevne i planlægningsbalancerne.

Som beskrevet i afsnit 3.4 er planlægningsbalancerne opstillet som realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling, som forventes at optræde relativt sjældent. Sammenholdes Figur 24 (Planlægningsbalancer) og Figur 25 (SIFRE-kørsler) kan det ses, at der dels er forbindelser, som belastes med mere end 100 % i planlægningsbalancerne, mens det ikke er tilfældet i SIFRE-kørslerne. Det kan endvidere konstateres, at der er komponenter der i SIFRE-kørslerne belastes mere end 100 % relativt sjældent. Det kræver en nærmere vurdering af belastningerne på de enkelte komponenter for at vurdere kritikaliteten. Planlægningsbalancerne anvendes derfor til at fastlægge behov for at sikre, at nettet kan håndtere disse situationer, mens SIFRE-kørslerne anvendes som supplement.

Som vist sker der en markant belastningsudvikling i den nordvestlige del af Jylland og på Sydsjælland og Lolland-Falster. Dette hænger godt sammen med, at det er i disse områder, der forudsættes størst nettotilgang af VE-anlæg som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2.

N-1

Som vist i Figur 26 og Figur 27 er der markant flere komponenter, som belastes med mere end 100 % ved n-1.

Det skal her bemærkes, at der ikke nødvendigvis er tale om en overbelastning af den pågældende komponent, selv om belastningen overstiger 100 %. Dette afhænger af flere forhold, herunder komponentens type samt varigheden og størrelsen af belastningen i den konkrete belastningssituation under hensyntagen til de tilladelige konsekvenser jf. netdimensioneringskriterierne.

Som eksempel har nyere kabelforbindelse en korttidsbelastningsevne, som medvirker til bedre udnyttelse af kablets overføringsevne. En nyere kabelforbindelse må typisk belastes 140-150 % af den nominelle belastningsevne ved aftag af VE og dermed forsat opfylde netdimensioneringskriterierne, da der kun dimensioneres efter at kunne aftage VE i 40 timer efter første fejl. Samme kabelforbindelse må i en forsyningssituation kun belastes ca. 115 % (under hensyntagen til en standard cyklisk forbrugsprofil), da forsyningen skal kunne opretholdes kontinuert. Disse og andre forhold medtages i vurderingen i forbindelse med kortlægning af behov for netudbygninger, som beskrives nærmere i afsnit 7.2.

N-2

Den indledende screening er kun udført for intakt net og n-1. N-2 indgår også i vurderingen i forbindelse med kortlægning af behov for netudbygninger, som beskrives nærmere i afsnit 7.2.

7.2 Gennemførte analyser til kortlægning af behov for netudbygninger

For at kortlægge behovet for netudbygninger gennemføres en række netanalyser for at sikre, at det fremtidige net kan opfylde netdimensioneringskriterierne beskrevet i afsnit 3.5.

Ligesom i den indledende screening i forrige afsnit tager kortlægningen af behov for netudbygninger afsæt i en netreference, hvor alle igangværende projekter, såvel som alle planlagte projekter fra afsnit 4, forudsættes gennemført. Netreferencen indeholder dermed også projekter, som endnu ikke er endelig besluttede.

Netanalyserne tager udgangspunkt i den indledende screening fra afsnit 7.1 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.

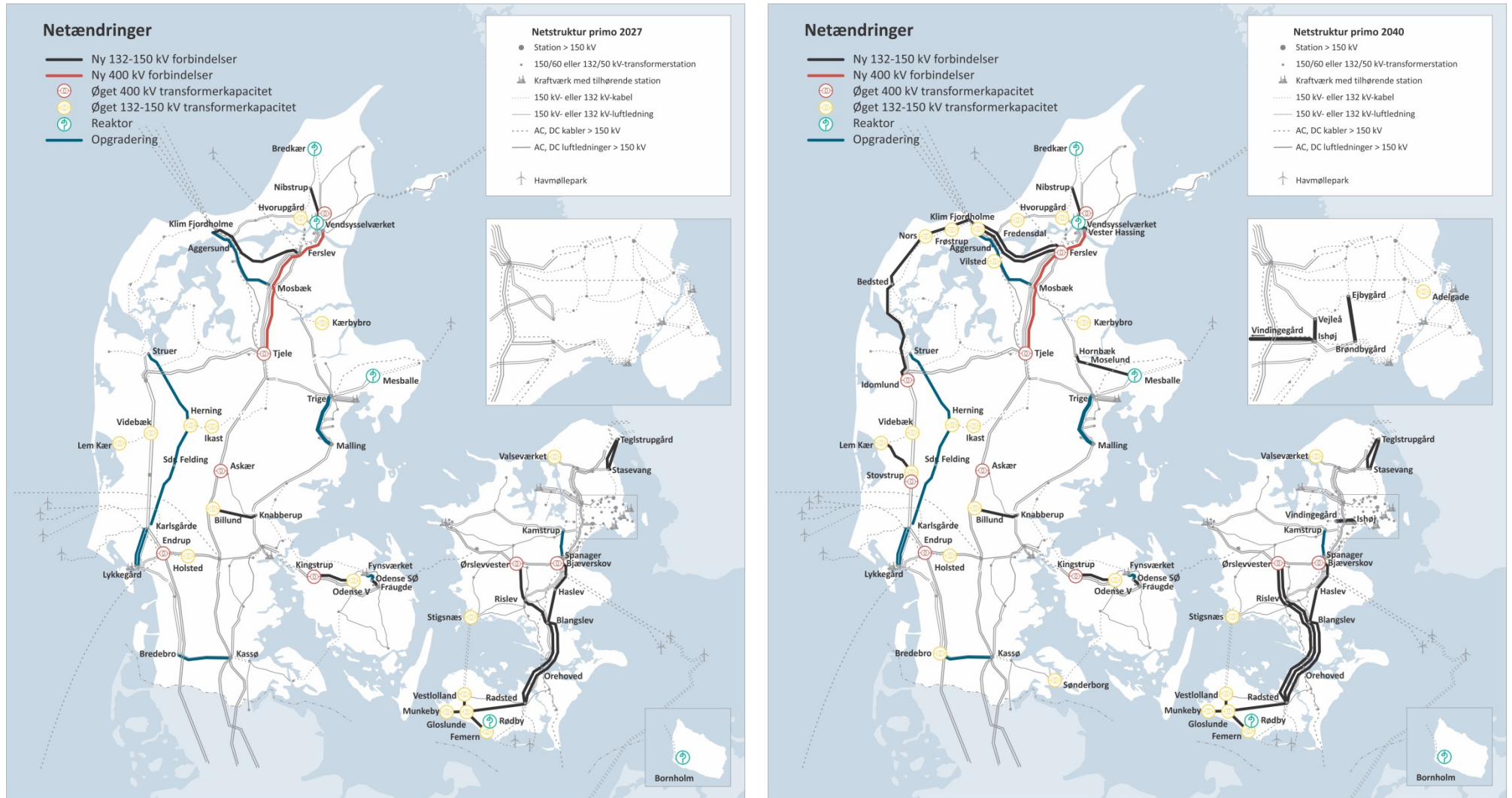
De iterative analyser fører således til yderligere udbygninger for at sikre, at nettet lever op til netdimensioneringskriterierne beskrevet i afsnit 3.5. Tilingen for de enkelte udbygninger er vurderet ud fra analyserne for de fire fokusår.

7.3 Behov for netudbygninger frem mod 2027 og 2040

For at understøtte den forudsatte udvikling (jævnfør analyseforudsætningerne) er det nødvendigt at gennemføre en række netudbygninger. I det følgende fokuseres der på henholdsvis 2027, som repræsenterer 10-årssigtet, og 2040, som repræsenterer den langsigtede referencestruktur.

Kortlægningen er baseret på de gennemførte analyser, som er beskrevet i afsnit 7.2.

De foreslåede løsninger til at afhjælpe konstaterede begrænsninger, er som tidligere nævnt i RUS-planen forudsat gennemført udelukkende ved anvendelse af netudbygninger. De foreslåede løsninger er illustreret i Figur 28 og beskrevet yderligere i afsnittene 7.3.1-7.3.9.



a)

b)

Figur 28 Mulige netudbygninger frem mod a) 2027 og b) 2040.

7.3.1 Nordjylland

Kendetegn for området

Der forventes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det nordjyske område som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2.

Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

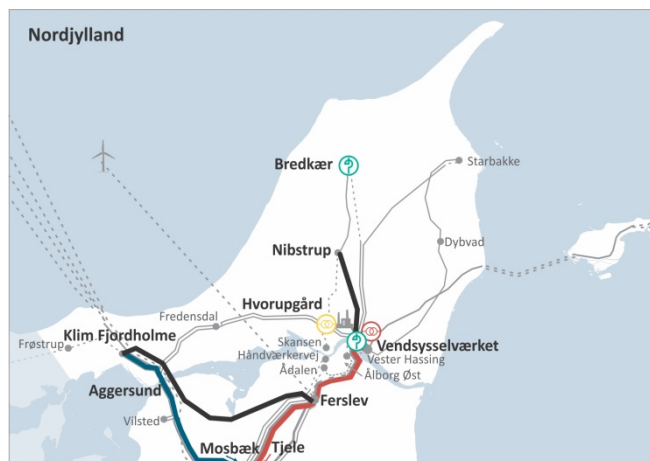
Nettotilgangen i VE-produktion medfører løbende behov for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformerne – enten i form af nye transformere på allerede eksisterende stationer eller i form af helt nye stationer. På den mellemlange bane kan behovet for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere løses med en i Hvorupgård.

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 en 400/150 kV-transformer i Vendsysselværket.

På den mellemlange bane er der ligeledes behov for aflastning eller forstærkning af 150 kV-nettet i området, hvilket kan løses med udskiftning af de gamle søkabler ved Aggersund, opgradering af eksisterende luftledning mellem Klim Fjordholme og Mosbæk, udbygning mellem Klim Fjordholme og Ferslev og udbygning Nibstrup og Nordjyllandsværket.

Herudover medfører den stigende VE-udbygning i det nordvestjyske område samt forventet fremtidig øget sammenfald af høj produktion fra VE-anlæg og import via jævnstrømsforbindelserne fra Sverige et behov for etablering af et ekstra 400 kV-system mellem Ferslev og Tjele samt en 400 kV-forbindelse mellem Ferslev og Vester Hassing.

Endelig er der behov for øget reaktiv effektkompensering i Bredkær og Vendsysselværket.



Figur 29 Mulige netudbygninger i Nordjylland frem mod 2027.

Langt sigte (frem mod 2040)

Foruden de foreslåede løsninger på mellemlangt sigte er der yderligere behov for netudbygninger på langt sigte.

På den lange bane kan behovet for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere løses med nye i Klim Fjordholme, Frøstrup, Vilsted og Fredensdal.

Der er endvidere behov for aflastning af 400/150 kV-transformeren i Ferslev, hvilket kan løses med etablering af en 400/150 kV-transformer i Vendsysselværket.

Herudover medfører den stigende VE-udbygning i det nordvestjyske område yderligere behov for aflastning eller forstærkning af det 150 kV-nettet. Dette kan løses med udbygning mellem Frøstrup, Klim Fjordholme og Ferslev samt udbygning mellem Vendsysselværket og Vester Hassing.

7.3.2 Østjylland

Kendetegn for området

Der forventes en moderat nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det østjyske område som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2. Herudover forventes der en forbrugsstigning omkring de større østjyske byer og i form af datacenteret ved Tjele.

Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

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. På den mellemlange bane kan behovet for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere løses med en i Kærbybro og nyt 150/60 kV-transformeringspunkt i Ikast.

Herudover er der også behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 150 kV-nettene i Tjele og Askær, både af hensyn til aftag af vindkraft og forsyning af forbrug.

På den mellemlange bane er der behov for at øge overføringsevnen på den eksisterende 400 kV-luftledning mellem Malling og Trige.

Endelig er der behov for øget reaktiv effektkompensering i Mesballe.



Figur 30 Mulige netudbygninger i Nordjylland frem mod 2040.

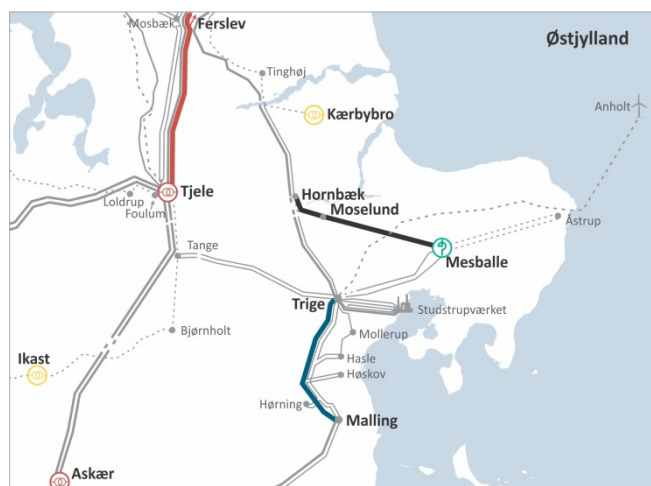


Figur 31 Mulige netudbygninger i Østjylland frem mod 2027.

Langt sigte (frem mod 2040)

Foruden de foreslåede løsninger på mellemlangt sigte er der yderligere behov for netudbygninger på langt sigte.

På den lange bane bliver der 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.



Figur 32 Mulige netudbygninger i Østjylland frem mod 2040.

7.3.3 Vestjylland

Kendetegn for området

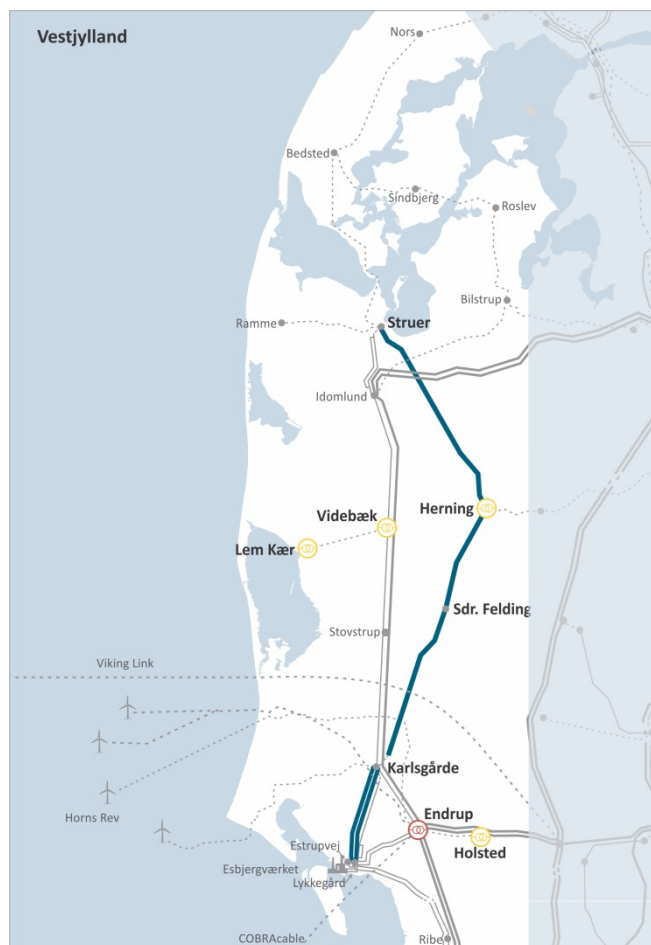
Der forventes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det vestjyske område som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2.

Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

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. På den mellemlange bane kan behovet for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere løses med nye i Lem Kær, Videbæk, Herning og Holsted.

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 en 400/150 kV-transformer i Endrup.

På den mellemlange bane er der ligeledes behov for aflastning eller forstærkning af 150 kV-nettet i området, hvilket kan løses med opgradering af eksisterende luftledning mellem Struer, Herning, Sdr. Felding, Karlsgårde og Lykkegård.



Figur 33 Mulige netudbygninger i Vestjylland frem mod 2027.

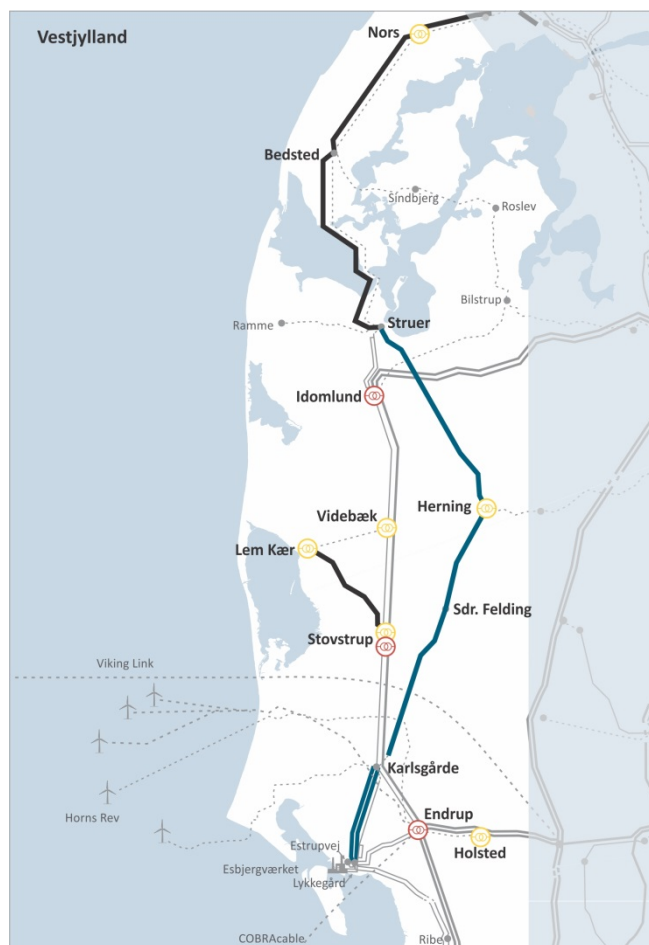
Langt sigte (frem mod 2040)

Foruden de foreslåede løsninger på mellemlangt sigte er der yderligere behov for netudbygninger på langt sigte.

På den lange bane bliver der yderligere behov for en aflastning eller forstærkning af 150 kV-nettet, hvilket kan løses med udbygning mellem Lem Kær og Stovstrup samt udbygning mellem Idomlund, Bedsted, Nors og Frøstrup.

Der er ligeledes behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 150 kV-nettene i Idomlund og Stovstrup.

Det igangværende projekt vedr. etablering af en ny 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund etableres som en tosystem 400 kV-luftledning, hvor det ene system drives ved 150 kV. På langt sigt kan der blive behov for at drive begge systemer ved 400 kV, hvilket vil kræve kabel-lægninger i 150 kV-nettet som erstatning. Denne omlægning er ikke medtaget i RUS-planen, da analyserne ikke har vist det nødvendig med de anvendte forudsætninger. Behovet vil dog i høj grad afhænge af den konkrete tilslutning og geografiske fordeling af nye VE-anlæg samt nærmere vurdering af de dynamiske forhold. Muligheden og behovet for at drive begge systemer ved 400 kV vil derfor løbende blive vurderet.



Figur 34 Mulige netudbygninger i Vestjylland frem mod 2040.

7.3.4 Syddjylland

Kendetegn for området

Der forventes en moderat nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det sydjyske område som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2.

Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

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. På den mellemlange bane kan behovet for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere løses med et nyt 150/60 kV-transformeringspunkt i Billund.

På den mellemlange bane er der behov for aflastning eller forstærkning af 150 kV-nettet i området, hvilket kan løses med opgradering af eksisterende luftledning mellem Bredebro og Kassø.



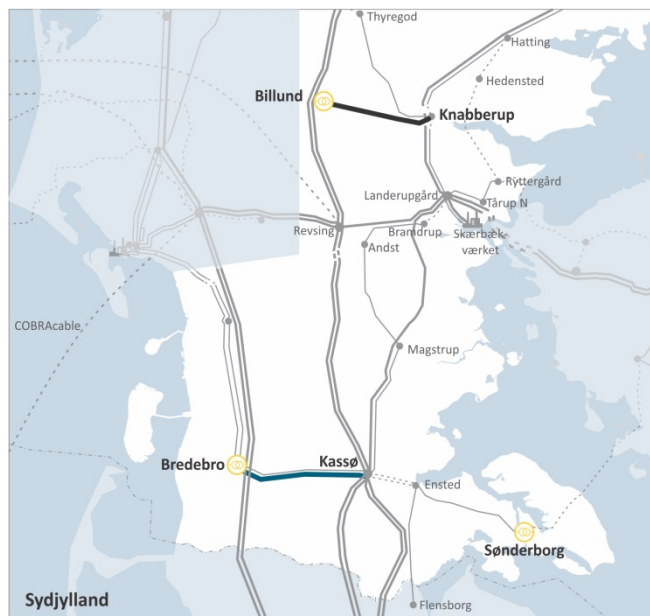
Figur 35 Mulige netudbygninger i Syddjylland frem mod 2027.

Langt sigte (frem mod 2040)

Foruden de foreslåede løsninger på mellemlangt sigte er der yderligere behov for netudbygninger på langt sigte.

På den lange bane kan behovet for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere løses med en i Bredebro.

Det planlagte projekt vedr. etablering af en ny 400 kV-forbindelse mellem Landerupgård og Revsing er denne RUS-plan forudsat etableret som en 400 kV-luftledning med et enkelt system. I forbindelse med detailplanlægning vurderes det eventuelle behov for to systemer nærmere.



Figur 36 Mulige netudbygninger i Syddjylland frem mod 2040.

7.3.5 Fyn

Kendetegn for området

Der forventes en begrænset nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i det fynske område som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2. Herudover forventes der en forbrugsstigning omkring Odense og tilslutning af datacenter ved Fraugde.

Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

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. På den mellemlange bane kan behovet for aflastning af eksisterende 150/60 kV-transformere løses med et nyt 150/60 kV-transformeringspunkt i Odense V.

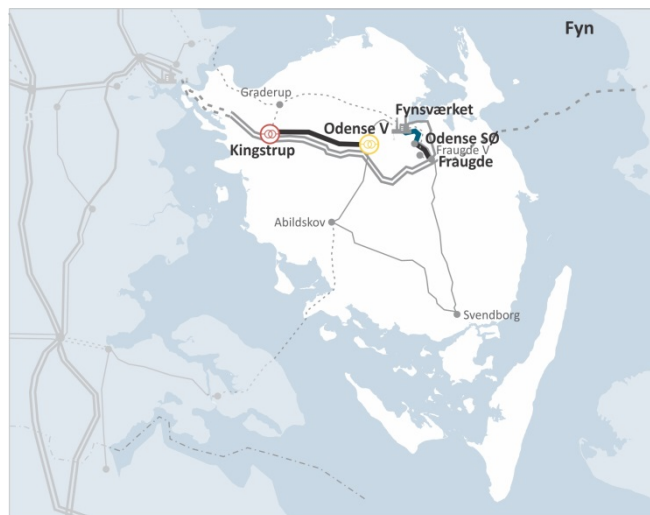
Der er endvidere behov for et ekstra forsyningsben ind mod 150 kV-nettet i Odense af hensyn til forsyning af forbrug. Dette kan løses ved at opgradere eksisterende transformere i Kingstrup og etablere en 150 kV-kabelforbindelse ind mod Odense.

Endelig giver det øgede forbrug omkring Odense 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.

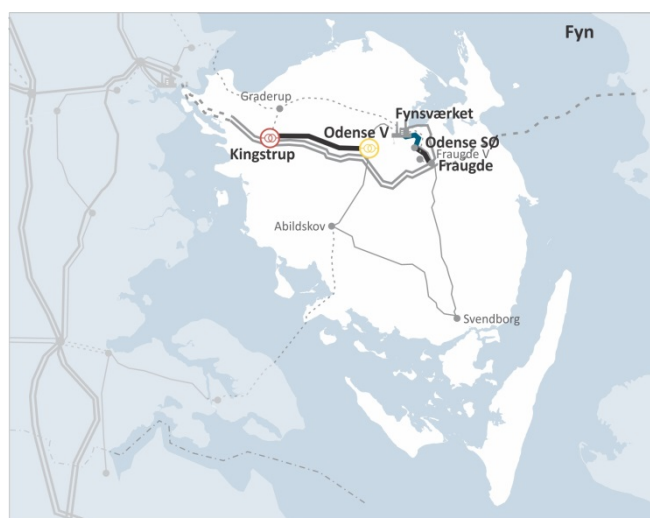
Langt sigte (frem mod 2040)

Der er ikke konstateret yderligere behov for netudbygninger i perioden 2028-2040.

Det bør dog nævnes, at den overordnede forsyning til Fyn sker via to 400 kV-forbindelser fra Jylland. På samme måde som i RUS-plan 2016 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.



Figur 37 Mulige netudbygninger på Fyn frem mod 2027.



Figur 38 Mulige netudbygninger på Fyn frem mod 2040.

7.3.6 Sydsjælland og Lolland-Falster

Kendetegn for området

Der forventes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i Sydsjælland og på Lolland-Falster som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2.

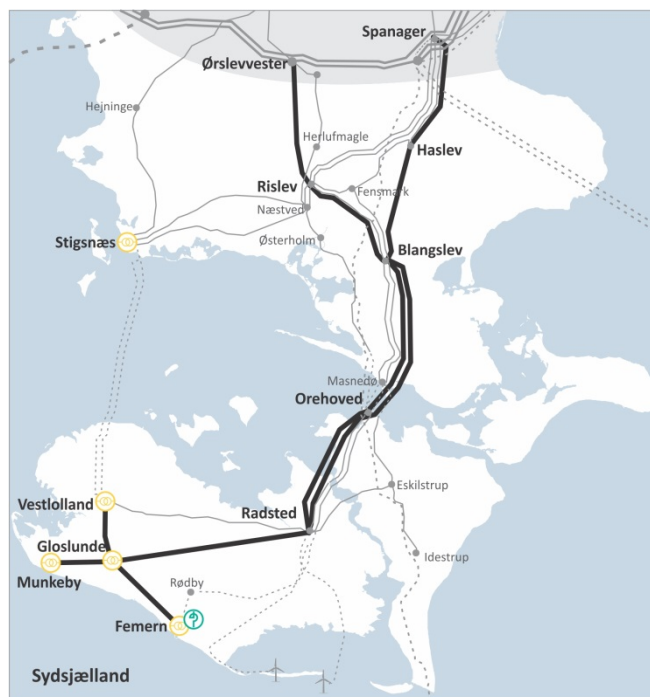
Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

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. På den mellemlange bane kan behovet for aflastning af eksisterende 132/50 kV-transformere løses med nye i Vestlolland, Stignæs samt nye 132/50 kV-transformeringspunkt i Goslunde og Munkeby. Der etableres endvidere forsyning til Femern.

Der er endvidere behov for aflastning eller forstærkning af 132 kV-nettet i området, hvilket kan løses med udbygning mellem Radsted og Goslunde.

Herudover medfører den stigende produktion fra vedvarende energi et øget effektflow mellem Sydsjælland-Lolland-Falster og Midtsjælland, hvilket kan give behov for aflastning eller forstærkning af 132 kV-nettet. Dette kan løses med 132 kV-udbygninger mellem Radsted, Orehoved, Blangslev, Rislev og Ørslevvester samt mellem Radsted, Orehoved, Blangslev, Haslev og Spanager.

Endelig er der behov for øget reaktiv effektkompensering i Rødby.

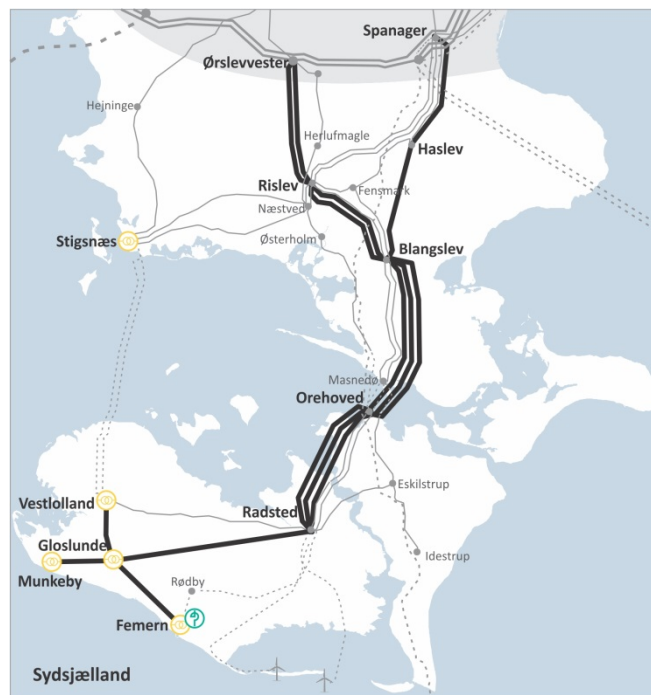


Figur 39 Mulige netudbygninger på Sydsjælland og Lolland-Falster frem mod 2027.

Langt sigte (frem mod 2040)

Foruden de foreslåede løsninger på mellemlangt sigte er der yderligere behov for netudbygninger på langt sigte.

På den lange bane bliver der yderligere behov for en aflastning eller forstærkning af 132 kV-nettet mellem Lolland og Midtsjælland. Dette kan løses med endnu en 132 kV-udbygninger mellem Radsted, Orehoved, Blangslev, Rislev og Ørslevvester. Da der på lang sigt er behov for flere 132 kV-udbygninger mellem Lolland og Midtsjælland bør en 400 kV-luftledningsløsning undersøges nærmere.



Figur 40 Mulige netudbygninger på Sydsjælland og Lolland-Falster frem mod 2040.

7.3.7 Midtsjælland

Kendetegn for området

Der forventes en begrænset nettotilgang af produktion fra VE-anlæg på Midtsjælland som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2. Herudover er mængden af centrale værker tilsluttet på 132 kV-niveau kraftigt reduceret de senere år.

Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

Der er derfor behov for forstærkninger i nettet for at kunne sikre forsyningen af forbrug i området i situationer uden vind- og/eller solproduktion. Herudover tilføres der store mængder af vindkraft fra Sydsjælland og Lolland-Falster. Der er derfor behov for aflastning eller forstærkning af 132 kV-nettet og øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 132 kV-nettene, både af hensyn til aftag af vindkraft og forsyning af forbrug.

Herudover medfører den stigende produktion fra vedvarende energi et øget effektflow på Midtsjælland, hvilket kan give behov for aflastning eller forstærkning af 132 kV-nettet. Dette kan løses med opgradering af eksisterende luftledning mellem Kamstrup og Spanager.



Figur 41 Mulige netudbygninger på Midtsjælland frem mod 2027.

Langt sigte (frem mod 2040)

Der er ikke konstateret yderligere behov for netudbygninger i perioden 2028-2040.



Figur 42 Mulige netudbygninger på Midtjylland frem mod 2040.

7.3.8 Nordsjælland

Kendetegn for området

Der forventes en moderat nettotilgang af produktion fra VE-anlæg i Nordsjælland som tidligere beskrevet i afsnit 3.3.2.

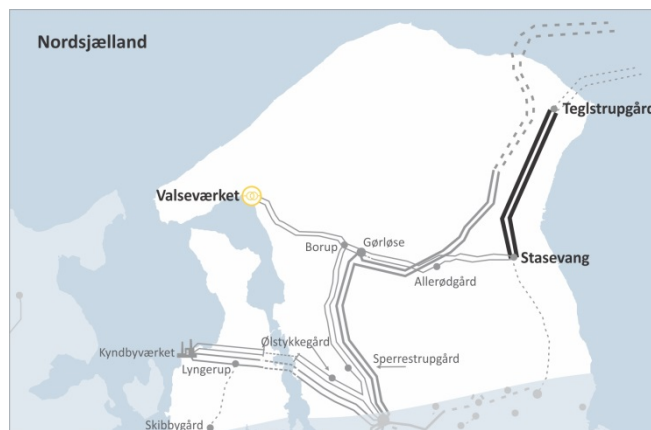
Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

I forsyningssituationer vil udfald af begge 132/50 kV-transformere i Borup være kritisk i forhold til forsyning af store dele af Nordsjælland. Der kan derfor blive behov for at sikre en tredje forsyningsvej i tilfælde af udfald af begge transformere i Borup. Herudover skal der koordineres i forhold til Radius' 50 kV-netplaner i området. Dette kan lede til behov for ny transformering i station Valseværket.

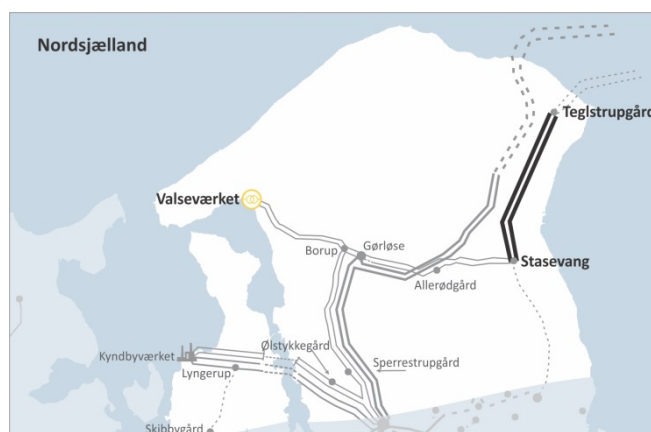
Herudover er der behov for at kabellægge mellem Stasevang og Teglstrupgård for at gøre 132 kV-reserveforbindelserne uafhængige af arbejder på 400 kV-luftledningerne og vice versa. Denne problemstilling er nærmere beskrevet i afsnit 9.1.

Langt sigte (frem mod 2040)

Der er ikke konstateret yderligere behov for netudbygninger i perioden 2028-2040.



Figur 43 Mulige netudbygninger i Nordsjælland frem mod 2027.



Figur 44 Mulige netudbygninger i Nordsjælland frem mod 2040.

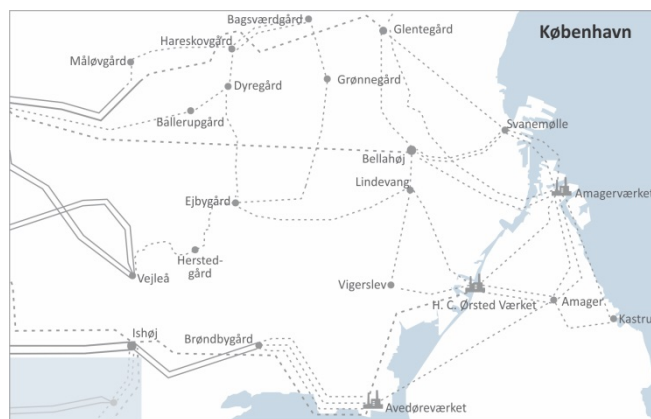
7.3.9 Københavnsområdet

Kendetegn for området

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

Mellemlangt sigte (frem mod 2027)

Selve Københavnsområdet er ikke behandlet eksplicit i forbindelse med RUS-planen. Løsningerne i forbindelse med reinvestering af 132 kV-kabelnettet er derfor baseret på planlægningsprojektet vedrørende forsyning af København og fase 1 af reinvestering af 132 kV-kabelnettet, se side 38. Det forventes, at der startes et reinvesteringsprojekt op for fase 2 af reinvestering af 132 kV-kabelnettet, hvor den fremtidige netstruktur i Københavnsområdet behandles nærmere.



Figur 45 Mulige netudbygninger i Københavnsområdet frem mod 2027.

Langt sigte (frem mod 2040)

På længere sigt er der behov for at begrænse effektflowet i 132 kV-nettet vest for København. Dette kan løses ved at foretage en opdeling af 132 kV-nettet i station Ishøj samt etablere nye 132 kV-kabelforbindelser mellem Ejbygård og Brøndbygård, Ishøj og Vejleå samt Ishøj og Vindingegård.



Figur 46 Mulige netudbygninger i Københavnsområdet frem mod 2040.

7.4 Behov for statiske spændingsregulerende komponenter

Behovet for statiske spændingsregulerende komponenter vedrører komponenter som kan levere eller aftage en fast mængde reaktiv effekt for at kunne holde transmissionsnettets reaktive effektbalance.

Der er gennemført en række analyser af tilstrækkeligheden af nettets reaktive ressourcer i Vestdanmark. Disse analyser har vist, at det i dag i situationer med lavt forbrug, ingen produktion fra VE-anlæg og lav effektudveksling med naboområder er nødvendigt at anvende alle tilgængelige statiske reaktive ressourcer for at holde spændingerne inden for de tilladelige grænser.

I forbindelse med fejlsituationer kan det derfor være nødvendigt at gøre brug af de dynamiske reaktive ressourcer for at holde spændingerne på et acceptabelt niveau. Dette er dog ikke hensigtsmæssigt, da de dynamiske reaktive ressourcer skal reserveres til den dynamiske spændingsregulering i forbindelse med fejlhændelser. Da et havari på en reaktor kan tage mere end et år at udbedre i tilfælde af, at der skal indkøbes en ny reaktor som erstatning, kan der være tale en betydelig begrænsning af de dynamiske reaktive ressourcer.

Baseret på de gennemførte analyser er der konstateret et konkret behov i Vestdanmark for lokal reaktiv kompensering i 150 kV-nettet ved henholdsvis Bredkær og Mesballe for at kunne sikre mod for høje spændinger i forbindelse med fejlsituationer i 150 kV-nettet. Herudover har analyserne vist et behov for øget reaktiv kompensering i 400 kV-nettet i Nordjylland for at sikre mod for høje spændinger i forbindelse med fejl på eksisterende 400 kV-reaktorer.

I Østdanmark har en screening vist et behov for øget reaktiv kompensering flere steder. De største udfordringer ses på Lolland og i København, særligt i forbindelse med lavlastsituationer. Der er derfor behov for lokal reaktiv kompensering i 132 kV-nettet i Rødby, mens den reaktive kompensering i København håndteres i forbindelse med det planlagte projekt for forsyning af København samt reinvestering af de gamle 132 kV-kabler.

Der er endvidere konstateret store spændingsvariationer ved 60 kV-nettet på Bornholm, hvorfor der er behov for tiltag til at sikre en acceptabel spændingsregulering på Bornholm.

Energinet har løbende fokus på behovet for statiske spændingsregulerende komponenter, hvor bl.a. erfaringer fra konkrete driftssituationer også kan give anledning til nærmere vurdering af lokale behov.

7.5 Behov for 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 er generelt begrænset i normale driftssituationer ved lav produktion fra vindkraftsanlæg, medens behovet i en ekstraordinær situation (karakteriseret ved fx en netfejl eller høj vindproduktion) vil være større. I begge situationer skal driften

være sikker og stabil, og her er det kritisk, at elsystemets systembærende egenskaber er tilstrækkelige, herunder hensigtsmæssigt distribueret i transmissionsnettet.

Den igangværende omstilling af produktionsapparatet og udbygning af transmissionsnettet medvirker til, at elsystemets behov for systembærende egenskaber leveret fra kraftværkerne er under forandring. Energinet har derfor gennemført omfattende analyser af behovet på kort og mellemlangt sigte, hvor udgangspunktet har været driftsscenarioer med store mængder vedvarende energi.

Vestdanmark

Analyserne for Vestdanmark viser, at behovet for systembærende egenskaber fra kraftværkerne vil være begrænset i fremtiden. Dette kan tilskrives en tættere elektrisk kobling til udlandet, udbygningen af transmissionsnettet, tilgangen af nye vindmøller og nedtagning af ældre vindmøller. Den tættere kobling til udlandet sker ved, at 400 kV-vekselstrømsforbindelserne til Tyskland udbygges, hvilket øger det europæiske synkronområdes stabiliserende indvirkning på Vestdanmark. Ligeledes etableres der HVDC-forbindelser til Holland og England, hvor de anvendte jævnstrømsforbindelser (HVDC-VSC anlæg) bidrager med systembærende egenskaber.

Med de anvendte forudsætninger for elsystemets generelle udvikling og forventede netudbygninger, vurderes der, udover HVDC-VSC konverterne for de nyeste jævnstrømsforbindelser, ikke at være behov for etablering af yderligere enheder til levering af systembærende egenskaber i Vestdanmark.

I Vestdanmark undersøges der for lokale konsekvenser på Fyn, hvilket kan føre til en konstatering af, at der er behov for etablering af yderligere systembærende egenskaber lokalt på Fyn. Denne mulige investering er ikke inkluderet i denne RUS-plan.

Østdanmark

I Østdanmark udviser elsystemet ikke samme robusthed over for større driftsforstyrrelser, som det er tilfældet i Vestdanmark. De driftsmæssige udfordringer for begge netområder er dog grundlæggende identiske i form af risiko for spændingsstabilitet samt udfald af større mængder decentral produktion ved kritiske fejl i transmissionsnettet.

I Østdanmark er der således behov for supplerende systembærende egenskaber ud over elsystemets eget bidrag. Dette behov kan normalt dækkes via Energinets synkronkompensatorer, der foruden levering af systembærende egenskaber, også fortsat kan sikre stabil drift af HVDC-forbindelserne i området, som det oprindeligt var tiltænkt. Ligeledes indgår den eksisterende SVC-enhed i station Radsted fortsat som en forudsætning for spændingsreguleringen af 132 kV-transmissionsnettet på Sydsjælland.

Analyserne har påvist en særskilt problematik i den sydlige del af 132 kV-transmissionsnettet. Eftersom Rødsand 1 havmølleparken blev etableret i 2003, før de nuværende skærpede krav til spændingsstøtte under fejl blev indført, udgør denne havmøllepark i visse fejlsituationer en særskilt problemstilling med hensyn til elsystemets spændingsstabilitet og dermed forsynings-sikkerheden. Analyserne viser, at eksisterende systembærende enheder tilsluttet i den nordlige del af 400/132 kV-transmissionsnettet ikke kan afhjælpe denne problematik på grund af den betydelige elektriske afstand til det sydlige 132 kV-transmissionsnet.

Der er således behov for mere lokale løsninger, hvilket understreger de regionale afhængigheder af placeringen af systembærende enheder. Ved implementering af automatisk (spændingsstyret) ind- og udkobling af eksisterende 132 kV-reaktorer samt etablering af et systemværn, der kan udkoble eller begrænse produktionen fra Rødsand 1, kan de aktuelle udfordringer imidlertid løses. Der er her tale om meget omkostningseffektive tiltag, som ikke kræver væsentlige investeringer fra Energinets side.

En screening af transmissionsnettets robusthed ved svigt i nettets primære beskyttelse indikerer endvidere risiko for afbrydelser i den sydlige del af det østdanske transmissionsnet. Disse situationer er normalt ikke udbygningsbestemmende på grund af den lave sandsynlighed for en kritisk fejl og samtidig svigt i den primære beskyttelse. Risikoen opstår i situationer med lavt forbrug og høj vindproduktion, hvor 132 kV-transmissionsnettets overføringsevne er udnyttet til grænsen. Problemstillingen skal belyses nærmere, men kan muligvis kræve forstærkninger af 132 kV-transmissionsnettet frem til Lolland-Falster. Problemstillingen kan ikke løses ved tvangskørsel af kraftværker eller ombygning af eksisterende anlæg.

Der er en række igangværende og planlagte projekter, hvor det endelige løsningsvalg endnu ikke er endelig fastlagt. Denne usikkerhed betyder, at behovet kan ændres på sigt. Endvidere kan tilslutning af yderlig decentral produktion i det sydlige 132 kV-transmissionsnet udløse behov for udbygning af transmissionsnettet, herunder etablering af supplerende enheder til forbedring af spændingsreguleringen i det betragtede område.

Generelt behov

Ud over det beskrevne normale behov, vil der i både Vest- og Østdanmark kunne opstå situationer, hvor netmangler (fx på grund af revisionsarbejder eller havari) medfører, at behovet for systembærende egenskaber vil være større end som beskrevet her. I disse situationer kan der fortsat opstå lokale behov for levering af systembærende egenskaber fra kraftværker. Det konkrete behov vil afhænge af den konkrete netmangel og kan således ikke beskrives generelt.

8. Saneringsbehov

Som tidligere beskrevet i afsnit 3.1 foretages der med PSO-aftalen en tilpasning af kabelhandlingsplanen, som blandt andet giver mulighed for kabellægning af udvalgte 132-150 kV-strækninger gennem naturområder og bymæssig bebyggelse.

De konkrete rammer for udmøntningen af dette er ved at blive klarlagt, hvormed kabellægning af udvalgte strækninger i 132-150 kV-nettet ikke behandles i detaljer i forbindelse med RUS-plan 2017. I fremtidige udgaver af RUS-planen forventes dette inkluderet med en status og angivelse af mulige projekter.

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.

Energinet har en række 400 kV-projekter, der bliver etableret som luftledninger og dermed kan medføre kabellægning i 132-150 kV-nettet:

- Projekter i anlægsfasen, der etableres som en luftledningsløsning:
 - Endrup-Idomlund
 - Endrup til dansk-tysk grænse

- Projekter i planlægnings- og screeningsfasen, der forventes indstillet som en luftledningsløsning:
 - Idomlund-Tjele (montering af system nummer to på eksisterende master)
 - Landerupgård-Revsing
 - Ferslev-Tjele (montering af system nummer to på eksisterende master på ca. halvdelen af strækningen og udskiftning af master til tosystem på resten af strækningen)
 - Ferslev-Vester Hassing
 - Bjæverskov-Hovegård.

For 400 kV-luftledningsprojekter bliver det vurderet, om der skal gennemføres kabellægninger på udvalgte strækninger af selve 400 kV-luftledningen, ligesom det vurderes, om der skal gennemføres kompenserende kabellægninger i 132-150 kV-nettet i nærheden af den nye luftledning. De potentielle 132-150 kV-luftledningsstrækninger som demonteres, er ikke endelig afklaret endnu for nogen af ovenstående projekter. De potentielle luftledningsstrækninger indgår derfor i denne RUS-plan, som skulle de reinvesteres.

9. Projektkoordinering

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 mellemlagt sigt (tiårs sigte frem mod 2027), som vist i Figur 47.



Figur 47 Netstrukturen for transmissionsnettet i Danmark på mellemlagt sigt.

Der er et potentiale for at koordinere projekterne både i forhold til tidsmæssige udførelse, men også så der kun gennemføres reinvesteringer i anlæg, som skal bestå på længere sigt.

9.1 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 forsynings sikkerheden.

9.1.1 Eksempel vedrørende realiserbarhed af projekter under hensyntagen til opretholdelse af en acceptabel effekttilstrækkelighed i Østdanmark

Nettet dimensioneres p.t. ikke under hensyntagen til udetider, ligesom effektbalanceproblestillinger ikke kobles til netudbygning og reinvestering. Da store reinvesteringsarbejder ofte kræver længerevarende udetider med dårlige muligheder for at tage anlæggene i drift igen ved behov, er det en naturlig konsekvens, at denne type arbejder giver anledning til udfordringer i forhold til at drive systemet.

Som konkrete eksempler på problemstillingen er der bl.a. indmeldt flere projekter, som kræver udetid, der kan være kritisk i forhold til effekttilstrækkelighed i DK2:

- Reinvestering af 400 kV-luftledningerne Kassø-Landerupgård-Malling
- Reinvestering af 400 kV-luftledningerne Landerupgård-Fraugde
- Reinvestering af 400 kV-luftledningerne Hovegård-(Gørløse)-Søderåsen
- Reinvestering af 132 kV-luftledningerne Stasevang-Teglstrupgård



Figur 48 Illustration af kritiske projekter som kræver længerevarende udetid og har en indvirkning på effektbalancen i DK2.

Da de nævnte projekter har indflydelse på effekttilstrækkeligheden, vurderes det ikke som værende muligt at gennemføre disse projekter på samme tid.

Denne problemstilling har konkret ledt til forslag om at kabellægge 132 kV-luftledningerne mellem Stasevang og Teglstrupgård, da det ved reinvestering af 400 kV-luftledningen på samme strækning vil forventes at være nødvendigt at udkoble det ene af de to 132 kV-luftledninger mellem Stasevang og Teglstrupgård, hvilket vil betyde en forøget risiko for forsyningsvig i hele Østdanmark. Muligheden for kabellægning af 132 kV-luftledningerne mellem Stasevang og Teglstrupgård undersøges nærmere sammen med en alternativ mulighed for at reinvestere 400 kV-luftledning under spænding ved hjælp af beredskabsmaster.

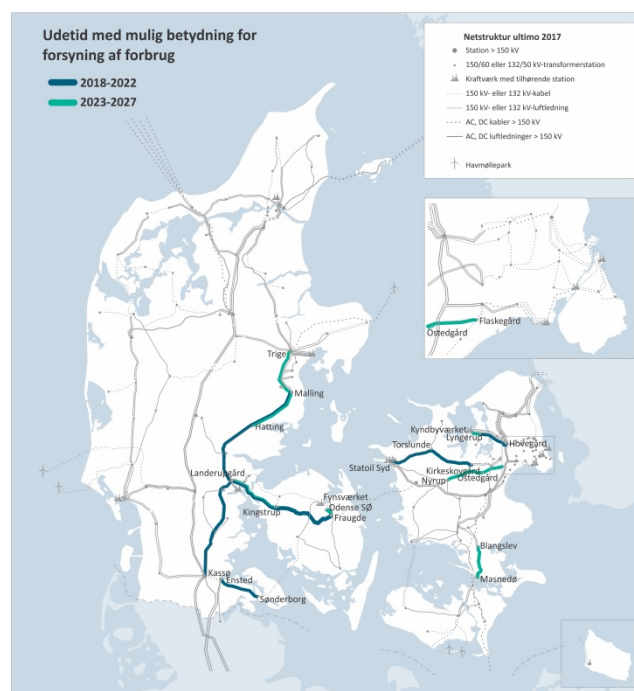
9.1.2 Reinvesteringsprojekter med udetid

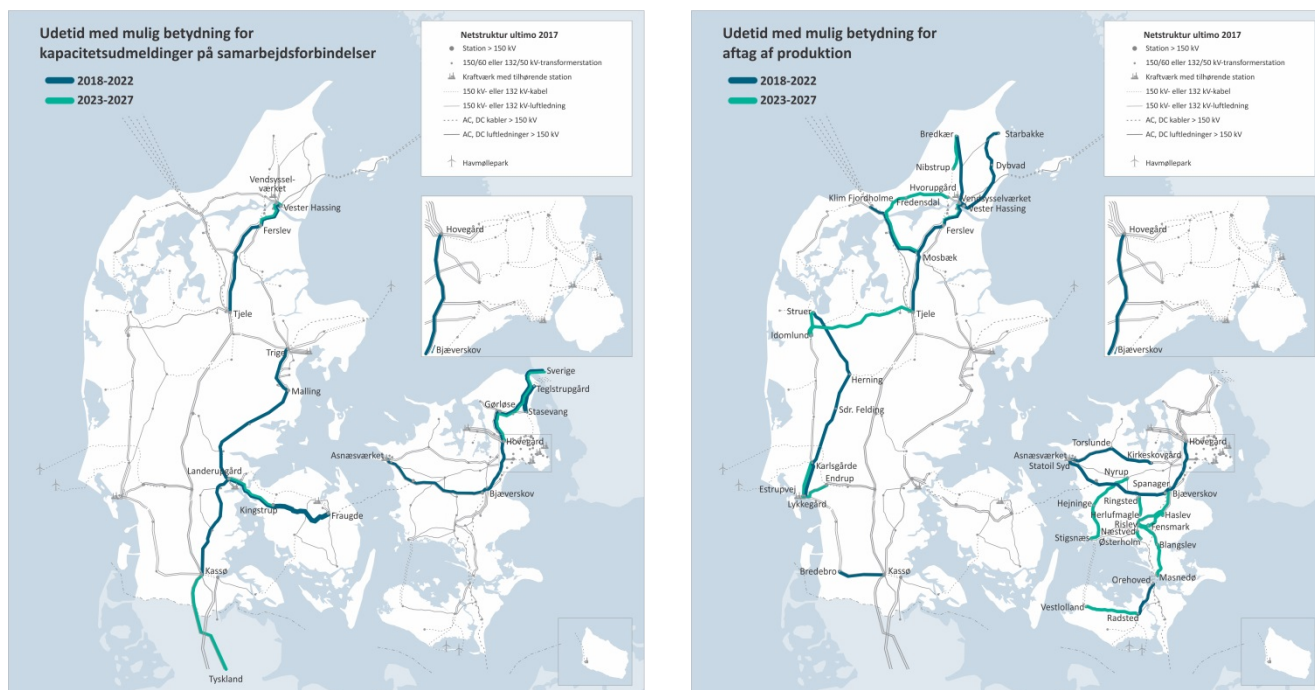
For at belyse lignende problemstillinger er der gennemført en overordnet vurdering af betydningen af udetid som følge af reinvestering i luftledninger for de kommende 10 år. Der er i denne vurdering kun fokuseret på luftledninger, da disse kan lede til længerevarende udetider uden umiddelbar mulighed for hurtig reetablering.

Der er foretaget en overordnet vurdering af udetidens betydning på følgende kategorier:

- Effekttilstrækkelighed/forsyningsikkerhed
- Forsyning af forbrug
- Kapacitetsudmeldinger på samarbejdsforbindelser
- Aftag af produktion.

Vurderingerne bygger dels på de kritikalitetsvurderinger der anvendes i den daglige drift, og dels på overordnede vurderinger baseret på de netberegninger der er gennemført.





Figur 49 Illustration af reinvesteringsprojekter for de kommende 10 år, som kræver længerevarende udetid og mulig betydning for effekttilstrækkelighed, forsyning af lokale områder, kapacitetsudmeldinger på samarbejdsforbindelser og aftag af produktion.

Oversigten viser, at der kan blive behov for en koordinering og eventuelt tilpasning i gennemførelse af de viste reinvesteringsprojekter. Som eksempel vil det være optimalt, hvis reinvesteringstidspunkterne for luftledningerne i Vestjylland kan udskydes til efter den nye 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund er sat i drift.

Energinet vil i den kommende tid arbejde videre med denne optimering, hvilket kan medføre ændringer i timingen af flere projekter.

9.2 Samlet plan for mulige projekter

De mulige projekter er listet i det følgende opdelt på henholdsvis reinvesterings-, udbygnings- og saneringsprojekter. Projekterne er nærmere beskrevet i bilagsrapporten for projektbeskrivelser, hvor det pågældende projekt kan identificeres ved ID-nummeret.

9.2.1 Reinvesteringsprojekter

ID	Projektnavn	Type	År
333	Vendsysselværket - Vester Hassing: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2019
585	Svanemølle koblingsstation: Reinvestering af transformere T133	Transformere	2019
335	Herning - Struer: Reinvestering af 150 kV-luftledning	Luftledninger	2020
342	Dybvad - Vester Hassing: Reinvestering af 150 kV-luftledning	Luftledninger	2020
204	Kontek: Reinvestering i AC-filtre i HVDC-anlæg til Kontek	Udlandsforbindelser	2020
340	Karlsgårde - Lykkegård: Reinvestering af 150 kV-luftledning	Luftledninger	2020
341	Herning - Sdr. Felding - Karlsgårde - Lykkegård: Reinvestering af 150 kV-luftledning	Luftledninger	2020
345	Bredkær - Nordjyllandsværket: Reinvestering af 150 kV-luftledning	Luftledninger	2020
433	Orehoved - Radsted: Reinvestering af 132 kV-luftledning	Luftledninger	2020
536	Hovegård - Kyndbyværket: Reinvestering af 132 kV-luftledning	Luftledninger	2020
537	Hovegård - Lyngerup: Reinvestering af 132 kV-luftledning	Luftledninger	2020
206	Storebælt: Reinvestering i AC-filtre i HVDC-anlæg	Udlandsforbindelser	2021
207	Storebælt: Reinvestering i kontrolanlægget i HVDC-anlæg	Udlandsforbindelser	2021
343	Dybvad - Starbakke: Reinvestering af 150 kV-luftledning	Luftledninger	2021
347	Ferslev - Tjele: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2021
348	Malling - Trige: Reinvestering af 400-150 kV-kombiluftledning	Luftledninger	2021
430	Estrupvej - Lykkegård: Reinvestering af 150 kV-luftledning	Luftledninger	2021
409	Gørlose - Sverige: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2021
534	Gørlose - Hovegård: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2021
713	Asnæsværket - Kalundborg: Reinvestering af 132 kV-kabel	Kabler	2021
147	Idomlund: Reinvestering af 400 kV-station	Stationer	2022
349	Andst - Bramdrup: Reinvestering af 150 kV-luftledning	Luftledninger	2022
389	Eskilstrup og Radsted: Reinvestering af 132 kV-kabel	Kabler	2022
434	Orehoved - Radsted: Reinvestering af 132 kV-kabel	Kabler	2022
467	Flaskegård - Kamstrup: Reinvestering af 132 kV-luftledning	Luftledninger	2022
493	Ferslev - Tjele: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2022
494	Ferslev - Trige: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2022
495	Ferslev - Vester Hassing: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2022
496	Fraugde - Kingstrup: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2022
497	Kassø - Landerupgård: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2022
531	Asnæsværket - Bjæverskov: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2022
532	Bjæverskov - Hovegård: Reinvestering af 400 kV-luftledning	Luftledninger	2022
533	Sperrestrupgård - Borup - Hovegård: Reinvestering af 132 kV-luftledning	Luftledninger	2022
194	Bjæverskov: Reinvestering i synkronkompensator	Synkronkompensatorer	2023
192	Herslev: Reinvestering i synkronkompensator	Synkronkompensatorer	2024
195	Fraugde: Reinvestering i synkronkompensator	Synkronkompensatorer	2024
205	Bjæverskov: Reinvestering i AC-filtre i HVDC-anlægget til Kontek	Udlandsforbindelser	2025
708	København: Reinvestering i kabelnettet i København etape 2	Kabler	2027
	Pulje for reinvestering i luftledninger 2023-2027	Luftledninger	2023-2027
	Pulje for reinvestering i transformere 2023-2027	Transformere	2023-2027
	Pulje for reinvestering i stationer 2023-2027	Stationer	2023-2027

9.2.2 Udbygningsprojekter

ID	Projektnavn	Type	År
693	Opgradering af stationskomponenter på udvalgte forbindelser inden 2021	Øvrige	2020
84	Hasle: Anlæg til spændingsregulering	Reaktorer	2020
27	Valseværket: Ny transformere	Transformere	2020
83	Ribe: Ny transformere	Transformere	2020
85	Nors: Ny transformere	Transformere	2020
96	Videbæk: Ny transformere	Transformere	2020
117	Aggersund: Udskiftning af søkabler	Kabler	2020
118	Hvorupgård: Ny transformere	Transformere	2020
119	Tjele: Udskiftning af transformere	Transformere	2020
148	Vestlolland: Ny transformere	Transformere	2020
149	Vestlolland: Ny fasedrejtransformere	Transformere	2020
458	Nordjylland: Ny spole	Reaktorer	2020
459	Bredkær: Ny spole	Reaktorer	2020
460	Mesballe: Ny spole	Reaktorer	2020
671	Kamstrup - Spanager: Opgradering til højtemperaturledere	Luftledninger	2020
692	Rødby: Ny spole	Reaktorer	2020
456	Kærbybro: Udvidelse af eksisterende station	Stationer	2020
17	Ørsløvester: Ny station	Stationer	2021
26	Odense Vest: Ny station	Stationer	2021
385	Bjæverskov: Udskiftning af transformere	Transformere	2021
472	Ørsløvester - Radsted: Ny kabelforbindelse	Kabler	2021
654	Fynsværket - Odense Sydøst: Udskiftning og opgradering af eksisterende kabler	Kabler	2021
658	Malling - Trige: Forøgelse af overføringsevne	Luftledninger	2021
659	Herning: Ny transformere	Transformere	2021
666	Fraugde - Odense Sydøst: Indsløjfning af luftledningssystem i Odense Sydøst	Kabler	2021

ID	Projektnavn	Type	År
152	Stasevang - Teglstrupgård: Kabellægning af luftledningen	Kabler	2021
60	Endrup: Ny transformer	Transformere	2022
128	Billund: Etablering af ny station	Stationer	2022
129	Ikast: Etablering af ny station	Stationer	2022
684	Klim Fjordholme - Mosbæk: Opgradering af luftledning	Luftledninger	2022
120	Ferslev - Klim Fjordholme: Ny kabelforbindelse	Kabler	2023
123	Klim Fjordholme: Ny transformer	Transformere	2023
428	Kingstrup - Odense Vest: Udbygning med ny transformer og kabel mod Odense	Transformere	2023
657	Askær: Udskiftning af transformer	Transformere	2023
681	Herning - Sdr. Felding - Karlsgårde: Opgradering af luftledning	Luftledninger	2023
682	Herning - Struer: Opgradering af luftledning	Luftledninger	2023
683	Bredebro - Kassø: Opgradering af luftledning	Luftledninger	2023
714	Karlsgårde - Lykkegård: Opgradering af luftledning	Luftledninger	2023
59	Lem Kær - Stovstrup: Ny kabelforbindelse	Kabler	2024
707	Opgradering af stationskomponenter på udvalgte forbindelser 2022-2027	Øvrige	2024
122	Nibstrup - Vendsysselværket: Ny kabelforbindelse	Kabler	2024
126	Holsted: Ny transformer	Transformere	2024
127	Ferslev - Tjele: Ny luftledning	Luftledninger	2024
656	Ferslev - Vester Hassing: Ny luftledning	Luftledninger	2024
14	Kørestrøm til Banedanmark i Vestdanmark	3.parts hensyn	2025
22	Kørestrøm til Banedanmark i Østdanmark	3.parts hensyn	2025
150	Gloslunde: Ny station	Stationer	2025
670	Vendsysselværket: Ny transformer	Transformere	2025
672	Radsted - Spanager: Ny 132 kV-kabelforbindelse	Kabler	2025
677	Femern: Ny station og nye kabelforbindelser	3.parts hensyn	2025
124	Lem Kær: Ny transformer	Transformere	2026
687	Horns Rev 4: Netti Slutning af havmøller	Nettilslutning og vind	2026
674	Munkeby: Ny 132 kV-station og kabelforbindelse	Kabler	2027
675	Gloslunde - Radsted: Ny kabelforbindelse	Kabler	2027
101	Nordals: Ny havmøllepark i Lillebælt	Stationer	2027
676	Radsted - Rødby: Beskyttelses spole	Reaktorer	2027
679	Klim Fjordholme: Ny transformer	Transformere	2027
667	Idomlund: Ny transformer	Transformere	2028
678	Fredensdal: Ny transformer	Transformere	2028
661	Nors: Ny transformer	Transformere	2028
688	Jammerbugt: Netti Slutning af havmøller	Nettilslutning og vind	2029
686	Stovstrup: Ny transformer	Transformere	2029
660	Stovstrup: Ny transformer	Transformere	2030
130	Hornbæk-Moselund-Mesballe: Kabellægning og nedtagning af luftledning	Kabler	2031
685	Vendsysselværket - Vester Hassing: Ny kabelforbindelse	Kabler	2031
689	Horns Rev 5: Netti Slutning af havmøller	Nettilslutning og vind	2032
680	Ferslev: Ny transformer	Transformere	2033
668	Thy-Han Herred: Nye kabelforbindelser	Kabler	2034
662	Sønderborg: Ny transformer	Transformere	2034
690	Rødsand 3: Netti Slutning af havmøller	Nettilslutning og vind	2035
457	Københavns Vestegn: Opdeling af 132 kV-nettet	Kabler	2036
673	Ørsløvester - Radsted2: Ny 132 kV-kabelforbindelse	Kabler	2036
664	Frøstrup: Ny transformer	Transformere	2036
665	Bredebro: Ny transformer	Transformere	2036
663	Vilsted: Ny transformer	Transformere	2037
691	Ringkøbing: Netti Slutning af havmøller	Nettilslutning og vind	2038
469	Indre København: Ny 132/30 kV-station	Stationer	2040

9.2.3 Saneringsprojekter

ID	Projektnavn	Type	År
228	Prioriterede kabellægninger i 132-150 kV-nettet 2020	Forskønnelser i transmissionsnettet	2020
461	Prioriterede kabellægninger i 132-150 kV-nettet 2021	Forskønnelser i transmissionsnettet	2021
229	Kompenserende 150 kV-kabellægning i forbindelse med 400 kV Endrup-Grænsen (Vestkystforbindelsen)	Forskønnelser i transmissionsnettet	2022
230	Kompenserende 150 kV-kabellægning i forbindelse med 400 kV Endrup-Idomlund	Forskønnelser i transmissionsnettet	2022
231	Kompenserende 150 kV-kabellægning i forbindelse med 400 kV Landerupgård-Revsing	Forskønnelser i transmissionsnettet	2022
466	Prioriterede kabellægninger i 132-150 kV-nettet 2022	Forskønnelser i transmissionsnettet	2022
483	Kompenserende 132 kV-kabellægning i forbindelse med 400 kV Hovegård-Bjæverskov	Forskønnelser i transmissionsnettet	2022
475	Kompenserende 150 kV-kabellægning i forbindelse med 400 kV Ferslev-Tjele-2	Forskønnelser i transmissionsnettet	2025
	Prioriterede kabellægninger i 132-150 kV-nettet 2023-2027	Forskønnelser i transmissionsnettet	2023-2027
	Prioriterede kabellægninger i 132-150 kV-nettet 2028-2039	Forskønnelser i transmissionsnettet	2028-2039

9.3 Koordinering med projekter i planlægnings- og anlægsfasen

Der er en række mulige projekter, som forventes at skulle gennemføres inden for de kommende fem år. Her skal vurderes nærmere, om der bør koordineres med projekter, der allerede er i anlægs- eller planlægningsfasen, Tabel 7.

Projekt i planlægnings- eller anlægsfasen	Muligt projekt, der vurderes koordineret
Reinvestering af 132-150 kV-transformere	<p>Reinvestering af 132/30 kV-transformere:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 585 - Svanemøllen: Reinvestering af transformer T133 <p>Aflastning af 132/50 kV-skillefladen i:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 27 - Valseværket: Ny transformer ID 148 - Vestlolland: Ny transformer <p>Aflastning af 150/60 kV-skillefladen i:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 83 - Ribe: Ny transformer ID 85 - Nors: Ny transformer ID 96 - Videbæk: Ny transformer ID 118 - Hvorupgård: Ny transformer ID 659 - Herning: Ny transformer ID 123 - Klim Fjordholme: Ny transformer ID 456 - Kærbybro: Udvidelse af eksisterende station ID 26 - Odense Vest: Ny station ID 128 - Billund: Etablering af ny station ID 129 - Ikast: Etablering af ny station
Etablering af Idomlund-Tjele-2 eller Endrup-Idomlund	<ul style="list-style-type: none"> ID 147 - Idomlund: Reinvestering af 400 kV-station
Etablering af 400 kV Hovegård-Bjæverskov eller Københavnsforsyning (400 kV-forbindelse Bellahøj-Hovegård).	<ul style="list-style-type: none"> ID 157 - Hovegård: Reinvestering af station
Reinvestering Stasevang-Teglstrupgård Opgradering af overføringsevne Stasevang-Teglstrupgård	<p>Reinvestering af 400 kV-luftledninger:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 409 - Gørløse - Sverige: Reinvestering af komponenter på luftledning ID 534 - Gørløse - Hovegård: Reinvestering af komponenter på luftledning <p>Kabellægning af 132 kV-luftledninger:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 152 - Stasevang - Teglstrupgård: Kabellægning af luftledningen
Bredebro - Kassø: Reinvestering af luftledning 400 kV-luftledning Endrup-grænsen	<p>Opgradering af 150 kV-luftledninger:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 683 - Bredebro - Kassø: Opgradering af luftledning <p>Kompenserende 150 kV-kabellægninger:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 229 - Kompenserende 150 kV-kabellægning i forbindelse med 400 kV Endrup-Grænsen (Vestkystforbindelsen)
Klim Fjordholme - Mosbæk: Reinvestering af luftledning	<p>Opgradering af 150 kV-luftledninger:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 684 - Klim Fjordholme - Mosbæk: Opgradering af luftledning
400 kV-luftledning Endrup-Idolmund	<p>Reinvestering i 150 kV-luftledninger:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 341 - Herning - Sdr. Felding - Karlsgårde - Lykkegård: Reinvestering af 150 kV-luftledningen ID 340 - Karlsgårde - Lykkegård: Reinvestering af luftledning <p>Opgradering af 150 kV-luftledninger:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID 681 - Herning - Karlsgårde: Opgradering af luftledning

	Kompenserende 150 kV-kabellægninger: <ul style="list-style-type: none"> ID 230 - Kompenserende 150 kV-kabellægning i forbindelse med 400 kV Endrup-Idomlund
Forskønnelsesprojekt Årslev Engsø	<ul style="list-style-type: none"> ID 685 - Malling - Trige: Forøgelse af overføringsevne ID 348 - Malling - Trige: Reinvestering af 400-150 kV-kombiluftledning

Tabel 7 Mulig koordinering mellem nye projekter og projekter der allerede er i anlægs- eller planlægningsfasen.

9.4 Koordinering mellem mulige projekter

I det følgende koordineres potentialer mellem mulige projekter, som forventes at skulle gennemføres inden for de kommende fem år. Koordineringspotentialerne er listet op for forskellige typer, områder mv. Da der ikke er truffet endelig beslutning om koordinering af projekter, kan samme projekt indgå i flere af listerne.

Det skal vurderes, om følgende mulige projekter kan koordineres inden for de enkelte geografiske områder:

Område	Projekter
Nordjylland	Reinvesteringsprojekterne i 150 kV-luftledninger: <ul style="list-style-type: none"> ID 342 - Dybvad - Vester Hassing: Reinvestering af 150 kV-luftledningen ID 333 - Nordjyllandsværket - Vester Hassing: Reinvestering af luftledning ID 345 - Bredkær - Nordjyllandsværket: Reinvestering af 150 kV-luftledningen ID 343 - Dybvad - Starbakke: Reinvestering af 150 kV-luftledningen
Vestjylland	Reinvesteringsprojekterne i 150 kV-luftledninger: <ul style="list-style-type: none"> ID 335 - Herning - Struer: Reinvestering af luftledning ID 430 - Estrupvej - Lykkegård: Reinvestering af 150 kV-luftledningen ID 341 - Herning - Sdr. Felding - Karlsgårde - Lykkegård: Reinvestering af 150 kV-luftledningen ID 340 - Karlsgårde - Lykkegård: Reinvestering af luftledning
Sydjylland	Reinvesteringsprojekterne i 150 kV-luftledninger: <ul style="list-style-type: none"> ID 349 - Andst - Bramdrup: Reinvestering af komponenter på luftledning ID 497 - Kassø - Landerupgård: Reinvestering af komponenter på luftledning
Nordsjælland	Reinvesteringsprojekterne i 132 kV-luftledninger: <ul style="list-style-type: none"> ID 536 - Hovegård - Kyndbyværket: Reinvestering af komponenter på luftledning ID 537 - Hovegård - Lyngerup: Reinvestering af komponenter på luftledning ID 467 - Flaskegård - Kamstrup: Reinvestering af 132 kV-luftledningen ID 533 - Sperrestrupgård - Borup - Hovegård: Reinvestering af komponenter på luftledning
Midtsjælland	Reinvestering i 400 kV-luftledninger: <ul style="list-style-type: none"> ID 531 - Asnæsværket - Bjæverskov: Reinvestering af komponenter på luftledning ID 532 - Bjæverskov - Hovegård: Reinvestering af komponenter på luftledning

Det skal vurderes, om følgende projekter kan koordineres indenfor de enkelte typer:

Type	Projekter
Spænding og reaktiv balance i Vestdanmark	<ul style="list-style-type: none"> ID 458 - Nordjylland: Ny spole ID 459 - Bredkær: Ny spole ID 460 - Mesballe: Ny spole
Opgradering af 150 kV-net mellem Fraugde og Fynsværket	<ul style="list-style-type: none"> ID 654 - Fynsværket - Odense Sydøst: Udsiftning og opgradering af eksisterende kabler ID 666 - Fraugde - Odense Sydøst: Indsløjfning af luftledningssy-

	stem i Odense Sydøst
Aflastning af 400/132 kV-skillemønstret på Midtsjælland	<ul style="list-style-type: none"> ID 17 - Ørslevvester: Ny station ID 385 - Bjæverskov: Udskiftning af transformere

Det skal vurderes, om følgende projekter kan koordineres indenfor de enkelte typer:

Reinvesteringsprojekt	Udbygningsprojekt
ID 335 - Herning - Struer: Reinvestering af luftledning	<ul style="list-style-type: none"> ID 682 - Herning - Struer: Opgradering af luftledning
ID 347 - Ferslev - Tjele: Reinvestering af 400 kV-luftledningen ID 493 - Ferslev - Tjele: Reinvestering af komponenter på luftledning ID 495 - Ferslev - Vester Hassing: Reinvestering af komponenter på luftledning	<ul style="list-style-type: none"> ID 127 - Ferslev - Tjele: Ny luftledning ID 656 - Ferslev - Vester Hassing: Ny luftledning

Det skal vurderes, om følgende projekter kan koordineres indenfor de enkelte typer:

Reinvesteringsprojekt	Udbygningsprojekt	Saneringsprojekt
<ul style="list-style-type: none"> ID 341 - Herning - Sdr. Felding - Karlsgårde - Lykkegård: Reinvestering af 150 kV-luftledningen ID 340 - Karlsgårde - Lykkegård: Reinvestering af luftledning 	<ul style="list-style-type: none"> ID 681 - Herning - Karlsgårde: Opgradering af luftledning ID 714 - Karlsgårde - Lykkegård: Opgradering af luftledning 	<ul style="list-style-type: none"> ID 230 - Kompenserende 150 kV-kabellægning i forbindelse med 400 kV Endrup-Idomlund

Endelig bør der i den løbende planlægning og initiering af projekter foretages vurderinger om, hvorvidt der er dele af de indmeldte reinvesteringer i luftledninger i perioden 2023-2027, som med fordel kan fremrykkes og koordineres med projekter, som gennemføres i perioden frem til 2022.

Foruden de foreslåede koordineringer, er der mulighed for løbende at foretage kombineret og koordineret i forbindelse med opstart af et planlægningsprojekt.

10. Økonomi

Det økonomiske omfang beskrives i det følgende først for de mulige projekter, og efterfølgende som den samlede plan for igangværende, planlagte og mulige projekter (anlægs-, planlægnings- og screeningsfasen).

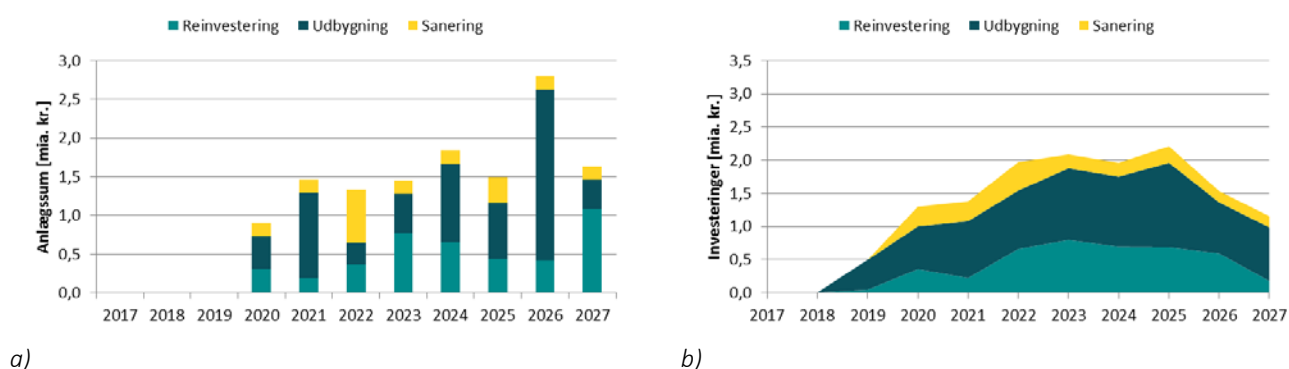
Det økonomiske omfang opgøres for de forudsatte og foreslåede løsninger beskrevet i afsnit 6-9. Omkostningerne er baseret på standardiserede anlægspriser og dermed behæftet med en vis usikkerhed. I planlægningsfasen udarbejdes en business case, som udvælger og indstiller den teknisk/samfundsøkonomiske optimale løsning af en række alternativer.

Det økonomiske omfang præsenteres, som anlægssummen for de investeringer der går i drift i periodenden 1. december 2017 til 31. december 2027. Hele anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettarriffen.

10.1 Mulige projekter

Baseret på de præsenterede projekter i afsnit 9.2 beskrives et samlet overblik over det økonomiske omfang af mulige reinvesterings-, udbygnings- og saneringsprojekter i det følgende. Opgørelsen er alene for mulige projekter.

Anlægssummerne for de mulige projekter er illustreret pr. år i Figur 50 for projekter med forventet idriftsættelse i perioden 2017-2027. Anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettarriffen. De løbende investeringer angiver fordeling af projektøkonomien i forhold til indkøb med videre i løbet af et projektforsløb.



Figur 50 Forventede a) anlægssummer og b) løbende investeringer for mulige projekter med forventet idriftsættelse i perioden 2017-2027. Anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettarriffen.

De økonomiske nøgletal er opsummeret for de mulige projekter i Tabel 8.

2017-priser	Anlægssum		Investering	
	Fastpris		Fastpris	
	2017-2027	2028-2040	2017-2027	2028-2040
	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.
Reinvestering	4,2	0,0*	4,2	0,0*
Udbygning	6,7	10,9	7,8	9,7
Sanering	2,0	1,4	2,0	1,4
I alt	12,9	12,3*	14,1	11,1*
I alt 2017-2040	25,2*		25,2*	

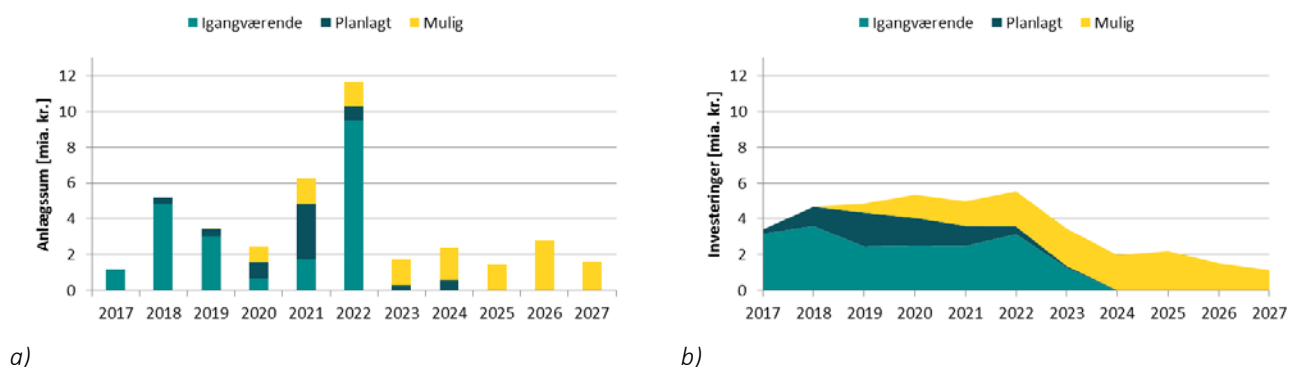
Tabel 8 Forventet anlægssum og løbende investeringer i mulige projekter med forventet idriftsættelse inden for henholdsvis en 10-årig periode og frem mod 2040. *Der er ikke opgjort reinvesteringsomkostninger for perioden efter 2027.

Årsagen til at de løbende investeringer for mulige projekter er højere end anlægssummen i den første 10-årige periode skyldes, at der i de løbende investeringer indgår omkostninger til en række projekter, som først idriftsættes efter 2027. Dermed indgår dele af de løbende investeringer for disse projekter i perioden før 2027, mens anlægssummen for projekterne først optræder i perioden efter 2027.

10.2 Samlet økonomioverblik for igangværende, planlagte og mulige projekter

Baseret på igangværende (anlægsfasen) og planlagte projekter (planlægningsfasen) fra afsnit 4 samt de mulige projekter (screeningsfasen) fra afsnit 10.1 beskrives det samlede økonomiske overblik i det følgende.

Anlægssummerne for de igangværende, planlagte og mulige projekter er illustreret pr. år i Figur 51 for projekter med forventet idriftsættelse i perioden 2017-2027. Anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettariifen.



Figur 51 Forventede a) anlægssummer og b) løbende investeringer for igangværende, planlagte og mulige projekter med forventet idriftsættelse i perioden 2017-2027. Anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettariifen.

De økonomiske nøgletal er opsummeret for de igangværende, planlagte og mulige projekter i Tabel 9.

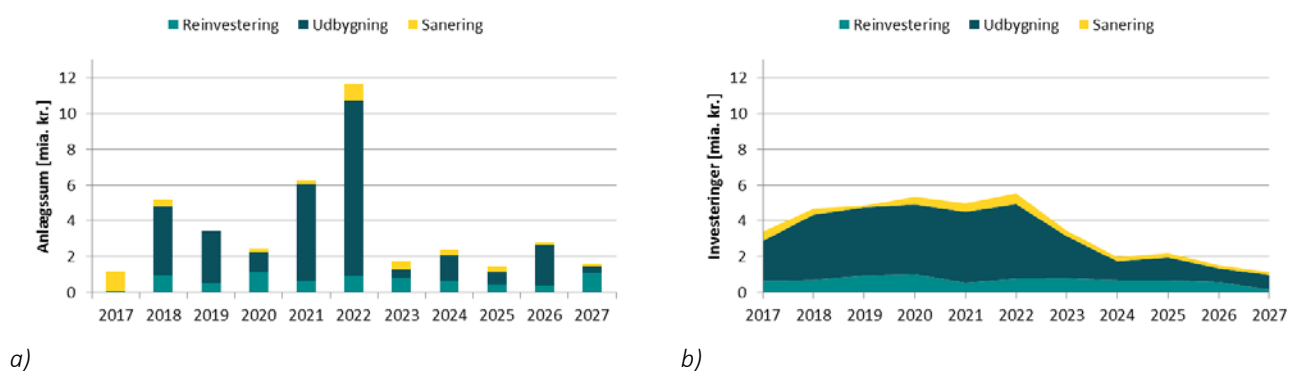
2017-priser	Anlægssum		Investering	
	Fastpris		Fastpris	
	2017-2027	2028-2040	2017-2027	2028-2040
	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.
Igangværende	21,0	0,0	18,7	0,0
Planlagt	6,5	0,0	6,5	0,0
Mulig	12,9	12,3*	14,1	11,1*
I alt	40,4	12,3*	39,2	11,1*
I alt 2017-2040	52,7*		50,3*	

Tabel 9 Forventet anlægssum og investeringsomfang for igangværende, planlagte og mulige projekter med forventet idriftsættelse inden for henholdsvis en 10-årig periode og frem mod 2040. *Der er ikke opgjort reinvesteringsomkostninger for perioden efter 2027.

Som tidligere nævnt er de løbende investeringer for mulige projekter højere end anlægssummen i den første 10-årige periode, da der i de løbende investeringer indgår omkostninger til en række projekter, som først idriftsættes efter 2027. Dermed indgår dele af de løbende investeringer for disse projekter i perioden før 2027, mens anlægssummen for projekterne først optræder i perioden efter 2027. Modsat er de løbende investeringer for igangværende projekter lavere end anlægssummen, da der for en række af disse projekter allerede er afholdt investeringer.

10.3 Samlet økonomioverblik for reinvesterings-, udbygnings- og saneringsprojekter

Alle igangværende, planlagte og mulige projekter kan kategoriseres i reinvesterings-, udbygnings- og saneringsprojekter. Dette giver samme investeringsomfang som beskrevet ovenfor, men viser fordelingen på de forskellige kategorier, Figur 52.



Figur 52 Forventede a) anlægssummer og b) løbende investeringer for reinvesterings-, udbygnings- og saneringsprojekter med forventet idriftsættelse i perioden 2017-2027. Anlægssummen for et projekt er angivet i det forventede idriftsættelsesår og repræsenterer den anlægssum, som skal afskrives og finansieres over nettariffen.

Med denne kategorisering af projekterne bliver den samlede økonomiske fordeling som vist i Tabel 10.

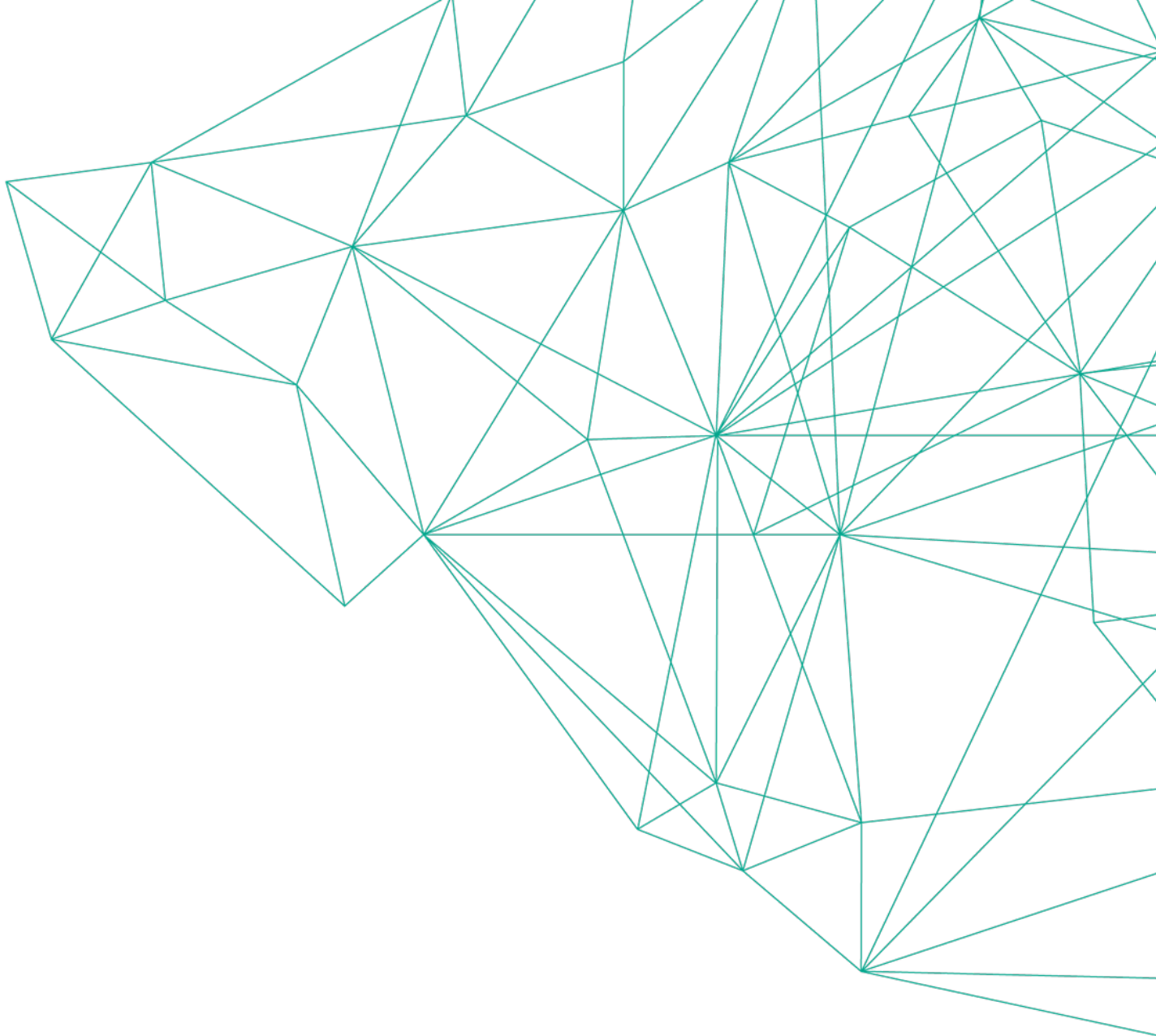
2017-priser	Anlægssum		Investering	
	Fastpris		Fastpris	
	2017-2027	2028-2040	2017-2027	2028-2040
	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.
Reinvestering	7,7	0,0*	7,6	0,0*
Udbygning	28,3	10,9	28,0	9,7
Sanering	4,4	1,4	3,6	1,4
I alt	40,4	12,3*	39,2	11,1*
I alt 2017-2040	52,7*		50,3*	

*Tabel 10 Forventet anlægssum og løbende investeringer for reinvesterings-, udbygnings- og saneringsprojekter med forventet idriftsættelse inden for henholdsvis en 10-årig periode og frem mod 2040. *Der er ikke opgjort reinvesteringsomkostninger for perioden efter 2027.*

Tarifpåvirkningen for de enkelte projekter opgøres i forbindelse med udarbejdelse af en business case i planlægningsfasen. I Energinets årsrapport fremgår de samlede tarifopkrævninger for de forgangne år sammen med et estimat for det kommende år.

11. Referenceliste

- Ref. 1 Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (Systemansvarsbekendtgørelsen)
<https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=138285>
- Ref. 2 Energinet, Systemplan 2017 – El og gas i Danmark
<https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Systemplan-2017>
- Ref. 3 Bekendtgørelse af lov om Energinet.dk (Lov om Energinet.dk)
<https://www.retsinformation.dk/forms/R0710.aspx?id=139077>
- Ref. 4 Bekendtgørelse af lov om elforsyning (Elforsyningsloven)
<https://www.retsinformation.dk/forms/R0710.aspx?id=174909>
- Ref. 5 Energinet, Forskønnelse af 400 kV-nettet
<http://www.e-pages.dk/energinet/128/>
- Ref. 6 Energinet, Kabelhandlingsplanen – 132-150 kV
<http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Anl%C3%A6g%20og%20projekter/Kabelhandlingsplan%20132-150%20kV%20-%20marts%202009.pdf>
- Ref. 7 Energinet, Politiske og lovgivningsmæssige rammer for planlægning
Internt dokument (Dok. 17/07706-9), kan udleveres ved henvendelse til Jakob Falkenberg Kessel, JKE@energinet.dk
- Ref. 8 Energinet, Strategi 2018-2020: Energi over grænser
<https://energinet.dk/Om-os/Strategi-2017>
- Ref. 9 Energinet, Analyseforudsætninger 2017
<https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2017>
- Ref. 10 Energinet, Netdimensioneringskriterier
<https://energinet.dk/-/media/Energinet/Projekter-KTR-HFV/Dokumenter/Netplanlaegning/Energinetdk--Netdimensioneringskriterier-Maj-2013.pdf?la=da>
- Ref. 11 Energinet, Overblik over netdimensioneringskriterierne
<https://energinet.dk/-/media/Energinet/Projekter-KTR-HFV/Dokumenter/Netplanlaegning/Overblik-over-netdimensioneringskriterier-2017.pdf?la=da>
- Ref. 12 Energinet, Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2016
<https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Redegorelse-for-elforsyningsikkerhed-2017>



ENERGINET

Energinet.dk
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

RUS-plan 2017

Forfatter: JKE/JKE
Dato: 19. december 2017