

**ENERGINET**

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
1. maj 2018

Forfatter:
KML/LGA

NOTAT

BESLUTNINGSGRUNDLAG VEDR. SIKRING AF EFFEKTBALANCEN I ØSTDANMARK

1. Indledning

I Redegørelsen for Elforsyningssikkerhed 2017 konkluderede Energinet, at risikoen for at mangle effekt i Østdanmark er stigende, og at der bør gennemføres tiltag for at afhjælpe den risiko. Energinet har i sit videre arbejde identificeret og vurderet en række tiltag, der kan forbedre effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Dette notat fokuserer på tiltag, der forbedrer effekttilstrækkeligheden efter 2025 og frem, samt indeholder en indstilling om, at Energinet undersøger mulighederne for at indføre en strategisk reserve i Østdanmark i en tidsbegrænset periode.

Afsnit 2, 3 og 4 i dette beslutningsgrundlag indeholder resumé, indstilling og baggrund. I afsnit 5 beskrives både de fravalgte alternativer og de alternativer, der indgår i den samfundsøkonomiske og selskabsøkonomiske vurdering, som er beskrevet i afsnit 6 og 7 og ligger til grund for konklusion og indstilling. Kapitel 8 indeholder konklusion.

2. Resumé

Energinets analyser og fremskrivninger viser, at risikoen for, at der ikke er el til rådighed i Østdanmark, når den efterspørges, vil være stigende i perioden efter etablering af Kriegers Flak. Uden nye tiltag vil det forventede niveau for afbrydelser være på 11 effektminutter¹ i 2025 stigende til 42 effektminutter i 2030.

For at fastholde effekttilstrækkeligheden i Østdanmark indstiller Energinet at undersøge muligheden for at indføre en strategisk reserve. En strategisk reserve er et fleksibelt tiltag, der kan tilpasses i tid og omfang til den faktiske risiko for effektmangel, herunder kan mængden af reserver tilpasses, hvis behovet ændres. Da en strategisk reserve er et tidsbegrænset tiltag, giver indførelsen endvidere mulighed for, at øget nordisk driftssamarbejde i form af fælles kapacitetsberegninger og revisionsplanlægning² samt en række markedsreformer kan få effekt, og eventuelt helt overflødiggøre yderligere tiltag i form af eksempelvis nye markedstiltag eller etablering af ny overførselskapacitet fra Østdanmark til et andet prisområde.

¹ Effektminutter er bestemt ved ikke-leveret energi divideret med det gennemsnitlige timeforbrug i det simulerede år.

² Nordic RSC udarbejder fælles kapacitetsberegninger og revisionsplanlægning, der bidrager til at forbedre udnyttelsen af udlandsforbindelser.

Den største risiko ved at vælge en strategisk reserve, som løsning på den manglende effekttilstrækkelighed er, at Energinet ender i en situation, hvor det ikke er muligt at fremskaffe den ønskede mængde effekt rettidigt. Energinet forventer dog, at der vil være kraftværker, der vil byde ind med tilstrækkelig effekt, bl.a. som følge af udfasning af grundbeløbet for decentrale kraftvarmeværker.

Siden Energinet i 2015 undersøgte muligheden for at indføre en strategisk reserve, har EU Kommissionen gennem en række afgørelser, fastlagt en praksis for at opnå godkendelse af strategiske reserver. Der er dog fortsat væsentlig usikkerhed om, præcis under hvilke betingelser, der vil kunne opnås en godkendelse.

Den samfundsøkonomiske vurdering viser, at en strategisk reserve er det billigste tiltag til at sikre effekttilstrækkeligheden på kort sigt. Hvis det senere besluttet at sikre den langsigtede effekttilstrækkelighed ved at etablere en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark, vil en udskydelse til eksempelvis 2030 ved en tidsbegrænset brug af en strategisk reserve, også reducere de samlede samfundsøkonomiske omkostninger til at opretholde effekttilstrækkeligheden.

3. Indstilling

Det indstilles, at Energinet indleder dialog med EU Kommissionen og danske myndigheder, angående mulighederne for at opnå en godkendelse af en tidsbegrænset indførelse af en strategisk reserve for at fastholde effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Energinet vil i dialogen tage udgangspunkt i perioden 2025-2029 og muligheden for evt. at forlænge i yderligere fem år. Energinet forventer at afholde omkostninger på ca. 6 mio. DKK frem til medio 2019 til afklaring og udarbejdelse af ansøgning. Efterfølgende forventer Energinet at afholde omkostninger på ca. 6 mio. DKK til implementering, således at de samlede omkostninger bliver ca. 12 mio. DKK. Omkostningerne dækker over interne ressourcer, konsulentbistand samt rejseaktivitet.

Baggrunden for indstillingen er følgende:

- Energinets fremskrivninger viser stigende risiko for at mangle effekt i Østdanmark på grund af stigende forbrug og faldende produktionskapacitet i Østdanmark.
- Fremskrivningen er forbundet med betydelig usikkerhed, særligt omkring udviklingen i spidslastforbrug og produktionskapacitet. Usikkerheden er hovedsagelig knyttet til effekten af øget nordisk driftssamarbejde samt igangværende og nye markedsreformer og udfasning af grundbeløbet for decentrale kraftvarmeværker.
- En strategisk reserve er et tidsbegrænset og fleksibelt tiltag, der kan fastholde effekttilstrækkeligheden frem mod 2030 og muligvis også efter. Dette giver mulighed for, at Energinet kan vurdere om markedsreformerne har den nødvendige effekt, eller der skal igangsættes andre tiltag.
- De samfundsøkonomiske omkostninger ved en strategisk reserve estimeres på niveau med værdien af de potentielle forbrugsafkoblinger målt ved Value of Lost Load³ (VoLL).
- EU Kommissionen har gennem en række afgørelser på det seneste fastlagt en praksis, der væsentligt forbedrer muligheden for at indføre en strategisk reserve i Danmark, hvilket ikke var tilfældet i 2015, da Energinet første gang undersøgte muligheden for at indføre dette tiltag.

Energinet estimerer de samfundsøkonomiske omkostninger ved at indføre en strategisk reserve til ca. 300.000 DKK/MW pr. år. Ved indkøb af 150 MW i 2025 stigende til knap 400 MW i

³ Beskrives nærmere i Bilag 1 – Value of Lost Load.

2029 forventes de nutidsværdivægtede samfundsøkonomiske omkostninger over den 5 årige periode at beløbe sig til 270 mio. DKK (2018-NPV). Det forventes dog, at dette er et overestimat, da nogle kraftværker formentlig kan byde ind med eksisterende kapacitet, der ikke har en alternativ anvendelse.

3.1 Den videre proces

For at afdække mulighederne for at indføre en strategisk reserve, forventer Energinet efter sommerferien 2018, at igangsætte drøftelser med Energistyrelsen og DG COMP⁴. Hvis den indledende drøftelse med DG COMP forekommer tilpas lovende, kan en formel ansøgningsproces forventeligt indledes i begyndelsen af 2019. Behandling af en ansøgning forventes at tage 1,5-2 år. Det skal desuden afklares, om Bekendtgørelse⁵ om foranstaltninger til opretholdelsen af elforsyningssikkerheden fra 2014 stadig er gældende, eller om der skal udarbejdes en ny bekendtgørelse.

Ultimo 2018 vil Energinet give Bestyrelsen en status for arbejdet, samt en opdateret vurdering af mulighederne for at kunne indføre en strategisk reserve. I forbindelse med udgivelsen af Redegørelsen for elforsyningssikkerhed 2019, vil Energinet desuden orientere Bestyrelsen om de seneste forventninger til effekttilstrækkeligheden. Ved begge lejligheder vil Energinet vurdere behovet for at igangsætte yderligere tiltag.

4. Baggrund

4.1 Referencesituationen - udviklingen i effekttilstrækkelighed

Energinet vurderer løbende forsyningssikkerheden i Danmark. Vurderingerne offentliggøres i Energinets årlige redegørelse for elforsyningssikkerhed, som viser, at risikoen for manglende effekt i Østdanmark er stigende. Kriegers Flak forbindelsen, der forventes i drift primo 2019, vil bidrage positivt til effekttilstrækkeligheden i Østdanmark, men på længere sigt, vil der være behov for yderligere tiltag.

Uden tiltag til at fastholde effekttilstrækkeligheden, viser Energinets sandsynlighedsbaserede vurderinger⁶, at en gennemsnitsforbruger i Østdanmark vil mangle effekt i 11 minutter i 2025 og 42 minutter i 2030 som vist i Tabel 1. Karakteristika for situationer, hvor der kan forventes effektmangel er:

- Højt forbrug kombineret med lav vind- og solproduktion.
- Lav tilgængelighed til produktion fra centrale værker eller udlandsforbindelser; mindre og i gennemsnit 6-7 centrale produktionsenheder eller udlandsforbindelser, der ikke er fuldt tilgængelige ud af 17.

I 2030 kan der forventes at opstå effektmangel i 2,5 time/år, og den gennemsnitlige mangel vil være ca. 200 MWh/time. Hermed viser tallene også, at der i et gennemsnitligt 2030 vil være 2,5 timer, hvor elprisen rammer den maksimale pris i markedet. Med det nuværende prisloft vil forbrugerne i disse timer således skulle betale mere end 2.200 øre samt skatter, afgifter og tariffer for én kWh. Resultaterne dækker over flere situationer med lav effektmangel samt ganske få situationer med væsentlig højere effektmangel. I ca. halvdelen af situationerne med effektmangel i Østdanmark vil der også være effektmangel i Tyskland, således, at der ingen

⁴ EU' konkurrencemyndighed.

⁵ Denne bekendtgørelse blev udarbejdet i 2014 med henblik på en strategisk reserve. Da hele lovkomplekset omkring forsyningssikkerhed er ved at blive revideret, er status på denne bekendtgørelse ukendt.

⁶ Vurderingerne baserer sig på Energinets ForsyningsSikkerhedsIndeks-model (FSI-model) og er følsomme overfor selv mindre ændringer i forudsætninger.

import er over Kontek og Kriegers Flak. Tilsvarende vil der i ca. 20 % af situationerne med effektmangel også være effektmangel i Midtsverige (prisområdet SE3), hvilket i nogle tilfælde påvirker muligheden for at importere effekt fra Sverige.

	Effektminutter (min./år)	EEU (MWh)	LOLE (timer/år)	Leveringssikkerhed
2025	11	340	0,6	99,9979%
2030	42	1373	2,5	99,9921%

Tabel 1: *Referencesituationen i 2025 og 2030. Betydningen af indikatorerne for effekttilstrækkelighed er forklaret i Bilag .*

I Redegørelsen for elforsyningssikkerhed 2017 var forventningerne, at en gennemsnitsforbruger i 2025 kunne blive afbrudt på grund af effektmangel i 33 minutter. Med følgende tiltag kan dette niveau reduceres til 11 minutter:

- Importkapaciteten fra Sverige er øget i specifikke driftssituationer.
- Øget fokus på den tidsmæssige planlægning og koordinering af revisionsarbejde på produktionsanlæg, udlandsforbindelser og internt net.
- Mulig opgradering af 132 kV luftledningen mellem station Stasevang og station Teglsstrupgård i Nordsjælland sammen med reinvesteringen af forbindelsen. Opgraderingen vil fjerne en flaskehals i nettet, således at importkapaciteten kan øges i visse driftssituationer, hvor nettet ikke er intakt. Det forventes at kunne gennemføre opgraderingen i 2021⁷, og effekten af denne er indregnet i forventningerne til effekttilstrækkeligheden.

Den faldende effekttilstrækkelighed, som følge af udfasning af termisk kraftværkskapacitet, vil i nogen grad blive opvejet af øget vind- og solkraftkapacitet. Men da vinden ikke blæser, og solen ikke skinner i takt med forbruget, forventes den øgede kapacitet ikke fuldt ud at erstatte den mistede termiske kraftværkskapacitet.

4.2 Udvikling af elmarkedsmodellen

Den nuværende elmarkedsmodel har siden liberaliseringen af elmarkedet medvirket til at optimere anvendelsen af eksisterende infrastruktur samt produktionsanlæg, og herigennem sikret balance mellem forbrug og produktion. Det er elhandlernes ansvar at indkøbe den strøm, som deres kunder vil bruge på et givet tidspunkt, og det er producenterens ansvar at levere den strøm de sælger i markedet. Lidt populært kan man sige, at hvis markedsaktørerne lykkes med dette i alle tidsdimensioner i markedet, så er der fuld effekttilstrækkelighed til stede.

Elmarkedet kan indrettes på forskellig vis til at understøtte dette. Her er det et fundamentalt valg, hvorvidt man vil lave særskilte markedsløsninger for tilstedeværelsen af tilstrækkelig kapacitet (i form af kapacitetsmarkeder), eller om man vil anvende den såkaldte energy-only markedsmodel. I sidstnævnte model skal højere priser i situationer med knaphed, drive investeringer i ny produktionskapacitet eller forbrugsfleksibilitet.

Det danske elmarked er i dag baseret på en energy-only markedsmodel. Det samme gælder resten af Norden samt Tyskland og Holland, mens man fx i Frankrig og England har indført særskilte markeder for kapacitet (produktion eller forbrugsfleksibilitet). I en række af marke-

⁷ Uden opgraderingen af forbindelsen mellem Stasevang og Teglsstrupgård reduceres effekttilstrækkeligheden til 21 effektminutter i 2025 og 79 effektminutter i 2030.

derne, hvor energy-only modellen anvendes, er der indført strategiske reserver. Disse er implementeret, så de ikke forvrider prissignalerne fra energy-only markedet, da de først aktiveres, såfremt de almindelige elmarkeder ikke kan skabe balance mellem forbrug og produktion. Det er i alle lande ambitionen, at de strategiske reserver skal være midlertidige overgangsløsninger indtil markedet kan levere en høj forsyningssikkerhed uden det sikkerhedsnet, som de strategiske reserver skaber.

Energinets Markedsmodel 2 projekt konkluderede i 2015, efter et grundigt analysearbejde med bred inddragelse af elmarkedets interessenter, at energy-only modellen – evt. suppleret med en strategisk reserve, er den mest effektive løsning i en dansk kontekst. Energikommissionen nåede frem til den samme konklusion i sine anbefalinger til fremtidens energipolitik, der blev udgivet i 2017. Energikommissionen lagde ligesom konklusionerne fra Markedsmodel 2 op til gennemførelse af en række markedsreformer, der skal understøtte elmarkedets evne til at levere høj forsyningssikkerhed til lave omkostninger.

Dette falder godt i tråd med den europæiske udvikling, hvor et fælles design af energy-only markedsmodellen, aktuelt implementeres gennem EU-forordninger (netregler). I forlængelse heraf forhandles der nye initiativer på europæisk plan i regi af arbejdet med Clean Energy Package, hvor der sættes nyt fokus på behovet for at understøtte en effektiv grøn omstilling og elforsyningssikkerheden, via et robust og fleksibelt elmarked med bl.a. øget fleksibilitet fra forbrugssiden af markedet.

De europæiske netregler, og en række nationale initiativer, har således på forskellig vis initieret en række markedsreformer, der samlet set i de kommende 5 år forventes at understøtte udviklingen af et velfungerende, fleksibelt og effektivt elmarked, der kan levere høj forsyningssikkerhed.

Konkrete reformer til udvikling af elmarkedet i de kommende år tæller blandt andet:

- Implementering af øgede prislofter i day-ahead og intradaymarkedet, der skal styrke prissignalerne på både produktions- og forbrugssiden af elmarkedet, og derigennem sikre, at elmarkedets aktører balancerer forbrug og produktion.
- En reform af ubalanceafregningen, så denne bedre afspejler omkostninger ved balancering af systemet, også i pressede markedssituationer, samt indførelse af en tidsopløsning på 15 min.
- Omfattende reformer af systemydelsesmarkederne bl.a. reduktion af budstørrelser og integration i nye nordiske og europæiske handelsplatforme. Samlet set, vil det reducere barrierer for nye aktører, og bidrage til klare prissignaler på i systemydelsesmarkederne.
- Indfasning af timeafmålte elmålere og timeafregning af elforbrugere, der skal sikre, at alle elforbrugere kan blive afregnet efter deres faktiske timemæssige elforbrug, og at elhandlerne vil blive holdt ansvarlig for deres kunders faktiske forbrug i alle situationer.
- Engrosmodel og DataHub, der ændrer rollerne i elmarkedet og understøtter udvikling af nye produkter og services til elforbrugere, herunder forretningsmodeller, hvor elforbrugere kan få fordel af at bidrage direkte til forsyningssikkerheden gennem fleksibel adfærd.
- Nye metoder for anvendelse af kapaciteten på udlandsforbindelserne, der skal sikre mere effektiv anvendelse af den faktiske kapacitet, herunder i pressede effektsituationer.

Derudover har Energinet senest iværksat et målrettet projekt, der sigter mod at fremme aktiv og fleksibel markedsdeltagelse fra forbrugssiden af elmarkedet. Resultatet af projektets fase 1 i 2018 munder ud i et diskussionsoplæg, som skitserer nye markedstiltag og samtidig holder disse tiltag op imod de potentialer, der forventes at realiseres. Dette skal drøftes og videreudvikles med danske og internationale markedsaktører i efteråret 2018, hvorefter konkrete implementeringsinitiativer vil blive fastlagt.

Det forventes at de markedsreformer, som bliver implementeret i de kommende år, vil give en betydelig effekt ift. at udvikle incitamenterne, for at markedets aktører i alle situationer sikrer balancen mellem produktions- og forbrugssiden af elmarkedet – og dermed effekttilstrækkeligheden. Størrelsen og potentialet ift. den konkrete effektudfordring i Østdanmark er dog endnu for tidlig at vurdere.

Det skyldes bl.a. at der i de kommende år forventes at ske en række regulatoriske og teknologiske ændringer i og omkring elmarkedet, der har stor betydning for effekten af markedstiltagene. Dette er fx nye digitale løsninger til styring af både husholdninger og industrielle anlæg, ændringer af elafgifter, øget anvendelse af batteriløsninger m.v.

Energinet arbejder målrettet på at realisere de igangværende markedsreformer, ligesom nye initiativer for at sikre øget fleksibilitet både fra produktions- og forbrugssiden samt fra nye lagringsteknologier, vil blive igangsat over de kommende år. Timingen og størrelsen af effekten af disse markedstiltag gør dog, at der stadig frem mod 2030, vil være en stigende risiko for at mangle effekt i Østdanmark, hvis ikke der implementeres et eller flere overgangstiltag.

4.3 Ny elforsyningslov

Energistyrelsen arbejder på en ny elforsyningslov, hvori Energi-, Forsynings- og Klimaministeren bemyndiges til at fastsætte niveauet for forsyningssikkerhed. Hidtil har Energinet haft ansvaret for at fastsætte og sikre niveauet for forsyningssikkerheden, hvilket var udtrykt i Energinets strategi 2014-17 i form af et måltal om, at det forventede niveau for afbrud ikke måtte overstige 5 effektminutter, hvilket svarer til niveauet i 2013. Det er ukendt, hvad den fremadrettede målsætning for forsyningssikkerhed fastsættes til og præcis hvilken proces, der vil lede frem til fastsættelsen. Det er dog forventningen, at der vil gå en periode, inden et konkret niveau vil blive fastlagt, og at det vil ske på baggrund af Energinets anbefaling til niveau.

4.4 Europæisk udvikling vedr. strategiske reserver

EU's konkurrencemyndighed (DG COMP) godkendte i februar 2018 seks nye kapacitetsmekanismer, heraf to strategiske reserver i henholdsvis Tyskland og Belgien⁸. En strategisk reserve skal notificeres til og godkendes af DG COMP i henhold til de europæiske statsstøttere regler.

Godkendelserne kommer i forlængelse af DG COMP's sektorundersøgelse af kapacitetsmekanismer fra 2016. Undersøgelsen har bl.a. fokus på de krav, der stilles for statsstøttegodkendelse af kapacitetsmekanismer. Centrale krav for strategiske reserver er, at der skal være: 1) et kvantificerbart og klart identificeret forsyningssikkerhedsbehov; 2) et midlertidigt forsyningssikkerhedsproblem; og 3) et reserve-design, der minimerer markedsforvridningen, herunder giver alle relevante teknologier mulighed for at deltage, også forbrugsfleksibilitet. DG COMP understreger, at strategiske reserver betragtes som et midlertidigt værktøj til brug under fx

⁸ En kapacitetsmekanisme er et tiltag, der sikrer aktører på elmarkedet en indtægt alene for at stille kapacitet til rådighed i tilfælde, hvor der opstår behov. En strategisk reserve er en form for kapacitetsmekanisme. Det kan fx være et kraftværk reserveret mod betaling, som kan aktiveres, hvis markedet ikke leverer tilstrækkelig effekt til at dække efterspørgslen.

implementering af markedsreformer, der løser det underliggende problem med manglende investeringsincitamenter i markedet.

Energistyrelsen og Energinet undersøgte i 2015 muligheden for at indføre en strategisk reserve i Østdanmark i 2016-2018. Da DG COMP udmeldte, at de sandsynligvis ikke kunne godkende tiltaget, blev udbuddet stoppet lige inden underskrivelse. En af grundene var, at DG COMP ikke havde fastlagt en linje for, hvornår en strategisk reserve kunne godkendes. Konkret kom det til udtryk ved, at DG COMP ikke mente, at tiltagets omfang var proportionelt med forsyningssikkerhedsudfordringen. Der blev ligeledes stillet spørgsmålstejn ved, om designet af reserven i tilstrækkeligt omfang minimerede markedsforvridningen. Siden denne dialog har DG COMP nu godkendt andre landes strategiske reserver, og dermed fastlagt en linje for godkendelser.

4.5 Interessentbillede

I forbindelse med dialogen omkring Energinets rammer, har det været et eksplicit ønske, at Energinet skal se endnu bredere på mulige løsninger, og ikke alene fokusere på infrastruktur-løsninger. Energinet arbejder på at eftersøge og udvikle de samfundsøkonomisk mest optimale tiltag til opretholdelse af forsyningssikkerheden mm., og betragter til det formål såvel investeringer i infrastruktur som markedsløsninger med henblik på at skabe mere fleksibilitet, forbedre markedsfunktionaliteten og reducere de samlede omkostninger til elforsyningen.

I tillæg hertil arbejder Energinet mere generelt på at øge transparensen i beslutningsprocesserne, med henblik på at kunne indgå i en kvalificeret og oplyst dialog med ejer samt elsystemets interessenter om en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig og markedsunderstøttende udvikling af elsystemet.

5. Alternativer

Energinet har analyseret en række alternative løsninger til at forbedre effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Alternativerne skal sikre, at der enten etableres adgang til mere produktionskapacitet via øget transmissionsnet, eller at der sker en højere grad af tilpasning mellem forbrug og produktion. Energinet har derfor undersøgt både markedsløsninger og infrastruktur-løsninger. Den samfundsøkonomiske vurdering i afsnit 6 sammenligner en strategisk reserve, som er den foretrukne markedsløsning med en 600 MW HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark.

5.1 Strategisk reserve i 5 år fra og med 2025

Energinet vurderer, at der ved anvendelse af produktionsenheder á 25 MW er brug for ekstra effekt på i alt ca. 150 MW i 2025, og ca. 425 MW i 2030 for at fastholde effekttilstrækkeligheden på 5 effektminutter. Mange små enheder vil generelt give større sikkerhed for levering end få store enheder.

En strategisk reserve indføres ved at gennemføre udbud, der sigter mod at sikre Energinet adgang til produktionskapacitet eller forbrugsafkobling i en afgrænset periode, som kan aktiveres i tilfælde af effektmangel⁹. En strategisk reserve kan tilpasses i omfang i forhold til behov og omkostninger på baggrund af de indkomne bud.

Når et produktionsanlæg indgår i en strategisk reserve, opgiver ejeren af anlægget retten til frit at disponere over sit kraftværk, og overdrager retten hertil, til Energinet. En strategisk reserve

⁹ EU's konkurrencemyndigheder vil formentlig forlange, at designet af en strategisk reserve indrettes sådan, at fleksibelt forbrug fx i form af afbrydeligheds løsninger kan deltage i reserven.

vil ikke indgå i markedet på samme vilkår som øvrige aktører. Eksempelvis forventes reserven kun at byde ind i markedet til markedets maksimumspriser. Af den årsag vil en strategisk reserve ikke påvirke prisdannelsen i markedet.

Fordelen ved at indføre en strategisk reserve fra 2025 er, at det er et tidsbegrænset tiltag til fastholdelse af effekttilstrækkeligheden, som dermed også giver en begrænset påvirkning af markedet. Energinet skal sideløbende med indførelse af den strategiske reserve vurdere, hvorvidt effekten af øget nordisk driftssamarbejde og markedsreformer, er tilstrækkelig til at sikre effekttilstrækkeligheden efter udløb af den strategiske reserve, eller om der på et tidspunkt bliver behov for at etablere fx en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark. Det vil også blive undersøgt, om den strategiske reserve kan forlænges i tilfælde af, at det til den tid vurderes nødvendigt og hensigtsmæssigt.

5.1.1 Risici

I forbindelse med indførelse af en strategisk reserve, er der følgende risici:

- EU Kommissionen opstiller betingelser for en godkendelse, som enten ikke kan opfyldes eller som medfører, at den forventede virkning af en strategisk reserve ikke kan opnås.
- Det er ikke muligt at fremskaffe den ønskede kapacitet.
- Manglende godkendelse fra Energi- Forsynings- og Klimaministeren.

På baggrund af de godkendelser, EU Kommissionen har givet i februar 2018, forventes det, at der bliver stillet betingelser om, at der skal være et objektivi behov i en tidsbegrænset periode, samt at en strategisk reserve er teknologineutral og designes, så forvridningen af elmarkedet minimeres. Det er Energinets vurdering, at dette kan opfyldes i forhold til effektsituationen i Østdanmark. Bl.a. kan der efter Energinets opfattelse argumenteres for, at der er behov for en strategisk reserve som en forsikring mod en række "realistiske worst case"-hændelser. Der er på trods heraf en risiko for, at der alligevel ikke kan opnås en godkendelse på tilfredsstillende betingelser.

Derudover vil der være en risiko for, at det ikke er muligt at fremskaffe tilstrækkelig kapacitet, hvilket først kan afklares, når Energinet har afprøvet markedet ved at gennemføre et udbud. Energinet forventer dog, at der vil være kraftværker, der vil byde ind med tilstrækkelig effekt i takt med, at dele af den eksisterende produktionskapacitet tages ud af spotmarkedet, fx pga. udfasning af grundbeløbet.

Konsekvenserne af ovenstående risici kan være, at der må igangsættes andre tiltag for at fastholde effekttilstrækkeligheden.

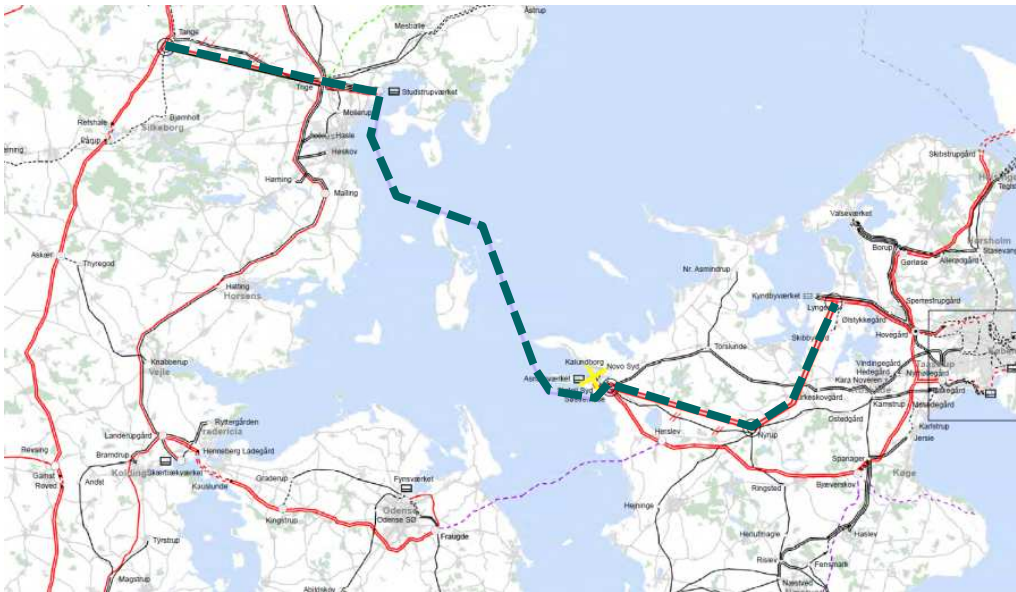
Der er desuden en risiko for, at Energi-, Forsynings- og Klimaministeren vurderer, at der ikke er behov for tiltag til fastholdelse af effekttilstrækkeligheden eller, at omkostningerne er for høje, hvilket vil føre til, at Energinet ikke kan opnå en godkendelse af indførelse af en strategisk reserve.

5.2 Etablere en 600 MW HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark

I dette alternativ etableres en 600 MW HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark. Energinet har vurderet, at en sådan forbindelse skal tilsluttes ved Studstrupværket ved Aarhus og ved Asnæsværket ved Kalundborg. Sammen med forbindelsen, er det nødvendigt at forstærke

det interne net i både Vest- og Østdanmark, ved etablering af en 400/150 kV kombi luftledning mellem station Tange og station Trige, samt en 400 kV to-systems luftledning mellem Asnæs-værket og Kyndbyværket via station Nyrup, der ombygges til 400 kV.

HVDC forbindelsen inklusive netforstærkninger etableres til idriftsættelse i 2025 og vil herefter have 40 års levetid. Figur 1 viser netstrukturen efter etableringen. Den foreslåede netstruktur vil ud over at fastholde effektilstrækkeligheden også forstærke Roskildesnittedet samt medføre mulighed for at gennemføre reinvestering af 400 kV luftledningerne på Vestsjælland uden at skulle begrænse kapaciteten på udlandsforbindelserne. Derudover giver netstrukturen mulighed for at indpasse yderligere vindproduktion i det østdanske elnet. Det bemærkes, at kun meromkostningerne¹⁰ til indpasning af HVDC forbindelsen mellem Vest- og Østdanmark i det indenlandske net, er medregnet i de samfundsøkonomiske beregninger i afsnit 6.



Figur 1: Etablering af en DC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark inkl. interne netforstærkninger. De nye forbindelser er markeret med en mørkegrøn stiplede streg.

Fordelen ved at etablere en HVDC forbindelse Vest- og Østdanmark er, at det giver en høj grad af sikkerhed for at opnå den forventede virkning i hele anlæggets levetid.

5.2.1 Risici

I forbindelse med etablering af en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark er der følgende risici:

- Manglende opnåelse af § 4 godkendelse.
- Reduktion af produktionskapacitet i Østdanmark.
- Reduceret effektbehov på grund af øget nordisk driftssamarbejde samt kommende og igangværende markedsreformer.

Der er risici forbundet med at etablere en infrastrukturløsning. Dels kan det vise sig vanskeligt at opnå en § 4 godkendelse fra Energistyrelsen til etablering af en forbindelse, når en markeds-løsning i form af en strategisk reserve er vurderet at have færre samfundsøkonomiske omkost-

¹⁰ Hvis den foretrukne HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark etableres med tilhørende forstærkninger i det indenlandske elnet, vil det være muligt at reducere andre forstærkningsbehov i det indenlandske elnet. De samfundsøkonomiske beregninger indregner nettoeffekten heraf.

ninger. Derudover vil etablering af en forbindelse også medføre etablering af nye luftledninger, hvilket kan medføre borgermodstand, der kan gøre projektet vanskeligt at gennemføre til estimeret tid og økonomi.

Udover risici i godkendelsesfasen, vil en realiseret forbindelse mellem Vest- og Østdanmark medføre et ændret prisbillede i Østdanmark forventeligt i form af lavere priser. Mens dette vil være til fordel for forbrugerne, vil det sætte producenterne under pres. Estimering af dækningsbidraget for producenter viser, at de faldende elpriser vil reducere dækningsbidraget, hvilket i værste fald kan bidrage til at lukke centrale kraftværksblokke. Dermed forværres og ikke forbedres risikoen for at mangle effekt i Østdanmark, hvilket ellers var hensigten med at etablere forbindelsen.

Omvendt kan det pågående nordiske driftssamarbejde og igangværende markedsreformer reducere effektbehovet, og dermed også behovet for at importere effekt til Østdanmark. I det tilfælde kan en HVDC forbindelse være en stor anlægsinvestering set i forhold til problemets omfang.

5.2.2 Alternative infrastrukturløsninger

De øvrige undersøgte alternativer til etablering af ny transmissionskapacitet omfatter:

- Etablering af en 600 MW DC forbindelse fra Vestsjælland til Fyn parallelt med den eksisterende Storebæltsforbindelse. Dette alternativ er fravalgt dels pga. højere anlægsomkostninger (ca. 200 mio. DKK) og dels pga. af et ledsaget behov for forstærkning af nettet hen over Fyn, hvilket vurderes at være vanskeligt at få godkendt.
- Etablering af en 600 MW DC forbindelse fra Midtsjælland til Polen. Dette alternativ er fravalgt, da europæiske studier af effekttilstrækkeligheden viser, at Polen er blandt de lande i Europa, der har den dårligste effekttilstrækkelighed.
- Etablering af en 600 MW DC forbindelse fra Midtsjælland til Tyskland (Kontek 2). Dette alternativ er fravalgt, da en sådan forbindelse ikke vil forbedre effekttilstrækkeligheden i de tilfælde, hvor der er effektmangel i Tyskland, hvilket ifølge Energinets analyser, udgør halvdelen af situationerne med effektmangel i Østdanmark. Dertil er der ikke ønske om en sådan forbindelse fra tysk side.
- Etablering af en 600 MW DC forbindelse fra Nordsjælland til Midtsverige (omkring Göteborg). Dette alternativ er fravalgt, da den Nordiske Netudviklingsplan 2017 ikke konkluderer, at der er behov for en forstærkning af dette snit, og at det samfundsøkonomisk ikke er den mest rentable forstærkning over Øresund.
- Etablering af en AC forbindelse over Øresund fra København til Malmø-området. Dette alternativ er fravalgt i dette beslutningsgrundlag, da en forbindelse til Sverige tidligst forventes at kunne etableres i 2030, bl.a. fordi erfaringer viser, at myndighedsgodkendelser i Sverige kan tage op mod 10 år. Alternativet skal dog undersøges nærmere i et fælles studie med Svenska Kraftnät, der vil blive præsenteret i den Nordiske Netudviklingsplan 2019. Formålet med en sådan forbindelse vil være at øge handelskapaciteten samt medvirke til at forsyne København. En udbygning af kapaciteten mod Sverige vil dog også forbedre effekttilstrækkeligheden i Østdanmark, men omfanget afhænger af det konkrete design af en ny forbindelse.

6. Samfundsøkonomisk vurdering

Analyserne i dette afsnit baserer sig på Energinets Analyseforudsætninger fra 2017. Værdien og effekten af at etablere udlandsforbindelser, belyses ved hjælp af Poyry's spotmarkedssimu-

leringsprogram BID. Energinets FSI model anvendes til at vurdere tiltagenes bidrag til den østdanske effekttilstrækkelighed.

6.1 Sammenfatning

Den samfundsøkonomiske vurdering viser, at en strategisk reserve er det billigste tiltag til at sikre effekttilstrækkeligheden på kort sigt. Dertil kommer, at en strategisk reserve giver mulighed for, at et øget driftssamarbejde og markedsreformer, kan overflødiggøre en evt. anlægsinvestering til fastholdelse af effekttilstrækkeligheden, hvorved de samfundsøkonomiske omkostninger ikke øges yderligere. Hvis det senere besluttet at sikre den langsigtede effekttilstrækkelighed ved at etablere en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark, vil en udskydelse til eksempelvis 2030 ved brug af en strategisk reserve i en periode også reducere de samlede samfundsøkonomiske omkostninger til at fastholde effekttilstrækkeligheden.

Både den strategiske reserve og en ekstra forbindelse mellem de danske elprisområder vil reducere risikoen for at mangle effekt. Men med de nuværende forventninger til anlægsinvestering, behovet for interne netforstærkninger, markedseffekter og effektbidrag fra en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark vurderes en strategisk reserve for perioden 2025-2029 at være samfundsøkonomisk mest fordelagtig.

6.1.1 Effekttilstrækkelighed

Risikoen for at mangle effekt forventes at stige med tiden. Hvis effektbehovet eksempelvis vurderes ud fra Energinets tidligere målsætning på 5 effektminutter, vil der i 2025 mangle ca. 150 MW og i 2030 ca. 425 MW for at leve op til målsætningen. Det skal dog bemærkes, at Energinet aktuelt ikke har et konkret mål for forsynings sikkerheden, og at det er Energi-, Forsynings- og Klimaministeren, der beslutter niveauet.

Effektbehov og alternativernes bidrag hertil (behov er baseret på at opnå 5 effektminutter)	Ref (behov)	DK1-DK2 2025-2064 600 MW	Strategisk Reserve 150 MW 2025 425 MW 2030
2025	150	150	150
2030	425	350 ¹¹	425

Tabel 2: Forventet effektbehov i Østdanmark og alternativernes bidrag hertil.

Både en strategisk reserve og en ekstra forbindelse mellem de to danske prisområder vil bidrage positivt til effekttilstrækkeligheden i Østdanmark. Forbindelsen vil give mulighed for at importere yderligere 600 MW fra Vest- til Østdanmark. Energinets analyser viser, at forbindelsen i gennemsnit vil bidrage med ca. 350 MW i de timer, hvor der er behov for effekt. Det dækker både over perioder, hvor forbindelsen leverer 600 MW og perioder, hvor den leverer 0 MW, men også over timer, hvor der kun er behov for eksempelvis 200 MW. Hvis behovet i alle timer var større end 600 MW ville effektbidraget være højere. De to tiltags bidrag til at opretholde effekttilstrækkeligheden på 5 min, er angivet i Tabel 2.

Hvor stor forskel, der vil være på de to tiltags effektbidrag, afhænger af sandsynligheden for, at der er effekt at hente, når der er behov herfor. Består de strategiske reserver af flere små en-

¹¹ Energinets analyser viser, at forbindelsen i gennemsnit vil bidrage med ca. 350 MW i de timer, hvor der er behov for effekt. Det dækker både over perioder, hvor forbindelsen leverer 600 MW og perioder, hvor den leverer 0 MW, men også over timer, hvor der kun er behov for eksempelvis 200 MW.

heder fremfor færre store enheder, vurderes der, at være større sandsynlighed for at kunne hente effekt, når der er behov for det¹².

Volumen på den strategiske reserve er konstrueret således, at den reducerer risikoen for at mangle effekt til 5 effektminutter i både 2025 og 2030. I stedet varierer den i omfang, så den i 2025 er 150 MW og i 2030 er 425 MW. En HVDC forbindelse på 600 MW mellem Vest- og Øst-danmark vil i 2025 reducere effektminutterne til 1 minut og i 2030 til 8 minutter.

DK2, effekttilstrækkelighedsindikatorer	Ref	DK1-DK2 2025-2064 600 MW	Strategisk Reserve 150 MW 2025 425 MW 2030
Effektminutter (min/år)			
2025	11	1	5
2030	42	8	5
EUE (MWh/år)			
2025	340	42	150
2030	1.373	254	168
LOLE (timer/år)			
2025	0,6	0,1	0,3
2030	2,5	0,5	0,3
Leveringssikkerhed			
2025	99,9979%	99,9997%	99,9991%
2030	99,9921%	99,9985%	99,9990%

Tabel 3: Nøgletal for effekttilstrækkelighed i DK2.

6.1.2 Analyse

En midlertidig strategisk reserve og en investering i en HVDC forbindelse er to meget forskelligartede tiltag. Den strategiske reserve er fleksibel og kan reguleres og tilpasses effektbehovet, mens en anlægsinvesterings effektbidrag vil være det samme over levetiden, der forventes at være 40 år.

For at gøre det muligt at sammenligne tiltagene, er det valgt at se på langsigtede nutidsværdibetragtninger, der alle baserer sig på perioden 2025-2064, både hvad angår samfundsøkonomiske nettogevinster, samt gennemsnitlige samfundsøkonomiske omkostninger til at opretholde effekttilstrækkeligheden. De langsigtede alternativer, der sammenlignes med reference-situationen er:

- Strategisk reserve fra og med 2025 til og med 2029 og efterfølgende 600 MW HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark fra og med 2030.
- 600 MW HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark fra og med 2025.
- Strategisk reserve fra og med 2025 og 40 år frem.

Den strategiske reserve i 40 år forventes ikke at være et realiserbart alternativ og er alene medtaget for sammenlignelighedens skyld. Af samme årsag vises også to kortsigtede alternativer for indførelse af en strategisk reserve på henholdsvis 5 og 10 år.

¹² I beregninger er det antaget, at den strategiske reserve består af enheder på 25 MW.

Sammenligningen af disse alternativer gør det muligt at finde det samfundsøkonomisk billigste alternativ til at fastholde effekttilstrækkeligheden og samtidig sikre, at det kortsigtede tiltag (indførelse af en midlertidig strategisk reserve) ikke forøger de samlede omkostninger ved senere at gennemføre et mere langsigtet tiltag.

National samfundsøkonomi

En strategisk reserve på 150 MW i 2025 stigende til 425 MW i 2030 og en ekstra 600 MW HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark, skaber stort set samme nutidsvægtede samfundsøkonomiske værdi af effekttilstrækkeligheden over 40 år. Hvis man eksempelvis indregner en samfundsøkonomisk værdi for ikke-leveret energi på 150 DKK/kWh, svarende til den forbrugsvægtede værdi for Value of Lost Load¹³, vil både den strategiske reserve, som den er konstrueret i omfang og en forbindelse mellem Vest- og Østdanmark bidrage med nutidsvægtede samfundsøkonomiske nettogevinster på ca. 2,5 mia. DKK over 40 år. Sammenligningen af tiltagene kan derfor laves som en form for cost-effective analyse set i forhold til effekttilstrækkeligheden.

Samfundsøkonomiske elementer uden indregning af effekttilstrækkelighed (nutidsværdi i mio. DKK)	Ref	Strategisk reserve 2025-2029 5 år	Strategisk reserve 2025-2034 10 år	Strategisk reserve 2025-2029 DK1-DK2 2030-2064 40 år		Strategisk reserve 2025-2064 40 år
				DK1-DK2 2030-2064 40 år	DK1-DK2 2025-2064 40 år	
Samfundsøkonomiske elementer uden indregning af effekttilstrækkelighed (nutidsværdi i mio. DKK)						
Antal år						
Samfundsøkonomiske gevinster						
Handelsgevinster	0	0	0	287	355	0
Transitkompensation	0	0	0	21	26	0
SK4-aftale	0	0	0	0	-3	0
Nødstart	0	0	0	0	0	0
Systembærende egenskaber	0	0	0	0	0	0
Samfundsøkonomiske gevinster før indregning af effekttilstrækkelighed	0	0	0	307	379	0
Samfundsøkonomiske omkostninger						
Investering	0	270	639	1.773	1.829	1.832
Drift og vedligehold	0	0	0	0	0	0
Interne netforstærkninger	0	0	0	628	764	0
Reserver	0	0	0	0	0	0
Nettab (minus VL, Cobra, SK pga. implicit)	0	0	0	234	292	0
Udetid	0	0	0	6	7	0
Samfundsøkonomiske omkostninger i alt	0	270	639	2.641	2.892	1.832
Samfundsøkonomiske nettogevinster før indregning af effekttilstrækkelighed	0	-270	-639	-2.334	-2.513	-1.832
Samfundsøkonomiske nettogevinster før indregning af effekttilstrækkelighed med nettoafgiftsfaktor 1,325	0	-358	-846	-3.093	-3.330	-2.427

Tabel 4: Samfundsøkonomiske effekter for Danmark. De skraverede kolonner dækker en 40 årig periode, mens kolonne to kun dækker en 5 årig periode.

De væsentligste omkostninger for samfundet ved at indføre en strategisk reserve eller etablere en forbindelse udgøres af anlægsinvesteringen, og et evt. ændret nettobehov for interne netforstærkninger.

De væsentligste gevinster for det danske samfund udgøres af en forbedret effekttilstrækkelighed og markeds-mæssige gevinster i form af handelsgevinster. Handelsgevinsterne ved etab-

¹³ Beskrives nærmere i Bilag 1 – Value of Lost Load

lering af en ekstra forbindelse mellem Vest- og Østdanmark, er primært et resultat af højere flaskehalsindtægter, og gevinsterne forventes ikke høje nok til at opveje anlægsinvesteringen.

De samfundsøkonomiske gevinster af forbedret effekttilstrækkelighed, er ikke værdisat i angivelsen af de samfundsøkonomiske effekter for Danmark. I stedet anvendes de samfundsøkonomiske nettogevinster til at beregne de gennemsnitlige samfundsøkonomiske omkostninger til at forbedre effekttilstrækkeligheden.

Den samfundsøkonomiske omkostning for en strategisk reserve er antaget til 300.000 DKK/MW pr. år. Dette svarer til de estimerede langsigtede marginale samfundsøkonomiske omkostninger for etablering af ny spidslastkapacitet. Omkostningerne er inklusive omkostninger til nettilslutning, men uden omkostninger til eventuelle afledte interne netforstærkninger.

De faktiske omkostninger for det danske samfund til en strategisk reserve vil naturligt afhænge af, hvilke produktionsanlæg og hvilke forbrugere, der ønsker at deltage som strategisk reserve. Tyskland og Belgien har primo 2018 begge fået godkendt indførelsen af en midlertidig strategisk reserve, hvori der stilles en række krav, som de anlæg, der indgår i en strategisk reserve, skal kunne leve op til. I Tyskland stilles der krav om, at kapaciteten efter udløb af den strategiske reserve ikke må vende tilbage til markedet, og at der afholdes et udbud hvert andet år. I Belgien er det et krav, at de anlæg, der deltager, har søgt om enten permanent lukning eller mølposelægning. Disse krav understøtter umiddelbart, at det er eksisterende kapacitet, som ikke ellers er rentabel, der kan anvendes som strategisk reserve.

Hvis det er eksisterende kapacitet og såkaldte strandede aktiver¹⁴, der bydes ind med, vil der med stor sandsynlighed være tale om lavere omkostninger for det danske samfund. Med udfasningen af grundbeløbet, vil der sandsynligvis være decentrale anlæg, der har forhøjet risiko for at ende som strandede aktiver. Disse anlæg vil måske være interessante at byde ind som strategisk reserve. De samfundsøkonomiske omkostninger vil i dette tilfælde være eventuelle omkostninger til levetidsforlængelse og omkostninger til drift. De afhænger naturligt af anlæggets type og størrelse, men kan forventes at være noget lavere end 300.000 DKK/MWh pr. år.

Samfundsøkonomiske omkostninger til at sikre effekttilstrækkeligheden

Skyggeprisen udtrykker for hvert tiltag den gennemsnitlige samfundsøkonomiske omkostning til at forbedre effekttilstrækkeligheden med 1 kWh i den pågældende periode¹⁵. Denne kan således sammenlignes med VoLL, der udtrykker værditabet for de forbrugere, der oplever energimangel. Ifølge DAMVADs rapport¹⁶ varierer værditabet alt efter hvilke forbrugergrupper, der påvirkes af en afbrydelse, og spænder fra 22 DKK/kWh til 276 DKK/kWh. Den forbrugsvægtede gennemsnitsomkostning ved en længerevarende afbrydelse er ca. 150 DKK/kWh. Skyggeprisen siger intet om risikoen for at mangle effekt, og den skal derfor altid ses i sammenhæng med niveauet af forsyningssikkerhed.

¹⁴ Strandede aktiver dækker kort forklaret over aktiver, som uventet har mistet sin værdi pga. fx teknologisk udvikling, ændrede forbrugerpræferencer eller politiske indgreb.

¹⁵ Skyggeprisen udregnes ved at dividere de nutidsvægtede samfundsøkonomiske nettogevinster med den nutidsvægtede reduktion i ikke-leveret energi (EUE).

¹⁶ DAMVAD 'Analyse af omkostninger ved afbrydelse af elforsyning' juni 2015.

Skyggepris forsyningssikkerhed NPV-vægtet (DKK/kWh)	Ref	Strategisk reserve 2025-2029	Strategisk reserve 2025-2034	Strategisk reserve 2025-2029 DK1-DK2 2030-2064	DK1-DK2 2025-2064	Strategisk reserve 2025-2064
Antal år		5 år	10 år	40 år	40 år	40 år
Skyggepris	0	132	116	148	158	109
Effektminutter (min/år)						
2025	11	5	5	5	1	5
2030	42	42	5	8	8	5

Tabel 5: Skyggepriser og niveau af effekttilstrækkelighed.

Skyggeprisen for en 40 årig strategisk reserve forventes at være ca. 110 DKK/kWh, mens skyggeprisen for en strategisk reserve fra 2025 til 2029 (begge år inklusive) forventes at være ca. 130 DKK/kWh.

Sammenlignes skyggepriserne for perioden 2025-2064 fremgår det, at den strategiske reserve er det samfundsøkonomiske billigste alternativ til at fastholde effekttilstrækkeligheden, og at en udskydelse af en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark, reducerer de samfundsøkonomiske omkostninger til at opretholde effekttilstrækkeligheden, set i forhold til at etablere en forbindelse mellem Vest- og Østdanmark fra og med 2025. Skyggepriserne i Tabel 5 afspejler ikke den reducerede risiko for at mangle effekt, som HVDC forbindelsen vil bidrage med efter 2064. Hvis denne værdi indregnes, vil det reducere skyggeprisen ved først at etablere den strategiske reserve, og efterfølgende etablere HVDC forbindelsen mellem Vest- og Østdanmark, og vil således blot understøtte konklusionen.

Som tidligere nævnt, er de samfundsøkonomiske omkostninger til en strategisk reserve antaget til ca. 300.000 DKK/MW pr. år. Omkostningsniveauet er som beskrevet i afsnittet "National samfundsøkonomi" behæftet med væsentlig usikkerhed og forventes lavere, hvis en strategisk reserve leveres af fx eksisterende decentrale anlæg. Antages omkostningerne i stedet at være fx 150.000 DKK/MW pr. år vil skyggeprisen for alternativerne med en 5- og 10-årig strategisk reserve halveres til ca. 65 og 60 DKK/kWh.

Med de nuværende forventninger til anlægsinvestering, interne netforstærkninger, markedseffekter og effektbidrag fra en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark, vil skyggeprisen for den strategiske reserve være lavere end skyggeprisen for en HVDC forbindelse, set over en 40-årig periode, så længe de samfundsøkonomiske omkostninger for en strategisk reserve er lavere end ca. 450.000 DKK/MW pr. år.

6.1.3 Indpasning af vedvarende energi og konkurrencesituation i elmarkedet

En strategisk reserve forventes ikke at ændre elmarkedets evne til at indpasse vedvarende energi (målt som afkortning¹⁷ af vind). En ekstra forbindelse mellem Vest- og Østdanmark vil alt andet lige forbedre elmarkedets evne til at indpasse vedvarende energi. Men da der i forvejen kun forventes meget lidt markeds-mæssig afkortning i referencen, reduceres den markeds-mæssigt afkortning ikke som følge af, at der etableres en ekstra forbindelse mellem Vest- og Østdanmark. Hvis der kommer mere vind i det danske elsystem end forventet, kan forbindelsen reducere den markeds-mæssige afkortning af vindproduktion.

¹⁷ Afkortning er en markedseffekt, som optræder, når summen af forbrug og eksportmulighed er mindre end summen af vindproduktion og solproduktion og bunden produktion.

En ekstra forbindelse mellem Vest- og Østdanmark vil reducere priserne i Østdanmark, og dermed også reducere markedsværdien af den østdanske vindproduktion. Den markedsmæssige værdi af den vstdanske vindproduktion, vil ikke stige tilsvarende, da priseffekten på de Vstdanske elpriser er marginal.

En strategisk reserve vil ikke indgå i markedet på samme vilkår som øvrige aktører. Eksempelvis forventes reserven kun at byde ind i markedet til markedets maksimumspriser. Af den årsag vil en strategisk reserve hverken påvirke prisdannelsen i markedet eller prisligheden mellem områder.

Ved etablering af en yderligere handelsforbindelse mellem det vstdanske og østdanske elsystem, vil priserne mellem de to danske prisområder blive mere ens, mens priserne mellem Østdanmark og det sydlige Sverige vil blive mindre ens. Prisforskellene mellem de øvrige nabo-områder til Danmark vil være uændrede.

6.1.4 Følsomhedsanalyse

Der er undersøgt en række følsomheder, der påvirker både de samfundsøkonomiske nettogevinster og effekttilstrækkeligheden. Følsomhederne undersøger blandt andet, i hvilke situationer, det vil være samfundsøkonomisk fordelagtigt at etablere en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark i 2025, frem for at indføre en midlertidig strategisk reserve, og først senere etablere en forbindelse. Derfor angives for følsomhederne effekterne for to af de 40 årige alternativer; 1) alternativet hvor der indføres en strategisk reserve fra 2025-2029 og efterfølgende etablere en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark; 2) alternativet hvor der allerede fra 2025 etableres en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark.

Normalvis gennemfører Energinet udover de partielle følsomheder også Monte Carlo simuleringer for at understøtte robustheden med en simultan fremstilling. For denne problemstilling er det interessante, hvorledes skyggepriserne og effektminutterne ændrer sig. Da skyggepriserne og effektminutterne afhænger af både markedsgvinster og reduktionen i ikke-leveret energi, vil det være nødvendigt at lave et omfattende og nyt simuleringsværktøj for at kunne fremstille følsomhederne simultant. Arbejdsomfanget hertil, er vurderet ikke at stå mål med værdien heraf, og er derfor udeladt.

Da der i begge alternativer er en forbindelse mellem Vest- og Østdanmark i 2030 er effekten på effektminutterne den samme for de to alternativer. Skyggepriserne repræsenterer både ændringer i de markedsmæssige gvinster, og ændringer i de forsyningssikkerhedsmæssige gvinster. Effektminutterne angiver niveauet af effekttilstrækkelighed for følsomheden ved gennemførelse af hvert alternativ.

Der medtages i dette afsnit følsomheder, hvor skyggepriserne eller effektminutterne i 2025 ændres væsentligt. Ud over de anførte følsomheder, er der gennemført en række følsomheder, der bl.a. vedrører brændselspriser og ændringer i forbrug, og produktionssammensætningen for hele det europæiske elsystem. Alle undersøgte følsomheder og understøttende forklaringer findes i Bilag 4 – Følsomheder.

Følsomhederne indikerer, at med mindre, der sker væsentlige ændringer i forbrug og produktionskapacitet, vil en strategisk reserve på 150 MW i 2025 være et tilstrækkeligt tiltag til at fastholde effekttilstrækkeligheden i 2025 for langt de fleste følsomheder. Ved at sammenligne skyggepriserne for de to langsigtede alternativer kan man se, at det i de fleste tilfælde er billigst først at indføre en strategisk reserve i en midlertidig periode, og efterfølgende etablere en

HVDC forbindelse, fremfor at etablere HVDC forbindelsen allerede i 2025. Hvis der etableres yderligere datacentre i Vest- og Østdanmark, som forudsat i følsomheden, vil omkostningerne til de to langsigtede 40 årige alternativer være ens.

De følsomheder, der kan øge effektbehovet væsentligt, er, hvis forbruget i Østdanmark stiger, eller hvis der lukker yderligere produktionskapacitet. Er det største centrale reserveanlæg ikke længere driftsklar fra 2025 og frem, øger det risikoen for at mangle effekt, og der kan blive behov for at fremskaffe yderligere reserver. Risikoen for at mangle effekt, når der er fremskaffet 150 MW, forventes at stige fra 5 til 13 effektminutter. Og hvis der eksempelvis kommer datacentre med et effektforbrug på ca. 130 MW i både Vest- og Østdanmark, viser følsomhederne, at det vil øge risikoen for effektmangel i 2025 til 9 effektminutter.

I begge tilfælde vil skyggepriserne falde væsentligt, da der vil være et stort behov for tiltag til at sikre effekttilstrækkeligheden. Af de to følsomheder fremgår det også, at hvis man havde idriftsat en HVDC forbindelse mellem Vest- og Østdanmark, ville risikoen for at mangle effekt i 2025 være på dagens niveau. Modsat er der også følsomheder, der kan reducere effektbehovet. Stiger forbruget mindre, eller bliver forbruget mere fleksibelt, og er der større adgang til produktionskapacitet i Østdanmark, eksempelvis via yderligere forbindelser til udlandet, reduceres risikoen for at mangle effekt. Dermed reduceres effektbehovet, og det kommer til udtryk ved højere skyggepriser.

Det sker eksempelvis, hvis der etableres ekstra kapacitet mellem Østdanmark og Sydsverige eller mellem Østdanmark og Polen. Forbindelserne vil skabe yderligere handelsgevinster til Danmark, men hvis en af de to forbindelser etableres, reduceres effektbehovet så meget, at skyggepriserne stiger.

Risici og følsomhed	Udsving	SR 2025-2029 DK1-DK2 2030-2064 (Skyggepris 148) (5 effektmin i 2025)		DK1-DK2 2025-2064 (Skyggepris 158) (1 effektmin i 2025)	
		Ny Skyggepris	Effektmin 2025	Ny Skyggepris	Effektmin 2025
Mindre termisk produktionskapacitet i DK2	KYV22 (260 MW) ikke driftsklar i 2025 og 2030	57	13	61	3
	KYV22 (260 MW) og 240 MW decentral kapacitet ikke driftsklar i 2025 og 2030	25	34	27	8
Mere termisk produktionskapacitet i DK2	250 MW decentral/central kapacitet driftsklar i 2025 og 2030	330	2	350	0
Ændret forbrug til datacentre i Danmark	Øget datacenterforbrug lige fordelt i både DK1 og DK2 (eksponentiel vækst, COWI)	17	9	17	2
Mere fleksibelt forbrug	100 MW fuldt fleksibelt forbrug i både DK1 og DK2 i 2025 og 2030	245	3	260	1
Mere havvind i DK2 og mindre havvind i DK1 i 2030	600 MW ekstra havvind i DK2 fremfor i DK1 i 2030	207	5	220	1
Ændring i dansk kapacitet til udlandet	600 MW ekstra kapacitet mellem DK2 og Sydsverige i 2030	159	5	179	1

600 MW forbindelse mellem DK2 og Polen etableret i 2030.	528	5	559	1
--	-----	---	-----	---

Tabel 6: Udvalgte følsomheder

7. Selskabsøkonomi

For at etablere en strategisk reserve, skal Energinet lykkes med at opnå regulatorisk godkendelse både nationalt og europæisk, samt gennemføre en udbudsproces. Udviklingsomkostningerne til begge opgaver forventes samlet set at beløbe sig til ca. 12 mio. DKK.

Det er endnu uvist, hvorledes den økonomiske regulering bliver for Elsystemansvar samt for de systemydelse, som Energinet indkøber. Forventningerne er på nuværende tidspunkt, at omkostninger til systemydelse ikke skal inkluderes i en indtægtsramme, men opkræves direkte hos de danske elforbrugere igennem tariffer.

De samlede omkostninger til indkøb af den strategiske reserve er svære at estimere og afhænger af både mængde og pris. Tidligere udbud gennemført af Energinet samt tidligere dialog med aktører på elmarkedet viser et stort spænd på indkøb af kapacitet fra produktionsanlæg på ca. 20.000-350.000 DKK/MW pr. år.

Hvis de gennemsnitlige årlige omkostninger til indkøb af den strategiske reserve svarer til de estimerede langsigtede marginale samfundsøkonomiske omkostninger til etablering af ny spidslastkapacitet anvendt i de samfundsøkonomiske vurderinger, vil omkostningerne til indkøb af den strategiske reserve beløbe sig til 45 mio. DKK i 2025 og 128 mio. DKK i 2030, hvilket vil øge tariffen med 0,11 øre/kWh i 2025 og 0,3 øre/kWh i 2030.

Selskabsøkonomiske omkostning og tarifpåvirkning til indkøb af strategisk reserve		2025	2030
(MW)		150	425
Pris strategisk reserve (DKK/MW pr. år)		Omkostning (mio. DKK) Tarifpåvirkning (øre/kWh)	
75.000	(mio. DKK) (øre/kWh)	11 0,03	32 0,07
150.000	(mio. DKK) (øre/kWh)	23 0,06	64 0,15
225.000	(mio. DKK) (øre/kWh)	34 0,09	96 0,22
300.000	(mio. DKK) (øre/kWh)	45 0,11	128 0,30
375.000	(mio. DKK) (øre/kWh)	56 0,14	159 0,37

Tabel 7: Omkostninger til indkøb af strategisk reserve samt tarifeffekt i 2025 og 2030 for forskellige gennemsnitspriser.

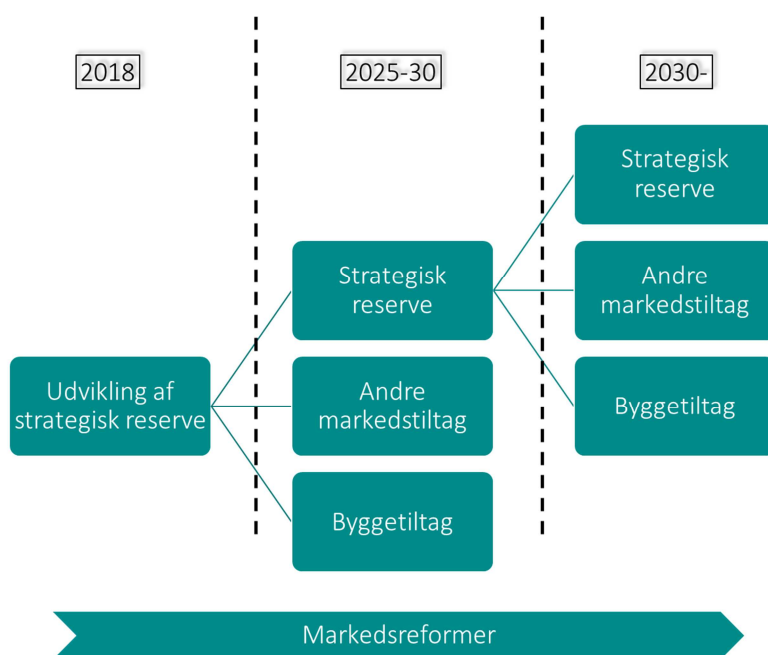
8. Konklusion

Udviklingen i effekttilstrækkeligheden i Østdanmark viser stigende risiko for, at der kan opstå situationer, hvor efterspørgslen efter el ikke kan dækkes. Der er usikkerhed om, hvor stor risikoen er, da øget nordisk driftssamarbejde og igangværende markedsreformer vil påvirke effekttilstrækkeligheden i de kommende år. Tilsvarende er det usikkert, hvorledes elmarkedet vil respondere på hyppigere situationer med effektknaphed. Forventningerne til effekttilstrække-

ligheden er derfor behæftet med betydelig usikkerhed. Usikkerheden om størrelsen af risikoen kalder på en løsning, der dels er fleksibel i forhold til omfang og tidshorisont, og dels har en høj grad af sikkerhed for at kunne levere effekt, når behovet opstår.

En strategisk reserve kan understøtte effektbehovet i en afgrænset periode, hvilket harmonerer godt med bestemmelserne i EU's statsstøtteregler. En tidsafgrænset indførelse af en strategisk reserve giver mulighed for at følge udviklingen i effekttilstrækkelighed over en længere periode. Der vil dermed være mulighed for at igangværende og kommende markedsreformer kan afhjælpe effekttilstrækkeligheden helt eller delvist, så andre tiltag kan afpasses efter dette.

Endelig giver en strategisk reserve mulighed for, at også andre infrastrukturløsninger kan realiseres; fx etablering af yderligere kapacitet mod Sverige. De muligheder, der opnås med at igangsætte udvikling af en strategisk reserve på nuværende tidspunkt, fremgår af Figur 2.



Figur 2: Skitse over muligheder ved at igangsætte udvikling af en strategisk reserve.

De samfundsøkonomiske analyser viser, at det billigste tiltag til fastholdelse af effekttilstrækkeligheden i Østdanmark, er indførelse af en strategisk reserve i en tidsbegrænset periode.

Bilag 1 – Value of Lost Load

Begrebet 'value of lost load'

Da forsyning af energi til forbrugerne er essentielt, har forsyningssikkerheden fået øget opmærksomhed i de forgangne år i Danmark, bl.a. i Energikommisionens anbefalinger til fremtidens energipolitik¹⁸.

I det moderne samfund vil en afbrydelse af energiforsyningen være forbundet med et værditab for de berørte forbrugere. Dette værditab er defineret som 'value of lost load (VoLL)'. I dette notat beskrives kun afbrydelse af elektrisk energi (elektricitet), og ikke øvrige energiformer, selvom begrebet også her kan anvendes.

Værditabet varierer, alt efter hvilke forbrugergrupper, der påvirkes af en afbrydelse af forsyningen. Da der er stor forskel på, hvordan de enkelte parametre påvirker de enkelte forbrugergrupper og individuelle forbrugere, vil VoLL bedst kunne opgøres ud fra en forbrugsvægtet gennemsnitsbetragtning. Det bemærkes, at VoLL ikke nødvendigvis afspejler betalingsvillighed. Fx kan værdien af at undgå afbrydelse i en bank være utrolig høj, men betalingsvilligheden for at købe elektricitet bør ikke kunne overstige omkostningen ved at have egen backupgenerator, der leverer samme forsyning.

VoLL: "Value of lost load" er en økonomisk indikator, der udtrykker omkostningerne ved afbrudt forsyning. VoLL opgøres oftest i DKK/kWh.

Estimerer for 'value of lost load' i Danmark

Da elforsyningssikkerhed i overvejende grad er et kollektivt gode, bør niveauet af elforsyningssikkerhed, teoretisk set, fastsættes efter det samfundsøkonomiske optimum for alle forbrugergrupper. At fastsætte værdien af ikke-leveret energi er dog svært.

En fastsættelse af VoLL bygger ofte på surveys foretaget blandt forskellige forbrugergrupper. Ydermere kan VoLL fastsættes på baggrund af makroøkonomisk teori. Der er dog mange faktorer, som kan spille ind på disse estimerer af omkostningen af ikke-leveret energi. Eksempelvis kan afbrydelsens tidspunkt nævnes, både på døgnet og på året, og ligeledes afbrydelsens varighed og en eventuel varsling.

På baggrund af DAMVAD rapporten¹⁹ estimeres den forbrugsvægtede gennemsnitsomkostning ved en længerevarende afbrydelse ca. 150 DKK/kWh.

Der er fokuseret på fire forbrugergrupper i rapporten, husholdning, landbrug, industri og service. For alle forbrugergrupper stiger VoLL jo længere afbrydelsen varer, indtil en afbrudstid på fire timer. Herefter er VoLL kun svagt stigende eller aftagende. Ligeledes, at helt korte afbrydelser, på ét minut eller mindre, ikke forbundet med omkostninger på nær for forbrugergruppen industri.

For husholdninger er et afbrydelse af en times varighed ikke fundet at være forbundet med omkostninger. Dette kan skyldes, at forbruget ca. 2/3 af døgnet udelukkende er standby forbrug, grundet søvn/hvile og arbejde udenfor hjemmet. Samtidig er omkostningerne oftest begrænsede til gener ved eksempelvis indstilling af hukommelsen på ure og lignende.

¹⁸ Energikommisionens anbefalinger til fremtidens energipolitik, april 2017.

¹⁹ DAMVAD 'Analyse af omkostninger ved afbrydelse af elforsyning' juni 2015.

DAMVAD analyserer ligeledes variation på tværs af døgnet og året samt forskelle på hverdage og weekender/helligdage. Også varsling af afbrydelsen er analyseret, og har vist sig at have en stor betydning på VoLL. På nær forbrugergruppen industri kan VoLL nedbringes med ca. 33 pct. ved en forvarsling på to timer.

Med de mange usikkerhedsparametre kan der ikke fastsættes en eksakt omkostning til ikke-leveret energi. Derimod kan VoLL give et estimat af, hvad den forventelige samfundsøkonomiske værdi af forsyningssikkerhed er, under givende forudsætninger.

Bilag 2 - effekttilstrækkelighedsindikatorer

Effektminutter	Angiver forbrugsvægtede afbrudsminutter, som er bestemt ved ikke-leveret energi (EUE) divideret med det gennemsnitlige timeforbrug i det simulerede år.
EUE (Expected Unserviced Energy)	Angiver ikke-leveret energi pr. år i simuleringerne med inkludering af risiko for blackout. Det vil sige det samlede energiforbrug, som ikke kan dækkes af produktion.
LOLE (Loss Of Load Expectation)	Angiver antallet af timer med effektunderskud.
Leveringssikkerhed	Angiver hvor stor en andel af den ønskede energi en gennemsnitsforbruger vil få. (=1-effektminutter/minutter pr. år)

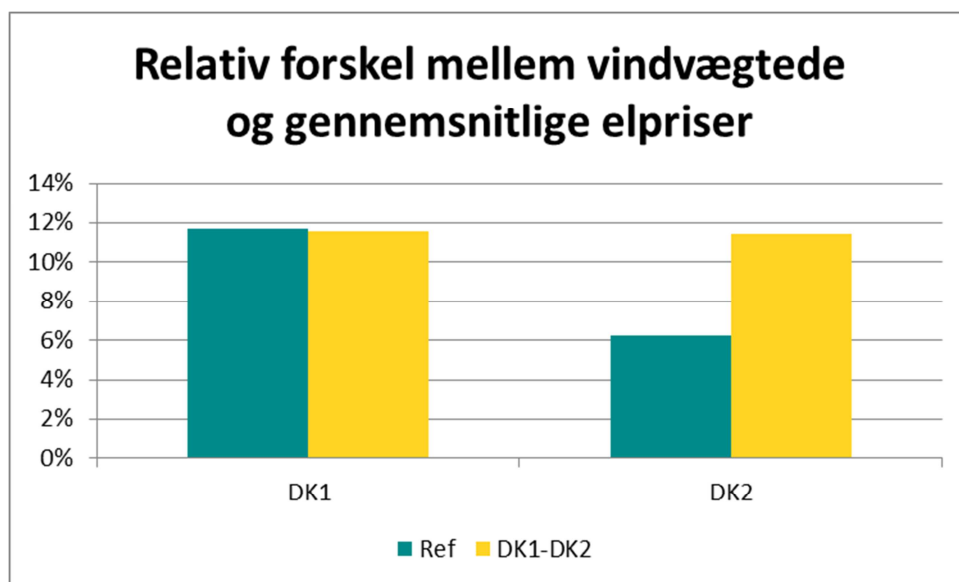
Bilag 3

Indpasning af vedvarende energi

En strategisk reserve forventes ikke at ændre elsystemets evne til at indpasse vedvarende energi, mens en ekstra forbindelse mellem Vest- og Østdanmark vil reducere priserne i Østdanmark, og dermed også reducere markedsværdien af den østdanske vindproduktion.

Den vindvægtede pris er en indikator for omkostningerne til vedvarende energi, mens mængden af afkortet vindproduktion siger noget om, hvor meget vindproduktion, der er plads til i systemet.

Ingen af alternativerne ændrer på mængden af afkortet vindproduktion i Danmark. En strategisk reserve forventes ikke at påvirke de danske vindvægtede priser, da reserven kun vil blive aktiveret i de situationer, hvor der er effektmangel i Østdanmark. Det vil typisk ikke være i timer med høj vindproduktion. Derimod forventes en ny forbindelse mellem Vest- og Østdanmark at reducere de vindvægtede priser i Østdanmark, mens de vstdanske er stort set uændrede.



Figur 3: Difference mellem vindvægtede elpriser og gennemsnitlige elpriser i forhold til den gennemsnitlige elpris for 2030.

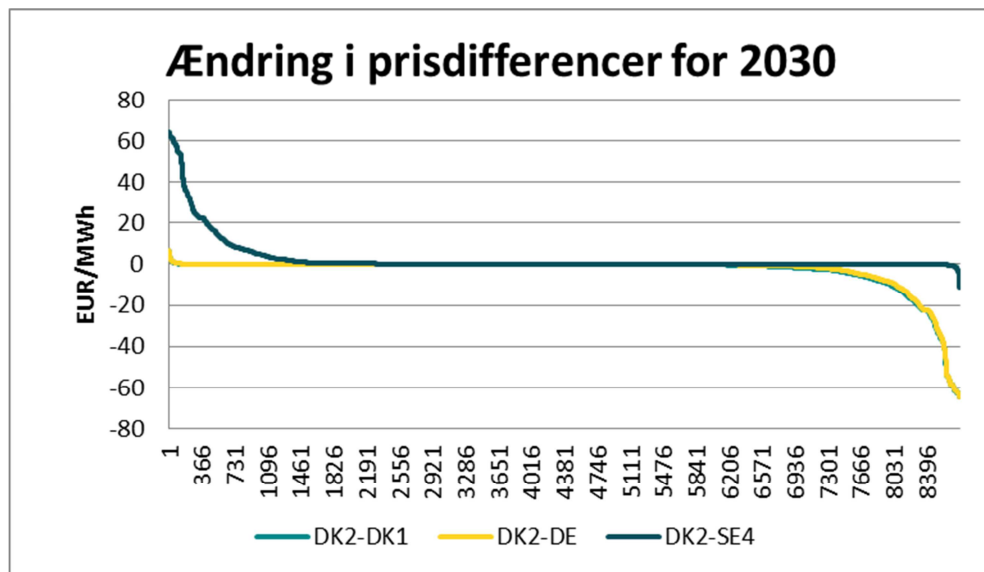
Konkurrencesituation

En forudsætning for at et marked siges at have velfungerende konkurrence, er homogene priser. For elmarkedet anvendes prishomogeniteten på tværs af elmarkedets prisområder, derfor til at vurdere om et tiltag ændrer på konkurrencesituationen.

En strategisk reserve vil ikke indgå i markedet med samme vilkår som øvrige aktører. Eksempelvis forventes reserven kun at byde ind i markedet til markedets maksimumspriser. Af den årsag vil en strategisk reserve ikke påvirke hverken prisdannelsen i markedet eller prishomogeniteten mellem områder.

Ændringerne i prisdifferencen mellem de to danske prisområder indikerer, at priserne i Vest- og Østdanmark vil blive mere homogene ved etablering af en yderligere handelsforbindelse mellem de to prisområder. Modsat indikerer ændringerne i prisdifferencen mellem Østdan-

mark og det sydlige Sverige, at priserne mellem Østdanmark og det sydlige Sverige vil blive mindre homogene. Prisforskellene mellem de øvrige naboømråder til Danmark vil være uændrede.



Figur 4: Ændring i prisdifferencer mellem Østdanmark og naboømråder ved etablering af en forbindelse mellem Vest- og Østdanmark. Negative ændringer indikerer, at elpriserne i de to områder bliver mere homogene og positive ændringer indikerer, at elpriserne i de to områder bliver mindre homogene.

Regionale handelsgevinster

Den strategiske reserve vil ikke påvirke prisdannelsen i det europæiske spotmarked, og ændrer derfor ikke på hverken danske eller regionale handelsgevinster.

En ekstra forbindelse mellem Vest- og Østdanmark vil koble kontinentet og norden endnu tættere sammen. Forbindelsen vil give plads til at fragte mere elektricitet mellem kontinentet og norden, hvilket giver sig til udtryk i øgede handelsgevinster for Tyskland og Sverige. Gevinsterne for Danmark og landende omkring os vurderes dog at være lave sammenlignet med andre infrastrukturprojekter.

Regionale handelsgevinster samlet med hydrokorrektion for Norge og Sverige (nutidsværdi i mio. DKK)	Ref	DK1-DK2 2025-2064	DK1-DK2 2030-2064
Danmark	0	355	287
Sverige	0	1.255	1.040
Storbritannien	0	-55	-44
Tyskland	0	1.029	849
Norge	0	-12	-11
Holland	0	-8	-4
Samlet	0	2.564	2.117

Tabel 8: Regionale handelsgevinster

De europæiske studier indikerer tilsvarende, at der ikke er store regionale handelsgevinster ved en forbindelse mellem Vest- og Østdanmark. I TYNDP 16 vurderes de samlede handelsgevinster (for alle lande) ved en 600 MW forbindelse mellem det Vest- og Østdanmark at være

under 10 mio. EUR pr. år, svarende til under 1 mia. DKK over 40 år, hvis forbindelsen idriftsættes i 2030.

Bilag 4 – Følsomheder

De undersøgte følsomheder er angivet i *Tabel 9* og uddybet Tabel 10. Alle følsomheder er identificeret internt i Energinet og bygger på interne vurderinger.

Risici og følsomhed	Udsving	SR 2025-2029 DK1-DK2 2030-2064 (Skyggepris 148) (5 effektmin i 2025)		DK1-DK2 2025-2064 (Skyggepris 158) (1 effektmin i 2025)	
		Ny Skygge- pris	Effektmin 2025	Ny Skyg- gepris	Effektmin 2025
Ændret tysk netud- bygning	Større kapacitetsbegrænsninger mellem Vestdanmark og Tyskland	148	5	158	1
	Ingen kapacitetsbegrænsninger mellem Vestdanmark og Tyskland	149	5	159	1
Begrænsninger på forbindelser til og fra Sverige	Kapacitetsbegrænsninger på forbindelserne DK1-SE3, DK2-SE4 og SE3-NO1	150	5	160	1
Mindre termisk produktionskapacitet i DK2	KYV22 (260 MW) ikke driftsklar i 2025 og 2030	57	13	61	3
	KYV22 (260 MW) og 240 MW decentral kapacitet ikke driftsklar i 2025 og 2030	25	34	27	8
	AVV2 (545 MW) ikke driftsklar i 2030	41	5	44	1
Mere termisk produktionskapacitet i DK2	250 MW decentral kapacitet driftsklar i 2025 og 2030	330	2	350	0
Ændret forbrug til datacentre i Danmark	Øget datacenterforbrug i DK1 (eksponentiel vækst, COWI)	173	5	188	1
	Mindre datacenterforbrug i DK1 (DK fravælges, COWI)	157	5	166	1
	Øget datacenterforbrug lige fordelt i både DK1 og DK2 (eksponentiel vækst, COWI)	17	9	17	2
Mere fleksibelt forbrug	100 MW fuldt fleksibelt forbrug i både DK1 og DK2 i 2025 og 2030	245	3	260	1
Mere havvind i DK2 og mindre havvind i DK1 i 2030	600 MW ekstra havvind i DK2 fremfor i DK1 i 2030	207	5	220	1
Mere svensk og norsk landvind	Større kapacitet fra landvind i Sverige og Norge i 2030	169	5	180	1
Ændring i elforbruget for hele det europæiske elsystem	Forbruget stiger 50 % mere mellem 2020 og 2030 i alle områder	59	5	63	1
	Forbruget stiger 50 % mindre mellem 2020 og 2030 i alle områder	407	5	425	1
Ændring i vindkraftskapacitet for hele det europæiske elsystem	Vindkapaciteten stiger 50 % mere mellem 2020 og 2030 i alle områder	179	5	187	1
	Vindkapaciteten stiger 50 % mindre mellem 2020 og 2030 i alle områder	139	5	148	1

Ændring i solkraftskapacitet for hele det europæiske elsystem	Solkapaciteten stiger 50 % mere mellem 2020 og 2030 i alle områder	166	5	177	1
	Solkapaciteten stiger 50 % mindre mellem 2020 og 2030 i alle områder	152	5	162	1
Ændrede brændselspriser	Højere fossile brændselspriser, lavere CO2- og biomassepriser i 2020 og 2030	153	5	164	1
	Lavere fossile brændselspriser, højere CO2- og biomassepriser i 2020 og 2030	168	5	182	1
Ændring i dansk handelskapacitet til udlandet	Skagerrak 1-2 skrottet i 2030 (500 MW mindre kapacitet mellem DK1 og Norge)	164	5	176	1
	600 MW ekstra kapacitet mellem DK2 og Sydsverige i 2030	159	5	179	1
	600 MW forbindelse mellem DK2 og Polen etableret i 2030.	528	5	559	1
Ændret tilgængelighed af randområder	Fuld tilgængelighed fra alle randområder i 2025 og 2030	453	1	485	0
	Fordoblet utilgængelighed fra alle randområder i 2025 og 2030	82	14	86	3
Ændrede havarisandsynligheder for centrale kraftværker i DK	Havarisandsynlighed på 8 % for alle termiske produktionsenheder i DK i 2025 og 2030	222	3	236	1
Markedsmæssig håndtering af nettab	EksPLICIT nettabshåndtering på Viking Link, Cobra og Skagerrak i 2025 og 2030	148	5	158	1
Forsinket idriftsættelse af DK1-DK2	Idriftsættelse udsat for DK1-DK2 til 2027 (2 år)	148	5	157	11
Ændret diskonteringsrente	1 procentpoint højere diskonteringsrente	169	5	190	1
Højere anlægsomkostning for DK1-DK2	Styregruppereserver bruges fuldt ud	158	5	170	1
Lavere samfundsøkonomisk omkostning for strategisk reserve	De samfundsøkonomiske omkostninger halveres	140	5	158	1

Tabel 9: Alle belyste følsomheder.

Risici og følsomheder

Tysk netudbygning og begrænsninger på svenske forbindelser

Kapaciteten i det nordtyske net har stor indflydelse på den frigivne kapacitet mellem Danmark og Tyskland og de danske handelsgevinster. Følsomhederne undersøger konsekvensen af, at der bliver lavere kapacitet på forbindelsen, som følge af forsinkelser i udbygningen af det tyske net, samt konsekvensen af, at der fremadrettet ingen begrænsninger er på forbindelsen.

Vestkystsnittet i Sverige har i nogle timer indflydelse på den frigivne kapacitet på de danske forbindelser til Sverige samt på forbindelsen mellem det svenske prisområde SE3, og det norske prisområde NO1. Følsomheden undersøger konsekvensen af, at der i nogle timer bliver lavere kapacitet på forbindelserne.

Termisk produktionskapacitet i Østdanmark

Effektsituationen afhænger bl.a. af mængden af indenlandsk regulerbar produktionskapacitet, der er særlig usikker i disse år. Dels fordi det nordiske driftssamarbejde øges, og der gennemføres markedsreformer og dels fordi grundbeløbet forsvinder.

Følsomhederne undersøger konsekvenserne af mere og mindre regulerbar kraftværkskapacitet. Der undersøges bl.a. effekten af, at der er 250 MW flere decentrale kraftværker til rådighed samt forskellige kombinationer af reduceret kraftværkskapacitet. Kraftværkskapaciteten reduceres med kapaciteten på det største centrale kraftværk (AVV2), kapaciteten på det største centrale reserveanlæg (KYV22), 240 MW decentral kraftværkskapacitet samt kombinationer af disse.

Elforbrug til datacentre

Store internationale virksomheders fokus på Danmark som placeringsland for kommende datacentre har i disse år stor interesse. Antallet og den reelle kapacitet af eventuelle datacentre, er dog behæftet med usikkerhed.

Følsomhederne undersøger konsekvenserne af ændrede antagelser om det danske elforbrug til datacentre, og tager udgangspunkt i en rapport fra COWI. Rapporten udfalder et udfaldsrum for datacenterforbruget. Konsekvensen af ændret forbrug er undersøgt frem til 2030, og for udviklingsvejene "eksponentiel vækst" og "DK fravælges" fra Cowis rapport. I eksponentiel vækst er datacenterkapaciteten ca. 700 MW højere i 2030, og i DK fravælges er datacenterkapaciteten ca. 250 MW mindre i 2030 end i Energinets base case scenarie fra 2017, her antages ca. 400 MW i 2030. Både placering i Vest- og Østdanmark er blevet konsekvensvurderet. I dag er alle tilslutninger placeret i Vestdanmark.

Mere fleksibelt forbrug

Effekttilstrækkelighedsvurderingerne er baseret på historiske forbrugsserier fra 2010-2012. Der er således kun inkluderet den fleksibilitet i forbruget, som indirekte var til stede i forbruget i disse tre år. Energinet arbejder for, at der i fremtiden vil være en større del af elforbruget, der agerer fleksibelt ift. elsystemets behov.

Følsomhederne er illustrative og undersøger konsekvensen for effekttilstrækkeligheden, hvis der eksempelvis er 100 MW forbrug, der er fuldt fleksibelt i både Vest- og Østdanmark i hhv. 2025 og 2030. Med fuldt fleksibelt forbrug menes, at det forventede forbrug i enhver time vil kunne reduceres med 100 MW.

Mere havvind i Østdanmark og mindre havvind i Vestdanmark

Placeringen af store danske havvindmølleparker er et politisk spørgsmål. I Energinets analyseforudsætninger 2017 antages udover Kriegers Flak havvindmøllerne frem mod 2030 ikke yderligere havvindmølleparker med placering i Østdanmark, mens der etableres yderligere kapacitet i Vestdanmark.

Følsomheden undersøger konsekvenserne af at omplacere 600 MW havvindmøllekapacitet fra Vest-til Østdanmark. Der tilføjes altså ikke ekstra kapacitet, men kapacitet flyttes alene fra vest til øst.

Elforbruget for hele det europæiske elsystem

Elpriser og effekttilstrækkelighed afhænger af elforbruget.

Følsomhederne undersøger konsekvenserne af at øge/reducere stigningen i elforbruget fra 2020 til 2030 med 50 % for alle modellerede områder i Europa.

Vindkraftskapacitet og solkraftskapacitet for hele det europæiske elsystem

Produktionen fra vedvarende energi påvirker elpriser og effekttilstrækkelighed.

Følsomhederne for vind undersøger konsekvenserne af at øge/reducere stigningen i installeret vindkapacitet fra 2020 til 2030 med 50 % for alle modellerede områder i Europa, mens følsomhederne for sol undersøger konsekvenserne af at øge/reducere stigningen i installeret solkapacitet fra 2020 til 2030 med 50 % for alle modellerede områder i Europa.

Brændselspriser

Danmarks udveksling af el med vores naboømråder og deraf de danske handelsgevinster afhænger af forholdet mellem fossile brændsler og biomassepriser.

Følsomhederne undersøger to scenarier, ét hvor de fossile brændselspriser øges samtidig med, at biomassepriserne sænkes, og ét hvor de fossile brændselspriser sænkes, og biomassepriserne øges.

Dansk kapacitet til udlandet

Der kan frem mod 2030 opstå muligheder for ændringer i den danske eltransmissionskapacitet til udlandet.

Følsomhederne undersøger konsekvenserne af tre specifikke ændringer i det danske system, 1) reduktion af kapaciteten mellem Vestdanmark og Norge til 1200 MW i 2030. Skagerrak 1 og 2 vil i 2030 være mere end 50 år gamle. 2) 600 MW ekstra transmissionskapacitet mellem Østdanmark og Sydsverige, som tidligere har været planlagt, men ikke gennemført. 3) 600 MW forbindelse mellem Østdanmark og Polen.

Tilgængelighed for randområder

Tilgængeligheden af overskudsenergi i alle Danmarks naboømråder (undtagen Sydsverige og Sydnorge) i effekttilstrækkelighedsvurderingerne er alene baseret på sandsynligheder. Sandsynlighederne kan tolkes som betingede sandsynligheder for effektoverskud i naboømråderne givet, at Danmark har effektunderskud.

Det undersøges, hvordan effekttilstrækkelighedsvurderingerne påvirkes af ændringer i disse tilgængelighedssandsynligheder for alle randområderne i effekttilstrækkelighedsmodellen. Dels undersøges effekten af, hvis randområderne altid kan levere energi, når Danmark har brug for det; dels undersøges effekten af en fordobling af disse tilgængelighedssandsynligheder.

Havarisandsynligheder for centrale kraftværker i Danmark

Effekttilstrækkelighedsvurderingerne afhænger af tilgængeligheden af den indenlandske produktionskapacitet. Havarisandsynligheden for termiske værker angiver, hvor ofte værkerne tilfældigt falder ud, så de ikke kan levere energi.

Følsomheden undersøger konsekvensen af, at alle centrale værker i Danmark har samme havarisandsynlighed i modellen.

Markedsmæssig håndtering af nettab

Energinet arbejder for, at der indføres implicit håndtering af nettab på HVDC forbindelserne Skagerrak, Cobra og Viking Link. Energitsynet skal godkende en sådan ændring i markedet, og det er uvist, om Energinet kan opnå regulatorisk godkendelse.

Følsomhederne undersøger konsekvensen af, at der ikke indføres implicit nettab på Skagerrak, Cobra og Viking Link.

Tabel 10: Forklaring af udvalgte følsomheder.