



Klima-, Energi- og Forsyningsudvalget
Christiansborg
1240 København K

Ministeren

Dato
18-03-2025

J nr.

Akt-id 608912

Svar på KEF alm. del – spm. 172

Klima-, Energi- og Forsyningsudvalget har i brev af d. 13. marts 2025 stillet mig følgende alm. del spørgsmål 172, som jeg hermed skal besvare. Spørgsmålet er stillet efter ønske fra Leila Stockmarr (EL), Dina Raabjerg (KF), Samira Nawa (RV).

Spørgsmål 172

Vil ministeren oversende den omtalte analyse fra Energinet om forsinkelser på Energinets anlægsprojekter? Der henvises til artiklen »Klimaministeriet kendte til omfattende forsinkelser af grøn omstilling. Men oplysningerne blev stoppet«, zetland.dk, den 10. marts 2025.

Svar

I artiklen fra Zetland henvises til en gennemgang af 174 projekter i Energinet. Ministeriet vurderer, at det, der omtales, er et internt arbejde i Energinet.

Når udvalget efterspørger "den omtalte analyse", er det ministeriets formodning, at det drejer sig om to dokumenter, som ministeriet modtog d. 29. august 2024: Et notat i udkastform fra Energinet betegnet "*Replanlægning og konsekvenser for anlægssporteføljen*" samt et dertilhørende bilag betegnet "*Miljø- og myndighedstilladelser*", som oversendes, jf. bilag 1-2.

Udkastet fra Energinet gav anledning til en række spørgsmål fra ministeriet, herunder om effekt for VE-mål, effekttilstrækkelighed samt de største projekter på kundesiden. Jeg ser frem til at oplyse sagen yderligere i forbindelse med det kommende samråd.

Med venlig hilsen

Lars Aagaard

Klima-, Energi- og
Forsyningsministeriet

Holmens Kanal 20
1060 København K

T: +45 3392 2800
E: kefm@kefm.dk

www.kefm.dk

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
27. august 2024

Forfatter:
MDK/AGM

NOTAT

REPLANLÆGNING OG KONSEKVENSER FOR ANLÆGSPORTEFØLJEN

1. Introduktion	3
2. Opdaterede normtider for kritiske aktiviteter	3
2.1 Konsekvenser for projektplaner	2
3. Årsager til forsinkelserne	3
3.1 Lange myndighedsprocesser	4
3.2 Udfordrede leverandørkæder (leveringstider og priser)	5
3.2.1 Justeret anskaffelsesstrategi	7
3.3 Udfordringer med intern skalering af kapacitet	11
3.4 Tværgående tiltag, der skal mitigere konsekvenser af forsinkelserne	12
4. Afledte konsekvenser af projektudskydelser	13
4.1 Konsekvenser for netkunder	13
4.1.1 Konsekvens af stigning i tilslutningsbidrag	14
4.1.2 Konsekvens af forsinket nettilslutning	15
4.2 Konsekvenser for systemdriften	16
5. Opdaterede budgetforudsætninger	18
6. Offentliggørelse af forsinkelser	18

1. Introduktion

Energinet skal levere på en kraftigt accelererende efterspørgsel efter elinfrastruktur i en virkelighed præget af pres på globale forsyningskæder og massivt pres på de myndigheder, der skal levere de nødvendige plan- og miljøtilladelser for elinfrastrukturen.

Sammen med et internt kapacitetspres fra et markant voksende projektvolumen og et presset arbejdsmarked svækker disse vilkår fremdriften i projekterne og det har medført, at tidsplaner og budgetter for Energinets elanlægsprojekter ofte har måtte justeres. Det har Energinet nu taget konsekvensen af og har opdateret planlægningsforudsætningerne og processen for den løbende opdatering heraf med den seneste viden og erfaringer om gennemløbstider for kritiske aktiviteter i projektudviklingen og -eksekveringen. Dermed baseres projektplanerne på et mere risikovægtet og dermed også mere realistisk udfaldsrum. Sigtet er, at projektplanerne derved kontinuerligt skal matche vilkårene i en dynamisk og uforudsigelig verden.

Opdateringen af planlægningsforudsætningerne og gennemgangen af anlægsporteføljen i etableringsfasen betyder, at idriftsættelsestidspunktet for 98 ud af 174 af Energinets igangværende etableringsprojekter vurderes at blive udskudt med i gennemsnit 1,3 år for de 98 berørte projekter. Opdateringen af de konkrete projekttidsplaner er sket på baggrund af nye, standardiserede normtider for kritiske aktiviteter samt konkrete, projektspecifikke vurderinger. Blandt de forsinkede projekter er ca. 30 netkunde-tilslutningsprojekter.

Som en del af denne replanlægning er der desuden indarbejdet opdaterede prisforventninger på komponenter og leverancer, herunder entreprenørydelser, hvilket giver en justering af budgettotalprognosen for 78 af de 174 projekter under etablering på samlet set 3,6 mia. kr., svarende til i gennemsnit 47 mio. kr. for de påvirkede projekter. Prisforventningerne er bl.a. baseret på seneste udbud, herunder turnkey udbud.

Offentliggørelsen af forsinkelserne den 5.-6. september vil blive mødt med kritik fra Energinets interessenter og netkunder, idet en række nettilslutninger af VE- og forbrugsanlæg vil blive udskudt med mærkbare konsekvenser for netkundernes forretning til følge. Energinet vil gå i tæt dialog med de berørte netkunder og nøje afsøge mulighederne for konkrete løsninger, der kan sikre en hurtigere nettilslutning for disse kunder.

Dette notat uddyber den gennemførte replanlægning, årsagerne hertil, konsekvenserne heraf, samt mitigerende tiltag til at imødegå konsekvenserne af den udfordrende situation med presede leverandørkæder, langvarige myndighedsprocesser samt internt kapacitetspres. Notatet indeholder desuden tidsplan for udmelding af forsinkelser i anlægsporteføljen.

2. Opdaterede normtider for kritiske aktiviteter

Energinets tidsplaner har indtil nu i høj grad taget udgangspunkt i projektspecifikke vurderinger baseret på simple gennemsnit af historiske tider for kritiske faser, fx udbud og leveringstider på komponenter og positive forventninger til myndighedsprocesser. Derudover har effekten af udviklingstiltag, fx i myndighedssamarbejdet med Miljøstyrelsen, været tillagt relativt høj og tidlig værdi ift. effektivisering af myndighedsprocesser. Imidlertid har den massive vækst i porteføljen, presset på komponentmarkederne med længere leveringstider og betydelig prisudvikling samt kapacitetsknaphed hos myndigheder gjort, at historiske og simpelt opgjorte normtider for disse kritiske projektaktiviteter ikke længere er retvisende. Med andre ord er blot to år gamle normtider ikke længere dækkende for den virkelighed, vi opererer i.

Dette har ført til, at Energinet stadig oftere har måttet udsætte idriftsættelsestidspunktet for konkrete projekter. Med andre ord har de hidtil anvendte normtider i vid udstrækning været udtryk for *best case* betragtninger for de enkelte projekter, og det har ikke matchet den reelle sandsynlighedsfordeling af procestider for kritiske aktiviteter på tværs af den samlede værdikæde. I en steady-state verden uden kritiske interne og eksterne ressourcebegrænsninger er det et realistisk mål at forfølge best case udfald for det enkelte projekt, men i en virkelighed med massiv vækst i porteføljen, maksimalt træk på ressourcer og stigende ressourceknaphed i den samlede værdikæde for anlægsprojekterne er den hidtidige tilgang ikke længere anvendelig.

Derfor er der nu udviklet en metode, hvor tidsplanerne i stedet udarbejdes ud fra en risikobaseret tilgang, hvor der indbygges et sandsynlighedsrum omkring normtider for kritiske aktiviteter. De nu opdaterede normtider er baseret på seneste erfaringer og data fra Energinets projekter for de aktiviteter, hvor vi ser de største tidsforskydninger: Især myndighedsbehandling samt leverings- og udbudstider for komponenter. Derudover vil normtiderne løbende blive justeret med seneste viden og data. Ved at planlægge ud fra en sådan risikobaseret tilgang, hvor forudsætningerne løbende opdateres med seneste viden, indbygges øget robusthed i planerne. Denne tilgang gør, at der i princippet vil være lige så stor sandsynlighed for, at aktiviteterne færdiggøres før som efter tidspunktet angivet i planerne, i modsætning til hidtil hvor vi har oplevet en skæv fordeling af udfald – dvs. oftere forsinkelse end fremrykning af idriftsættelse.

Det er Energinets vurdering, at der også fremadrettet kan komme justeringer til etableringsprojekterne, både i forhold til økonomi og tidsplaner, da ovenstående er baseret på nuværende forventninger. Fremadrettet vil ændringer og afvigelser fra tidsplaner blive monitoreret tæt, og normtiderne vil blive revurderet hvert kvartal, og eventuelle ændringer vil blive konsekvensrettet i hele projektporteføljen i ide-, modning- og etableringsfaserne ud fra en risikobaseret tilgang. Dermed opretholdes et robust, opdateret og detaljeret overblik over den samlede anlægsportefølje, der afspejler aktuelle vilkår for eksekvering af porteføljen.

2.1 Konsekvenser for projektplaner

Med udgangspunkt i opdaterede, sandsynlighedsvægtede normtider for kritiske projektaktiviteter har Energinet gennemført et intensivt forløb med revurdering af projektplanerne for 174 etableringsprojekter.

I planerne for de 174 revurderede projekter i etableringsfasen er der således indarbejdet nye normtider for fx myndighedsbehandling og rettighedserhvervelse, og nye leverings- og udbudstider for komponenter. De nye normtider, kombineret med konkrete vurderinger af de enkelte projektplaner, fører til, at for 98 af de 174 projekter, udskydes det forventede idriftsættelsestidspunkt med i gennemsnit 1,3 år. I de resterende 76 projekter fastholdes den nuværende tidsplan. For Energinets idé og modningsprojekter (godt 200 projekter) vil de længere gennemførelsetider ligeledes slå igennem som for projekter i etableringsfasen, og disse er under tilsvarende revurdering. De nye normtider og priser vil anvendes til fastlæggelse af tidsplaner og budgetter i Business Cases for modningsprojekterne samt i investeringsplanen.

Energinets udmelding af forsinkelser på i gennemsnit 1,3 år for 98 ud af 174 igangværende anlægsprojekter i etableringsfasen omfatter *ikke* Energinets største, strategiske projekter, herunder fx energigør, brintinfrastruktur, Grønt Net Sjælland, Fremtidssikring af eltransmissionsnettet i Østjylland mv., og konsekvenserne kan ikke projiceres direkte over på idet disse projekter, fordi de har en mere unik karakter, der ikke på tilsvarende vis giver grundlag for anvendelse af standardiserede normtider for kritiske aktiviteter. Det er klart, at situationen med udfordrede leverandørkæder med længere leveringstider og højere priser på komponenter, samt langsomme myndighedsprocesser også påvirker projektplaner og priser for disse projekter. Energinet er kontinuerligt i dialog med ENS og KEFM om status for disse strategiske projekter, og eventuelle justeringer i projektplaner og/eller budgetter følges og drøftes løbende.

3. Årsager til forsinkelserne

Størstedelen (36) af de ændrede tidsplaner skyldes nye normtider på levering af komponenter samt længere plan- og miljøgodkendelsesprocesser, men der er også en del projektspecifikke årsager til udskydelser, som ligeledes er kortlagt og nu konkret indarbejdet i projektplanerne. Dette omfatter fx manglende VVM-screeningsafgørelse eller miljøtilladelse fra Miljøstyrelsen, udfordringer med ekspropriation eller manglende plangodkendelse ved kommunen (lokalplan) eller Kirkeministeriet (landsplansdirektiv). Disse projektspecifikke årsager gælder for 17 af de 98 berørte projekter. En del af udskydelserne i de revurderede projekter skyldes ønske om udskydelse fra netkunder (8 projekter). For 18 projekter skyldes udskydelsen afhængighed af andre projekter, dvs. tilfælde hvor ét eller flere projekters forsinkelse påvirker andre projekter. Dette er en forventet konsekvens i et sammenhængende og dybt integreret elnet. Endelig skyldes udskydelsen for 12 projekter "andre årsager", såsom tilbageløb i projektværdi-strøm, scope- eller designændringer eller intern prioritering f.eks. grundet knappe ressourcer internt.

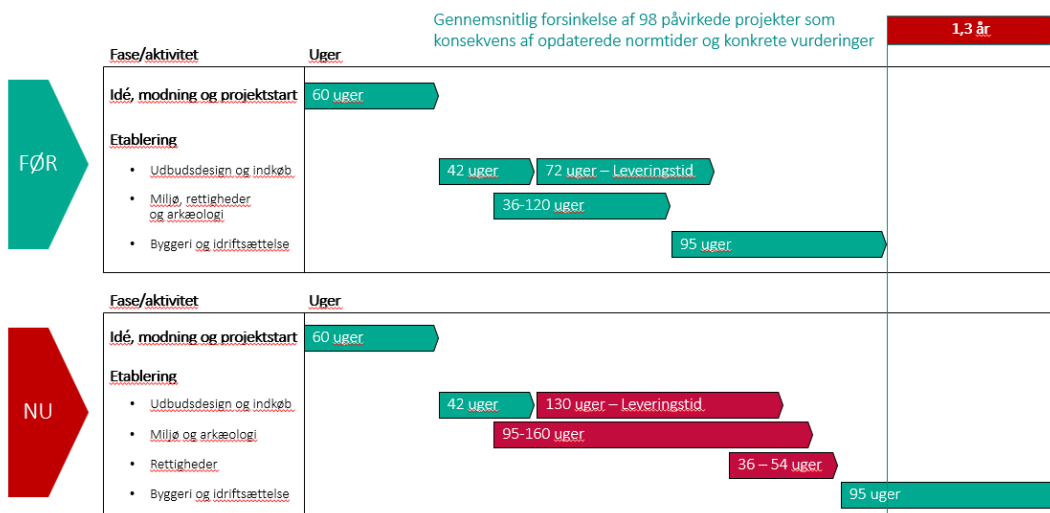
De samlede implikationer af opdaterede normtider er illustreret i figur 1, hvor ændringen i normtider hhv. Før og Nu er illustreret for et gennemsnitligt projektforsløb. Her fremgår det tydeligt, at de største konsekvenser for projekttidsplanerne skyldes markant længere leveringstider på komponenter samt langstrakte plan- og miljøprocesser. Ved tider "FØR" forstås planlægningsgrundlaget fra før foråret 2024, hvor normtiderne blev fastlagt, samt inden leverandørmarkederne "gik af lave", dvs. inden foråret 2022. Det er vigtigt at fremhæve, at de 1,3 år i forskydning skyldes samtlige afvigelsesårsager og ikke kun normtiderne, altså ændringer fra andre projekter, scope ændringer, intern ressourcemangel etc. og at normtiderne fungerer som et støtteværktøj i planlægningen, som suppleres af projektspecifikke konkrete vurderinger.

Normtiden for myndighedsbehandling er opjusteret med 25 pct., hvilket svarer til en gennemløbstid for VVM på 150 uger og screening på 85 uger. Komponentleveringstiden er opjusteret til markedsvilkårene, og udbudstiden for hhv. stationsmaterialer og kabler er tilsvarende justeret ud fra seneste markedsviden. Leveringstid på komponenter er 130 uger som standard, men med op til 260 uger for visse 400 kV komponenter.

De samlede implikationer af revurderingen er illustreret i figuren herunder, hvor normtider henholdsvis Før og Nu er illustreret for et gennemsnitligt projektforsløb. Her fremgår det, at de største konsekvenser for projekttidsplanerne skyldes markant længere leveringstider på komponenter samt langstrakte plan- og miljøprocesser.

GENNEMSNITLIGE NORMTIDER FØR OG NU

ENERGINET



Figur 1 Illustration af gennemsnitlige normtider Før og Nu. Før-tider betegner tidligere anvendte projektforsætninger inden revurderingen.

De primære årsager til forsinkelser og fordyrelser af anlægsporteføljen; 1) lange myndighedsprocesser til plan- og miljøgodkendelser, 2) udfordrede leverandørkæder samt for enkelte projekter 3) udfordringer med internt at skalere kapaciteten, uddybes neden for sammen med tiltag, der skal adressere dem og som skal mitiggere konsekvenserne af forsinkelserne.

3.1 Lange myndighedsprocesser

Den samlede sagsbehandlingstid for miljøtilladelser, plangrundlag og rettighedserhvervelse er stigende, og det forstærkes dels af udfordringer med koordinering og prioritering mellem de ansvarlige myndigheder og af ressourceknaphed hos myndighederne. De største udfordringer for gennemløbstiden er sagsbehandlingstiden i Miljøstyrelsen, hvor projekterne blandt andet sagsbehandles ud fra skiftende og strengere krav, en restriktiv fortolkning af EU-lovgivningen samt nye afgørelser og domme. Det indebærer, at Miljøstyrelsen i stigende grad træffer afgørelse om fuld miljøkonsekvensvurdering, og at flere projekter skal behandles som sammenhængende, hvilket øger både kompleksiteten, risikoen og sagsbehandlingstiden.

Energinet arbejder målrettet på at skabe fremdrift i myndighedsprocesserne gennem en række initiativer. Blandt andet arbejder Energinet tæt sammen med Energi- og Miljøstyrelserne om at optimere myndighedsprocesserne og understøtte dem digitalt. Der er også indført betaling for sagsbehandling ved Miljøstyrelsen, som på den måde har kunnet tilføre flere ressourcer og reducere sagsbehandlingstiden. Der er dog fortsat en række udfordringer, der kræver nye tiltag, ny lovgivning eller opbakning og nye afklaringer fra myndigheder. Energinet deltager i NEKST-arbejdsgruppen "Hurtigere udbygning af elnettet", der allerede i sine delanbefalinger har peget på et behov for ændringer i rammevilkårene for plan- og miljøtilladelser. Det er efterfølgende afgørende, at regering og folketing konkret og hurtigt følger op på NEKST-arbejdsgruppens anbefalinger.

Internt i Energinet er der bestemt også potentiale for at øge fremdriften på godkendelser og tilladelser ved fx, at krav til myndighedsleverancer i større grad integreres og prioriteres gennem hele værdistrømmen fra screening til idriftsættelse på linje med eksempelvis krav til anlægsdesign, indkøb og økonomi. I det hele taget har Energi gennem længere tid haft fokus på at søge og tage initiativer til at mitiggere konsekvenserne af lange sagsbehandlingstider for projektporteføljen, men det må fortsat konstateres, at myndighedsprocesser oftest ligger på "kritisk vej" for projekteksekveringen, uanset om det er tale om eksterne eller interne årsager.

For en uddybning af udfordringerne omkring miljø- og myndighedstilladelser, konsekvenser samt nødvendige, mitigerende eksterne og interne tiltag henvises til bilag om "Miljø- og myndighedstilladelser"

3.2 Udfordrede leverandørkæder (leveringstider og priser)

Efterspørgslen i de globale markeder for komponenter til energisektoren er steget markant og forventes at stige yderligere. Energinets – såvel som andre TSO'ers – forsyningskæder er ramt af "The Perfect Storm" udløst af geopolitisk ubalance og afledt kapløb om at opnå geopolitisk energiafhængighed via accelereret grøn omstilling. Dette har intensiveret kampen om komponenter til at udbygge energinfrastrukturen og skabt en global kamp om ressourcer. De afledte ambitiøse udbygningsplaner for infrastruktur hos de europæiske TSO'er og DSO'er samt udbygning af VE-anlæg (fx havvind) øger efterspørgslen markant i en grad, så leverandørsiden ikke kan følge med efterspørgslen. Konsekvensen er lange leveringstider og markante prisstigninger.

I figuren herunder er Energinets vurdering af den aktuelle leveringssituation gengivet.

El	Forsyningskæderessource	Alvorlighedsgrad af leveringstide	Leveringstid/mdr.	Tendens	Antal leverandører	Kapacitetsbegrænsninger
132/150 kV udstyr	132/150 kV transformere	●	24-30	Stagnation	Flere	Ja
	132/150 kV reaktorer	●	24-30	Stagnation	Flere	Ja
	132/150 kV GIS switchgear	●	18-20		Flere	Ja
220 kV udstyr	220kV transformere	●	30-36		Flere	Ja
	220kV reaktorer	●	30-42		Flere	Ja
	220kV GIS switchgear	●	24-36		Flere	Ja
400 kV udstyr	400kV transformere	●	36-42		Flere	Ja
	400kV reaktorer	●	42-66	Stigende	Flere	Ja
	400kV GIS switchgear	●	24-36		Flere	Ja
Kabel & Ledning	AC Kabel	●	8-12	Svagt stigende	Flere	Nej
	AC Ledninger	●	4-6	Svagt stigende	Flere	Nej
HVDC	HVDC Konverter (udl. forbindelser)	●	84-120		Flere	Ja
	HVDC Kabel (udl. forbindelser)	●	84-120		Flere	Ja
Byg/anlæg	Bygge & anlægsydelse	●	3-6		Flere	Nej
Gas/Brint	Forsyningskæderessource	Alvorlighedsgrad af leveringstide	Leveringstider	Tendens	Antal leverandører	Kapacitetsbegrænsninger
Kompressor	Kompressor	●	12-18	Stigende	Flere	Ja
	Mobile evakueringskompressor	●	12		1, potentielt flere	Ja
	Container kompressor	●	12-16		Flere	Ja
Rør	Rør	●	12-36	Stigende	Flere	Ja
Ventiler	Ventiler	●	6-18		Flere	Nej
	Ball ventiler	●	6		Flere	Nej
	Plug-/globe ventiler	●	3-6		Flere	Nej
Aktuatorer	Aktuatorer	●	6		Flere	Nej
Isoleringskoblinger	Isoleringskoblinger	●	4-6		1	Nej
Deodoseringsanlæg	Deodoseringsanlæg	●	9-12		Flere	Ja
M/R stationer	M/R stationer	●	12-18		Flere	Ja

Figur 2 Alvorlighedsgrad af leveringstider på el- og gaskomponenter samt byg/anlæg.

Samtidigt med den udfordrede leverancesituation er der især siden 1. halvår af 2022 forekommet markante prisstigninger i markedet som eksemplificeret i tabellen herunder.

Tabellen viser, hvordan priserne er justeret i Energinets prislister, som ligger til grund for anlægsbudgetterne og projektprognoerne

	Q1 2022	Q3 2022	Q2 2023	Q4 2023	Q2 2024
400-600 MVA transformere	100	170	170	170	170
100+160 MVA transformere	100	170	235	275	275
400 kV reaktorer	100	170	230	255	265
132-150 kV reaktorer	100	170	175	200	240
Kabler + tilbehør	100	150	150	205	200
Entreprenørydelser	100	135	135	135	250

Tabel 1 Prisudvikling i Energinets prislister illustreret ved indekstal.

Som det fremgår, er der især for entreprenørydelser sket en voldsom prisstigning siden december 2023 på entreprenørydelser. Årsagerne til de højere priser vurderes især at være en kraftigt stigende efterspørgsel efter entreprenørydelser men til dels også et leverandørmarked, der har udfordringer med at tiltrække den nødvendige arbejdskraft. Da der ikke er udsigt til, at efterspørgslen falder, eller at det bliver nemmere at tiltrække arbejdskraft, vurderes det nu, at der skal regnes med væsentligt højere priser på entreprenørydelser fremadrettet. Optimalt set burde priserne have været opdateret gradvist siden 2022, men da Energinet ikke har indgået ret mange kontrakter på gravearbejde i perioden, har der ikke været tilstrækkeligt belæg for at hæve priserne før nu.

Effekten af stigningen på entreprenørydelser er stor på tværs af porteføljen, da mange af anlægsprojekterne endnu ikke har underskrevet kontrakterne på entreprenørydelserne, og derfor er prognoserne baseret på gamle priser (indeks 100 eller 135). De højere entreprenørpriser har i sig selv ført til prognosestigninger på samlet DKK 1,5 mia. i forbindelse med replanlægningen ud af den samlede prognosejustering på DKK 3,6 mia.

Som det fremgår af tabellen, er priserne på reaktorer også steget siden december 2023, mens transformerpriserne er uændrede. Stigningen vurderes at skyldes en stigende efterspørgsel samt en begrænset produktionskapacitet for især 400 kV-reaktorerne.

Kabelpriserne er generelt meget volatile og er meget forskellige fra leverandør til leverandør, især fordi fragtpriiserne udgør en betydelig del af prisen. Det er vurderingen, at det nuværende prisniveau, som er væsentlig højere end før stigningerne i 2022, bør fastholdes for nu, men at der må forventes store udsving i priserne. Derfor er der lagt ekstra reserver i budgetterne i kabelprojekter for at håndtere denne usikkerhed.

Det er selvsagt meget vanskeligt at forudse, hvordan priserne udvikler sig fremadrettet. Generelt forventer Energinet dog, at efterspørgslen på reaktorer, kabler og transformere fortsat vil stige over de kommende år, da fokus på den grønne omstilling er stigende i hele verden. Det vil formentlig tiltrække flere leverandører, men det tager lang tid at etablere nye produktionsanlæg, blandt andet fordi produktionen kræver meget specialiseret arbejdskraft, og den har nuværende leverandører svært ved at skaffe. Dermed er der ikke noget, der indikerer, at priserne på transformere, reaktorer og kabler vil falde på kort og mellemlangt sigt, men først på længere sigt, hvis udbuddet øges mere end efterspørgslen.

Stål, aluminium og kobber er de mest anvendte råvarer i produktionen af komponenter til energiinfrastruktur. Råvarepriserne har siden 2022 ligget nogenlunde stabilt, dog på et højere niveau end før de markante stigninger i 2021. Råvarepriserne udgør kun en af flere drivere for prisudviklingen og kan altså ikke alene forklare de prisstigninger, vi har set. London Metal Exchange indikerer, at priserne på især kobber og aluminium vil stige i de kommende år, ligesom også fragtpriiserne forventes at stige.

I forhold til entreprenørydelser vurderes det generelt, at udbuddet på dette marked bør kunne tilpasse sig efterspørgslen hurtigere end på markedet for især reaktorer og transformere, da markedet er mindre specialiseret og ikke i samme grad koblet 1-1 med energisektoren. Men leverandørerne har som sagt store udfordringer med at skaffe den nødvendige arbejdskraft. Det gælder efterhånden også den udenlandske arbejdskraft, som bliver dyrere pga. mere konkurrencedygtige lønninger i udlandet. Kombineret med en forventning om en fortsat stigende

efterspørgsel efter entreprenørydelser er der således ikke noget, der indikerer, at entreprenørpriserne vil falde på den korte eller mellemlange bane.

Samlet set er det forventningen, at priserne *ikke* vil falde væsentligt på kort og mellemlang sigt af følgende årsager:

- Umiddelbart forventes ikke faldende efterspørgsel fra de andre europæiske TSO'er.
 - Dette styrkes af bl.a. løbende dialog mellem de nordiske TSO'er, hvor TSO'erne fra både Norge, Island, Sverige, Finland og Danmark har pipelines, der alle steder viser en markant stigende anlægsportefølje.
- Vi ser, at flere leverandører udbygger deres kapacitet, men ikke i den skala og hastighed, der er nødvendig for at møde den samlede efterspørgsel. Dette er bl.a. drevet af:
 - Der er tale om store og længerevarende investeringer. Det er behæftet med store omkostninger og markante geopolitiske risici for leverandørerne og deres aktionærer at investere i ny kapacitet.
 - Kapitalomkostningerne er høje grundet højt renteniveau og priserne på produktionsapparat er præget af samme geopolitiske mega-tendenser som råvarer og komponenter.
 - Usikkerhed om, hvorvidt den nuværende efterspørgsel er en "boble" eller en vedvarende tendens. Med andre ord søger investorerne en mere "sikker" ROI på deres investeringer.
- Foruden store investeringer tager det også tid at opbygge ny produktionskapacitet. F.eks. tager det mellem 3-4 år før den første kilometer kabel kommer ud af en fabrik fra det tidspunkt, en kabelproducentens bestyrelse har underskrevet en anlægskontrakt. Dvs. kapacitetsknapheden vil fortsætte en årrække.
- Ingen indikationer på at priserne på råvarer falder til tidligere niveauer jf. det nævnte eksempel for kobber forwardpris ovenfor.

Ovenstående udbuds- og efterspørgselssituation medfører samtidig en generel komponentmangel med risiko for forsinket gennemførelse af Energinets anlægsportefølje.

For at mitigere situationen med såvel komponentmangel som stigende priser har Energinet igangsat en række tiltag, som uddybes senere i notatet. Dog er det her relevant at nævne, at turnkey-aftalen, der er et af flere mitigerende tiltag i forhold til leverandørudfordringerne, også resulterer i fordyrelser i projekterne.

3.2.1 Justeret anskaffelsesstrategi

På baggrund af den ganske dramatiske udvikling i markedssituationen, har Energinet justeret sin overordnede anskaffelsesstrategi. Traditionelt har Energinet benyttet sig af multi-contracting og rammeaftaler, altså et stort antal aftaler med mange leverandører. Energinet har hovedsageligt købt komponenter, services, entreprenørydelser etc. på særskilte, individuelle kontrakter. Yderligere blev en række af indkøbene foretaget og individualiseret for hvert enkelt projekt. Udgangspunktet for de projektspecifikke udbud og kontrakter var, at købsforpligtigelsen for Energinet altid lå efter §4 godkendelsen.

Rammeaftalerne har traditionelt været bygget op uden aftagepligt for Energinet, altså hvor leverandørerne ikke var sikret nogen volumen fra Energinet, og Energinet derfor frit kunne vælge, om vi ønskede at gøre brug af aftalen eller ej. Tilsvarende var leverandørerne ej heller forpligtet til at levere til Energinet. I et marked, der var præget af balance, fungerede dette efter hensigten.

Tidligere oplevede Energinet ressourcerigelighed fra leverandørsiden i projekterne. Dette både i forhold til medarbejdere og komponentleverancer. Tidsplaner, leveringsplaner og ressourcer til etablering af projekterne i pipeline var alignet og stabilt. Altså kunne vi bero os på, at f.eks. processen for installation af en transformer tog ca. 1 år fra underskrevet kontrakt, til den stod installeret på en station.

Under daværende markedssituation gav rammeaftaler uden forpligtelse og projektspecifikke udbud god mening, da det gav Energinet mulighed for at forfølge en strategi om at optimere indkøbspriserne fra projekt til projekt.

De seneste og aktuelle markedstendenser giver imidlertid behov for at tilpasse Energinets overordnede anskaffelsesstrategi samt de overordnede principper, der knytter sig til anskaffelser på tværs af den samlede anlægsportefølje for at servicere de indkøbsbehov, som Energinet står foran. Energinets opdaterede anskaffelsesstrategi har følgende overordnede sigt punkter:

1. Proaktive indkøb med tidlig forpligtelse
2. Indsatser for at åbne markedet

1. Proaktive indkøb med tidlig forpligtelse

Med lange leveringstider og deciderede flaskehalse i markedet er det afgørende at komme i markedet tidstnok til at sikre kapacitet. En af de helt store tendenser, vi ser i markedet, er tidlige købsforpligtelser fra TSO'er, hvor kapaciteten bindes mod et aftalt aftag. Vi ser denne tendens fra flere af de store Europæiske TSO'er. F.eks. har 50 Hertz lukket et kabeludbud på 35 milliarder kroner, TenneT har lukket et samlet køb af 14 2GW HVDC-platforme og Statnett har gennemført et udbud på 38 transformere, som de forpligter sig til at købe.

Tidligere var det vurderingen i Energinet, at vi IKKE havde tilstrækkelige rammevilkår til at kunne forpligte Energinet til væsentlige indkøb, før §4 godkendelsen forelå. Derfor har muligheden for at agere som f.eks. TenneT, 50 Hertz og Statnett ikke været en strategisk mulighed for os. Denne barriere er dog elimineret, da vi i dialog med Energistyrelsen har fundet frem til, at dette alligevel kan lade sig gøre inden for lovens rammer så længe, der er tale om kritiske anlæg, der er omfattet af Energinets Langsigtede Udviklingsplan (LUP).

De ændrede rammevilkår åbner således for muligheden for tidlig forpligtelse. Det vil betyde, at vi kan blive mere markedskonforme i forhold til den aktuelle udvikling, vi ser hos vores søster TSO'er samt sikre kapacitet på et tidligere tidspunkt. I nuværende marked, hvor der er flere projekter end kapacitet, går leverandørerne efter de udbud, hvor der er konkrete penge på bordet og udbud, der kan give dem robuste forpligtelser. Tidlig forpligtelse vil helt naturligt også reducere leverandørernes risiko i forhold til økonomi og styrke deres sikkerhed for et positivt ROI. Dermed vil tidlig forpligtelse kunne tiltrække flere leverandører og sikre kapacitet.

En tidligere forpligtelse vil kræve, at Energinet forpligtes før §4 godkendelsen. Indkøbet vil derfor ikke bero på det specifikke projekt, hvor de konkrete indkøbsbehov er kendte og veldefinerede. I stedet vil forpligtelsen bero på en porteføljebetragtning, der bygger på forecast, som laves ud fra LUP. Risikoen ved tidligere kapitalbinding skal dækkes af transmissionsselskabernes egenkapital, hvilket taler ind i den generelle problematik vedr. Energinets soliditet.

Som et yderligere greb til at sikre leverancer til tiden kan der etableres projektlagre. Det vil især være de komponenter, hvor Energinet oplever flaskehalse, der vil være velegnede at sætte på lager. Der ville i praksis kunne være tale om to typer lager: 1) et sikkerhedslager, hvor et antal af de mest kritiske komponenter står på lager som buffer såfremt, der måtte ske skade, forsinkelse eller andet i et givent

projekt, og 2) et stødlager, der kan lette processen for levering og mitigere den risiko, der er for, at produktionsslot og tidspunktet, hvor Energinet reelt ønsker leveringen ikke harmonerer.

Jf. afsnittet omkring tidlig forpligtigelse vil der i praksis ske det, at Energinet reserverer et produktionsslot. I situationen, hvor et projekt bliver rykket f.eks. på grund af en forsinket miljøgodkendelse, vil det give udfordringer mod leverandøren, idet leverandøren kan have vanskeligt ved at flytte Energinets produktionsslot. I forpligtelsen ligger ligeledes, at Energinet er forpligtet til at aftage komponenterne. Et projektlager vil derfor bidrage til, at Energinet vil kunne agere mere fleksibelt i forhold til levering. Levering vil kunne ske til projektlageret på aftalte tidspunkt. Når det givne projekt har fået nødvendige godkendelser og det reelle behov for levering opstår, kan projektet modtage komponenterne fra projektlageret.

2. indsatser for at åbne markedet

I den det aktuelle pressede leverandørmarked giver det, set ud fra et kapacitetssynspunkt, mening at forfølge en anskaffelsesstrategi, der søger at åbne leverandørmarkedet mest muligt. Energinet har allerede en række tværgående aktiviteter igangsat. Målet er, at Energinet forbliver en attraktiv kunde og derved kan sikre leverancer til tiden.

I det beskrevne marked, hvor det er af afgørende betydning, at Energinet er en attraktiv kunde, er det essentielt at være i tæt dialog med markedet med henblik på at stille markedskonforme krav. Når der tales om krav i perspektiv af anskaffelser dækker kravene bredt og på tværs af en række faglige områder. Der stilles således krav til alt fra tekniske løsninger, økonomi, levering, forpligtigelser, 'ways of working', ESG-området. På nuværende tidspunkt, er det vanskeligt for Energinet at opstille særskilte særkrav for de forskellige faglige områder. Med særkrav menes krav, der er specielle for Energinet, herunder strengere krav end andre TSO'er stiller. Hvis Energinet pålægger flere ikke strengt kritiske krav til leverandørerne, vil dette alt andet lige medføre, at vi begrænser markedet og bliver mindre attraktiv som kunde – altså kapaciteten går til anden side. Det er derfor afgørende, at Energinet følger udviklingen tæt i markedet og følger, hvor hurtigt markedet kan (og vil) udvikle sig på de forskellige faglige områder. Med fordel kan Energinet indgå i tæt dialog med andre TSO'er for at blive enige om, hvilke krav og hvilke områder, hvor udviklingen skal ske og i samarbejde påvirke de markedskonforme krav i den retning, Energinet ønsker.

Et effektivt håndtag til at fastholde et stabilt leverandørmarked og opbygge relationer til nye leverandører er især standardisering. Med standardisering i denne kontekst menes, at Energinet i så høj grad som muligt læner sig op ad markedets standardløsninger og praksis. I relation til dette pågår en række initiativer i Energinet, hvor gode erfaringer og læring kan bringes med i det videre arbejde. Særligt er det af afgørende karakter, at Energinets særkrav minimeres og ved, i tæt dialog med markedet, at sikre, at de krav, Energinet stiller, er markedskonforme. Standardisering efterspørges også af leverandørerne, der som bekendt befinder sig i den situation, at der er større efterspørgsel end kapacitet. Det vil sige, at de kan sælge alt, hvad de producerer til høje priser (jf. prisudviklingsgraferne) og ønsker ikke at lave skræddersyede løsninger for at imødekomme diverse særkrav. På EU-niveau pågår arbejde omkring interoperabilitet mellem f.eks. platforme og kabler. Interoperabilitet muliggør en modulær, trinvis og accelereret udbygning. Energinet vil naturligvis søge at påvirke det Europæiske standardiseringsarbejde, ligesom Energinet indgår i dialog og samarbejde med andre TSO'er omkring tilgang til marked og standardisering.

Energinet har i dag allerede en international leverandørbase. Som håndtag til at øge kapaciteten er det dog naturligt at se endnu mere på tværs af landegrænser og dermed få endnu flere potentielle leverandører i scope. På kabler ser vi i stigende grad også Kinesiske leverandører søge om kvalifikation og byde på vores udbud. Yderligere ser vi også nabo TSO'er begynde at købe f.eks. transformere fra

store Sydkoreanske leverandører som Hyosung og Hyundai. I dialog med Energinets ejer er det i primo 2024 blevet afstemt, at det er okay for Energinet at købe fra fjernøsten herunder Kina og derved følge statens generelle retningslinje for køb i fjernøsten. Der er på den baggrund udmeldt klare retningslinjer i Energinet for bl.a. screening af indkøb fra eksempelvis Kina, hvis der er tale om sikkerhedskritiske komponenter, men det er også slået fast, at eksempelvis kabelindkøb fra Kina ikke som udgangspunkt er problematisk i forhold til statens generelle retningslinjer.

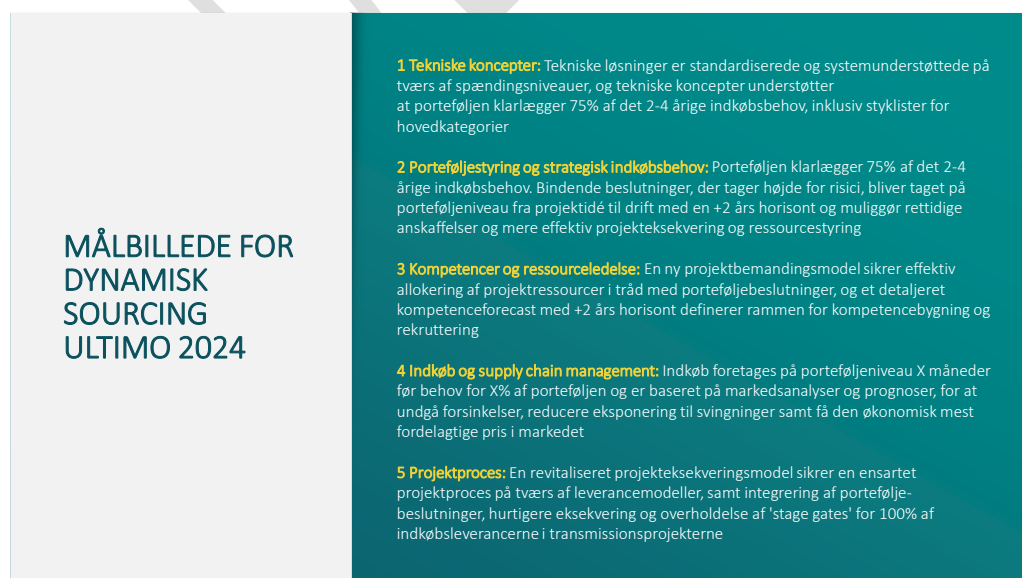
De centrale elementer i Energinets justerede anskaffelsesstrategi er vist i figuren herunder.



Figur 3 Centrale elementer i Energinets justerede anskaffelsesstrategi.

For at sikre hurtig eksekvering af Energinets opdaterede anskaffelsesstrategi har Energinet iværksat en handleplan benævnt "Dynamisk Sourcing". Handleplanen er udover Energinets generelle erfaring med leverandørmarkedet også udarbejdet på baggrund af de konkrete erfaringer og læringer fra turn-key udbud.

Denne handleplan skal sikre, at Energinet i løbet af kort tid (målet er udgangen af 2024) er i stand til at mitigere konsekvenserne af pressede leverandørkæder væsentligt mere effektivt end tidligere. Målbilledet for denne handleplan er vist i figuren herunder.

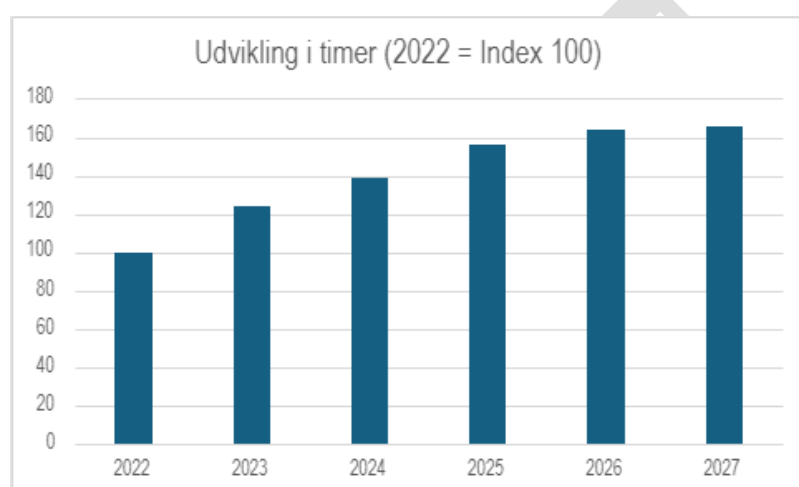


Figur 4 Målbillede for handleplan "Dynamisk Sourcing" (X'er er under nærmere fastlæggelse).

På baggrund af den justerede anskaffelsesstrategi og implementering af handleplan "Dynamisk Sourcing" er det Energinets mål og forventning, at længere leveringstider i markedet i væsentligt mindre grad vil udgøre en barriere for hurtigere eksekvering af anlægsporteføljen samt at indkøbet sker så effektivt, som muligt i det fortsat ophedede leverandørmarked. Handleplanen indebærer desuden, at Energinet vil styrke sin evne til at operere med en bred palette af samtidige leverancemodeller, herunder både multi- og duo-contracting, turnkey og andre strategiske leverandørsamarbejder, afhængigt af den konkrete markeds- og leverandørsituation.

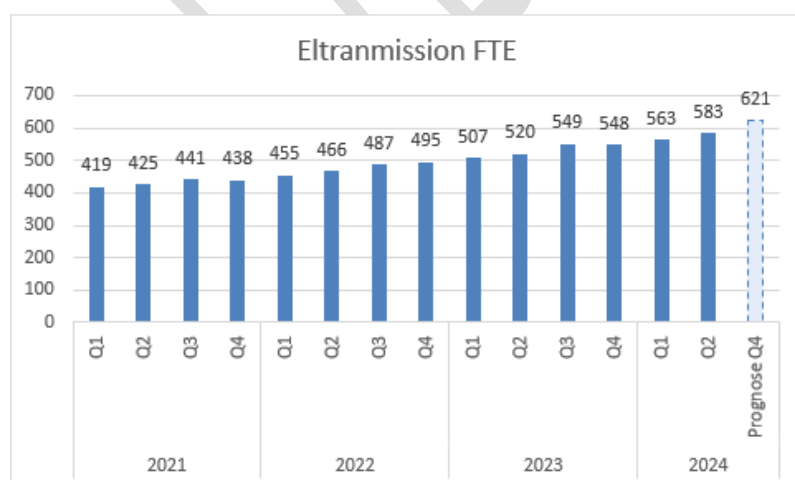
3.3 Udfordringer med intern skalering af kapacitet

Et generelt udfordret arbejdsmarked medfører stor konkurrence om de kritiske kompetencer, Energinet skal bruge for at kunne eksekvere på projektporteføljen. Det er en udfordring i lyset af, at den massive vækst i Energinets anlægsportefølje medfører en betydelig stigning i Energinets forventede ressourcebehov. Ressourcebehovet til at levere den nødvendige infrastruktur forventes således at stige med 60 % over en femårig periode fra 2022 til 2027.



Figur 2 Udviklingen i timebehov i Eltransmissions projektportefølje fra 2022 til 2027.

Dette skal ses i sammenhæng med, at Energinet, jf. figuren herunder, allerede har haft en vækst på knap 40 % i antal årsværk siden starten af 2021 for at følge med den øgede efterspørgsel efter infrastruktur.



Figur 5 Udvikling i antal årsværk i Eltransmission.

På flere kritiske kompetenceområder (eks. miljø, teknik og projektledelse) er Energinet udfordret og modtager relativt få kvalificerede ansøgninger ved stillingsopslag. Bemandingen er øget

kraftigt de seneste år, men ikke tilstrækkeligt. Dette skyldes særligt de stadigt mere komplicerede processer ift. myndighedsbehandling, ændringen fra turnkey strategi til "Dynamisk sourcing" og en generelt forsigtig tilgang til ekspansion hidtil. Dette skal ses i kombination med, at de nødvendige og kritiske kompetencer i lige så høj grad efterspørges af myndigheder og andre virksomheder i sektoren. Derfor er der i realiteten tale om et "nulsumsspil", hvor fx øget bemanning af plan- og miljønøglefunktioner i Energinet ofte sker på bekostning af afgang af nøglepersoner fra de myndigheder, der skal sikre godkendelser af Energinets projekter.

For at sikre de nødvendige kompetencer og ressourcer til varetagelse af både den nuværende og fremtidige opgaveportefølje, arbejder Energinet strategisk med følgende initiativer:

- Sikring af fremtidens kompetencer via proaktiv "work force planning".
- Skalering af rekrutteringskapacitet og målrettet arbejde med Employer Branding
- Fokuseret arbejde med præ- og onboarding

Energinet arbejder således målrettet og Kontinuerligt med videreudvikling af praksis omkring tiltrækning, rekruttering og udvikling af de profiler, der er nødvendige, for at imødekomme det fremtidige kompetencebehov.

I rekrutteringsprocessen har vi fokus på at være aktiv og opsøgende i jobmarkedet, hvilket bl.a. har betydet at tiden fra stillingsrekvisition til ansættelsesaftale er 63 dage, selvom vi agerer i et svært marked.

Energinet arbejder også på de trin, der ligger forud for selve rekrutteringsprocessen, hvilket bl.a. er ressource-signaler og tidlig igangsættelse af relevante initiativer som f.eks. branding, udvikling eller rekruttering.

En vigtig udfordring for at øge proaktiviteten er, at jo mere vi fremskynder beslutningsprocesser relateret til ressourcer, jo større risiko påtager vi os, hvis behovet eller kapaciteten internt ændres. Samtidig kræver det et solidt datafundament omkring projektportefølje og bemandingsbehov, hvilket vi pt. har initiativer i gang for at styrke, herunder "Dynamisk sourcing".

Energinet fokuserer også på præ- og onboarding. Her er de koncernfælles strukturer og støt-tefunktioner blevet forbedret. Et vigtigt opmærksomhedspunkt fremadrettet er dog, at den nære onboarding og oplæring kræver tid fra etablerede medarbejdere. For de afdelinger der står overfor flere ansættelser, er der altså en vigtig strategisk overvejelse omkring, hvor mange medarbejdere man kan trække ud af produktion til oplæring, da det vil have en effekt for produktiviteten i afdelingen. Det er således en forventet effekt af kraftig ekspansion i bemanningen i en periode vil reducere den marginale effektivitet i virksomheden, men alternativet er, at nødvendige, fremtidige opgaver ikke kan løses på tilfredsstillende vis.

For at ruste sig til fremtiden, har Energinet en strategisk prioritet omkring fremtidens kompetencer, der adresser ovenstående. Der udvikles værktøjer til dels at forecaste organisationens kompetencebehov og dels til at underbygge en strategisk tilgang til medarbejderudvikling og rekruttering, ligesom Energinet er aktiv i Universitetsmiljøet og i faglige miljøer for at skabe opmærksomhed om behovet for fremtidens kompetencer og jobmuligheder.

3.4 Tværgående tiltag, der skal mitiggere konsekvenser af forsinkelserne

For at minimere konsekvenserne af især de generelt længere leveringstider på komponenter og langstrakte plan- og miljøprocesser, har Energinet særlig fokus på generelt at fremrykke kritiske aktiviteter til tidligere faser af projektudviklingen. Dette med henblik på at skabe større klarhed for projekternes sammenhæng, design, tidsplaner og risici inden godkendelse af business cases. På den måde kan

igangsættelse af såvel indkøb og myndighedsprocesser fremrykkes til et langt tidligere stadium end i dag. Dette vil stille væsentligt større krav til kvaliteten af modning og projektudvikling, men det vil være en vigtig investering i at minimere risikoen for flaskehalse på et senere tidspunkt i projektforbøbet.

Energinet har iværksat en række strategiske indsatser, der både skal sikre en generel fremrykning af aktiviteter og øge effektiviteten i projektmodellen fra screening til idriftsættelse. Dette vil bidrage til at minimere konsekvenserne af længere normtider og vil på sigt endda kunne reducere disse. I figuren herunder er de væsentligste, eksisterende indsatser vist.

OVERBLIK: INDSATSER FOR AT ØGE HASTIGHEDEN I UDBYGNINGEN AF EL-INFRASTRUKTUR



Figur 6 Overblik over eksisterende strategiske indsatser for at styrke projekteksekveringen.

På baggrund af bl.a. konsekvenserne af revurderingen af projektporteføljen, har Energinet derudover nedsat et task force på direktørniveau, der nøje skal gennemgå, justere, prioritere og fokusere allerede igangsatte indsatser og samtidigt identificere evt. nye strategiske og operationelle indsatser, der er kritiske for at styrke robustheden og øge eksekveringsevnen i realisering af anlægsporteføljen, herunder både eksterne og interne indsatser. Der vil i den sammenhæng være særligt fokus på at samarbejde med myndigheder og med branchen, herunder i regi af NEKST, for at skabe de nødvendige fundamentale ændringer processer for især plan- og miljøgodkendelser.

4. Afledte konsekvenser af projektudskydelser

Den store mængde udskudte projektplaner ift. hidtil forventede idriftsættelsestider medfører ganske mærkbare konsekvenser for Energinets netkunder og for driften af elsystemet ift. at opretholde en fortsat høj elforsyningssikkerhed trods forskydninger i anlægsporteføljen. Der er således særligt to områder, hvor revurderingen af tidsplaner vil have betydelig påvirkning på Energinets aktiviteter: 1) Kunderelationer og 2) Systemdrift – konsekvenserne på disse to områder beskrives i det følgende.

4.1 Konsekvenser for netkunder

Revurderingen af projekttidsplaner viser, at i alt ca. 30 ud af 57 netkundeprojekter (primært VE-tilslutninger) vil blive påvirket med en gennemsnitlig udskydelse af nettilslutningen på 1,3 år. Hvis der tages udgangspunkt i, at samtlige af disse 30 projekter ville blive gennemført som pt. forventet og "bestilt" af VE-udviklerne, så vil udskydelsen af nettilslutningen medføre en

udskudt VE-produktion på ca. 6.000 MWh. Dertil kommer evt. konsekvenser for projekter under screening og modning, hvor netkunden endnu ikke har indgået nettilslutningsaftale. Porteføljen af netkundeprojekter under screening og modning er pt. under nærmere analyse, og KEFM vil modtage en samlet oversigt over konsekvenser for netkunder primo uge 36.

Samlet set vurderes revurderingen af porteføljen at kunne medføre, at nettilslutningen af 1-2 GW VE (primært sol) bliver udskudt til enten sent i 2030 eller til efter 2030, og dermed kan dette have betydning for hvor meget VE, der vil være installeret i 2030. Målet for den samlede installerede mængde VE i 2030 er 33 GW, jf. Energistyrelsens seneste analyseforudsætninger til Energinet fra 2023. Derfor vil en udskydelse af 1-2 GW være genstand for politisk bevågenhed, eftersom dette påvirker den generelle robusthed i målopfyldelsen i 2030.

De økonomiske konsekvenser for VE-udviklere af kombinationen af stigningen i Energinets tilslutningsbidrag i 2025 (jf. separat orientering i baggrundsnotat om "Stigninger i producentbetaling i tariffudmelding for 2025") samt af udskydelsen af idriftsættelse af nettilslutninger er illustreret i det følgende med udgangspunkt i fiktive projekter, samt under relativt grove antagelser og forudsætninger om bl.a. anlægsomkostninger og diskonteringsrente for VE-udviklere og fremtidige elpriser.

4.1.1 Konsekvens af stigning i tilslutningsbidrag

Energinets tariffer vil ændres fra 2024 til 2025, herunder vil satserne for tilslutningsbidrag ved nettilslutninger for elproducenter stige. Det medfører en større omkostning til tilslutningsbidrag for VE-udviklere ved nettilslutninger i eltransmissionsnettet. Disse omkostninger fastlægges i forbindelse med indgåelse af nettilslutningsaftalen. Det betyder således, at for VE-udviklere, hvor nettilslutningsaftalen allerede er underskrevet eller bliver underskrevet inden udgangen af 2024, vil ændringen i tilslutningsbidrag ikke have en betydning for deres projekter trods en evt. udskydelse af idriftsættelsestidspunktet for deres nettilslutning. Det vurderes, at for omkring 90 % af de berørte projekter vil der være indgået nettilslutningsaftale inden udgangen af 2024.

Stigningen i tilslutningsbidrag fra 2024 til 2025 betyder fx, at en 200 MW solcellepark tilsluttet i et produktionsoverskudsområde i en 132/150 kV station skal betale ca. 64 mio. DKK mere for nettilslutningen (såfremt kunden ikke allerede har indgået nettilslutningsaftale jf. ovenfor). Det svarer til en forøgelse af netkundens samlede investeringsomkostninger med ca. 7 %, så nettilslutningsbetalingen i 2025 udgør 16 % af den samlede investeringsomkostning mod tidligere 10 %.¹

For et hybridanlæg hvor vind og sol (og evt. batterier) kombineres med tilsvarende tilslutningskapacitet i eltransmissionsnettet, dvs. 200 MW, vil de samlede investeringsomkostninger være større², mens nettilslutningsbetalingen er uændret. Derfor vil tariffstigningen betyde en væsentlig mindre procentvis forøgelse af de samlede investeringsomkostninger for et sådan anlæg, da nettilslutningsbetalingen udgør en mindre andel af de samlede investeringsomkostninger. De præcise effekter vil afhænge af, hvordan hybridanlægget konkret er designet.

¹ Anlægsomkostningsomkostningsestimater er baseret på data fra Energistyrelsens Teknologidatakatalog for "Utility-scale PV"-anlæg for gennemsnittet af 2020- og 2030-værdier justeret til 2024-prisniveau. Omkostninger anført i Teknologidatakataloget som "grid connection" er medtaget (udgør ca. 10 % af en solcelleparkers anlægsomkostninger) og antages at være omkostninger for forbindelsen fra produktionsanlægget til tilslutningspunktet i eltransmissionsnettet.

² De samlede investeringsomkostninger vurderes større, da landvind er dyrere at etablere per MW sammenlignet med sol samt, at der i et hybridanlæg typisk etableres mere produktionskapacitet (flere MW) i anlægget end nettilslutningskapaciteten.

Stigningerne i særligt tilslutningsbetalingen har dog også som konsekvens, at der er kommet et stærkt og langt mere kostægte incitament for producenter til at udnytte den ønskede netkapacitet til det kollektive elnet bedst muligt. Fx har man hybridanlæg, hvor vind og sol (og evt. batterier) kombineres, langt flere fuldlasttimer og dermed en lavere omkostning pr. kWh. Ligeledes er der kommet gode muligheder for at samplacere nyt forbrug med produktion (fx gennem direkte linjer) før tilslutnings- og tarifieringspunktet til det kollektive elnet. Herved har aktørerne mulighed for selv at påvirke og reducere deres omkostninger til tariffer og tilslutningsbetaling – både for produktion og forbrug. Den mere balancerede betaling mellem elproducenter og elforbrugere til det kollektive elnet medfører, at begge kundegrupper nu har et direkte og stærkt incitament til at tænke samplacering og høj netudnyttelse ind fra start i deres nye projekter. Et incitament, der i højere grad end tidligere, afspejler den værdi af samplacering som ses i de samfundsøkonomiske modelleringer. Herved kommer producenterne forventeligt også til i højere grad at lave en samfundsøkonomisk-/systemøkonomisk optimering af den tilslutningskapacitet, de i disse år efterspørger i stor skala hos Energinet.

Præmissen for al Energinets tarifiering af net- og systemydelser er, at tarifferne skal fastsættes "efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til" (cf. efl. §73, stk. 1). Energinets tarifudvikling har således vedvarende som mål at sikre dette gennem omkostningsægte tariffer og nettilslutningsbetalinger for de enkelte forbrugerkategorier. Udviklingen i tarifferne for 2025 afspejler således de faktiske omkostninger, som brugerne af nettet giver anledning til. Hvis ikke dette var tilfældet, ville der være tale om urimelig (ulovlig) krydssubsidiering mellem de forskellige brugerkategorier, herunder især mellem elforbrugere og elproducenter. Stigningerne i især tilslutningsbetalingen for producenter afspejler med de nye niveauer de faktiske omkostninger ved at blive tilsluttet nettet, og dermed sikres det, at der ikke sker krydssubsidiering mellem forbrugere og producenter i betalingen for netadgang. Dermed sikres tillige, at efterspørgslen efter netadgang – hhv. fra forbrugere og producenter – sker på baggrund af den reelle pris på at købe netadgang. Hvis producentbetalingen skulle sættes lavere, ville omkostningerne til den nødvendige udbygning af nettet i stedet skulle overvæltes på forbrugerne, og dette ville føre til en (inoptimal) over-efterspørgsel efter netadgang fra producenter og under-efterspørgsel fra forbrugere, fordi de ville møde en kunstig lav hhv. kunstig høj pris på netadgangen. Hertil kommer, at den samlede omkostning til udbygning af nettet ville blive højere, fordi mere strøm ville skulle transporteres længere. Dette ville i sidste ende føre til et samfundsmæssigt dødvægtstab. Energinets tariffastsættelse er således et middel til at sikre den bedst mulige anvendelse af samfundets ressourcer til udbygning af eltransmissionsnettet ved at sikre, at forskellige kategorier af netbrugere betaler den reelle pris for adgang til og brug af nettet, herunder også i forhold til, hvor langt strømmen skal transporteres mellem produktion og forbrug.

Det bemærkes, at de udmeldte tilslutningsbetalinger ikke gælder energigør, idet de konkrete betalinger for netadgang vil være omfattet af udbudsbetingelserne herfor. Selvom de udmeldte højere tilslutningsbetalinger alt andet lige øger produktionsomkostningerne for VE (med 0,5-2 øre/kWh), vurderes den samlede elprispåvirkning at være marginal, og den afledte, samlede forbrugerbelastning vurderes at være neutral, grænsende til mindre qua den mere optimale fordeling af tilslutningsbetalingen mellem forbrugere og producenter.

4.1.2 Konsekvens af forsinket nettilslutning

Konsekvensen ved forsinkelse i nettilslutningen for kommende VE-anlæg er, at elproduktionen fra anlægget først vil kunne afsættes via elnettet senere end hidtil antaget. Det betyder ikke en forventet lavere elproduktion fra anlægget samlet set over levetiden, men at produktionen er skubbet i tid. Den økonomiske konsekvens heraf afhænger bl.a. forventningen til udviklingen i

den fremtidige afsætningspris for solproduktion, den forventede årlige solproduktion, diskonteringsrenten for VE-udvikleren og størrelsen af den tidsmæssige forsinkelse.

En simpel beregning med 12 måneders forsinkelse fra 2030 til 2031 af en 200 MW solcellepark medfører en reduceret indtægt for udvikleren på ca. 40 mio. DKK i nutidsværdi. Dette er baseret på Energinets estimerede afsætningspriser for solproduktion.³ Omkostningsestimatet afhænger i høj grad af, hvilke antagelser der gøres om udviklingen i afsætningsprisen for solproduktionen. Fx reduceres den estimerede omkostning til godt 30 mio. DKK, hvis det antages, at afsætningsprisen er ens igennem hele anlæggets levetid og svarende til 2030-niveauet i Energinets forudsætningsgrundlag.

Der kan også være andre økonomiske konsekvenser for VE-udviklere ved forsinket nettilslutning. Fx vil VE-udviklere have kapitalbindingsomkostninger til forlængelse af den garantistillelse, som er nødvendig for at indgå en nettilslutningsaftale. Omkostningen til en forlænget garantistillelse vurderes at kunne svinge betydeligt fra VE-udvikler til VE-udvikler afhængigt af den enkelte udviklers soliditet og konkret omkostninger til kapitalbinding.

Derudover kan VE-udviklere også have omkostninger, hvis der er indgået aftaler om leveringstidspunkt for et VE-anlæg, hvor nettilslutningen derefter forsinkes. Omkostningen hertil vil være omkostninger til at skubbe leveringstidspunktet, eller omkostninger til lager til opbevaring af det bestilte anlæg.

Disse potentielle omkostninger vurderes umiddelbart af mindre betydning sammenlignet med omkostningen ved at skulle udskyde produktionsstart én vis periode som i eksemplet ovenfor.

Det er dog åbenlyst, at der her er tale om mærkbare størrelser – både i udskudt produktionsvolumen og økonomi for netkunderne.

Dertil kommer konsekvenser for (pt.) fire større forbrugskunder: Everfuel, CIP, Microsoft og Novo Nordisk, som alle har betydelig økonomisk og samfundsmæssig vægt. Det må derfor forventes, at Energinet vil møde skarp kritik fra disse netkunder og deres organisationer, når det bliver dem bekendt, at nettilslutningerne forsinkes. Ligeledes er det sandsynligt, at denne kritik vil forplante sig til det politiske niveau. Derfor vil Energinet i forlængelse af udmeldingerne om forsinkelse gå i tæt og individuel dialog med berørte netkunder – både producenter og forbrugere – mhp. at søge løsninger, der kan sikre hurtigere netadgang, fx midlertidig eller begrænset nettilslutning, alternativt tilslutningspunkt i nettet eller andre konkrete løsninger, der afdækkes i samarbejde med kunden. Dette arbejde vil Energinet prioritere særdeles højt og derfor vil Energinets kapacitet til at håndtere nye tilslutningssager være begrænset i en periode.

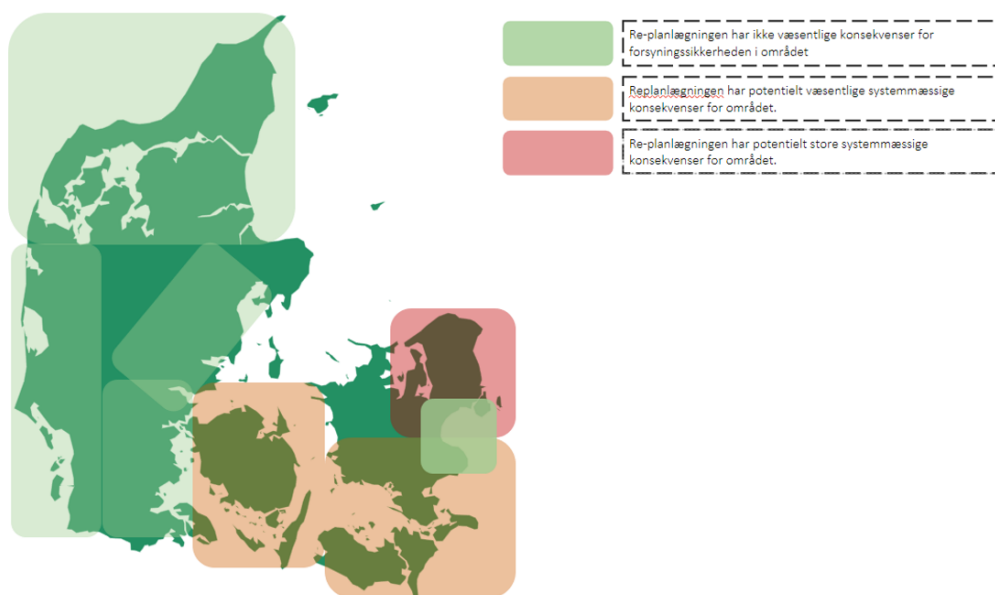
4.2 Konsekvenser for systemdriften

Da Energinets eksisterende net flere steder nærmer sig udløbet af den tekniske levetid, er der behov for reinvesteringer og etablering af nye anlæg som erstatning eller supplering af de eksisterende for at kunne opretholde forsyningssikkerheden. Overordnet set øger udskydelsen af projekter i porteføljen den udfordring, som Energinet har med at koordinere og gennemføre de nødvendige reinvesteringer, inden de pågældende anlægs tekniske levetid ophører.

Konsekvenserne af de udskudte projekter er i nedenstående Danmarks-kort vurderet i forhold til deres betydning for forsyningssikkerheden. Det er væsentligt at bemærke, at forsinkelse af

³ Beregningen baseret sig følgende antagelser og forudsætninger: Levetid: 35 år, fuldlasttimer: 1350 diskonteringsrente: 3,5 %, solvægtede elpriser for DK1 fra Energinet baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (AF23) ([Analyseforudsætninger 2023 \(energinet.dk\)](https://www.energinet.dk/Analyseforudsætninger-2023)).

de enkelte projekter ikke medfører en væsentlig forøgelse af den forsyningsikkerhedsmæssige risiko. Forsinkelse af et større antal projekter eller sammenfald med andre hændelser i nettet vil derimod samlet set kunne medføre en forøgelse af risikoen og vanskeliggøre indpasning af opgaver, som kræver afbrydelser af eksisterende anlæg. Det er derfor på nuværende tidspunkt ikke muligt at lave en præcis vurdering af de enkelte projekter, da det præcise sammenfald med andre arbejder i nettet, markedssituationen m.m. ikke er kendt.



Figur 3 Potentielle konsekvenser af udskudte projekter og betydning for forsyningsikkerheden.

Det vurderes, at udskydelsen af projekter i især Nordsjælland potentielt kan have betydelige systemmæssige konsekvenser. For projekterne i Nordsjælland betyder udskydelserne yderligere udfordringer ift. at realisere de nødvendige reinvesteringer, idet udskydelsen øger samtidigheden i behovet for reinvesteringer. Det kan medføre større udfordringer med at planlægge udkoblinger af nettet, mens arbejdet udføres. Flere af reinvesteringsopgaverne vil ikke kunne gennemføres samtidigt, idet der ikke vil kunne opretholdes den nødvendige robusthed overfor fejl i nettet. Konsekvenserne heraf er en reduktion af kapaciteten på udvekslingsforbindelserne og en forøget risiko for udkobling af forbrug på Sjælland.

Udskydelsen af projekter vurderes på Fyn, Sydsjælland samt Lolland-Falster potentielt at have væsentlige systemmæssige konsekvenser. Justering af tidsplanerne for projekterne på Fyn medfører en forhøjet risiko for, at man bliver nødsaget til at tage den ene eller begge 400 kV-forbindelser til området ud af drift, hvorefter det ikke vil være muligt at opretholde sikkerhed for forsyning af forbruget på Fyn. For projekterne på Sydsjælland og Lolland-Falster har udskydelserne ligeledes væsentlige konsekvenser, da hovedparten af 132 kV-forbindelserne i området vil være udtjente indenfor en kort årrække. De enkelte reinvesteringsbehov er ikke i sig selv kritiske, men det samlede omfang i området vil medføre et afbrydelsesbehov, som må forventes at forudsætte betydelige produktionsbegrænsninger på Lolland-Falster og Sydsjælland.

I Østjylland nærmer flere strækninger sig endt levetid og kræver derfor snarlig udskiftning eller reinvestering. Dette er væsentligt at opretholde fokus på, men udskydelserne i forbindelse med re-planlægningen har ikke ændret dette forhold væsentligt.

Som mitigerende foranstaltninger vil der på flere anlæg og strækninger blive gennemført levetidsforlængende tiltag ved udskiftning af enkelte komponenter evt. suppleret med øget vedligeholdelsesarbejde og overvågning. Dette øger forsyningsikkerheden i en begrænset periode, indtil en mere permanent løsning bliver iværksat i takt med realisering af projekterne. Dette kan medføre forøgede omkostninger men vil være et nødvendigt mitigerende tiltag.

Ovenstående risici og mitigerende tiltag er nu indarbejdet som operationsgrundlaget for systemdriften og vil således omhyggeligt og kontinuerligt blive monitoreret og mitigeret med nødvendige, tilgængelige midler, så den overordnede forsyningssikkerhed ikke kompromitteres.

5. Opdaterede budgetforudsætninger

Udover ovenstående konsekvenser ift. projekttidsplaner er der i forbindelse med revurderingen af porteføljen gennemført en prognoseopdatering, baseret på Energinets seneste prisforventninger til komponenter og entreprenørydelser, jf. nærmere om priser ovenfor.

I alt medfører de justerede tidsplaner og prognoser en samlet økonomisk afvigelse på DKK 3,6 mia., der således forklarer hovedparten af den samlede prognoseændring i kvartalet på DKK 3,9 mia. I 78 af de 174 revurderede projekter er totalprognosen for projektet opjusteret med gennemsnitligt 47 mio. DKK. Afvigelsen til totalprognosen svarer til 6 pct. af projekternes BC-budgetter. Idet der er tale om påvirkning af en række allerede §4-godkendte projekter skal det afklares med Energistyrelsen og Klima-, Energi og Forsyningsministeriet hvorvidt og i hvilken udstrækning, der skal gennemføres en fornyet godkendelse af disse projekter.

Den samlede stigning i totalprognoserne kan tilskrives højere prisforventninger til især graveentrepriser (+1,5 mia. DKK.). Turnkey stationspriser forklarer ligeledes en del (+0,9 mia. DKK), ligesom opjusteringer af byggerenter, der er en konsekvens af udskydelserne af projekternes idriftsættelser, forklarer en vis del af prognosestigningerne (+0,8 mia. DKK).

6. Offentliggørelse af forsinkelser

Den 5. september 2024 vil Energinet tage direkte kontakt til de netkunder og DSO'er, der konkret bliver berørt af forsinkelserne, samt til deres brancheorganisationer på direktionsniveau, herunder med invitation til yderligere dialog om eventuelle alternative løsninger, der kan sikre hurtigere netadgang for de enkelte kunder. for at mitigere konsekvenserne af de projektspecifikke forsinkelser for de enkelte kunder.

Den 6. september 2024 offentliggør Energinet pressemeddelelse om forsinkelserne i anlægsporteføljen. Alle netkunder og DSO'er kontaktes med uddybende information om konsekvenser for deres respektive projekter. Det gælder også de netkunder og DSO'er, der ikke bliver berørt af forsinkelser.

Energinet vil i den kommende tid periode prioritere dialogen med berørte netkunder og DSO'er, og af samme årsag vil Energinet i denne periode have begrænset kapacitet til at tage imod nye tilslutningssager.

Det bemærkes, at sagen og nærværende orientering skal behandles strengt fortroligt indtil offentliggørelsen den 6. september 2024, idet der for de berørte netkunder er tale om forretningsfølsomme oplysninger ift. idriftsættelsen af deres konkurrenceudsatte produktions- og forbrugsanlæg. Derfor er Energinet forpligtet til at sikre ligebehandling og samtidig i udmeldingen til aktørerne. Dette vil ske efter en nøjere tilrettelagt plan.

Presseudmelding i denne sag koordineres direkte mellem Energinets og KEFMs presseafdelinger.



BILAG: MILJØ- OG MYNDIGHEDSTILLADELSER

Konsekvenser af replanlægning

29. august 2024

INDHOLD



- ANSØGNINGER OG TILLADELSER
- GENNEMLØBSTIDER
- EKSTERNE UDFORDRINGER
- TILTAG (STRATEGI, NEKST, VEIII)
- BILAG

DET DER KAN FLYTTE OS MEST

... hvor der er behov for markante politiske beslutninger

Fremskyndelsesområder

- Der skal sikres fuld implementering af VE III-direktivet og de tre fremskyndelsesområder for elprojekter. Det skal også sikres, at infrastruktur til brint kan blive et fremskyndelsesområde

NEKST

- Det er afgørende, at regeringen godkender de anbefalinger, NEKST kommer med, der har betydning for udbygning af elnettet – og samtidig sikrer fuld implementering af anbefalingerne

Prioritering af netinfrastruktur

- Udbygning af kritisk energinfrastruktur skal anses som værende samfundskritisk og have forrang i myndighedsbehandlingen hos Miljøstyrelsen, Planstyrelsen og Energistyrelsen

Overimplementering af EU-direktiver i dansk lovgivning

- Der skal kigges ind i myndighedernes implementering og fortolkning af EU-lovgivning særligt for Vandrammedirektivet og Habitatdirektivet

Tydelige krav og opdaterede vejledninger fra Miljøstyrelsen

- Miljøstyrelsen skal udarbejde konkrete og bindende vejledninger til bygherre

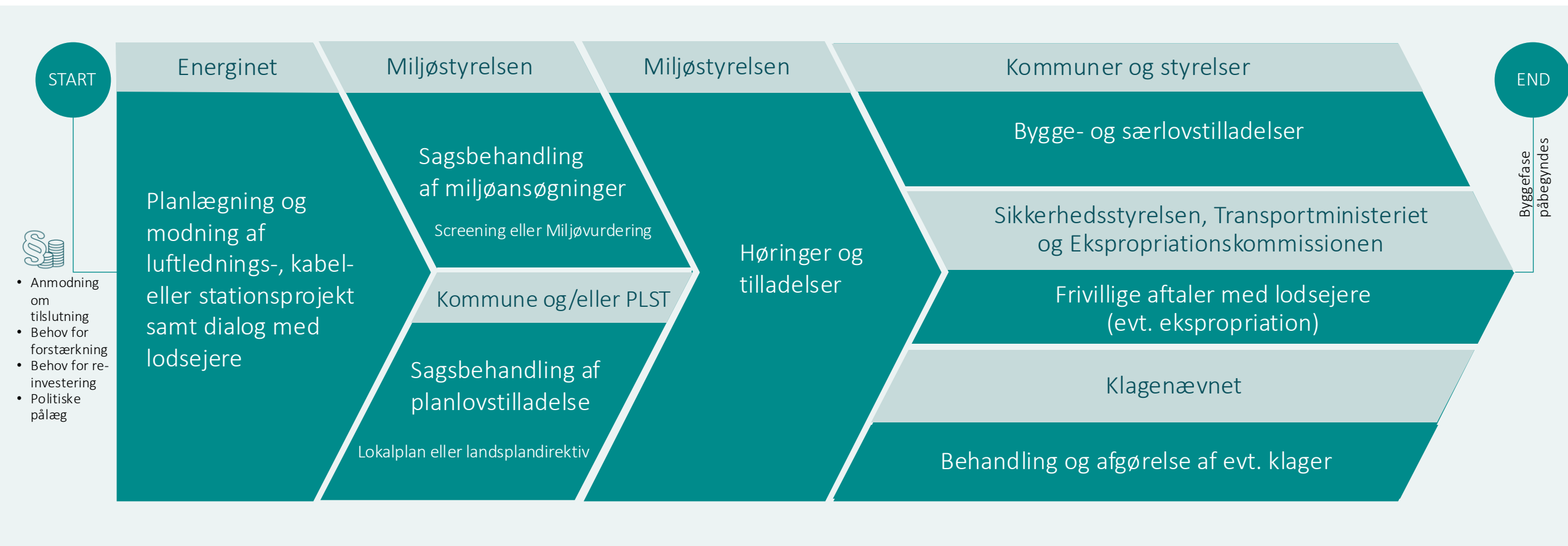
Øget anvendelse af undtagelsesbestemmelser

- Miljøstyrelsen skal i højere grad anvende de undtagelsesbestemmelser, der er i lovgivningen

MYNDIGHEDSPROCESSEN – I KORTE TRÆK

Alle Energinets projekter er omfattet af miljøvurderingsloven.

De skal derfor gennemgå en miljøscreening (§ 21) og/eller fuld miljøkonsekvensvurdering (§ 25)



ANSØGNINGER OG TILLADELSER

§ 25-ansøgninger (MKV)

Vi har 2024 ÅTD sendt fem § 25-ansøgninger (MKV) – vi har ikke fået nogen tilladelser

Målet dd. for 2024 er i alt 10 ansøgninger – og to tilladelser

§ 21-ansøgninger (Screening)

Vi har 2024 ÅTD sendt to § 21-ansøgninger (screening) – vi har samtidig fået to afgørelser

Målet d.d. for 2024 er i alt otte ansøgninger og syv afgørelser



Foruden de sendte ansøgninger har vi også lavet tre **interne screeninger** – forventningen er, at vi i 2024 ender med i alt seks

Pr. d.d. 2024 har vi følgende sager ved Miljøstyrelsen:

- **19** Miljøkonsekvensvurderinger
- **15** Screeninger

STATUS PÅ MÅL FOR 2024

Målet pr. 1/1-2024 for ansøgninger og tilladelser er justeret 1/8-2024.

På trods af et nedjusteret §21-måltal ender vi med at sende flere ansøgninger i alt, da §25-målsætningen er blevet opjusteret.

Det skyldes bl.a., at fem af de i 2024 planlagte screeningsansøgninger (§21) er blevet til MKV-ansøgninger (§25)

FULD MILJØKONSEKVENSVURDERING (MKV) (§ 25)

	2020	2021	2022	2023	2024	2024-mål pr. 1/1/24	Justeret 2024-måltal
§25 ansøgninger	2	2	2	12	5	5	10
§25 afgørelser	1	0	2	4	0	5	2

MILJØSCREENING (§ 21)

	2020	2021	2022	2023	2024	2024-mål pr. 1/1/24	Justeret 2024-måltal
§21 ansøgninger	4	10	7	12	2	11	8
§21 afgørelser	5	5	4	6	2	15	7

ÅRSAGER TIL JUSTEREDE MÅL for 2024

Miljøscreeninger ender med at blive til fulde miljøkonsekvensvurderinger – kan medføre, at flere screeninger bliver til fuld miljøkonsekvensvurdering

Flere sammenhængende projekter – gør projekterne mere komplekse, hvilket kræver fuld miljøkonsekvensvurdering

Forsinkelser i planlægningen – vi har været for optimistiske ift. tidligere planlægning

Sene tekniske ændringer i projektbeskrivelsen – kan medføre flere interne tilbagerul

MILJØSTYRELSENS GENNEMLØBSTID

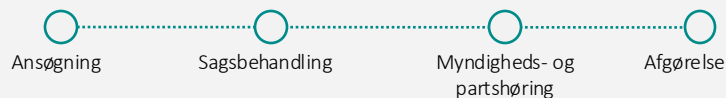


Den gennemsnitlige gennemløbstid for **ekstern** sagsbehandling er målt fra afsendelse af ansøgning til realisering af afgørelse/tilladelse

Jf. Miljøvurderingslovens § 22 står:

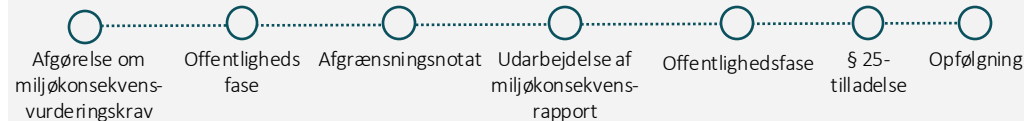
*"Myndigheden skal træffe afgørelse efter § 21 hurtigst muligt og senest **90 dage** fra den dag, hvor bygherren har fremlagt de krævede oplysninger, jf. § 19."*

Screening (§ 21)



365 dage
(76-1.137* dage)

Miljøvurdering (§ 25)

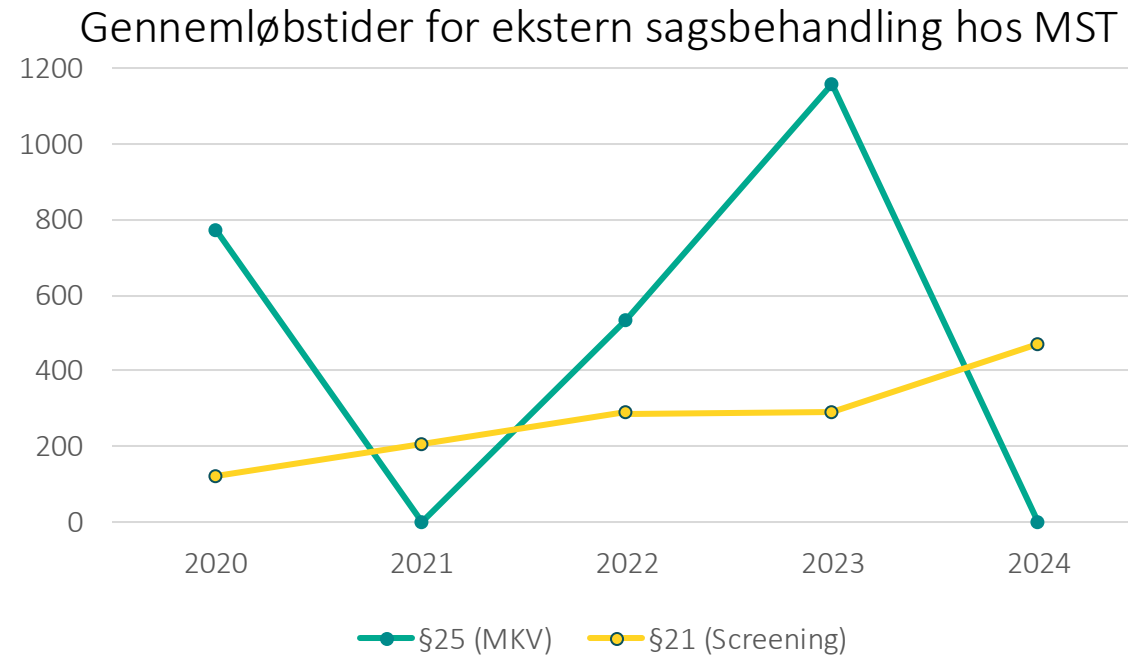


908 dage
(441-1.799 dage)



*) Pr. 28. august 2024 er der et projekt, der har ligget hos Miljøstyrelsen i 1.137 dage. En afgørelse forventes at foreligge ultimo august.

UDVIKLING AF GENNEMLØBSTIDER FOR MILJØVURDERING OG SCREENING



Gennemløbstiderne (i dage) for projekterne er opgjort det år, hvor en tilladelse eller afgørelse er blevet realiseret.

Der er i 2022 og 2024 ikke modtaget nogen tilladelser, hvorfor grafen her er i nul. Forventningen er, at vi når at modtage to §25-tilladelser inden

PLANMYNDIGHEDERNES GENNEMLØBSTID

Plangodkendelser kan afgøres på to forskellige måder

Lokalplan (kommune)



Varighed op til 550 dage

Landsplandirektiv (stat)



Varighed op til 485 dage



Energinet søger kommunal dialog for anlægsprojekt-plangrundlag. Afvises det, kan statslig planlægning initieres via landsplandirektiv. Ved brug af landsplandirektiv tilgår der tid til afklaring i kommunen.

IDENTIFICEREDE EKSTERNE UDFORDRINGER



Flere screeningsprojekter ender med fuld miljøkonsekvensvurdering

- Skærpede krav og mere restriktiv fortolkning af EU-direktiver (habitatdirektivet og vandrammedirektivet) fra MST
- Nye domme fra EU og ændret praksis efter klagenævnssafgørelser
- Skiftende krav og manglende vejledninger til natur- og miljøforhold



MST afgør, at flere projekter er sammenhængende

Manglende udnyttelse af virkemidler

- F.eks. undtagelsesbestemmelser og nødforordningen

Ressourcer og kompetencer hos myndighederne

- Både kommunerne og MST har svært ved at rekruttere erfarne og tilstrækkelige medarbejdere



I arbejdet med godkendelser og tilladelser indgår Energinet i et komplekst samarbejde med en række eksterne aktører. Der har over en længere periode været fokus på at håndtere de udfordringer, som præger samarbejdet på tværs.

IDENTIFICEREDE EKSTERNE UDFORDRINGER



Mange involverede ressortområder uden E2E-ansvar

- Utilstrækkelig koordinering og informationsdeling
- Uklarhed ift. myndighedsansvar og -rolle
- Manglende incitament til at sikre rimelige sagsbehandlingstider

Mangel på faste tidsrammer for sagsbehandling og overholdelse heraf



Modvilje hos myndigheder ift. at påtage sig ansvaret for plangrundlaget

- Kommuner ift. lokalplaner
- Plan- og Landdistriktsstyrelsen ift. landsplandirektiver

Stigende antal ekspropriationer og manglende hjemmel til bl.a.:

- Tidligere ekspropriation
- Etablering af erstatningsnatur
- Direkte ekspropriation – frem for først at indgå frivillige aftaler



I arbejdet med godkendelser og tilladelser indgår Energinet i et komplekst samarbejde med en række eksterne aktører. Der har over en længere periode været fokus på at håndtere de udfordringer, som præger samarbejdet på tværs.



HVAD HAR VI GJORT?

AFSLUTTEDE INDSATSER

Indsats	Beskrivelse	Effekt	Tidsperspektiv
Fremrykning af ansøgning om miljøvurdering	Initiativet har til formål at gentænke projekters forløb i modningsfasen, så det i højere grad bliver muligt at arbejde i parallelle processer. De skal ud fra en risikovurdering sikre, at tingene laves til det nødvendige niveau første gang, så der ikke er behov for at genbesøge allerede udarbejdede produkter. Samtidig skal de parallelle processer understøtte, at miljøbehandling tidligt kan ske til et niveau, der gør det muligt at sende miljøansøgninger allerede i modningsfasen.	Optimering af nuværende processer og arbejdsgange, så kritiske aktiviteter fremrykkes. Målsætningen er en halvering af den interne gennemløbstid for udarbejdelse af ansøgning til miljøvurdering.	Trådte i kraft ultimo 2023. Implementeringen pågår.
Mødestruktur med MST	Energinet har taget initiativ til at udvikle og implementere en ny mødestruktur med Miljøstyrelsen. Det er på vicedirektørniveau med møder hver anden måned. Tilsvarende struktur er implementeret som fælles kvartalsmøder med Miljøstyrelsen og Energistyrelsen. Der gennemføres også månedlige statusmøder på kontorchef-/afdelingslederniveau med Miljøstyrelsen. Møderne har til formål at drøfte og prioritere udfordringer og projekter, ligesom vi skal sikre, at Miljøstyrelsen har indblik i projekter på den lange bane, så de er i stand til at planlægge ressourcebehovet.	Møderne har initieret en bedre dialog og koordinering mellem Energinet og Miljøstyrelsen, hvilket har en positiv indvirkning på Energinets projektportefølje. Et konkret bidrag har været, at Baltic Pipe og Vestkyst-projekterne kom i mål med myndighedstilladelserne. Derudover løbende afklaring af knaster og senest sagsbehandling og prioritering af CO2 hos GSD.	Trådte i kraft primo 2023.
Porteføljeoverblik til MST	Energinet har udviklet et porteføljeoverblik inklusive risikovurdering, der indgår i dialogen med Miljøstyrelsen. Energinet fremsender løbende notat til Miljøstyrelsen, som redegør for risici ved forsinkelser i alle større Bilag 1-projekter (tidligere VVM'er).	Formålet er at hjælpe Miljøstyrelsen med at planlægge og prioritere opgaver i de enkelte projekter.	Implementeret ultimo 2022.
Betaling af MST	Energinet har arbejdet for, at der blev udarbejdet en ny bekendtgørelse, som betyder, at Energinet kan betale for sagsbehandling ved Miljøstyrelsen.	Betaling for sagsbehandling hos Miljøstyrelsen muliggør en yderligere skalering af Miljøstyrelsens organisation og reduktion af sagsbehandlingstiden.	Bekendtgørelsen trådte i kraft ved årsskiftet 2022/2023, og der er pt. ansat seks ekstra medarbejdere i Miljøstyrelsen.
Muligheder i undtagelsesbestemmelser i EU-lovgivning	Energinet har kortlagt muligheden for i højere grad at kunne benytte undtagelsesbestemmelser i EU-lovgivning – mere specifikt Habitatdirektivet. Formålet er at have et værktøj i de situationer, hvor vores projekter ikke kan gennemføres uden en væsentlig miljøpåvirkning og dermed undgå, at projekterne går i stå.	Begrænset effekt, da Energinet i de fleste tilfælde har mulighed for at mitigere de udfordringer, der identificeres. Men det påvirker økonomi og tidsforbrug.	Værktøjet er taget i brug.

AFSLUTTEDE INDSATSER

Indsats	Beskrivelse	Effekt	Tidsperspektiv
Færre ansøgninger ved kalkuleret risikostyring	En administrativ risikomodel for, hvornår Energinets reinvesteringsprojekter skal anmeldes efter miljøvurderingsloven. Det betyder, at Energinet forholder sig til lovens indbyggede råderum for, at bygherre selv kan vurdere, om et projekt medfører en væsentlig miljøpåvirkning og kræver en screeningsansøgning.	Risikomodellen er foreløbig anvendt på alle nyere 'rene' stationsprojekter og bliver anvendt fremadrettet på alle Energinets vedligeholdelsesprojekter hos Asset. At projekterne ikke anmeldes betyder, at Miljøstyrelsen ikke skal bruge tid og ressourcer på at sagsbehandle de konkrete screeningsansøgninger (en screeningsansøgning tager typisk 12 måneder).	Er taget i brug, men har kun effekt ved opstart af nye projekter.
Fokuseret VVM	Energinet har undersøgt muligheden for at tidsoptimere screenings- og sagsbehandlingsprocessen på Bilag 2-projekter.	Det har resulteret i flere beslutninger og actions; herunder at alle miljøkonsekvensvurderinger (tidligere såkaldte VVM'er) generelt skal afgrænses mest muligt, uanset om det er 'fødte' miljøkonsekvensvurderinger eller på Bilag 2-projekter. Det standpunkt deler Miljøstyrelsen med os, men i praksis bliver det udfordret. En anden læring er, at vi skal beskrive projekterne endnu mere detaljeret end tidligere.	Er taget i brug.
Kortlægning af overordnede sagsbehandlingsprocesser	Vi har sammen med MST kortlagt processen for sagsbehandlingen af miljøkonsekvensrapporter og screeningssager. Det blev gjort for at øge gennemsigtigheden og identificere, hvor i processen der var forbedringspotentiale.	Har dokumenteret sagsbehandlingsprocessen mellem Energinet og MST (§21/§25) og identificeret 31 forbedringsindsatser. Effekten er større gennemsigtighed ved processen og at sikre et mere målrettet arbejde med at reducere sagsbehandlingstiden.	Gennemført i ultimo 2022.

AFSLUTTEDE INDSATSER

Indsats	Beskrivelse	Effekt	Tidsperspektiv
Praksis for rettelser	Når Energinet fremsender miljøkonsekvensrapporter til MST, vil der forekomme et vist antal retterunder, inden miljøkonsekvensrapporten godkendes og kan offentliggøres. Der er ikke en fast praksis for håndtering af rettelser, så de aftales som regel fra projekt til projekt. Indsatsen skal sikre, at såvel MST's bemærkninger og de efterfølgende rettelser fremgår tydeligt og gennemføres konsekvent. Der skal aftales en metode, som gør det nemt og hurtigt for både Energinet og MST at genfinde de steder, hvor der har været behov for tilpasninger.	At bemærkninger fra MST fremstår tydelige, og at de er koordineret internt forud for fremsendelse til Energinet. At Energinet forholder sig til alle MST's bemærkninger, og at de kan genfindes hurtigt og er dokumenteret. At Energinet gør opmærksom på eventuelle projektændringer, og hvor det i givet fald medfører ændringer i rapporten.	Effekten forventes at kunne påvirke nye og eksisterende sager. Det er ikke afklaret om proces er endelig implementeret hos MST. Effekten på sagsbehandlingen forventes først at kunne ses 2-3 år efter implementering af indsats.
Erfaringsudveksling	Et tættere samarbejde med løbende vidensdeling vil bidrage til, at alle sagsbehandlere bedre og mere effektivt kan gennemføre arbejdet med ansøgninger og afgørelser. For at det skal få størst mulig effekt, skal vidensdelingen ske jævnlige og bredt i organisationerne. Det kan ske ved at: 1: Afholde fælles temamøder, f.eks. vigtige emner i screeningssager, elsystemets opbygning og elementer 2: Informationsoplæg, f.eks. nye og kommende lovændringer, betydning for sagsbehandling og praksis 3: Fysiske besøg på anlægsprojekter og eksisterende el- og gasanlæg	Alle indsætterne skal bidrage til mere smidig sagsbehandling. Bedre ansøgninger og større gensidig forståelse af anlægsprojekterne skal give fokus på væsentlige emner og nedbringe behovet for tidskrævende retterunder. Effekten forventes at kunne påvirke eksisterende og nye sager.	Systematisk erfaringsudveksling blev igangsat medio 2023. Effekten på sagsbehandlingen forventes først at kunne ses 2-3 år efter implementering af indsats.
Knastanalyse	For at identificere udfordringer i samarbejdet om miljøvurderingssager og -konsekvensrapporter, blev der igangsat en knastanalyse. Den har gjort det muligt at samle vigtige observationer om samarbejdsprocesser og tage skridt til at forbedre dem i fremtiden.	Skabe gennemsigtighed ift., hvor der er udfordringer og at understøtte målsætningen om at reducere sagsbehandlingstiden.	Analysen er afsluttet primo 2024, og der skal træffes beslutning om, hvilke indsætter der arbejdes videre med. Effekten forventes at kunne ses 2-3 år efter implementering af konkrete indsætter.

AFSLUTTEDE INDSATSER

Indsats	Beskrivelse	Effekt	Tidsperspektiv
Optimerede skabeloner og vejledninger	For at øge kvaliteten og ensartetheden i materialet fra Energinet til Miljøstyrelsen, er der i samarbejde med Miljøstyrelsen udarbejdet skabeloner og vejledninger til bl.a. projektbeskrivelsen og standardkataloger til håndtering af bilag IV-arter.	Forventningen er, at der bliver færre tilbageløb mellem Miljøstyrelsen og Energinet, og det letter sagsbehandlingen ved Miljøstyrelsen – og dermed hurtigere afgørelser på ansøgninger.	Taget i brug i 2023.
Digital ansøgningsportal	Der er udviklet en digital ansøgningsportal hos Miljøstyrelsen, som er en fast indgang for Energinets miljøvurderingsansøgninger. Det er et vigtigt skridt i en mere digital og datadrevet proces, hvor portalen skal bidrage til øget datakvalitet, gensidig transparens og på sigt danne grundlag for fælles prioritering, planlægning og identificering af flaskehalse.	Ved at digitalisere sagsbehandlings-processen bliver det mere gennemsigtigt, hvilke faser rer er særligt tunge; hvor der er ressourceudfordringer, og hvorledes projekter kan have indbyrdes afhængigheder, og derved ikke kan ses isoleret i en evt. prioriteringsproces.	Portalen har været i drift siden sommeren 2023.
Deling af data (I)	Energinet og Miljøstyrelsen er blevet enige om en indsats for at dele sags- og porteføljedata. Deling af data er muligt som følge af, at Miljøstyrelsen og Energinet i samarbejde har etableret en digital platform for indmelding af ansøgninger, der kan styres i et digitalt flow i Miljøstyrelsens sagsbehandlingssystem F2.	Ved at koble MST's sager med interne projekter i Energinet får vi adgang til information om sagernes aktuelle status. Den information er værdifuld i den daglige projektstyring og planlægning, så der skabes fuld transparens om, hvor langt ansøgningerne er kommet i det samlede flow hos MST.	I Q3 2024 er opnået adgang til sagsstatus hos MST.
Anlægslov eller Landsplan-direktiv	Formålet er at belyse, hvorvidt en anlægslov vil fremme en mere strategisk tilgang med mere forudsigelige myndighedsprocesser og tidsplaner for Energinets anlægsprojekter. Der er dels fokus på at skabe hurtigere godkendelse af et samlet projektgrundlag, dels fokus på at undgå tilbageløb.	Mulighed for hurtigere fremdrift på anlægsprojekter i kraft af færre klager og mindre behov for særlovgivning.	Afsluttet 2022, hvor anbefalingen var, at der på det tidspunkt ikke ville være tungtvejende fordele ved at benytte anlægslov som projektgrundlag. Revurderet i første halvår 2024, hvor analyse har belyst perspektiverne i brug af anlægslov, og hvad det vil kræve af Energinet. Besluttet at parkere arbejdet, til der er afklaring på effekten af fremskyndelsesområder.



HVAD GØR VI
FREMADRETTET?



HVAD GØR VI FREMADRETTET?

Der er skabt resultater, men vi står stadig med markante udfordringer

For at mitigere udfordringerne er der i juni 2024 vedtaget en ny strategi for myndighedstilladelser

Herudover deltager og bidrager vi til NEKST-arbejdet og udvikling af fremskynelsesområder



STRATEGI FOR MYNDIGHEDSTILLADELSER – FRA BARRIERE TIL ENABLER

Der er behov for at tilpasse de strategiske og organisatoriske rammer for arbejdet med myndighedstilladelser. Til formålet er der formuleret vision, ambition og fokusområder for at accelerere omfanget af myndighedsgodkendelser og -tilladelser til Energinets anlægsprojekter.

VISION



Energinets arbejde med godkendelser og tilladelser skal understøtte **accelerationen** af projekteksekveringen i den grønne omstilling.

AMBITION



Reducere gennemløbstid på **screeninger** fra 800 til 535 dage ultimo 2026



Reducere gennemløbstid fra opstart af **lokalplaner** til beslutning om LPD fra 475 dage til 100 dage ultimo 2028



Reducere gennemløbstid på **MKV** med 25% primo 2027 fra 1.150 dage til 863



Maks. 3 retterunder hos Miljøstyrelsen



Ingen væsentlige mangler i ansøgningsmateriale fra Energinet til Miljøstyrelsen



Ingen ændringer i projektbeskrivelser, der påvirker godkendelser og tilladelser efter aftalt deadline

FOKUSOMRÅDER



Strategisk interessevaretagelse



Databaseret styring



Effektiv driftsorganisation



Kompetencer og ressourcer



Eksekvering af strategiske indsatser

STRATEGIENS FOKUSOMRÅDER TIL OPERATIONALISERING

For at indfri Energinets vision og ambition er der identificeret en række fokusområder, som omsættes til konkrete handlinger og initiativer.



Databaseret styring: Proaktiv prioritering, rapportering og risikostyring

Miljø og Support vil drive en databaseret styring af arbejdet med myndighedsansøgninger, som sikrer transparens, fremdrift og godkendelser til tiden. Transparensen vil vi proaktivt udnytte i dialogen med myndighederne for at sikre fremdrift hos dem. Derudover sikres grundlaget for etablering af relevant ledelsesrapportering.



Effektiv driftsorganisation: Optimerede processer, roller og ansvar

Miljø og Support vil anvende standardprocesser for kerneleverancer med tydelige roller og ansvar, hvilket sikrer optimerede arbejdsprocesser. Der stilles krav til projektmodning og teknisk design, og der fastlægges proces og værktøjer for optimeret håndtering af konsekvenser ved ændringer ift. gennemløbstid både internt og eksternt. Vi vil bruge data og nye teknologier til at løse opgaverne smartere og i samarbejde med myndighederne at blive mere digitale og øge brugen af AI i plan- og miljøprocesserne.



Kompetencer og ressourcer

Miljø og Support vil sikre, at de rette kompetencer og den rette adfærd er tilstede for at varetage opgaverne på såvel operationelt som taktisk og strategisk niveau. Desuden udvikles et kvalitetsstyringskoncept over for eksterne leverandører, som indgår i arbejdet med myndighedsgodkendelser og-tilladelser. Vi vil desuden arbejde for en fælles kompetenceudvikling bygherrer og myndigheder imellem for at sikre et kompetenceløft på tværs af værdikæden.



Eksekvering af strategiske indsatser

Miljø og Support vil arbejde målrettet med udvikling og implementering af interne strategiske indsatser såvel som implementering af ny praksis og nye anbefalinger fra eksterne interessenter og sikre dedikerede ressourcer hertil.



Arbejdsgruppen har siden starten af året arbejdet fokuseret på konkrete anbefalinger.

Til højre er angivet de første delanbefalinger, der blev offentliggjort 26. august 2024.

De fremhævede **N.** anbefalinger vil have betydelig effekt på hastigheden

Delanbefalinger

1. Hurtig afklaring af, om tilslutningsprojekter skal håndteres af en netvirksomhed eller Energinet
2. Opdaterede og mere fyldestgørende forudsætninger for netudbygning
3. Bedre muligheder for at godkende tarifmetoder, der skal bruges på forsøgsbasis og til pilotprojekter
4. Ligestilling af muligheder for ekspropriation svarende til offentlige infrastrukturprojekter
5. Hurtigere afklaring for særligt berørte og ensartet klageadgang for alle
6. Hjemmel til ekspropriation til tidlig sikring af erstatningsnatur
7. "Selvangivelse" af anlægstekniske tiltag for netudbygningsprojekter (netvirksomhederne)
8. Opmærksomhedszoner for arealer omkring større transformerstationer
9. Samtænkning af afgørelse efter miljøvurderingsloven mhp. koordineret behandling

IGANGVÆRENDE INDSATSER

Indsats	Beskrivelse	Effekt	Tidsperspektiv
Deling af data (II)	Energinet og Miljøstyrelsen er blevet enige om en indsats for at dele sags- og porteføljedata. Det kræver, at Energinet etablerer en service til at dele data med MST, og at vi løbende sikrer, at data er opdateet.	Ved at give MST indsigt i vores data for porteføljen får MST bedre mulighed for at planlægge og kapacitetsstyre – og dermed hurtigere sagsbehandling.	I august 2024 er indledt indsats med henblik på digital deling af Energinets portefølje med MST.
Vejledning om screening	At udarbejde en vejledning, der kan hjælpe med hurtigt at identificere udfordringer i et givet projekt. Det er for dels at afgøre, om et projekt er egnet til en screening frem for fuld miljøvurdering, dels at sætte fokus på aspekter, som kræver en mere detaljeret beskrivelse i en eventuel fuld miljøvurdering.	Formålet er at øge effektiviteten i sagsbehandlingen ved at opnå fælles forståelse mellem bygherre og MST om, hvilke projekter der er velegnede til screening. Ved at give klare retningslinjer vil vejledningen kunne effektivisere sagsbehandlingen.	Indsatsen er startet i juni 2024. Effekten på sagsbehandlingen forventes først at kunne ses om 2-3 år.
Sikkerhedsafstand til kritiske anlæg	Der er behov for tydelige rammer for, hvilke forpligtelser der er hos Energinet og andre myndigheder, så Energinet kan sikre tilstrækkelig afstand til kritiske anlæg rundt om egne anlæg.	Minimere risiko for havari på Energinets anlæg grundet udefrakommende ulykke og sikre Energinets omdømme i den grønne omstilling.	Tidshorisont for at afslutte indsatsen er afhængig af eventuel behov for ny hjemmel i lovgivningen.
Afstand til kritiske anlæg	Energinet oplever en stigende interesse for tilkobling af VE-anlæg til vores stationer. Vi har behov for at fastlægge nødvendige sikkerhedsafstande til f.eks. et brint-producerende PtX-anlæg. Indsatsen skal derfor undersøge, hvilken hjemmel i lovgivningen Energinet kan bruge for at sikre de nødvendige afstandskrav mellem Energinets anlæg og nye risikoanlæg. Den nye viden skal gøre det mulig at udarbejde en intern vejledning.	Vi minimerer risikoen for havari på Energinets anlæg grundet udefrakommende ulykke. Vi opnår tydelige rammer for, hvilke forpligtelser der er hos Energinet og andre myndigheder.	Indstilling til ELG i Q3 2024 mht. risikovillighed. Juridisk forankring kan nemt tage et halvt år eller mere.
Proaktiv arealerhvervelse	Strategiske opkøb kan være afgørende for hastigheden med at realisere den grønne omstilling i forhold til. I dag er det kun muligt at købe nødvendigt areal til det konkrete projekt. Derved er der risiko for, at de enkelte stationer skal udvides i små bidder. Ændring kræver ny hjemmel i lovgivning.	En mere langsigtet planlægning vil give sikkerhed for de enkelte projekter, da der ikke skal sættes tid af til at vedtage lokalplaner og opkøb af delarealer hver eneste gang.	Blev løftet op i Klimaaftalen juni 2022, men uden effektivering. Indsatsen er efterfølgende løftet op i NEKST-regi.

VEIII-DIREKTIVET – STATUS

KEFM og BLKM indstiller til Grønt Udvalg den 12. september 2024:

- VEIII-direktivets artikel 15e om fremskyndelsesområder til elinfrastruktur gennemføres. Tre konkrete elinfrastrukturprojekter gennemføres som fremskyndelsesområder:
 - Fremtidssikring af eltransmissionsnettet i Østjylland incl. 150 kV-nettet,
 - Ny netstruktur i Nordjylland
 - Grønt Net til Sjælland, Lolland & Falster Etape 2
- Der gennemføres en analyse af mulige alternativer for at tilvejebringe plangrundlag for større energiinfrastrukturprojekter. Med afsæt i analysen præsenteres et beslutningsoplæg for regeringen medio 2025
- Der tilvejebringes hjemmel til, at miljømyndighedsopgaver ifm. screening i netfremskyndelsesområder kan gebyrfinansieres
- Kommende analyser skal afdække yderligere fremskyndelsesområder, herunder hvorvidt brint falder ind under anvendelsesområdet
- Energinet er i gang med at få belyst forventet proces, roller, ansvar, risici, kommunikation mv.

DER ER OBSERVERET EN RÆKKE UDFRODRINGER I MYNDIGHEDSPROCESSEN, SOM ALLE PÅVIRKER GENNEMLØBSTIDEN



Mange involverede ressort-områder uden end-to-end ansvar

- Højt antal myndigheder fra forskellige ressortområder involveret i processen
- Myndigheder med ansvar for netudbygning har lille indflydelse på hastigheden af netudbygningen, mens myndigheder med stor indflydelse på hastigheden ikke har ansvar for at netudbygningen gennemføres
- Uklarhed i myndighedsansvaret medfører længere sagsbehandlingstid.



Reaktiv og manuel godkendelsesproces

- Diskretionær og lokal vurdering og godkendelse af projekter
- Generel lille risikovillighed fra godkendende myndigheder samt manglede udnyttelse af virkemidler, ex anvendelse af undtagelsesbestemmelser og nødforordningen
- Ingen stillingtagen til nationalt udbygningsbehov.



Suboptimale kommunale planprocesser ift. netudbygning

- Behovet for netudbygning er ikke et fokuspunkt i den kommunale planlægning
- Kommuner egenoptimerer arealanvendelse
- Manglende nationalt fokus på overordnede elnet.



Myndighedsvakuum i dele af processen

- Uklarheder i dele af processen omkring hvem der er myndighed samt placering af ansvar
- Myndighedsvakuum kan resultere i, at sager nedprioriteres, hvilket i sidste ende kan medføre lang sagsbehandlingstid.



Tidskrævende og intransparent arealadgang

- Uklarhed omkring skatteregler (DSO udfordring) for hhv. frivillig aftale og ekspropriation giver incitament til ekspropriation
- Uklarhed for lodsejer omkring udfaldet af at modsætte sig en frivillig aftale
- Mange iterationer i forhandlingerne.

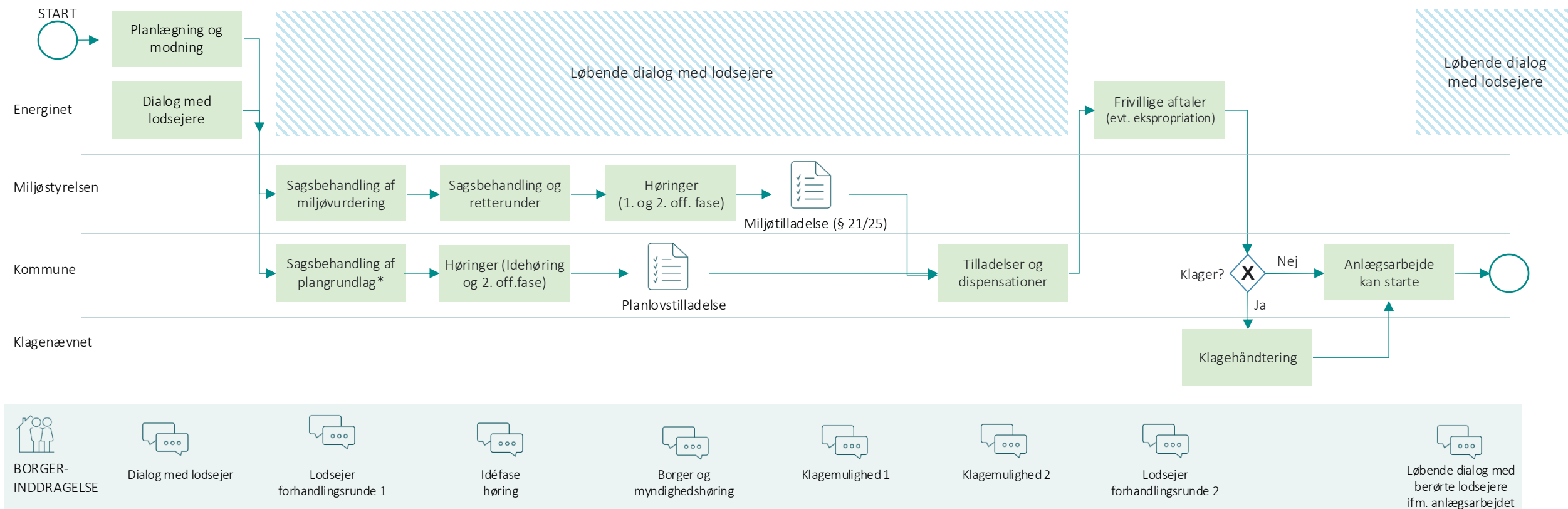


Sekventiel proces med mange stopklodser

- Lav risikovillighed fører til parallelisering og detalje- og dokumentationsorientering i sagsbehandlingen
- Gennemløbstiden øges som følge af, at der skal ventes på godkendelser, tilladelser mv.

PROCES MED KOMMUNER OG LODSEJERE

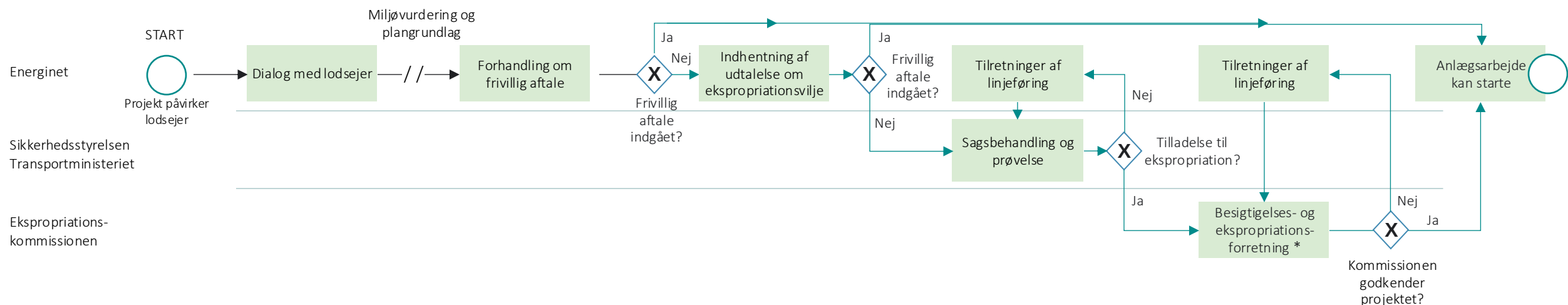
Processerne for miljøvurdering og plangrundlag inkl. Energinets dialog med lodsejerne



* Ønsker kommunen ikke at hjemtage planlægningen, er det i stedet staten, der skal være planmyndighed. Planlægningen vil i så fald skulle ske via et landsplandirektiv.

RETTIGHEDSERHVERVELSE/EKSPPROPRIATION

Processen kører parallelt med de øvrige processer for miljøvurdering og plangrundlag



BORGERINDDRAGELSE



Lodsejer
forhandlingsrunde 1



Lodsejer
forhandlingsrunde 2



Lodsejer informeres om
ekspropriationsvilje og forventet pris



Høring af
lodsejer 1



Høring af
lodsejer 2

* Ved ekspropriationskommissionens behandling af projektet skal alle særlovstilladelser foreligge og eventuelle klager være behandlet

EKSEMPEL PÅ OVERIMPLEMENTERING AF HABITATDIREKTIV

Vestkystprojektet

Foranstaltninger vedr. løgfrø:

- Som bygherre er vi på markerne i kort tid. I den periode, hvor vi arbejder, skal der iagttages en række foranstaltninger herunder fx opsætning af paddehegn.
- Landmanden, der normalt dyrker markerne, skal hverken før eller efter bygherres tilstedeværelse gennemføre foranstaltninger eller vise hensyn til dyr omfattet af bilag IV.

Der mangler proportionalitet mellem formål og vilkår. Intentionen i habitatdirektivet er ikke det, man tilgodeser i tiltagene. Man kunne med de samme midler skabe meget bedre vilkår for løgfrøen på anden vis.