

Offentlig

ISBN nr. 978-82-93150-06-0



THEMA Rapport 2011-14

Kriterier for sentralnettsinvesteringer

Olje- og energidepartementet

August 2011

Om prosjektet

Prosjektnummer:	OED-2011-2
Prosjektnavn:	Sentralnettsinvesteringer i utvalgte land
Oppdragsgiver:	Olje- og energidepartementet
Prosjektleder:	Åsmund Jenssen
Prosjektdeltakere:	Silje Harsem Arndt von Schemde Anders Berg Skånlund

Om rapporten:

Rapportnavn:	Kriterier for sentralnettsinvesteringer
Rapportnummer:	2011-14
ISBN-nummer	978-82-93150-06-0
Tilgjengelighet:	Offentlig
Ferdigstilt:	31. august 2011

Brief summary in English

Investing in electricity transmission usually involves complex and lengthy decision processes. In this report, we describe the regulatory processes and investment criteria in Denmark, Sweden, Great Britain (with emphasis on England and Wales), Germany and The Netherlands. Important investment drivers are security of supply and obligations to connect new customers to the grid, as well as economic efficiency and market development. Extensive analyses of security of supply is performed regularly in the network planning. Variants of the N-1 criterion is central in each of the countries surveyed. Environmental Impact Assessments are fundamental for determining the exact routing and choice of solutions. Although there are fundamental differences between the countries with regard to the legal framework, the overall timespan between initial planning and start of operations is typically 5-10 years.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo

Foretaksnummer: NO 895 144 932

www.t-cg.no

THEMA Consulting Group tilbyr spesialistkompetanse innenfor markedsanalyser, markedsdesign og strategirådgivning for energi- og kraftbransjen.



INNHOLD

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	7
1 INNLEDNING.....	11
2 DANMARK.....	12
2.1 Innledning.....	12
2.2 Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet	12
2.3 Formelle krav ved investeringer i sentralnett	13
2.4 Oversikt over beslutningsprosessene.....	13
2.4.1 Før søknad.....	14
2.4.2 Søknad.....	15
2.4.3 Søknadsbehandling.....	15
2.4.4 Vedtak	15
2.4.5 Etter vedtak	15
2.5 Finansiering.....	16
2.6 Eksempel: Kassø-Tjele	16
2.6.1 Før søknad.....	16
2.6.2 Søknad.....	17
2.6.3 Søknadsbehandling.....	17
2.6.4 Vedtak	17
2.6.5 Etter vedtak	18
3 SVERIGE.....	19
3.1 Innledning.....	19
3.2 Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet	20
3.3 Formelle krav ved investeringer i sentralnett	20
3.4 Oversikt over beslutningsprosessene.....	21
3.4.1 Før søknad.....	21
3.4.2 Søknad.....	22
3.4.3 Søknadsbehandling.....	22
3.4.4 Vedtak	23
3.4.5 Etter vedtak	23
3.4.6 Tidsforbruk	23
3.5 Finansiering.....	23
3.6 Eksempel: Stenkullen - Lindome	25
3.6.1 Før søknad.....	25

3.6.2	<i>Søknad</i>	25
3.6.3	<i>Søknadsbehandling</i>	25
3.6.4	<i>Vedtak</i>	26
3.6.5	<i>Etter vedtak</i>	26
4	STORBRITANNIA.....	27
4.1	Innledning.....	27
4.2	Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet.....	27
4.3	Formelle krav ved investeringer i sentralnettet.....	27
4.4	Oversikt over beslutningsprosessene.....	30
4.4.1	<i>Før søknad</i>	30
4.4.2	<i>Søknad</i>	31
4.4.3	<i>Søknadsbehandling</i>	32
4.4.4	<i>Vedtak</i>	32
4.4.5	<i>Etter vedtak</i>	32
4.5	Finansiering.....	32
4.6	Eksempel: Bramford/Twinstead.....	33
5	TYSKLAND.....	34
5.1	Innledning.....	34
5.2	Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet.....	35
5.3	Formelle krav ved investeringer i sentralnettet.....	36
5.4	Oversikt over beslutningsprosessene.....	36
5.4.1	<i>Før søknad</i>	37
5.4.2	<i>Søknad</i>	38
5.4.3	<i>Søknadsbehandling</i>	39
5.4.4	<i>Vedtak</i>	40
5.4.5	<i>Etter vedtak</i>	40
5.4.6	<i>Tidsbruk</i>	40
5.4.7	<i>Inntektsrammeøkning</i>	40
5.5	Finansiering.....	42
5.6	Eksempel: Thüringer Strombrücke.....	42
6	NEDERLAND.....	44
6.1	Innledning.....	44
6.2	Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet.....	44
6.3	Formelle krav ved investeringer i sentralnettet.....	45
6.4	Oversikt over beslutningsprosessene.....	46

6.4.1	<i>Før søknad</i>	46
6.4.2	<i>Søknad</i>	47
6.4.3	<i>Søknadsbehandling</i>	47
6.4.4	<i>Vedtak</i>	48
6.4.5	<i>Etter vedtak</i>	48
6.4.6	<i>Samlet tidsbruk</i>	49
6.5	Finansiering.....	49
6.6	Eksempel: Randstad 380 kV	49
6.6.1	<i>Før søknad</i>	49
6.6.2	<i>Søknad</i>	49
6.6.3	<i>Søknadsbehandling</i>	50
6.6.4	<i>Vedtak</i>	50
6.6.5	<i>Etter vedtak</i>	50
7	REFERANSER	51

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Bakgrunn og problemstilling

Ved utbygging av anlegg i sentralnettet i det norske kraftsystemet kreves det blant annet anleggskonsesjon etter energiloven og tillatelser i henhold til plan- og bygningsloven. Erfaringsmessig kan beslutningsprosessene være tidkrevende og kompliserte, både i Norge og andre land. I rapporten drøfter vi følgende problemstillinger:

Hvordan skjer beslutninger om investeringer i sentralnett i ulike europeiske land?

Vi har sett på beslutningsprosessene i forbindelse med investeringer i regi av de systemansvarlige nettselskapene i Danmark (Energinet.dk), Nederland (TenneT), Storbritannia med vekt på England og Wales (National Grid), Sverige (Svenska Kraftnät) og Tyskland (Amprion, 50Hertz, EnBW Transportnetze og TenneT TSO), det vil si selskaper med tilsvarende rolle som Statnett i Norge. Hovedvekten ligger på strukturen i de formelle beslutningsprosessene, men vi beskriver også viktige overordnede føringer på investeringene i sentralnettet som krav til nettplanlegging, lovpålagte krav til tilknytning av produksjon og forbruk, kablingspolicy, finansieringsordninger og eierskap. Videre konsentrerer vi oss om investeringer i nye forbindelser, men omtaler også andre anlegg kort (for eksempel transformatorstasjoner).

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Informasjonsgrunnlaget for rapporten er hentet fra ulike typer offentlige dokumenter, herunder lover, forskrifter, beslutningsdokumenter, konsesjonssøknader, veiledere, websider for systemansvarlige nettselskaper og enkeltprosjekter. I tillegg har vi hatt samtaler med reguleringsmyndigheter og systemansvarlige nettselskaper i de aktuelle landene.

Forskjellige kraftsystemer, men relativt like oppgaver

De fem landene vi har sett på, har forskjellige kraftsystemer både med hensyn til underliggende forbruk og produksjon, og med hensyn til juridisk organisering av systemansvaret og sentralnettet. Danmark, Nederland og Sverige har alle ett systemansvarlig nettselskap med 100 prosent statlig eierskap, mens Tyskland har fire selskaper med blandet offentlig og privat eierskap som hver har ansvar for sitt geografiske område. Storbritannia (England og Wales) har ett selskap med privat eierskap. Videre skiller Tyskland seg ut ved at landet er en føderalstat med omfattende beslutningsmyndighet på delstatsnivå, også i kraftsektoren.

Felles for alle landene er at de har dedikerte systemansvarlige nettselskaper som både eier og driver anleggene i sentralnettet. I praksis er selskapene eiere av sentralnett i sine respektive områder, selv om det i hvert fall i Tyskland finnes muligheter for andre aktører til å investere i sentralnett. Noen av selskapene har også ansvar for nett på lavere spenningsnivåer, for eksempel TenneT i Nederland som eier alt nett fra 110 kV og oppover.

Når det gjelder utviklingen av regelverket for nettutbygging i de ulike landene, er utbygging av fornybar kraft en viktig drivkraft, men også hensynet til forsyningsikkerhet. I både Nederland, Tyskland og Storbritannia er det gjort omfattende endringer i lovverket de siste årene med sikte på å øke tempoet i beslutningsprosessene. Konsekvensene av endringene er det imidlertid for tidlig å si noe om.

Flere beslutningskriterier for nettinvesteringer

Alle de systemansvarlige nettselskapene vi har sett på, er forpliktet til å utvikle nettet i henhold til ulike kriterier som delvis er lovfestet.

- I samtlige land er det tilknytningsplikt for ny produksjon og nytt forbruk på alle nettnivåer, også i sentralnettet. Det kan i flere av landene gis unntak fra tilknytningsplikten, for eksempel dersom tilknytning er uforholdsmessig dyrt, men vilkårene for unntak er relativt strenge. I Tyskland er tilknytningsplikten absolutt for fornybar kraftproduksjon. Dersom det trengs mer kapasitet for å ta inn fornybar kraft, må nettselskapet bygge ut. Dette innebærer likevel ikke noen forhåndsgodkjenning av konkrete nettinvesteringer. Også i Nederland og Danmark har fornybar kraft fortrinnsrett i nettet.
- Nettselskapene er forpliktet til å opprettholde en sikker forsyning og om nødvendig bygge ut nettet. De eksakte kravene til forsyningssikkerhet er ikke nedfelt i lovverket, men N-1-kriteriet er i praksis retningsgivende i samtlige av landene, enten uformelt eller gjennom tekniske retningslinjer for nettdriften og –utviklingen (grid code). Det innebærer at nettet som hovedregel skal tåle utfall av én komponent uten at sluttbrukere opplever avbrudd. Den eksakte definisjonen av kriteriet varierer mellom landene, blant annet med hensyn til hvordan kriteriet operasjonaliseres i vedlikeholdssituasjoner og hva slags utfallsrom det testes mot. Det finnes også eksempler på at strengere kriterier legges til grunn. I Sverige er N-2 benyttet historisk for å dimensjonere nettet inn mot store byer og annen viktig infrastruktur. I Tyskland har Bundesnetzagentur tatt til orde for å ta med sårbarheten overfor multiple feil og følgefeil, i tillegg til enkeltfeil, når forsyningssikkerheten vurderes.
- Endelig er det blant annet i Danmark, Sverige og Nederland formuleringer i lovverket som i praksis forplikter de systemansvarlige nettselskapene til å fremme utviklingen av et effektivt marked for elektrisitet. For eksempel kan fjerning av flaskehals på denne måten være en begrunnelse for nettinvesteringer. Svenska Kraftnät er eksplisitt forpliktet til å bygge ut nettet basert på samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger. Også i Danmark skal samfunnsøkonomiske vurderinger av nettanlegg gjennomføres (også med tanke på alternativer til nettutbygging).

Det følger altså eksplisitt og implisitt av regelverket i de ulike landene at nettinvesteringer skal gjennomføres dersom det følger av lovpålagte plikter, eller dersom nytten for samfunnet overstiger kostnadene inklusive miljøvirkninger. Det er imidlertid ikke opplagt hvordan eventuelle målkonflikter mellom tilknytningsplikt, samfunnsøkonomi og forsyningssikkerhet på den ene siden og miljøhensyn på den andre siden, skal håndteres.

Omfattende nettplanlegging med vekt på forsyningssikkerhet

I alle de fem landene skjer det omfattende planleggingsarbeid på kontinuerlig basis som ligger til grunn for de konkrete investeringsprosjektene som fremmes. I Nederland og Tyskland er de systemansvarlige nettselskapene forpliktet ved lov til å utarbeide omfattende nettutviklingsplaner annethvert år. I Tyskland er det også under innføring en felles nettplanlegging på statlig nivå som involverer samtlige systemansvarlige nettselskaper, og det er innført en egen lov om nettutbygging som omfatter 24 prosjekter, både konkrete nye ledningsprosjekter og oppgradering av eksisterende forbindelser til 380 kV. For disse prosjektene er behovet formelt fastslått gjennom loven, slik at det ikke

trengs ytterligere behovsvurderinger før det søkes tillatelse for gjennomføring av prosjektene.

Sentralt i planleggingsarbeidet står sikkerhetskriterier for nettet under ulike scenarier for utviklingen i produksjon og forbruk. Hvorvidt kriteriene er oppfylt, undersøkes gjennom tekniske nettanalyser der det tas hensyn til forventet utvikling i forbruk og produksjon av kraft og alternative utviklingsforløp. N-1-kriteriet i ulike varianter er viktig i analysene i samtlige av landene, sammen med blant annet tekniske krav til spenningskvalitet. I tillegg kommer utviklingen innen fornybar kraftproduksjon som en viktig faktor, og behovet for investeringer for å utvikle markedet, fjerne flaskehalsen eller oppnå andre nyttevirkninger.

Kablingspolicyer under utvikling

Kabling av anlegg i sentralnettet skjer normalt ikke, med unntak av Danmark hvor kabling er hovedregelen så langt konsekvensene for forsyningssikkerhet og kostnader blir akseptable. I Tyskland er det imidlertid identifisert 4 pilotprosjekter der deler av strekningene for nye ledninger skal kables som grunnlag for å vurdere den framtidige politikken på området. I Nederland er det etablert et flerårig forskningsprosjekt som blant annet baseres på det store utbyggingsprosjektet Randstad 380 kV, der deler skal bygges som jordkabel. I Storbritannia skal kabel foretrekkes dersom nytten åpenbart overstiger de økonomiske, sosiale og miljømessige kostnadene, men det er ikke etablert noen nasjonal kablingspolicy. National Grid har gjennomført en høring i 2011 om selskapets framtidige policy med hensyn til kabling, og vil offentliggjøre selskapets nye policy etter å ha gått gjennom innspillene.

Variierende grad av sentralisering av søknadsprosessene

Det kreves i alle landene tillatelser etter ulike lover for å kunne bygge nettanlegg. Dette omfatter konsesjoner etter energilovgivningen, plan- eller byggetillatelse etter planlovgivningen, miljøtillatelser, dispensasjoner med hensyn til kulturminner med mer. I tillegg må behovet for tiltakene dokumenteres. Dokumentasjonen av behov skjer gjerne i forbindelse med planleggingsarbeidet, eller som i Tyskland gjennom lovverket (for enkelte prosjekter).

De eksakte lovkravene og behandlingen av søknader om bygging av anlegg i sentralnettet varierer betraktelig mellom landene:

- I Danmark og Sverige kreves det egne konsesjoner etter energilovgivningen. Søknadsprosessene er dessuten sentralisert ved at reguleringsmyndighetene og regjeringen har hovedansvaret for å gi de nødvendige tillatelsene etter energilovgivningen og plan-/byggelovgivningen. I Sverige gjøres det et omfattende arbeid i forkant av søknadsinnsending i form av forstudier og miljøkonsekvensutredning.
- I Nederland er det i løpet av de seneste årene innført et nasjonalt koordineringsprogram for investeringer i energianlegg som også omfatter nettanlegg fra 220 kV og oppover. Koordineringsprogrammet ledes av Ministeriet for økonomiske saker i nært samarbeid med TenneT og Ministeriet for infrastruktur og miljø, og munnar ut i en nasjonal reguleringsplan som bestemmer løsning og trasé. Alle tillatelser etter andre lover gis imidlertid lokalt og regionalt, selv om sentrale myndigheter samordner søknadsprosessen.
- I Storbritannia kreves det lisens pr. prosjekt for å bygge og drive nettanlegg i sentralnettet. Etter 2009 håndteres søknadsprosessen gjennom et sentralt organ,

Infrastructure Planning Commission (IPC). Miljøkonsekvensutredning og trasévalg, med tilhørende konsultasjonsprosesser, gjennomføres før søknad sendes til IPC.

- I Tyskland kreves det ikke egen konsesjon etter energilovgivningen, men det er nødvendig med plantillatelse i hver enkelt delstat som berøres av et ledningsprosjekt. Nylig vedtatte lovendringer medfører økt koordinering og statlig ansvar for den første delen av planprosessen for prosjekter som krysser delstatsgrenser eller går ut av Tyskland, men det er delstatene som gjennomfører den avsluttende delen og gir endelig plantillatelse. I tillegg behandler Bundesnetzagentur søknader om økte inntektsrammer som følge av investeringer på prosjektbasis.

Lange beslutningsprosesser

Prosessen fra et prosjekt konkretiseres (planleggingen starter) og til nettanleggene settes i drift, tar likevel svært lang tid, ofte opp mot 8-10 år. Et delvis unntak er Danmark, hvor prosessene ser ut til å gå noe raskere, men det er fortsatt snakk om et betydelig antall år. Et annet unntak er dersom nye ledninger bygges langs eksisterende traseer.

Hovedårsaken til den lange behandlingstiden er å finne i at det er mange trinn i prosessen, og at selve planleggingsarbeidet og gjennomføring av utredninger kan være svært tidkrevende. Utarbeidelse av miljøkonsekvensutredninger kan for eksempel ta opp mot 1,5 år i Nederland. Videre er det mange myndighetsorganer og interessenter som er involvert, og muligheter for å anke avgjørelsene inn til politiske myndigheter eller egne forvaltningsdomstoler forsinker prosessen ytterligere. Den omfattende tidsbruken er til tross for at det ofte gjelder klare tidsfrister for deler av prosessene, spesielt med hensyn til hvor lenge utredninger eller vedtak er på høring og frister for innlevering av innspill eller høringsuttalelser. I Nederland er det også en begrensning på tiden ankebehandlingen skal ta.

Finansiering gjennom ordinære tariffer som hovedregel

Når det gjelder finansiering av investeringer i sentralnettet, skjer det som hovedregel gjennom tarifføkninger. Unntaket er Sverige, som bruker anleggsbidrag (direkte finansiering fra kundene) i utstrakt grad ved kundespesifikke (radielle) forsterkninger i nettet. I Sverige kan bruken av anleggsbidrag i noen tilfeller også omfatte investeringer i det maskede nettet som utløses helt eller delvis av identifiserbare enkeltkunder. Også Nederland og Storbritannia bruker anleggsbidrag, men bare for de kundespesifikke nettanleggene som kreves for å knytte ny produksjon eller nytt forbruk til det eksisterende nettet.

I Tyskland kan tariffene først økes etter søknad til reguleringsmyndigheten Bundesnetzagentur om tillatelse til å øke inntektsrammene. Godkjenning av inntektsrammeøkning krever at nytten av prosjektet i forhold til de underliggende behovene dokumenteres, og at det dokumenteres at det beste tiltaket er valgt ut fra nytte og kostnader ved alternative løsninger. Også i Nederland og Storbritannia avhenger tarifføkningene av reglene for oppdatering av inntektsrammene til de systemansvarlige nettselskapene. For Energinet.dk, som er avkastningsregulert, er det i praksis et én-til-én-forhold mellom selskapets investeringer og tarifføkninger. Svenska Kraftnät fastsetter sine tariffer selv uten grunnlag i noen eksplisitt økonomisk regulering, men kan bli gjenstand for granskning av myndighetene.

1 INNLEDNING

Ved utbygging av anlegg i sentralnettet i det norske kraftsystemet kreves det for eksempel anleggskonsesjon etter energiloven og tillatelser i henhold til plan- og bygningsloven. Erfaringsmessig kan beslutningsprosessene være tidkrevende og kompliserte, både i Norge og andre land.

Hvordan skjer beslutninger om investeringer i sentralnett i ulike europeiske land?

Hovedvekten ligger på strukturen i de formelle beslutningsprosessene, men vi beskriver også viktige overordnede føringer på investeringene i sentralnettet som krav til nettplanlegging, lovpålagte krav til tilknytning av produksjon og forbruk, kablingspolicy, finansieringsordninger og eierskap. Videre konsentrerer vi oss om investeringer i nye forbindelser, men omtaler også andre anlegg kort (for eksempel transformatorstasjoner).

Vi går gjennom følgende land:

- Danmark
- Sverige
- Storbritannia (med vekt på regelverket i England og Wales)
- Tyskland
- Nederland

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Informasjonsgrunnlaget for rapporten er hentet fra ulike typer offentlige dokumenter, herunder lover, forskrifter, beslutningsdokumenter, konsesjonssøknader, veiledere, websider for systemansvarlige nettselskaper og enkeltprosjekter. I tillegg har vi innhentet supplerende informasjon direkte fra reguleringsmyndigheter og systemansvarlige nettselskaper i de aktuelle landene.

2 DANMARK

2.1 Innledning

I Danmark betegnes overføringsnett med spenning på 400 kV som sentralnettet. Det er Energinet.dk som eier sentralnettet og utenlandsforbindelsene. Klima- og energiministeren er på statens vegne eiere av Energinet.dk. Selskapet har ansvaret for koordineringen av det totale kraftsystemet og skal, i tråd med de gjeldende retningslinjene fra myndighetene, sørge for en hensiktsmessig utbygging av det overordnede strømmettet. Selv om planleggingen av kraftnettet gjøres i tett samarbeid med de regionale nettselskapene, er det Energinet.dk som har ansvaret for den langsiktige planleggingen av det overordnede kraftsystemet (Energinet.dk, 2010a).

I henhold til loven om elforsyning § 19, kreves det tillatelse for å drifte eller eie overføringsnett i Danmark. Tillatelse skal kun gis til virksomheter som oppfyller kravene i kapittel 7 og 8 i samme lov, hvilket blant annet innebærer at selskapet må anses for å ha tilstrekkelig teknisk og finansiell kapasitet til å utføre sine plikter. Bevillingen blir utstedt av klima- og energiministeren og varer i 20 år. I utgangspunktet skal ikke den samme virksomheten få tillatelse til å drifte både distribusjons-/regionalnett og sentralnett. Klima- og energiministeren kan imidlertid gi bevilling til drift av begge virksomhetene, dersom dette ikke er til hinder for en forsvarlig ivaretagelse av virksomhetens plikter. Uansett skal det være en regnskapsmessig atskillelse mellom de to aktivitetene. Aktiviteter som ligger utenfor bevillingen, herunder produksjon eller handel av kraft, skal utføres av uavhengige selskaper (Energistyrelsen).

Sentralnettseiere og andre nettselskaper er med bakgrunn i elforsyningsloven § 20 pålagt å sikre en tilstrekkelig og effektiv distribusjon av elektrisitet. Dette innebærer at nettselskap ved behov er pålagt å vedlikeholde, bygge om og bygge ut sentralnettet, knytte leverandører og kjøpere av elektrisitet til nettet, stille nødvendig overføringskapasitet til rådighet og gi tilgang til overføring av elektrisitet i det kollektive nettet, samt måle leveranser og kjøp av strøm i nettet. Energinet.dk har for nett over 100 kV tilknytningsplikt til produksjonsanlegg, mens det er nettselskapene og ikke Energinet.dk som har tilknytningsplikt for forbruksenheter.¹ Dersom det skulle oppstå knapphet på overføringskapasitet, har fornybar kraftproduksjon prioritert tilknytning (Klima- og energiministeriet, 2010).

2.2 Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet

Som utgangspunkt drives elektrisitetsnettet etter N-1-kriteriet, slik at driften av elsystemet skal kunne opprettholdes ved utfall av en vilkårlig nettkomponent (ledning, transformator, generator) (Energinet.dk, 2007). N-1-kriteriet er derfor også dimensjonerende for elsystemet (Elinfrastrukturutvalget, 2008). Det er ikke noen eksplisitt sammenheng mellom N-1 og investeringer i regelverket, men økt forsyningssikkerhet er nevnt i loven om Energinet.dk som en av selskapets forpliktelser, og konsekvenser for forsyningssikkerhet inngår også som et element i de samfunnsøkonomiske vurderingene av investeringer i sentralnettet. Eventuelle brudd på N-1-kriteriet er en viktig parameter i den forbindelse.

¹ Det finnes svært lite storskala/industrielt kraftforbruk i Danmark slik at tilknytningsplikt på høyere nettnivåer er mindre relevant enn i for eksempel Norge.

Energinet.dk gjennomfører et internt prosjekt om videreutvikling av mål og analysemetoder for forsyningssikkerhet (Energinet.dk, 2010). I den forbindelse skiller Energinet.dk mellom systemtilstrekkelighet og systemsikkerhet. Systemtilstrekkelighet dreier seg om sårbarheten for avbrudd og måles ved ikke-levert energi til sluttbrukere, mens systemsikkerhet dreier seg om risikoen for sjeldne og usannsynlige sammenbrudd i systemet. Bruken av disse kriteriene i planleggingsammenheng er under utvikling.

2.3 Formelle krav ved investeringer i sentralnettet

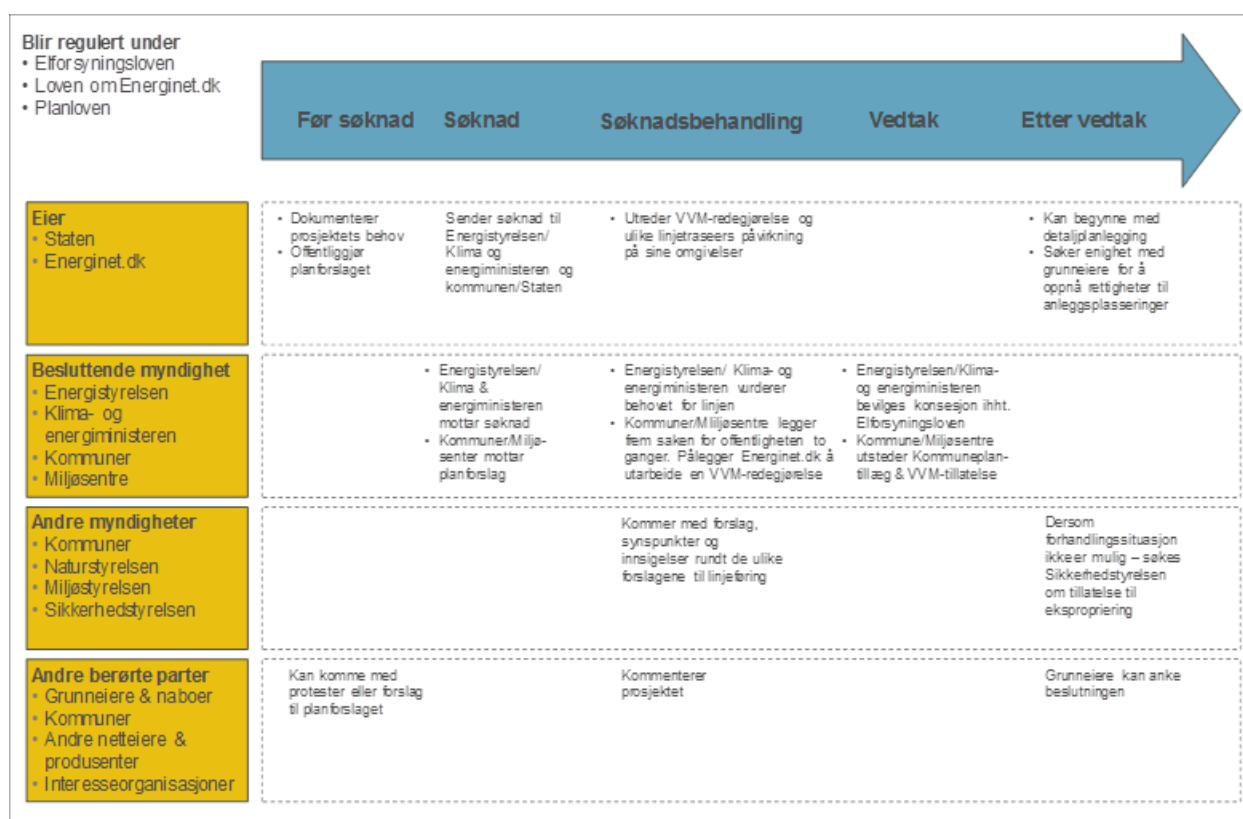
For at selskapet skal få investeringstillatelse må søkeren dokumentere at det er tilstrekkelig behov for utbyggingen eller endringen. I betydning av at investeringen skjer med formål om å øke forsyningssikkerheten, av beredskapsmessige hensyn, tilrettelegger for et velfungerende kraftmarked, bidrar til å integrere fornybar energi, eller hvis prosjektet er nødvendig for å oppfylle et pålegg fra ministeren. Sistnevnte kan blant annet være pålegg om å kable hele eller deler av en linjestrekning, jf. Mål om kabling fra avsnittet under.

Dagens gjeldende energipolitiske avtale ble inngått i februar 2008. Energiavtalen ble inngått av Sosialdemokratene, Dansk Folkeparti, Socialistisk folkeparti, Det Radikale Venstre og Ny Alliance, og skulle blant annet sikre bedre vilkår for vindmøller og andre fornybare energikilder som biomasse og biogass. I avtalen ble det også fastslått at fornybar energi skulle dekke 20 prosent av Danmarks energiforbruk i 2011. 4. november samme år bestemte partene bak energiavtalen et sett av nye retningslinjer for kabellegging og utbygging av overføringsnettet for elektrisitet. Med bakgrunn i de nye retningslinjene skal utbyggingen følge en overordnet strategi. Det skal blant annet foretas en samfunnsøkonomisk vurdering av hvorvidt bruk av nasjonale eller lokale virkemidler kan redusere eller eliminere utbyggingen av overføringsnett. Nettutbyggingen skal sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet, samt markedsfunksjonen til utenlandsforbindelser, og innenlandsk produksjonskapasitet. Videre skal det framtidige overføringsnettet tilrettelegge for en samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av landets fornybare kraftproduksjon. Infrastrukturutviklingen skal ta hensyn til dets effekt på landskapet, og Danmark ønsker å redusere mengden av luftledninger så mye som mulig, blant annet ved å kable broparten av sitt overføringsnett (Energistyrelsen, 2008).

I henhold til de nye retningslinjene er det mål om at mesteparten av regional- og distribusjonsnettet skal være kablet i løpet av en 30-årsperiode, samt at alle nye 400 kV-forbindelser skal kables framfor å legges som luftlinjer. Kabling av sentralnettet skal imidlertid kun gjøres dersom det er i samsvar med forsyningssikkerhet, teknologi og samfunnsøkonomi. I dag er det teknisk vanskelig og svært dyrt å kable overføringsnett over lange strekninger. De nye retningslinjene legger derfor vekt på tiltak som bidrar til å gjøre kraftledninger mindre synlige, gjennom delvis kabling, endret mastedesign og justeringer av traseer over kortere avstander.

2.4 Oversikt over beslutningsprosessene

Utbygging og drift av sentralnett i Danmark krever tillatelse fra flere instanser. Hvorvidt det er behov for den planlagte linjen skal vurderes i henhold til loven om Energinet.dk, mens Planloven setter rammene for miljø- og konsekvensvurderingen. Dersom linjen går over sjøterritoret, kreves det i tillegg en ekstra godkjenning etter § 4a i loven om Energinet.dk.

Figur 1 Beslutningsprosessen for nettinvesteringer i Danmark

2.4.1 Før søknad

Energinet.dk blir regulert etter en egen lov, loven om Energinet.dk, som blant annet setter vilkårene for utbygging og opprustning av nytt sentralnett. En godkjenning i henhold til nevnte lov § 4 gis av klima- og energiministeren, og for at den nye sentralnettsstrekningen skal få tillatelse må det være tilstrekkelig behov for utbyggingen. Med tilstrekkelig behov menes at utbyggingen utføres med sikte på å øke forsyningssikkerheten, av beredskapsmessige hensyn, bidrar til velfungerende konkurransemarkeder, integrerer fornybar energi og/eller bidrar til å oppfylle et pålegg fra energi- og klimaministeren. Vedlagt søknaden skal det være et Business-Case, som blant annet inkluderer en samfunnsøkonomisk beregning. Hva som inkluderes i den samfunnsøkonomiske beregningen, er beskrevet nærmere i kapittel 2.6 nedenfor.

Samtidig kreves det en godkjenning i henhold til Planloven med tilhørende VVM²-bekendtgjørelse (miljøkonsekvensutredning) ved etablering av nye sentralnettsanlegg. Godkjennelsen gis enten av de respektive kommuner eller Naturstyrelsen (som ligger under Miljøministeriet), avhengig av om prosjektet anses å være pliktig i å utarbeide en miljøkonsekvensutredning. Dersom det kreves en miljøkonsekvensutredning er det Naturstyrelsen som er planmyndighet. For luftledningsanlegg må det alltid utarbeides en miljøkonsekvensredegjørelse, mens kabelanlegg skal VVM-screenes. VVM-screening impliserer at Naturstyrelsen skal vurdere om de enkeltes anleggs art, størrelse eller beliggenhet vil få vesentlige konsekvenser for miljøet. Dersom dette er tilfelle, skal det utarbeides en miljøkonsekvensutredning. Screening er en administrativ prosess, hvor

² Vurdering av Virkninger på Miljøet.

prosjektet vurderes i forhold til en rekke faste kriterier. Nærmere bestemt prosjektets størrelse, den miljømessige sårbarheten til områder som blir berørt, konsekvensen av prosjektets rekkevidde, med tanke på geografi og antall personer som blir berørt, i tillegg til varighet, hyppighet og reversibilitet av konsekvensene. Dersom det besluttet at kabelprosjektet ikke må gjennomføre en miljøkonsekvensutredning, er det kommunen eller kommunene som er planmyndighet. Planloven legger særlig vekt på at alle berørte parter skal inkluderes i planleggingsprosessen, og det kreves derfor offentliggjøring av planforslaget samt en redegjørelse for planens forutsetninger før den aktuelle planen kan vedtas. Videre er det fastsatt at grunneiere, naboer, foreninger, myndigheter og andre interessenter kan komme med forslag eller protester i løpet av en periode på minimum åtte uker etter planen er offentliggjort (Energinet.dk, 2007).

Utover de overordnede godkjennelser må det hentes inn en rekke dispensasjoner og tillatelser etter annen relevant lovgivning, blant annet Naturbeskyttelsesloven, Museumsloven og Skogloven.³

2.4.2 Søknad

Utbyggingsplanen som skisserer behovet for overføringsforbindelsen sendes til klima- og energiministeren. Når det gjelder kriteriene for nettinvesteringer som er fastsatt i Planloven, er det som regel kommunene som har ansvaret for saksbehandlingen. Dersom prosjektet berører mer enn to kommuners plangrunnlag, eller det kreves en miljøkonsekvensutredning, vil imidlertid saksbehandlingen overføres til staten, herunder Natur- eller Miljøstyrelsen.

2.4.3 Søknadsbehandling

I denne fasen må det hentes inn en rekke tillatelser og dispensasjoner fra de relevante myndigheter. Hvilke myndigheter som utsteder tillatelsene avhenger av prosjektets størrelse og dets virkninger på natur og miljø.

2.4.4 Vedtak

Vedtaket fattes når godkjenning av prosjektet etter loven om Elforsyning og Planlægning foreligger.

2.4.5 Etter vedtak

Rettigheten til anleggsplasseringer oppnås vanligvis gjennom frivillige forhandlinger, der forhandlingen avsluttes med en deklarasjon og kompensasjonsrapport. I forhandlinger der det ikke oppstår enighet rundt erstatningsbeløpet, tas saken til en voldgiftsnemd. Dersom en forhandlingssituasjon ikke er mulig, er nettselskapet nødt til å søke myndighetene, herunder Sikkerhedsstyrelsen, om tillatelse om ekspropriering. Når omfanget av ekspropriering er fastlagt, kommer eksproprieringskommisjonen med et erstatningsforslag. Dersom én eller flere av partene ikke aksepterer erstatningsforslaget, avsier kommisjonen en kjennelse som kan ankes.

Erstatningsbeløpene for kraftanlegg på landbruksjord er basert på en standardisert avtale, Landsaftalen, mellom Dansk Landbrug, Dansk energi og Energinet.dk. Landsaftalen reforhandles årlig. For kraftanlegg som ikke er plassert på landbruksjord,

³ Skovloven.

benyttes Landsaftalen som veileder. Deretter diskuteres erstatningsbeløpet med den enkelte grunneier (Energinet.dk, 2007).

2.5 Finansiering

Sentralnettstariffene i det danske energisystemet er regulert ut fra loven om Energinet.dk, og skal være basert på nettselskapets underliggende kostnader. Reguleringen foregår ut fra hvile-i-seg-selv-prinsippet, som tillater dekning av nødvendige omkostninger og en maksimal tillatt avkastning. Nødvendige omkostninger inkluderer kostnader knyttet til drift og avskrivninger, samt finansielle og administrative omkostninger. Omkostningene fordeles til gasstariffene, elnettariffen og PSO-tariffen. PSO står for Public Service Obligation, eller offentlige forpliktelser. Energinet.dk er pålagt en rekke forpliktelser, herunder å fremme miljøvennlig kraftproduksjon og FoU innen kraftområdet. PSO-tariffen skal dekke Energinet.dk sine utgifter som følger av disse forpliktelsene (Energinet.dk, 2010b). Avkastningen skal dekke den nødvendige konsolideringen av virksomheten.

Det danske tariffsystemet er todelt, og består av en systemtariff og en nettariff. Mens systemtariffen skal dekke omkostninger knyttet til forsyningssikkerhet og elforsyningens kvalitet, skal nettariffen dekke omkostninger til drift og vedlikehold av nettet. Anleggsbidrag benyttes ikke av Energinet.dk.

2.6 Eksempel: Kassø-Tjele

Energinet.dk ønsket å bygge en ny 400 kV-ledning mellom Kassø-Tjele av to grunner. Utbygging av mer vindkraft i det danske kraftsystemet gjør Danmark mer sårbart for vindens uforutsigbare egenskaper, hvilket vil øke behovet for alternativer når vindmøllene står stille eller produserer mer enn forbruksbehovet. Linjen skal bidra til at Danmark kan utveksle strøm med nabolandene i slike tilfeller, og er i så måte viktig bidrag i integreringen av mer fornybar kraftproduksjon. I tillegg vil linjen bidra til å styrke sentralnettet i Danmark, hvilket er en forutsetning i Kabelhandlingsplanen der mesteparten av nettet på lavere spenningsnivå skal kables (Energinet.dk, 2011).

2.6.1 Før søknad

Søknaden til energi- og klimaministeren skal dokumentere behovet for linjen ut fra nevnte krav. I denne sammenheng skal den planlagte linjen mellom Kassø-Tjele bidra til å integrere fornybar energi, sikre et velfungerende kraftmarked ved å redusere flaskehalsen i nettet, bidra til oppfyllelse av målene om kabling, i tillegg til å være samfunnsøkonomisk lønnsom. Energinet.dk har utarbeidet et Business Case for prosjektet som grunnlag for ministerens godkjenning av prosjektet. Business Case inkluderer blant annet en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsanalyse av prosjektet. Dersom man ser oppgraderingen av linjen i sammenheng med utbyggingen av utenlandsforbindelser, viser beregningene at linjen er samfunnsøkonomisk lønnsom. I tillegg foretas det en sammenligning av ulike alternativer, og det vurderes hvorvidt den valgte traseen er den mest optimale løsningen sett fra et samfunnsøkonomisk ståsted.

Den optimale løsningen er deretter gjenstand for en risiko- og følsomhetsanalyse, der det kontrolleres for effekten av endringer i diskonteringsrente og levetid på prosjektets lønnsomhet (Energinet.dk, 2010c).

2.6.2 Søknad

2009 - mars: Energinet.dk melder ifra til de berørte ni kommuner mellom Kassø og Tjele at de ønsker å bygge en ny sentralnettslinje. Planen er i utgangspunktet at linjen skal bygges langs den eksisterende linjetraseen mellom Kassø og Tjele.

2010 – Februar: Energinet.dk sender inn en søknad til Klima- og energiministeren som ut fra en analyse av behovet for linjen skal godkjenne prosjektet eller ikke. Ministerens godkjenning er en forutsetning for at anlegget bygges.

2.6.3 Søknadsbehandling

2009 – mars: Som følge av at linjen strekker over mer enn to kommuner, sendes meldingen videre til Miljøsentrene i Århus og Odense, som har planmyndighet. Miljøsentrene vurderer om det skal gjennomføres en VVM-redegjørelse.

2009 – juni: Miljøsentrene legger fram fire alternative linjetraseer til den eksisterende linjestrekningen. I den første offentliggjøringsfasen legger Miljøsentrene saken fram for høring i fire uker. I løpet av denne perioden kommer innbyggere, interesseorganisasjoner, kommuner og andre interessenter med sine synspunkter og forslag til det aktuelle linjestrekket. Denne idéfasen er en del av den lovpålagte VVM-prosedyren.

2009 – juli/august: Miljøsentrene fastlegger hva VVM-redegjørelsen skal inneholde, blant annet basert på synspunkter og ideer som tredde fram i løpet av idéfasen. Miljøsentrene ber Energinet.dk om å undersøke forskjellige linjestrekninger. Undersøkelsene skal blant annet omfatte prosjektets virkning på mennesker, bebyggelse, næringsliv, kulturverdier, landskap, dyre- og planteliv.

2009 september – 2010 mars: Miljøsentrene utarbeider forslag til kommuneplantillæg⁴ for de ni kommunene traseen passerer. Både for utgangslinjen og de foreslåtte linjealternativene er det inkludert 400 m brede planleggingsbelter som linjen skal plasseres innenfor. Vedlagt kommuneplantillægene er en felles VVM-redegjørelse for prosjektet.

2010 – mars/mai: Miljøsentrene offentliggjør forslagene til kommuneplantillæg med tilhørende VVM-redegjørelse i den andre offentliggjøringsfasen. I løpet av en periode på ni uker kan berørte parter sende inn sine innsigelser, forslag og synspunkter rundt de ulike forslagene til linjeføring.

2010 – juni/juli: Miljøsentrene behandler synspunktene fra den andre offentligjøringen, og utarbeider, basert på prosjektets interessenters innspill, en sammenfattet redegjørelse til de ni involverte kommunene. Denne redegjørelsen inkluderer beslutningen miljøsentrene forventer å ta om prosjektets utforming, herunder valg av linjeføring, mastetype og eventuell kabling.

2010 – Den sammenfattede redegjørelsen sendes til høring hos de ni kommunene.

2.6.4 Vedtak

Klima- og energiministeren gir prosjektet konsesjon i henhold til loven om Energinet.dk.

⁴ Et kommuneplantillæg er et supplement til den eksisterende kommuneplanen. Et kommuneplantillæg kan justere og endre bestemmelser i kommuneplanen, når det er nødvendig i forhold til realiseringen av en lokalplan. Byrådet har ansvaret for kommuneplanleggingen, som bl.a. skal sammenfatte og konkretisere de overordnede politiske mål for utviklingen i kommunene.

2010: Etter høringen hos de ni berørte kommunene beslutter Miljøsentrene om det skal utstedes endelig kommuneplantillæg og VVM-tillatelse til prosjektet. I VVM-tillatelsen kan miljøsentrene stille vilkår til Energinet.dk for etablering av linjetraseen.

2.6.5 Etter vedtak

2010 – 2011: Dersom Energinet.dk får tillatelse fra klima- og energiministeren, og miljøsentrene utsteder VVM-tillatelse samt kommuneplantillæg, kan Energinet.dk begynne med detaljplanleggingen av den nye sentralnettsforbindelsen. Energinet.dk utarbeider forslag til hvor linjen skal gå, og tar deretter kontakt med de berørte grunneierne. De involverte grunneierne har mulighet til å komme med ønsker til den endelige plasseringen av mastene. Energinet.dk tar deretter en beslutning om den endelige plasseringen av mastene og starter forhandlingene om erstatning med de berørte grunneierne.

(Energinet.dk, 2010d)

3 SVERIGE

3.1 Innledning

I Sverige betegnes overføringsnett med spenning på 220 og 400 kV som sentralnettet. Det svenske sentralnettet eies av den svenske staten, og forvaltes av Svenska Kraftnät (Svenska Kraftnät, 2011a).

I henhold til den svenske elektrisitetsloven (Ellag (1997:857)) kapittel 2 § 1, er det ikke lov til å drifte eller bygge høyspentledninger i Sverige uten konsesjon, og nettkonsesjon skal kun gis til aktører som anses å være egnet fra et offentlig synspunkt. At nettselskapet er egnet fra et offentlig synspunkt innebærer i praksis at virksomheten har lønnsomhet, kompetanse og vilje til å utøve nettvirksomhet på en måte som tilfredsstiller elektrisitetslovens krav. Kriteriet betegnes som det subjektive egnethetsprinsippet. Det er ikke krav om at den nødvendige kompetansen skal finnes innen søkerens virksomhet, så lenge selskapet viser til at det har tilgang til den nødvendige kompetansen gjennom konsulenter eller andre leverandører. Konsesjon til drift og bygging av utenlandsforbindelser skal kun utstedes til et sentralnettselskap, herunder Svenska Kraftnät, eller en juridisk person der Svenska Kraftnät har utøvende myndighet. Det kan imidlertid gjøres unntak for denne bestemmelsen om utenlandsforbindelsen ikke har vesentlig betydning for det totale overføringsnettet til utlandet. For eksempel anses utenlandsforbindelser med lavere spenning enn 220 kV som mindre betydningsfulle for det svenske kraftnettet, både med tanke på utenlandshandel og forsyningssikkerhet (Statens Offentliga Utredningar, 2007).

Bestemmelsen om at konsesjon til drift og utbygging av utenlandsforbindelser kun skal utstedes til selskap der Svenska Kraftnät har utøvende myndighet trådte først i kraft 1. januar 1999, og bestemmelsen gjelder ikke for konsesjoner utstedt før denne datoen (Statens Offentliga Utredningar, 2007). Baltic Cable, som overfører elektrisitet mellom Sverige og Tyskland, eies av selskapet Baltic Cable AB, hvorav Statkraft Energi AS eier 100 prosent av aksjene. Baltic Cable har vært i drift siden 1994, og konsesjon til denne utenlandskabelen ble altså gitt før de gjeldende bestemmelsene ble innført. De svenske og internasjonale delene av SwePol Link eies av SwePol Link AB, som er et datterselskap av Svenska Kraftnät. Svenska Kraftnät har aksjemajoriteten i SwePol Link AB med en aksjekapitalandel på 51 prosent, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A eier den resterende aksjekapitalen. Siden Svenska Kraftnät har utøvende myndighet i SwePol Link AB, er eierstrukturen i henhold til den svenske elektrisitetslovens gjeldende bestemmelse.

Videre framholder Elektrisitetsloven kapittel 3 § 1 at en juridisk person som drifter et nettselskap, ikke får drive med kraftproduksjon eller krafthandel. Det kan imidlertid gjøres unntak for denne bestemmelsen om produksjonen utelukkede er ment for å dekke nettap og/eller fungerer som oppregulering ved kraftmangel. Fra og med 1. august 2011 har ikke sentralnettselskap tillatelse til å drive produksjon av eller handel med naturgass. Selskap som innehar en nettkonsesjon, er i henhold til Elektrisitetsloven kapittel 3 §§ 6 og 7, forpliktet til å tilknytte elektriske anlegg, herunder produksjons-, forbruk- og nettanlegg, så fram det ikke er særskilte grunner til å avvike fra dette. Konsesjonsinnehaveren er i utgangspunktet også forpliktet til å overføre elektrisitet på vegne av andre selskaper, og skal sørge for at et strømvbrudd aldri varer mer enn 24 timer, gitt at avbruddet er innenfor selskapets kontrollområde.

3.2 Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet

Det finnes ikke noen eksplisitte kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet knyttet til investeringer i lover eller forskrifter, men Svenska Kraftnät viser selv til at nettet bør bygges ut og drives slik at det tåler store belastninger og feilsituasjoner uten urimelige konsekvenser for samfunnet.⁵ I utgangspunktet er det svenske sentralnettet dimensjonert i henhold til N-1-kriteriet, og kriteriet er nedfelt i Svenska Kraftnäts Mål för driftssäkerhet (Svenska Kraftnät, 2009a). I visse deler baserer nettet seg på N-2-kriteriet, herunder større byer og viktig infrastruktur. Den løpende driften skjer i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen.

3.3 Formelle krav ved investeringer i sentralnettet

Regjeringen har for de fleste tilfeller gitt Energimarknadsinspektionen (EI) myndighet til å undersøke og utstede nettkonsesjoner for distribusjons-, regional- og sentralnettet, jf. Elektrisitetsforskriften (elförordningen) §1 og §2. EI har imidlertid ikke myndighet til å utstede nettkonsesjon til utenlandsforbindelser eller til nett med spenning over 145 kV hvis noen av de berørte partene, kommunen eller offentlige myndigheter er imot prosjektet. Imidlertid skal søknaden også i slike tilfeller leveres til EI som forbereder den og deretter sender den videre til Regjeringen.

Nettkonsesjon kan gis for et område eller for en linje. Nettkonsesjon for en linje gir tillatelse til å bygge og drifte en bestemt linje over en gitt strekning, mens nettkonsesjon for område tillater bygging og drift av nett innenfor et visst spenningsnivå for et område. Varigheten til konsesjonen avhenger av om det er en linje- eller områdekonsesjon. Linjekonsesjoner har normalt en varighet på 40 år, mens områdekonsesjoner varer i 25 år. Elektrisitetsloven kapittel 2 § 16 påpeker også at nettkonsesjon ikke kan overføres til en annen aktør uten tillatelse fra regjeringen eller EI.

I henhold til Elektrisitetsloven kapittel 2 § 6 skal det kun gis nettkonsesjon til prosjekter som anses egnet fra et offentlig synspunkt. Kriteriet betegnes som det objektive egnethetsprinsippet. Loven skal hindre at samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter bygges. For eksempel at det bygges nye linjer der det allerede er tilstrekkelig med overføringskapasitet eller at nettet legges på en slik måte at det skaper unødvendig store ulemper for en tredjepart. Det er ikke krav om utarbeidelse av nytte-kostnadsanalyser, men Svenska Kraftnät opplyser at de utarbeider slike analyser. Analysene omfatter verdien av endringer i overføringstap, produsent- og konsumentnytte, endringer i forsyningssikkerheten, miljøkonsekvenser og virkninger for markedet (økt handelskapasitet).

En nettkonsesjon for linje skal kun utstedes for linjer der spenningsnivået ikke overstiger det høyest tillatte spenningsnivået i området, jf. Elektrisitetsloven kapittel 2 § 7. Videre skal ikke nettkonsesjonen være i strid med detaljplaner eller områdebestemmelser, jf. Samme lov § 8.

Av Elektrisitetsloven kapittel 2 § 11 framgår hvilke vilkår som må være tilstede for å oppnå byggetillatelse. Det er ulike vilkår som kreves å være tilfredsstillt avhengig av om det søkes om linje- eller områdekonsesjon. Når det gjelder sentralnettsinvesteringer er

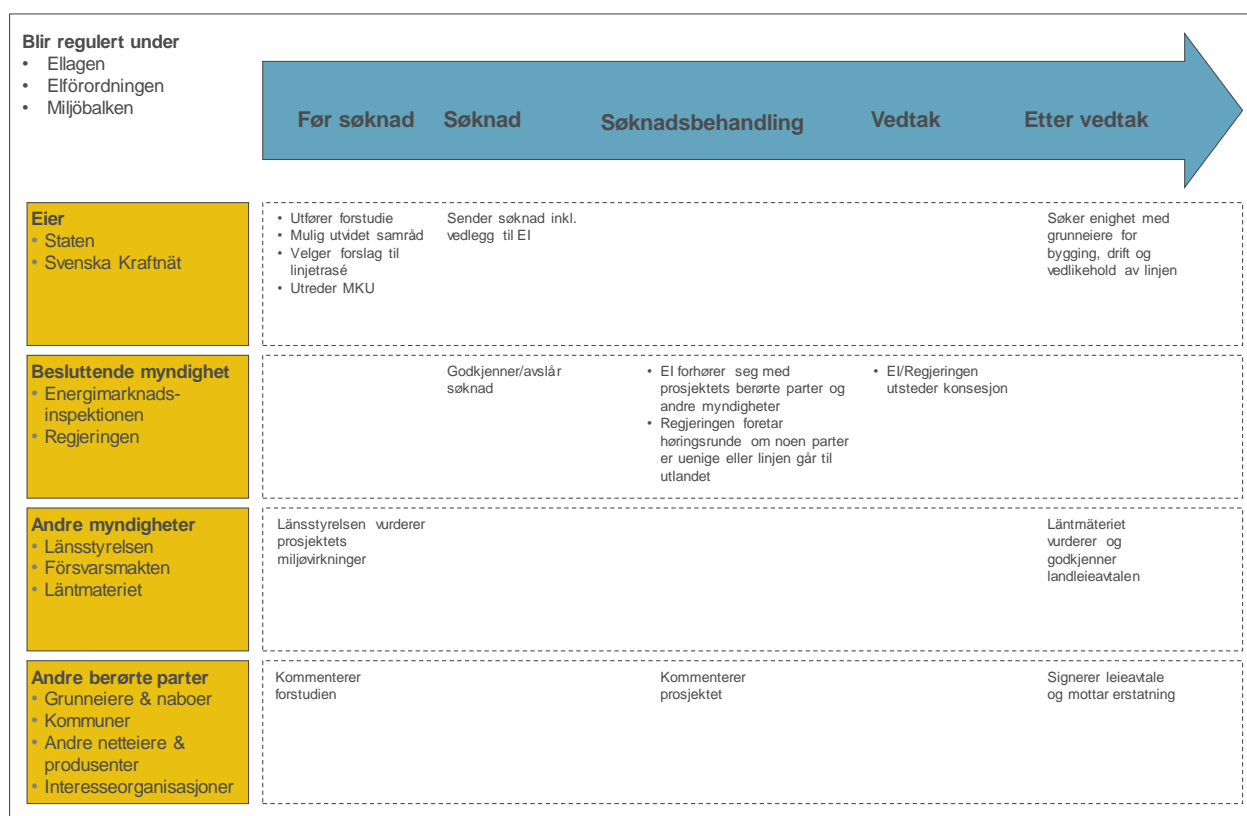
⁵ Ifølge Svenska Kraftnät (2010): "Försörjningssystemen för el- och naturgas bör byggas, underhållas och drivas på ett så robust och motståndskraftigt sätt att även mycket svåra påfrestningar kan klaras med rimliga konsekvenser för samhället. De sårbarheter som finns i systemet kan inte helt förebyggas eller byggas bort. Därför bör det även finnas en god reparations- och krishanteringsförmåga."

det i utgangspunktet nettkonsesjoner for linje som er relevante, da områdekonsesjoner i hovedsak blir gitt til nettselskaper som driver nett på et lavere spenningsnivå. I denne sammenheng vil det derfor kun gås nærmere inn på konsesjonsprosessen knyttet til linjeinvesteringer.

3.4 Oversikt over beslutningsprosessene

Utbygging og drift av sentralnett i Sverige krever tillatelse fra flere instanser. Elektrisitetsloven fastsetter de overordnede retningslinjene for utbyggingen. Elektrisitetsforskriften (Elförordningen) beskriver hvilke elementer som skal inkluderes i konsesjonssøknaden, og Miljøloven (Miljöbalken) skal sikre at prosjektet er i samsvar med en bærekraftig utvikling.

Figur 2 Beslutningsprosessen for nettinvesteringer i Sverige



3.4.1 Før søknad

Dersom det foreligger planer om å bygge ut det svenske sentralnettet kreves det i første omgang at det utføres en forstudie. I forstudien skal ulike ledningsstrekninger og hvordan disse linjene påvirker landskapsbildet, bo-, natur- og kulturmiljø, friluftsliv og naturressurser skisseres. I henhold til den svenske miljøloven kapittel 6 § 4 skal konsesjonssøkeren i denne fasen forhøre seg med länsstyrelsen, kommuner og andre aktører som kan påvirkes av prosjektet. Her har de berørte parter tre uker på å dele sine første synspunkter til utbyggingen. Videre skal länsstyrelsen foreta en beslutning om hvorvidt prosjektet påvirker miljøet i vesentlig grad. Dersom dette er tilfellet skal det foretas et utvidet samråd med de partene som blir berørt. Länsstyrelsens beslutning skal gjøres rede for i konsesjonssøknaden.

Etter å ha gransket de ulike synspunktene fra forstudiesamrådet, velger Svenska Kraftnät et forslag til linjestrekning. Grunnforholdene, som artsbestand og jordsmonn, ved denne

linjestrekningen vil videre undersøkes i større detalj. Undersøkelsen av grunnforholdene er en viktig del av underlaget for utførelse av en miljøkonsekvensutredning (MKU). I MKUen beskrives det valgte linjeforslaget mer detaljert, samt hvordan linjen forventes å påvirke sine omgivelser, for eksempel bomiljø, landskap og friluftsliv. Utredningen tar også for seg hva som kan gjøres for å redusere miljøkonsekvensene av linjetraseen, samt redegjørelser for alternative linjetraseer og hvorfor den aktuelle traseen er valgt. Nullalternativet, det vil si konsekvensen av at overføringsforbindelsen ikke blir bygget, skal også inkluderes her. Formålet med MKUen er å identifisere og beskrive de direkte og indirekte konsekvensene av linjen på nærmiljøet, samt tilrettelegge for en samlet vurdering av de ulike effektene. Når MKUen legges fram, er det nok en gang mulighet for traseens interessenter å komme med sine synspunkter. Disse synspunktene, og Svenska Kraftnåts kommentarer, blir samlet i en konsultasjonsrapport som skal legges ved konsesjonssøknaden.

Dersom linjetraseen i betydelig grad påvirker miljøet i et naturområde som EU har interesse av å beskytte og som inngår i et såkalt Natura 2000 område, skal den respektive länsstyrelsen eller Regjeringen i henhold til Miljøloven vurdere om det skal gis tillatelse før søknaden leveres inn til EI.

Videre skal en oversikt over alle parter som kan berøres av linjen legges ved. Her skal eventuelle landleieavtaler med ulike grunneiere inkluderes.

3.4.2 Søknad

For at EI skal godkjenne søknaden må den overholde reglene for utformingen av konsesjonssøknaden for nettinvesteringer fastlagt i Elektrisitetsforskriften § 5. I henhold til nevnte forskrift må søknaden blant annet inkludere: behovet for linjen, spenningsnivå, planlagt linjetrase og hvilke aktører som forventes å påvirkes av linjestrekningen, alternative linjetraseer, samt hvordan reglene i miljøloven overholdes. For at søknaden skal bli godkjent må også følgende legges ved: Teknisk beskrivelse av prosjektet, topografisk kart av den planlagte traseen, MKUen, oversikt over grunneiere som blir berørt av linjen, i tillegg til länsstyrelsens beslutning knyttet til prosjektets miljøbetydning (Energimarknadsinspeksjonen, 2011).

3.4.3 Søknadsbehandling

Når EI mottar en søknad, og den ikke umiddelbart avslås, skal EI hente synspunkter hos Forsvarsmakten, länsstyrelsen i de län som berøres av prosjektet, kommuner som berøres av prosjektet, grunneiere, andre interessenter samt andre netteiere som blir berørt av prosjektet. Dersom noen av de berørte partene har noen innvendinger mot det aktuelle prosjektet, er EI forpliktet til å kommunisere disse til søkeren så langt innvendingen ikke anses overflødig. EI er ikke reguleringsmyndighet når det gjelder oppfyllelse av kriteriene som er fastsatt i Miljøloven, men skal operere som en kontrollerende myndighet og basere seg på Miljølovens retningslinjer ved søknadsvurderingen.

EI sender søknaden videre til berørte grunneiere og myndigheter for å få tilbakemeldinger på den planlagte ruten. Under visse forhold, og dersom alle parter i saken er enige, kan EI utstede konsesjonen. Dersom dette ikke er tilfellet sendes søknaden videre til Regjeringen, som foretar enda en runde med den planlagte linjens berørte parter.

3.4.4 Vedtak

EI eller regjering vedtar om prosjektet skal gis konsesjon. Dersom nettkonsesjon blir utstedt, får alle som berøres av linjetraseen beskjed.

3.4.5 Etter vedtak

Ved utbyggingen må Svenska Kraftnät bli enige med grunneiere om at selskapet kan bygge, drifte og vedlikeholde linjer på deres landområde. En leieavtale regulerer rettighetene til de respektive partene. Dersom grunneieren underskriver leieavtalen godkjennes det at Svenska Kraftnät har fulle rettigheter til å forvalte linjetraseen for all framtid. Leieavtalen vurderes og godkjennes av Lantmäteriet, hvilket tilsvarende Statens Kartverk i Norge. De berørte grunneierne mottar et engangsbeløp som erstatning for arealbruken til selskapet. Denne kompensasjonen faller inn under ekspropriasjonsloven, og inkluderer en erstatning for eventuell verdifall på eiendommen som følge av nettutbyggingen og skader som oppstår ved byggingen.

I tillegg til det som allerede er nevnt over, kan det kreves en rekke tillatelser og dispensasjoner før utbyggingen kan begynne. For eksempel kan det kreves dispensasjon for strandlinjebeskyttelse, habitatsbeskyttelse, tillatelser for vannoperasjoner, og dersom det blir nødvendig, tillatelse til bygging av transportveier i forbindelse med nettutbyggingen.

3.4.6 Tidsforbruk

Hele prosessen, fra forstudie til linjen er i drift, tar mellom fem og ti år. Lengden på konsesjonsprosessen avhenger i hovedsak av linjens lengde, hvorvidt linjen strekker over et følsomt område og antall grunneiere som blir berørt av nettinvesteringen (Svenska Kraftnät, 2011b). Ledetider på opptil ti år er ikke uvanlig, og Svenska Kraftnät framhever selv at de synes konsesjonsprosessen er for treg, og anser prosessen som den begrensende faktoren med tanke på økt fornybarutbygging.

Gangen i en svensk nettkonsesjonsprosess beskrives i kapittel 3.6.

3.5 Finansiering

Det svenske kraftmarkedet blir regulert av EI, og EI skal se til at nettariffene er akseptable og at de ikke bidrar til å finansiere noe annet. Elektrisitetslovens 4. kapittel § 1 fastslår at nettkonsesjonsinnehaverens inntekter fra nettvirksomhet skal være rimelige dels i forhold til de objektive forutsetningene for å drive nettvirksomhet, og dels i forhold til hvordan selskapet velger å drifte nettvirksomheten. Videre framholder samme lov at tariffene skal være objektive og ikke-diskriminerende.

Kostnadene for å utvikle og forvalte Svenska Kraftnäts sentralnett betales først og framst av svenske nettkunder gjennom effekttariffen, som er den ene av nettariffens to komponenter. Videre finansieres noe via flaskehalsinntekter og overføringsinntekter. Nettariffens andre komponent, energitariffen, skal dekke kostnadene som følger av nettap. Sentralnettstariffen betales av kundene til sentralnettet, som i hovedsak består av eiere av regionalnettet samt større kraftprodusenter. Det må betales både for inn- og uttak av strøm. Fordelingen av effekttariffen i Sverige er omtrent 30 prosent på innmating, og 70 prosent på uttak (Svenska Kraftnät, 2011c).

Dersom Svenska Kraftnät må foreta spesifikke nettinvesteringer som følge av én kunde, vil fordelingen av investeringskostnader bli bestemt mellom de involverte partene. Slike investeringer kan være nødvendige dersom en kraftprodusent ønsker å knytte seg til

nettet, eller dersom en aktør vil øke effekten i et allerede tilknyttet produksjonsanlegg. Hovedregelen er at den som forårsaker en investering og har nytte av den, også skal betale for den gjennom anleggsbidrag. Radielle nettførsterkninger betales i prinsippet alltid av kunden, mens nettførsterkninger i det maskede nettet dekkes av netteier (gjennom de ordinære tariffene). Det finnes imidlertid også ifølge Svenska Kraftnät eksempler på at deler av kostnadene ved forsterkningene i det maskede nettet dekkes av enkeltkunder gjennom anleggsbidrag, dersom investeringen er til nytte både for den enkelte kunden og kollektivet av øvrige nettkunder. Kostnadsfordelingen varierer avhengig av det konkrete tilfellet.

Det er hensiktsmessig å skille mellom finansieringen av nettinvesteringer som foretas som følge av at en ny kunde tilknyttes og nettinvesteringer som gjøres fordi en allerede tilknyttet kunde ønsker å utvide sin kapasitet:

- Dersom en ny kunde ønsker å knytte seg til nettet, skal selskapet som innehar nettkonsesjon, i henhold til elektrisitetslovens kapittel 3, § 6, sørge for tilstrekkelig kapasitet gitt at dette anses som rimelig. Nettselskapet kan kreve en tilknytningsavgift, men hvordan denne tilknytningsavgiften beregnes er det ingen klare regler for. Det er for eksempel uklart hva som gjelder dersom en nettilknytning medfører at nettet styrkes på en måte som andre aktører også kan dra nytte av, og hvorvidt tilknytningsavgiften skal dekke hele, deler eller ingen deler av investeringskostnaden.
- I tilfeller der en allerede tilknyttet kunde forårsaker nettinvesteringer er saken en annen. Nettvirksomheten har ansvar for at nettet er dimensjonert til å dekke eksisterende tilknytningers avtalte kapasitet. Dersom en eksisterende kunde ønsker å øke effekten i sitt tilknytningspunkt, forhandles det fram en ny avtale der det kan bli aktuelt å øke tilknytningsavgiften. Dersom tilknytningsavgiften forblir uendret, vil kostnadene knyttet til den spesifikke investeringen fordeles på nettselskapets kunder via nettariffen.

Svenska Kraftnät fikk i 2009 i oppdrag av den svenske regjeringen å utforme et nytt regelverk for nettinvesteringer for å redusere anleggsbidragene ved utbygging av fornybar kraftproduksjon. Svenska Kraftnäs forslag til lovendringer er beskrevet i rapporten Tröskeeffekter och fornybar energi (2009). Forslaget innebærer at Svenska Kraftnät gir et rentefritt lån som finansierer delen av nettutbyggingen som skal utnyttes av framtidige produsenter, hvilket impliserer at produsenter som knytter seg til nettet kun skal betale det de selv benytter av nettinvesteringen. Dette lånet skal kun gis i tilfeller der det foretas nettutbygging for å tilknytte ny fornybar kraftproduksjon som er berettiget elsertifikater og som har en installert effekt på 100 MW eller mer. I henhold til EI har departementet bestemt seg for å gå videre med forslaget, men det er enda ikke fastlagt hvordan den nye ordningen vil se ut.

De økonomiske forutsetningene for svenske nettinvesteringer endres også som følge av implementeringen av EUs tredje energimarkedspakke, hvilket blant annet medfører nye regler for hvordan flaskehalsinntekter skal behandles. I henhold til det nye regelverket skal flaskehalsinntektene enten benyttes til mothandel for å sikre at tildelt kapasitet på utenlandsforbindelsene er tilgjengelig for markedet, eller til nettinvesteringer som øker overføringskapasiteten og slik reduserer perioder hvor det oppstår flaskehalser i nettet. Tidligere kunne flaskehalsinntektene føres som inntekter i selskapets resultatberegning. I henhold til det nye regimet skal imidlertid inntektene som ikke benyttes til mothandel, nå holdes tilbake og deretter brukes til å avskrive nettinvesteringer som er gjort for å eliminere flaskehalsene. EU-reglene gir også mulighet til å benytte flaskehalsinntektene til

å redusere tariffen, gitt at inntektene ikke kan benyttes til mothandel eller nettinvesteringer, og at EI godkjenner det (Svenska Kraftnät, 2011d). De nye prinsippene for behandling av flaskehalsinntektene blir fastslått i Råd- og Parlamentsforordning No 714/2009, artikkel 16 punkt 6.

3.6 Eksempel: Stenkullen - Lindome

Svenska Kraftnät ønsket å bygge en AC-linje med spenning lik 400 kV mellom Stenkullen og Lindome for å styrke elforsyningen i Gøteborgområdet. Linjen blir ca 30 km lang og vil påvirke kommunene Lerum, Härryda og Mölndal i Västra Götalands län. Visse deler av traseen vil erstatte eksisterende linjestrekk. Planene og samrådsprosessen startet i 2001, og prosjektet fikk konsesjon desember 2010.

3.6.1 Før søknad

2001: Samrådsprosessen for prosjektet begynner. Svenska Kraftnät kontakter länsstyrelsen i Västra Götalands län, samt kommunene i Lerum, Härryda og Mölndal. Berørte grunneiere og offentlig publisering av den planlagte linjen.

2002: Forstudien som blant annet beskriver ulike linjestrekk, sendes til länsstyrelsen, berørte kommuner og øvrig berørte myndigheter. Forstudien blir også presentert på flere samrådsmøter med grunneiere og andre berørte parter.

2003-2004: Etter evaluering av ulike linjealternativ og samråd med prosjektets interessenter, utarbeider Svenska Kraftnät en MKU som inneholder en mer detaljert beskrivelse av det foreslåtte linjestrekket. Forslaget til MKU sendes ut og presenteres.

(Svenska Kraftnät, 2010a)

3.6.2 Søknad

2004: Svenska Kraftnät leverer inn søknad og vedlegg til EI.

3.6.3 Søknadsbehandling

2005: EI forhører seg med prosjektets interessenter, og det viser seg at ikke alle de berørte partene er enige i det foreslåtte linjestrekket. EI forbereder derfor saken og sender den videre til Regjeringen, og det er enda en gang mulighet for de ulike aktørene å fremme sine synspunkter for den planlagte linjen. Det viser seg at den planlagte linjetraseen er i strid med den gjeldende detaljplanen for Härryda kommune, og søknaden sendes tilbake til EI som ber Svenska Kraftnät om å undersøke alternative linjetraseer.

2006: Samrådsprosess mellom EI, Härryda kommune, länsstyrelsen i Västre Götalands län og Svenske Kraftnät. Svenska Kraftnät utarbeider så MKU for to alternative linjestrekk som ikke er i strid med noen detaljerte planer eller områdeforskrifter. Svenska Kraftnät anser fortsatt den tidligere linjetraseen som den mest hensiktsmessige.

2007: EI sender den reviderte søknaden, inklusive revidert MKU, til strekningens berørte parter. Svenska Kraftnät får mulighet til å kommentere aktørenes synspunkter. Det viser seg at de alternative linjetraseene påvirker områder av nasjonal interesse, eller har betydelige konsekvenser for bomiljøet i noen kommuner.

2009: Etter Härryda kommune gjennomfører de nødvendige planendringer, godkjenner EI igjen Svenska Kraftnäts søknad, og vurderer den først foreslåtte linjetraseen som den mest hensiktsmessige.

2010: Regjeringen sender saken igjen til konsultasjon hos prosjektets interessenter, og Svenska Kraftnät kommenterer de ulike synspunktene.

3.6.4 Vedtak

2010: I desember gir Regjeringen Svenska Kraftnät konsesjon til å bygge og drifte en AC-linje med spenning på 400 kV fra Stenkullen til Lindome. Konsesjonen gjelder for 40 år.

3.6.5 Etter vedtak

Informasjonsmøter i lokalmiljøet om linjetraseer, samt forhandlinger med grunneiere om bruk av vei og landområder.

(Svenska Kraftnät, 2011e)

4 STORBRITANNIA

4.1 Innledning

I Storbritannia betegnes overføringsnett med spenning mellom 275 og 400 kV som sentralnettet. Det er National Grid som eier det sentrale overføringsnettet i England og Wales, mens Scottish Power og Scottish and Southern Energy eier hver sine deler av sentralnettet i Skottland. Som sentralnettseiere er disse selskapene ansvarlige for å bygge og opprettholde en tilfredsstillende overføringskapasitet. National Grid har ansvar for planlegging og drift av det nasjonale elektrisitetsnettet i Storbritannia, inklusive nettet som eies og driftes av Scottish Power og Scottish and Southern Energy. National Grid blir betegnet som Storbritannias transmisjonssystemoperatør.

National Grid er det eneste selskapet som har sentralnettslisens i England og Wales, og er lovpålagt gjennom den britiske elektrisitetsloven (Electricity Act 1989) å utvikle og opprettholde et effektivt, koordinert og økonomisk kraftoverføringssystem. National Grid skal i henhold til samme lov, legge til rette for konkurranse i tilbudet og produksjonen av elektrisitet og skal sørge for overføringskapasitet til alle produksjonsanlegg, store industrier og distribusjonsnettsoperatører som ønsker å produsere strøm eller har behov for elektrisitet med høy spenning (National Grid, 2011a). National Grid har i slik betydning tilknytningsplikt for både produksjons- og forbruksenheter.

Det britiske sentralnettet har ikke tilknytningsplikt til nye brukere. Som det framgår av EN-1 er søkeren av nye produksjonsanlegg ansvarlig for å sikre at den nødvendige overføringskapasiteten er tilstede gitt den nye kraftproduksjon ved det aktuelle anlegget (Department of Energy & Climate Change, 2011b).

Elektrisitetsloven påpeker at selskap som overfører elektrisitet ikke samtidig kan produsere kraft. Det er heller ikke lov til å overføre elektrisitet uten lisens, slik at det ved sentralnettsinvesteringer kreves nettkonsesjon.

4.2 Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet

Drifts- og planleggingskriterier for sentralnettet blir fastlagt i The National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standards (NETS SQSS, se National Grid, 2011d). Planleggingskriteriene setter vilkårene for overføringskapasiteten for det nasjonale sentralnettet, i tillegg til at de setter krav til drift og vedlikehold av nettet. Sentralnettet skal driftes slik at forsyningen opprettholdes til tross for feil ved elektriske komponenter eller ved svært høy last. I praksis fungerer dette som et tilnærmet N-1-kriterium. Det skal heller ikke være svikt i overføringskapasiteten. Avhengig av størrelsen på uttaket, er det fastsatt hvor store og langvarige avbrudd det kan være i kraftforsyningen i ulike situasjoner. Det er imidlertid mulig å bryte vilkårene dersom det er umulig eller svært dyrt å oppfylle kravene.

4.3 Formelle krav ved investeringer i sentralnettet

I 2008 ble det vedtatt en ny britisk planlov, the Planning Act 2008, som endret planleggings- og konsesjonssøknadsprosessen for det som betegnes som "vesentlige infrastrukturprosjekter" i England og Wales. I henhold til samme lov § 16 faller linjer på land med spenning over 132 kV under denne betegnelsen. Sentralnettsinvesteringer vil derfor reguleres under den nye Planloven, slik at det kreves utviklingstillatelse for slike prosjekter. Linjer med lavere spenning, samt kabler til lands og til havs, vil ikke dekkes av denne bestemmelsen.

Det er the Infrastructure Planning Commission (IPC) som er ansvarlig for å behandle og innvilge søknader relatert til vesentlige infrastrukturprosjekter. IPC ble formelt lansert 1. oktober 2009 under den nye planloven med formål om å samle konsesjonsprosessen under ett regime for å bidra til en raskere og mindre kompleks prosess. Det tidligere systemet var svært tungvint, der utviklere av store infrastrukturprosjekter ved noen tilfeller måtte søke om tillatelse fra inntil åtte separate, men likevel overlappende, instanser for ett enkelt prosjekt.

Planloven av 2008 sørget blant annet for å:

- Etablere National Policy Statements (NPSs) som integrerer miljømessige, sosiale og økonomiske motiver, samt kartlegger behovet for infrastruktur.
- Etablere ett konsesjonsregime: Tillot utviklere å levere inn én søknad til én instans, framfor flere søknader til flere ulike konsesjonsmyndigheter.
- Gi mer ansvar på utvikleren i før søknadsfasen. Utvikleren skal ta mer samfunnsansvar, og i større grad involvere lokalsamfunnet i beslutningsprosessen.
- Etablere et nytt uavhengig organ: Infrastructure Planning Commission som skal ta beslutninger eller komme med anbefalinger til den relevante ministeren knyttet til vesentlige infrastrukturprosjekter gjennom en strømlinjeformet prosess.

Det nye regimet har vist seg å bidra til å korte ned tidsbruken til konsesjonsprosessen, redusere kostnader for den britiske økonomien tilsvarende £ 300 millioner, samt begrense usikkerhet hos utviklere og investorer, og andre aktører som kan påvirkes av vesentlige infrastrukturprosjekter (IPC, 2011). Et viktig element i det nye planleggingsregimet for infrastruktur er atskillelsen av myndigheten som utformer politikken og myndigheten som utøver politikken. Det er regjeringen som utarbeider og bestemmer hva NPSene skal inkludere, mens IPC beslutter hvorvidt et prosjekt skal få konsesjon basert på retningslinjene fastsatt i relevant NPS. Det eksisterer til sammen 12 ulike NPSer som regulerer forskjellige typer vesentlige infrastrukturprosjekter, innenfor tre ulike kategorier, henholdsvis energi, transport og avfall. Beslutningsprosessen til IPC når det gjelder sentralnettsinvesteringer vil reguleres i henhold til *Overarching National Policy Statement for Energy* (EN-1) og *National Policy Statement for Electricity Networks Infrastructure* (EN-5). Bortsett fra tilfeller der ministeren fra the Department of Energy & Climate Change er ansvarlig og tilfeller der det ikke foreligger noen NPS, skal alle infrastrukturprosjekter som defineres som vesentlige, søke IPC om konsesjon ved utbygging. Dette kan imidlertid endres dersom the Localism Bill, som ble introdusert for parlamentet i desember 2010, blir vedtatt. I så tilfelle vil infrastrukturens søknader behandles av en ny "Major Infrastructure Planning Unit" (MIPU), som skal ligge under the Plannings Inspectorate, der Ministeren for the Department for Energy & Climate Change har besluttende myndighet. Dersom Localism Bill blir vedtatt og disse endringene trer i kraft, skal alle referanser i NPCene til IPC som konsesjonsbehandler henvises til MIPU, mens referanser til IPC som besluttende enhet skal henvises til ministeren for Department for Energy & Climate Change (Department of Energy & Climate Change, 2011c).

Siden november 2009 har IPC basert seg på midlertidige utkast til NPS, som har undersøkt behovet for styrket infrastruktur, hensiktsmessig lokalisering, effekter på nærmiljøet, i tillegg til behov for eventuelle klimatiltak som følge av utbyggingen. Myndighetene har løpende mottatt tilbakemeldinger på de midlertidige NPSene, og foretatt kontinuerlige revisjoner. 19. juli ble de seks NPSene for energi offisielt vedtatt i parlamentet, og skal følgelig benyttes av IPC ved behandling av vesentlige

infrastrukturprosjekter fremover (Department of Energy & Climate Change, 2011a). NPSene vil også benyttes som bakgrunnsdokumenter dersom Localism Bill blir vedtatt

Ved søknadsbehandlingen skal gevinstene ved det aktuelle prosjektet veies mot de eventuelle negative effektene. IPC skal for eksempel ta hensyn til prosjektets potensielle gevinster, herunder prosjektets bidrag til å styrke energiinfrastrukturen, sysselsetting og andre langsiktige fordeler ved utbyggingen, samt prosjektets potensielle negative effekter, og hvordan man kan unngå, redusere eller kompensere for de aktuelle ulempene. IPC skal ta hensyn til de miljømessige, økonomiske og sosiale gevinstene, samt relevante kostnader, på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå (Department of Energy & Climate Change, 2011b).

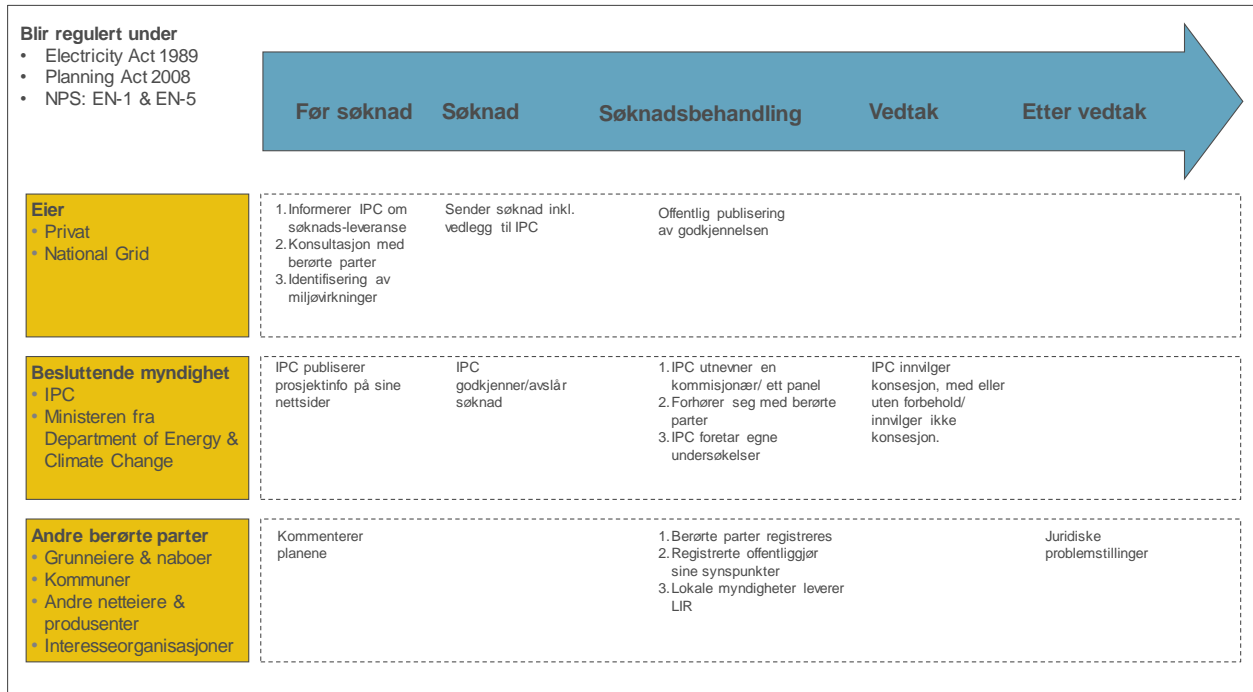
EN-1 framhever at nye infrastrukturprosjekter må være motstandsdyktige mot klimaendringer. Det kreves derfor at søkeren skisserer hvordan prosjektet vil takle for eksempel flom, storm, høyere gjennomsnittstemperaturer, og jordbevegelser. Prosjektets motstandsdyktighet mot klimaendringer foreslås å beskrives i en egen miljørapport som legges ved nettsøknaden (Department of Energy & Climate Change, 2011c).

I tilfeller der den planlagte kraftlinjen anses for å ha en betydelig negativ visuell effekt, skal IPC vurdere denne effekten mot andre relevante faktorer. Dette være seg behovet for linjen, tilgjengeligheten og kostnaden ved alternative linjestrekk, samt andre installasjonsmetoder, for eksempel kabling. Britiske myndigheter har ikke vedtatt en spesifikk kablingspolitikk, imidlertid er IPC pålagt å favorisere underjordiske kabler dersom gevinstene ved kablingsalternativet uten tvil er større enn de økonomiske, sosiale og miljømessige kostnadene, gitt at kabling er teknisk overkommelig (Department of Energy & Climate Change, 2011c). National Grid har i løpet av første halvår 2011 gjennomført en høring om selskapets framtidige kablingspolicy og vil publisere et sitt standpunkt til kabling etter å ha gått gjennom innspillene.⁶

⁶ Se <http://www.nationalgridundergrounding.com/>.

4.4 Oversikt over beslutningsprosessene

Figur 3 Beslutningsprosessen for nettinvesteringer i Storbritannia



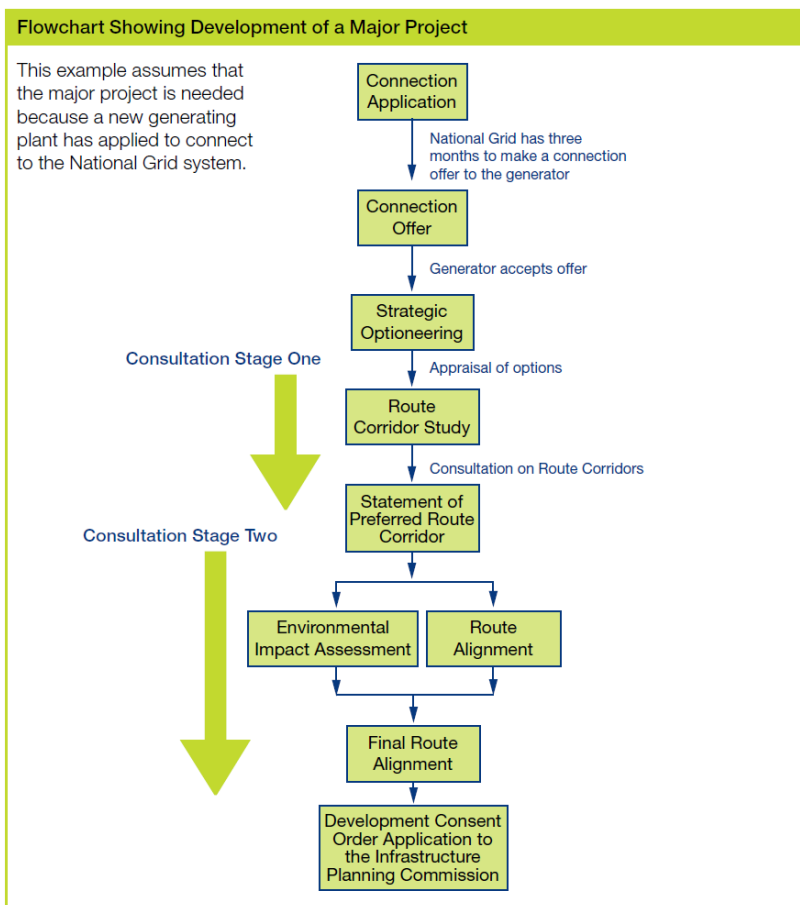
4.4.1 Før søknad

Konsesjonsprosessen starter når utbyggeren informerer IPC om at de planlegger å levere inn en søknad. IPC vil da publisere detaljer knyttet til prosjekttype, lokalisering, prosjektnavn, og forventet dato for søknadsinnlevering. I henhold til "the Department for Communities and Local Government" kreves følgende av utbygger før søknaden kan leveres til IPC: Prosjekteieren må konsultere det aktuelle prosjektets berørte parter, herunder grunneiere, lokale myndigheter og lovpålagte organer. Sakens berørte parter skal ha minst 28 dager på å komme med sine synspunkter til linjetraseen.

Før National Grid leverer nettinvesteringssøknaden til IPC, må selskapet altså gjennomføre en rekke undersøkelser og høringer. Før søknadsfasen begynner med at National Grid kontrollerer at det faktisk er nødvendig med en ny kraftforbindelse, deretter utarbeides det en mengde ulike alternativer som evalueres basert på teknisk gjennomførbarhet og om de oppfyller de gjeldene og framtidige behovene til kraftsystemet. Det foretas videre en vurdering av de respektive alternativenes fordeler, ulemper og effekter basert på kostnadsmessige, tekniske, miljømessige og samfunnsøkonomiske faktorer. Resultatene fra undersøkelsene blir publisert i en "Strategic Options Report", som inkluderer detaljer rundt de ulike alternativene. Når National Grid har bestemt seg for hvilket alternativ de ønsker å basere seg på, utarbeider de en Route Corridor Study (RCS), som tar for seg potensielle traseer mellom det foreslåtte start- og endepunktet til overføringsforbindelsen. RCSen blir videre diskutert med lokale planleggingsmyndigheter og andre relevante organisasjoner. Deretter gjøres det en ny vurdering av de ulike traseene med utgangspunkt i de samme fire kategoriene, men denne gangen i større detalj enn ved den første vurderingen. Når de aktuelle traseene er valgt, og RCSen er klar, arrangerer National Grid offentlige høringer med

lokalsamfunnet og relevante myndigheter der de aktuelle trasevalgene blir diskutert. Etter samråd med prosjektets berørte parter vil National Grid bestemme seg for en trasé, og annonsere sin foretrukne rute til prosjektets interessenter. Denne traseen er utgangspunktet for utarbeidelsen av en desto mer detaljert planlegging av overføringsforbindelsens lokalisering. Det utarbeides en miljøkonsekvensutredning (MKU), som blant annet inkluderer linjens planlagte utforming og mastenes posisjoner. Ved utarbeidelsen av MKUen vil National Grid foreta en ny høringsrunde med prosjektets involverte parter. Høringsprosessene med prosjektets interessenter, MKUen, samt tekniske vurderinger, danner grunnlaget for det faktiske trasévalget som søkes inn for IPC (National Grid, 2011b).

Figur 4 Planprosess før søknad



Kilde: National Grid (2011b)

Figuren over viser gangen i fasen før søknad sendes når et produksjonsanlegg ønsker å knytte seg til sentralnettet.

National Grid utarbeider også årlig dokumentet National Electricity Transmission System Seven Year Statement (NETS SYS), som er en analyse av kraftsystemet og nettutviklingen 7 år fram i tid. Dette er ikke en nettutviklingsplan som sådan, men viser hvor det er plass til ny produksjon og nytt forbruk gitt planleggings- og driftskriteriene i NETS SQSS, og bidrar på den måten til å identifisere behov for investeringer.

4.4.2 Søknad

For at søknaden skal bli godkjent, må alle retningslinjene fastsatt av NPSene være oppfylt. Aksept avhenger av hvorvidt den offentlige høringsprosessen anses tilstrekkelig,

og om de korrekte miljømessige konsekvensene har blitt identifisert. I tillegg må IPC ha mottatt korrekt informasjon og det rette formatet på informasjonen. IPC må innen 28 dager fra de mottar søknaden, bestemme seg for om de aksepterer søknaden, jf. Planloven § 55.

4.4.3 Søknadsbehandling

Dersom søknaden blir akseptert skal utbyggeren publisere dette offentlig. Hvordan dette skal gjøres er detaljert beskrevet i Planloven, og inkluderer blant annet publisering i lokalavisen. IPC foretar en vurdering av prosjektets sentrale problemstillinger og avgjør hvordan disse skal håndteres. Avhengig av hvor kompleks saken er, behandles søknaden av én kommisjonær eller et panel bestående av tre personer.

Alle som registrerer seg hos IPC kan offentliggjøre sine synspunkter rundt det aktuelle prosjektet på prosjektets nettside. De registrerte vil senere bli invitert til å utdype sine synspunkter, samt til å ta del i innledende møter og offentlige høringer. Alle synspunkter må være skriftlig. Det er mulig å registrere seg innen minimum 28 dager etter at søknaden er akseptert.

Mot slutten av pre-eksamineringsfasen holdes det innledende møter der prosjekteier, alle som har registrert seg, samt de som ved rettighet anses som berørte parter, blir invitert. Denne fasen tar omtrent tre måneder. IPC har seks måneder på å foreta sine egne undersøkelser. Alle registrerte aktører har nå mulighet til ytterligere å utdype sine synspunkter, enten skriftlig eller ved offentlige høringer. De lokale myndighetene leverer "The Local Impact Report" (LIR) til IPC. LIR skal belyse prosjektets virkninger på lokalmiljøet, og blir offentliggjort på IPC sine nettsider. Registrerte aktører har også mulighet til å offentliggjøre sine synspunkter til rapporten.

4.4.4 Vedtak

Dersom en relevant NPS er blitt utpekt, er det IPC som tar den endelige beslutningen. Beslutningen må da tas innen tre måneder. Dersom det ikke foreligger noen relevant NPS, vil IPC komme med en anbefaling, og det er den ansvarlige ministeren fra Department of Energy and Climate Change som tar den endelige beslutningen. I slike tilfeller får beslutningsprosessen en frist på ytterligere tre måneder. Beslutningsfasen ender med at beslutningstakeren utsteder konsesjon, utsteder konsesjon gitt visse forutsetninger, eller avslår prosjektet.

4.4.5 Etter vedtak

Etter konsesjonsbeslutningen er offentliggjort, må eventuelle juridiske problemstillinger tas opp senest seks uker etter offentliggjøringen. For å drifte, bygge og vedlikeholde linjen er nettselskapet forpliktet til å eie det aktuelle landområdet, eller ha bruksrett til området gjennom leieavtaler eller tillatelse fra de respektive grunneierne. Dersom selskapet ikke kommer til enighet med grunneieren selv, kan det søke om å ekspropriere landområdet i søknaden til IPC (Department of Energy & Climate Change, 2011c).

4.5 Finansiering

Det britiske kraft- og gassmarkedet er regulert av det uavhengige Gas and Electricity Markets Authority (GEMA), der the Office of the Gas and Electricity Markets (Ofgem) er utøvende myndighet. En av GEMAs hovedoppgaver er å regulere elektrisitetsmarkedet for å beskytte dagens og framtidige forbrukere, hvilket inkluderer å sikre deres rettigheter til tilstrekkelige nettinvesteringer som er i samsvar med opprettholdelse av

forsyningssikkerheten og reduksjon av karbonutslippene. Hvert femte år godkjenner Ofgem et bestemt inntektsbeløp for å sikre effektivitet og hindre at National Grid utnytter sin monopolposisjon. Et viktig element ved fastsettelsen av tillatt inntekt er selskapets anslag på investeringer i kommende reguleringsperiode. I den grad Ofgem aksepterer investeringsbudsjettene, vil National Grid kunne øke sine tariffer i tråd med de økte årlige kapitalkostnadene. Dette er hovedverktøyet for finansiering av investeringer i sentralnettet i Storbritannia (England og Wales).

Nettkonsesjonen krever at finansieringsmekanismene først og framst tilrettelegger for konkurranse, reflekterer underliggende kostnader, samt tar hensyn til utviklingen i overføringsnettet og dets brukere.

Driften av sentralnettet i Storbritannia finansieres via tre ulike komponenter: Balancing Services Use of System (BSUoS) charges, connection charges and Transmission Network Use of System (TNUoS) charges, forklart under. Connection charges: Denne formen for finansiering benyttes når det er investert i anlegg som kun skal tilknytte én bruker til sentralnettet. I slike tilfeller vil kostnader knytter til drift, vedlikehold og tilgang føres direkte på brukeren gjennom Connection Charges, hvilket kan sammenlignes med anleggsbidrag i Norge. Kostnader for anlegg som kan knyttes til mer enn en bruker må dekkes gjennom Transmission Network Use of System (TNUoS) charges. Disse inntektene skal dekke kostnader som påløper for tilgang og vedlikehold av sentralnettet og utgiftsføres alle sentralnettets brukere. Kostnadene varierer med brukerens lokalisering, og skal reflektere kostnaden som brukeren påfører nettet. Balancing Services Use of System (BSUoS) charges er relatert til kostnadene som påløper av den daglige driften av sentralnettet (Ofgem, 2007).

For å sikre framtidige investeringer i sentralnettet, har Ofgem utarbeidet fleksible finansierings- og investeringsmekanismer som tilrettelegger for at National Grid kan håndtere den store usikkerheten i produksjons- og forbruksutviklingen framover. Mekanismene skal sikre at nettselskapene kontinuerlig mottar tilstrekkelige inntekter for å knytte til nye produksjonsanlegg. Finansieringsordningen skal også bidra til mer effektive nettinvesteringer, ved at Ofgem kobler nettinvesteringer med langsiktige finansielle kontrakter fra produsenter som ønsker å benytte seg av nettet. Dette finansieringssystemet skal sørge for en hensiktsmessig balanse mellom risiko og belønning for sentralnettselskapene. Ofgem har jobbet tett med nettselskapene med å utvikle inntektsrammereguleringer som gir investeringsincentiver for tilknytning av fornybar kraftproduksjon (Department of Trade and Industry, 2007).

4.6 Eksempel: Bramford/Twinstead

Siden konsesjonsprosessen i England er såpass ny, har ingen linjeprojekter hvert gjennom hele prosessen enda. Det er imidlertid flere prosjekter som har informert IPC om at de planlegger å levere inn en søknad, blant annet Bramford to Twinstead Tee Connection Project. På IPCs nettsider er prosjektets lokalisering, prosjekttype, utvikler, og utviklerens kontaktinformasjon beskrevet. I tillegg gir nettsiden informasjon om hvilken fase prosjektet er i, samt når IPC forventer å motta søknaden fra National Grid.

National Grid ønsker å bygge en ny kraftforbindelse mellom Bramford transformatorstasjon i Suffolk og Twinstead Tee i Essex for å knytte ny kraftproduksjon til sentralnettet. Prosessen begynte i oktober 2009, da National Grid startet den første offentlige høringsfasen der de la fram fire alternative traseer. Hovedformålet med denne fasen var å gi lokalbefolkning og prosjektets berørte parter muligheten til å dele sine synspunkter til de ulike traseene. Hittil har over 3000 tilbakemeldinger blitt vurdert (National Grid, 2011c).

5 TYSKLAND

5.1 Innledning

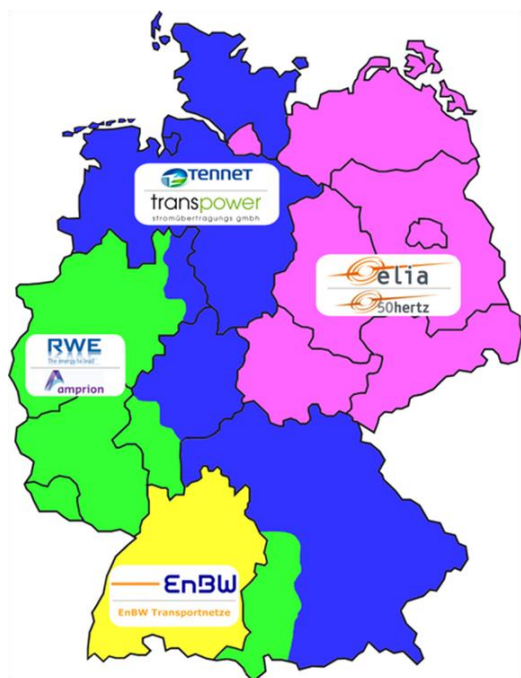
Det tyske sentralnettet er i dag eid av 4 systemansvarlige nettselskaper med ansvar for hvert sitt geografiske område (se også kart):

Tabell 1 Systemansvarlige nettselskaper i Tyskland

Navn	Geografisk område	Eier
TenneT (tidl. E.ON Netz)	De sentrale delene fra nord til sør	TenneT (nederlandsk systemoperatør, eid av den nederlandske staten)
50Hertz	Det tidligere Øst-Tyskland	Elia (belgisk systemoperatør, børsnotert, deleid av belgiske kommuner) og IFM (australsk infrastrukturfond)
Amprion	De vestlige delene samt noe i sør	RWE (børsnotert tysk energiselskap)
EnBW Transportnetze	De sørvestlige delene	Energie Baden-Württemberg (tysk energiselskap, børsnotert med hovedeiere delstaten Baden-Württemberg og OEW, en sammenslutning av kommuner og myndigheter i delstaten)

Kilde: Nettsider for de systemansvarlige nettselskapene

Figur 5 Systemansvarlige nettselskaper i Tyskland



Kilde: Wikipedia

Sentralnettet omfatter typisk spenningsnivåene 220-380 kV, med enkelte HVDC-forbindelser på 400 kV.

Reguleringen av den tyske kraftsektoren generelt og utbyggingen av nettanlegg spesielt, er preget av at landet er en føderalstat. Selve energilovgivningen med forskrifter er utformet på føderalt (Bundes-) nivå, men mye av den praktiske reguleringen utøves av de 16 delstatene (Bundesländer) i tillegg til det føderale reguleringsorganet Bundesnetzagentur.⁷ Når det gjelder reguleringen av miljøvirkninger og arealbruk, sorterer det i hovedsak under lovgivning på delstatsnivå, med unntak av enkelte prosedyrekrav som er fastlagt gjennom statlig lovgivning. Vi kommer tilbake til detaljene i reguleringen og lovverket i neste avsnitt.

Den formelle tyske reguleringen av kraftsektoren er av relativt ny dato. Landet har en lang tradisjon med selvregulering innenfor rammen av en føderalstat med utstrakt myndighet på delstatsnivå, noe som har hatt stor betydning for både organiseringen av sentralnettet og beslutningsprosessene omkring nettinvesteringer. Over tid har utviklingen gått i retning av økt formalisering av regelverket på statlig nivå, men fortsatt spiller delstatlige myndigheter en svært viktig rolle i beslutningsprosessene. Som vi kommer tilbake til, er det i juli 2011 vedtatt et lovforslag fra den føderale regjeringen (Bundesregierung) om å øke den statlige rollen innen nettplanleggingen (den såkalte NABEG).⁸

Det er ingen formelle begrensninger på eierskap i sentralnettet, utover krav om relevant kompetanse for å få lisens til å være operatør og eier av nettanlegg. I prinsippet kan derfor hvem som helst søke om å få bygge ut sentralnettsanlegg. Dette gjelder også utenlandsforbindelser. Det kan imidlertid komme strengere krav til eierskap i kjølvannet av EUs tredje energipakke, som er under implementering i det tyske lovverket, og som i praksis kan utelukke andre enn dedikerte systemansvarlige nettselskaper fra å eie anlegg i sentralnettet.

5.2 Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet

Nettselskapene er forpliktet til å ha tilstrekkelig kapasitet og sikkerhet i nettet i henhold til §11 i energiloven. I tillegg er de systemansvarlige nettselskapene i Tyskland underlagt UCTE-regelverket, som blant annet inneholder detaljerte bestemmelser om systemdriften.⁹ I praksis har det i Tyskland vært vanlig å bruke N-1-kriteriet som grunnlag for både den løpende driften og nettplanleggingen. Kriteriet er ikke eksplisitt omtalt i lov eller forskrift, men er blant annet nedfelt i ulike dokumenter utarbeidet fra nettselskapene.¹⁰ N-1-kriteriet er basert på konsekvensene av enkeltfeil.

Bundesnetzagentur har tatt til orde for at nettselskapene skal legge vekt på risikoen for flere feil både i planleggingen og driften av nettet, i tillegg til N-1-kriteriet.¹¹ Bakgrunnen for Bundesnetzagenturs forslag er erfaringene med feil i nettet fra de senere årene og de potensielle konsekvensene for forsyningssikkerheten av at kjernekraften fases ut.

⁷ Bundesnetzagentur har også ansvar for reguleringen av andre infrastruktursektorer i tillegg til elektrisitet, som gass og telekommunikasjon, men vi ser her bare på BnAs rolle i kraftsektoren.

⁸ NABEG er den offisielle forkortelsen for Gesetz über Massnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, det vil si lov om virkemidler for framskynding av utbygging av elektrisitetsnettet.

⁹ Se UCTE (2004).

¹⁰ Se for eksempel Transpower (2009). (Transpower er nå TenneT TSO GmbH.).

¹¹ Se Bundesnetzagentur (2011).

5.3 Formelle krav ved investeringer i sentralnett

Investeringer i nettanlegg med spenning på 110 kV eller høyere, krever plantillatelse (Planfeststellung) etter delstatslovgivningen. Dette kravet omfatter altså også investeringer i sentralnett. De eksakte prosessene kan variere fra delstat til delstat, men involverer normalt en høringsfase der berørte parter og andre interessenter kan delta og der det gjennomføres miljøkonsekvensutredninger. Kravene til vurdering av miljøkonsekvenser er regulert gjennom en egen lov om miljøkonsekvensutredninger, Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG).

Proessen fram mot plantillatelse skjer normalt i to trinn, der det først gjennomføres en regional planprosess (Raumordnungsverfahren) som danner rammeverket for den endelige plantillatelsen etter en mer detaljert trasévurdering. Beslutningsprosessene skal oppfylle formelle krav og mål i lov om administrative prosedyrer (Verwaltungsverfahrensgesetz).

Der en sentralnettsforbindelse krysser delstatsgrenser, kreves det plantillatelse i samtlige berørte delstater. Saksbehandlingen skjer separat i hver delstat. Dersom en forbindelse involverer flere systemansvarlige nettselskaper, er selskapene ansvarlig for hver sin delstrekning og må skaffe seg separate plantillatelser for de ulike delstrekningene. Lovendringene i juli 2011 (NABEG) innebærer imidlertid at trasékorridorer for forbindelser som krysser flere delstater eller har europeisk betydning, skal fastsettes av Bundesnetzagentur i samarbeid med delstatene. Dette skal skje på grunnlag av en felles nettplanlegging og etablering av en statlig nettutviklingsplan (Bundesnetzplan).

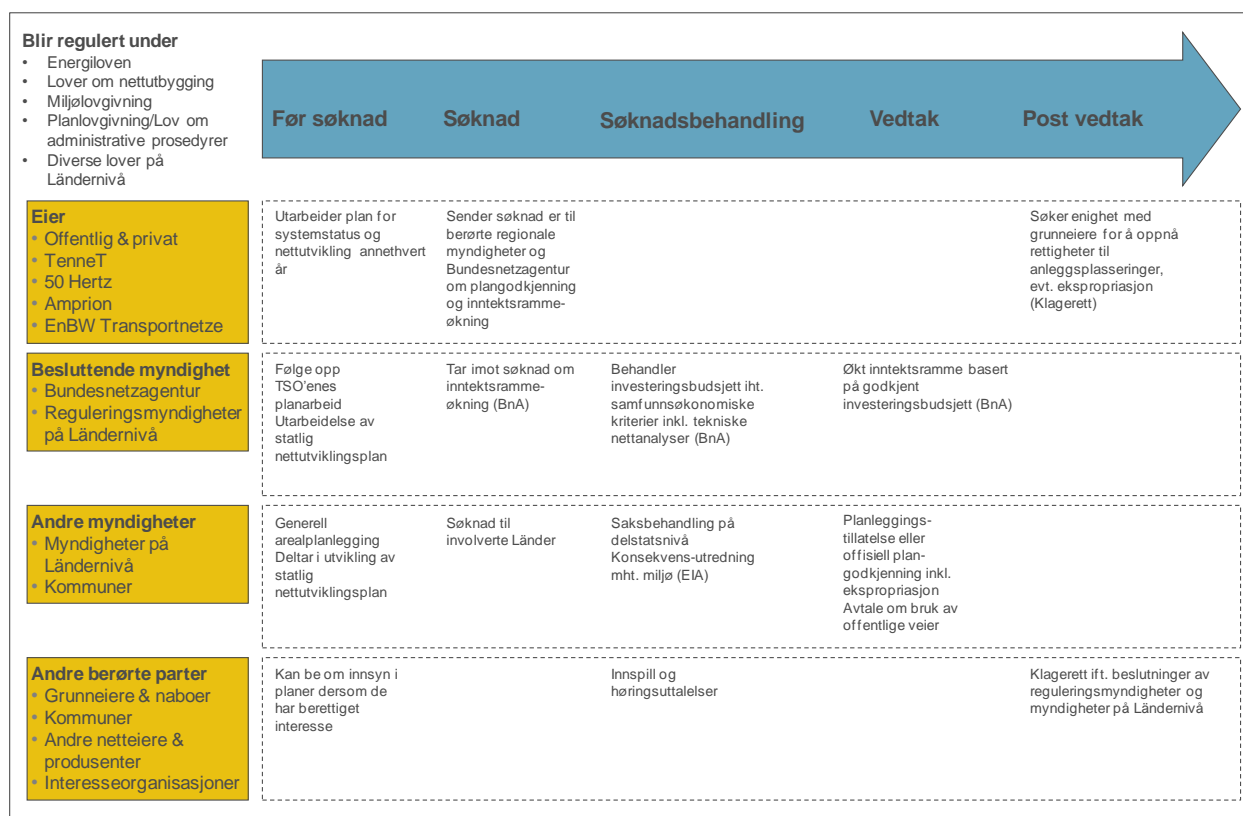
Bundesnetzagenturs rolle er ellers begrenset til å gi tillatelse til å øke inntektsrammene (og dermed tariffene som betales av sluttkundene) på grunnlag av investeringer som selskapene har fått plantillatelse til. Dette gjøres etter en separat søknad til regulator senest 6 måneder før kalenderåret der investeringen settes i drift. Det er krav om dokumentasjon av kostnader og konsekvenser for kraftsystemet (herunder tekniske nettanalyser) for at godkjenning skal gis, men det stilles ikke krav om eksplisitte samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser.

Det må også inngås avtale om bruk av offentlige veier med berørte kommuner. Kommunene er forpliktet til å stille veier til disposisjon med mindre utbygger nekter å betale konsesjonsavgifter. Konsesjonsavgifter ilegges for bruk av offentlige veier for utbygging og drift av linjer.

I tillegg må enhver som driver elnett ha tillatelse etter §4 i energiloven (Energiewirtschaftsgesetz), som blant annet omfatter krav til personell, teknisk og økonomisk kapasitet. Tillatelser etter §4 gis på delstatsnivå.

5.4 Oversikt over beslutningsprosessene

Vi beskriver nedenfor de viktigste delene i beslutningsprosessene som leder fram mot plantillatelse, med vekt på ledningsprosjekter. Deretter beskriver vi prosessen for å få godkjent inntektsrammeøkninger.

Figur 6 Beslutningsprosessen for nettinvesteringer i Tyskland

5.4.1 Før søknad

Overordnede føringer

Det gjelder tilknytningsplikt for både kraftproduksjon og forbruk. Tilknytningsplikten for fornybar kraft er absolutt, men nettselskapene har en viss frihet til å velge løsning. Avslag på nettilknytning er imidlertid ikke mulig. For forbrukskunder og andre kraftverk kan derimot tilknytningsplikten fravikes dersom tilknytning er teknisk umulig eller urimelig basert på driftsmessige, økonomiske eller tekniske kriterier (§17 og 18 i energiloven).

Energiloven stiller krav om utarbeidelse av oversikt over systemstatus og plan for nettutvikling annethvert år. Planene må kunne forelegges reguleringsmyndighetene i de ulike delstatene, samt Bundesnetzagentur på forespørsel.¹² Dette kan skje på myndighetenes eget initiativ, eller ved at aktører med en berettiget interesse ber om det (for eksempel storskala kraftforbrukere eller kraftprodusenter). Planleggingskravene er hjemlet i §12 i energiloven. I tillegg er de tyske sentralnettselskapene forpliktet til å delta i arbeidet med tiårige nettutviklingsplaner i regi av ENTSO-E. Bundesregierung fattet i september 2010 vedtak om å etablere en føderal nettplanlegging i tilknytning til de tiårige nettutvilingsplanene. Fra og med 2012 skal de systemansvarlige nettselskapene i fellesskap utarbeide en føderal nettutviklingsplan.¹³

¹² De første planene etter denne bestemmelsen forelå i 2006.

¹³ Scenariorammer og forutsetninger for planen ble offentliggjort i juli 2011 av de systemansvarlige nettselskapene i fellesskap.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)¹⁴ har gjennomført to landsomfattende nettstudier i 2005 og 2010 med vekt på behovet for nettutbygging som følge av satsingen på fornybar energi.¹⁵ Dette er ikke en bindende nettutviklingsplan, men den gir viktige føringer for hvilke prosjekter som planlegges. Den første studien identifiserte totalt 850 km med ledninger som burde bygges innen 2015, mens den andre gav et behov på hele 3600 km innen 2020.

Det finnes også en egen lov om bygging av energiledninger, Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), som ble innført i 2009. Loven inneholder en liste over 24 konkrete ledningsprosjekter på 380 kV-nivå, både nye anlegg og oppgradering av eksisterende forbindelser på lavere nivåer. Utvalget av prosjekter er basert på dena-studien fra 2005. Formålet med loven er å identifisere konkrete prosjekter som det er presserende behov for ut fra overordnede mål om utbygging av fornybar kraft, utviklingen av overføringsnettet i EU, tilknytning av nye kraftverk og fjerning av flaskehals. Listen innebærer ikke noen forhåndsgodkjenning med hensyn til plantillatelse.

Når det gjelder kabling, er det ikke noe krav om kabling på de høyeste spenningsnivåene i dag. Det foreligger imidlertid forslag om å gjøre kabling til hovedregel ved bygging av nye forbindelser på spenningsnivå 110 kV og lavere. Det er også etablert 4 pilotprosjekter i sentralnettet (de høyeste spenningsnivåene) med utgangspunkt i bestemmelser i EnLAG, der de involverte sentralnettselskapene bygger høyspentforbindelser (eventuelt delstrekninger) som jordkabel.

Loven om fornybar energi (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) stiller som krav at fornybar kraft skal ha fortrinnsrett både ved nettilknytning og innmating. Det betyr blant annet at nettselskapene har plikt til å bygge ut overføringskapasiteten dersom det er nødvendig for å knytte fornybar kraft til nettet.¹⁶

Nettselskapene er forpliktet gjennom energilovens §11 om å opprettholde en høy forsyningssikkerhet. Dette innebærer at nettet må planlegges med tilstrekkelig reservekapasitet i henhold til det tekniske regelverket til nettselskapene. I praksis har et N-1-kriterium vært benyttet som beskrevet ovenfor.

5.4.2 Søknad

Når det foreligger konkrete planer om et utbyggingsprosjekt, skal det søkes om plantillatelse. Søknad om plantillatelse behandles etter lovverket på delstatsnivå. Tillatelse må foreligge i hver enkelt delstat som berøres, og saksbehandlingen skjer i henhold til lovverket i den enkelte delstaten. Før søknad om plantillatelse sendes, gjøres det studier av blant annet tekniske nettforhold for å fastslå behovet for prosjektet og forundersøkelser av mulige traseer.

Det er ikke noen koordinering av beslutningsprosessene mellom ulike delstatsmyndigheter, og det er forskjellige myndighets- og beslutningsstrukturer i

¹⁴ dena er det tyske kompetansesenteret for energieffektivisering og fornybar energi. Senteret er organisert som et aksjeselskap eid av den tyske staten, KfW Bankengruppe, Allianz SE, Deutsche Bank AG og DZ BANK AG.

¹⁵ Se dena (2005, 2010).

¹⁶ Det finnes riktignok en mulighet for unntak fra tilknytningsplikten dersom det er bedriftsøkonomisk urimelig (§9 i EEG), men vi forstår det slik at unntaksmulighetene er svært begrenset i praksis. Et annet moment er at bedriftsøkonomien i nettinvesteringene avhenger av Bundesnetzagenturs beslutninger om inntektsrammøkninger. Utbygging av fornybar kraft vil veie tungt i favør av inntektsrammøkninger, ikke minst for prosjektene på 380 kV-nivå som er omfattet av Energieleitungsausbaugesetz.

delstatene. Hovedtrekkene og de viktigste trinnene er imidlertid like. Vi nøyer oss derfor med å beskrive prosessene på et relativt generelt og overordnet nivå.

5.4.3 Søknadsbehandling

Søknadsbehandlingen for nye ledninger skjer som hovedregel i to trinn. Først fastlegges en trasékorridor gjennom en regional planprosedyre som leder fram til en såkalt Raumordnungsverfahren. I det andre trinnet fastlegges den eksakte traseen og det gis tillatelse til gjennomføring av prosjektet.

Regional planprosedyre

Målet med den regionale planprosedyren er å fastsette en trasékorridor som grunnlag for den detaljerte planleggingen. Dette er en beslutning som fattes av den relevante reguleringsmyndigheten på delstatsnivå, og består i en anbefaling om hvor den nye forbindelsen bør legges. Selv om saksbehandlingen i dette trinnet er ment å skulle være mer overordnet og ikke dekke alle detaljer, kan det ta lang tid å gjennomføre prosessen, gjerne flere år.

Viktige momenter i den regionale planprosedyren er blant annet elektromagnetisk stråling, natur- og landskapsvern og konsekvenser for rekreasjonsmuligheter.

Proessen håndteres gjerne av en krets (Kreis) i den berørte delstaten. Den ansvarlige kretsen sørger for at andre berørte kretser og kommuner blir involvert, samt relevante offentlige myndigheter og interesseorganisasjoner. Privatpersoner har i denne fasen anledning til å formidle sine synspunkter skriftlig til de ansvarlige myndighetene.

Det kan gis dispensasjon fra den regionale planprosedyren dersom den planlagte ledningen skal gå i en eksisterende trasé.¹⁷

Plantillatelse

Proessen fram mot plantillatelse innebærer omfattende detaljplanlegging og muligheter for deltakelse for alle berørte parter, herunder grunneiere og naboer til de planlagte anleggene. Planene legges ut til offentlig gjennomsyn i alle berørte kommuner. Det er anledning til å komme med skriftlige høringsuttalelser, og berørte privatpersoner involveres direkte i arbeidet. I denne fasen gjøres det også detaljerte miljøvurderinger. Proessen har følgende trinn:¹⁸

1. Planmyndigheten formulerer krav til søknadsunderlag.
2. Nettselskapet utarbeider søknadsunderlag inklusive miljørapporter.
3. Traseer vurderes, og det lages forslag til avbøtende tiltak og kompensasjonsordninger.
4. Planene bekjentgjøres i henhold til lovfestede regler. Innbyggere, berørte myndigheter og organisasjoner kommer med sine vurderinger, innvendinger og andre innspill.
5. Planmyndigheten vurderer tilbakemeldingene på de bekjentgjorte planene og gjennomfører en høring.

¹⁷ Dette gjelder blant annet spenningsoppgraderingsprosjektet Hamburg/Nord-Dollern.

¹⁸ Basert på Amprions framstilling av prosessen (<http://www.amprion.net/netzausbau/planfeststellungsverfahren>).

6. Planmyndigheten vurderer innspill og veier de ulike interessene mot hverandre.
7. Beslutning fattes.

Også denne delen av prosessen kan ta flere år å fullføre.¹⁹

Innføringen av NABEG innebærer også at prosessen fram mot plantillatelse skal gjøres enhetlig for prosjekter av europeisk betydning (som går mellom Tyskland og andre land) eller som krysser delstatsgrenser. Blant annet skal den statlige nettutviklingsplanen og de fastsatte trasékorridorene ha bindende virkning for de etterfølgende planprosessene. Lovendringene medfører imidlertid ikke noen flytting av beslutningsmyndighet fra delstatene.²⁰

5.4.4 Vedtak

Det er de relevante reguleringsmyndighetene på delstatsnivå som fatter beslutning om plantillatelse etter en samlet vurdering av alle innspill i prosessen. Varigheten av plantillatelsen kan variere avhengig av prosjekt, men hovedregelen er 10 år med muligheter for 5 års forlengelse (§43c i energiloven). Plantillatelsen inneholder også en rett til ekspropriasjon av fast eiendom i den grad det er nødvendig for å gjennomføre investeringen.

5.4.5 Etter vedtak

Bygging av anlegg kan først skje etter at det er fattet vedtak om plantillatelse. Det er mulig for berørte parter å anke vedtak om plantillatelse til den relevante regionale forvaltningsdomstolen. Dersom saken gjelder et prosjekt som omfattes av EnLAG, er det den føderale forvaltningsdomstolen som behandler anken.

Det ansvarlige nettselskapet inngår nødvendige avtaler med grunneiere og kommuner om bruk av eiendom og veier, og starter bygging.

5.4.6 Tidsbruk

Proessen fra planlegging fram til endelig plantillatelse foreligger, kan ta svært lang tid, ofte 5-10 år. Tidsfristene for de enkelte trinnene i prosessen er relativt korte (uker eller måneder), men i praksis tar prosessen samlet sett mye lengre tid enn de enkelte trinnene tilsier.

5.4.7 Inntektsrammeøkning

Søknad om inntektsrammeøkning er regulert gjennom forskrift om incentivregulering av energinett (Anreizregulierungsverordnung eller AregV), jf. Bundesnetzagentur (2010). For vårt formål er det interessante punktet at forskriften stiller krav om at Bundesnetzagentur skal godkjenne investeringsbudsjetter for kapitalkostnader som skyldes såkalte

¹⁹ Det finnes også eksempler på at det kan faktisk være tidkrevende å få satt i gang prosessen for plantillatelse. TenneT TSO GmbH saksøkte i juli 2011 planmyndighetene i delstaten Niedersachsen for å få satt i gang planprosessen for 380 kV-linjen Ganderkesee-St. Hülfe. Bakgrunnen for søksmålet er at myndighetene har stilt krav om at TenneT TSO skal forplikte seg til kabling av en strekning på totalt 28 km før prosessen kan starte. Selskapet mener på sin side å ha levert tilstrekkelig med underlag til at prosessen kan igangsettes og at kabling bør være et diskusjonstema i den videre prosessen, ikke en forutsetning. Prosjektet er en delstrekning av Ganderkesee-Wehrendorf som er omfattet av EnLAG, og TenneT TSO har ventet på klarsignal til å sette i gang planprosessen siden 2007 (se TenneT TSO, 2011).

²⁰ I det opprinnelige lovutkastet ble det foreslått at Bundesnetzagentur også skulle gi plantillatelse, men dette ble altså ikke vedtatt.

utvidelses- og omstrukturingsinvesteringer i sentralnettet.²¹ Rene reinvesteringer omfattes ikke av denne bestemmelsen. Søknad må sendes senest 6 måneder før kalenderåret der investeringskostnadene helt eller delvis blir virksomme (kostenwirksam) i nettselskapets regnskaper. Hvorvidt søknaden godkjennes, avhenger av om investeringen er nødvendig for kraftsystemet og om den er den beste løsningen på det underliggende behovet totalt sett.²²

En søknad om inntektsrammøkning skal inneholde følgende punkter:

- A. Sammenfattende beskrivelse av den planlagte investeringen. Dette omfatter blant annet en beskrivelse av formålet med prosjektet, trasévag, budsjett og tidspunkt for idriftsettelse.
- B. Begrunnelse for at investeringen er nødvendig. Dette er en behovsanalyse som blant annet omfatter nåværende situasjon i nettet og dokumentasjon av behov for tiltak. Behovet for tiltak kan for eksempel være knyttet til systemstabilitet eller utbygging av fornybar kraft. Her skal det også gis en oversikt over alternative løsninger og virkemidler, både tiltak i nettet (inklusive investeringer) og markedsbaserte virkemidler.
- C. Nettberegninger. Under dette punktet dokumenteres tekniske nettanalyser som er gjennomført. I tillegg til data og modeller samt prognoser for forbruk og produksjon av kraft, skal den tekniske nødvendigheten av tiltak dokumenteres. Det siste kan for eksempel skje dersom analysene viser av n-1-kriteriet ikke er oppfylt i gitte driftssituasjoner (det skal gjøres beregninger for ulike forbrukssituasjoner og ulik tilgang på produksjon, for eksempel på grunn av variasjoner i vindforhold). Dersom nettanlegg teknisk er overbelastet ifølge analysene, skal disse identifiseres.
- D. Økonomisk vurdering. Dette omfatter bedriftsøkonomisk kostnadsberegning av hvert av alternativene identifisert under B.
- E. Alternativanalyse. Under dette punktet skal det gjøres en analyse av de aktuelle alternative løsningene. Viktige momenter er hvorvidt tiltakene møter behovene identifisert under B og kostnadene ved utbygging og drift. I tillegg skal det angis om det er traséalternativer som er uaktuelle som følge av føringer i forbindelse med planprosedyren for prosjektet. Koblingen til andre prosjekter i sentralnettet skal også beskrives.
- F. Dokumentasjon av foretrukket løsning. Her skal det gis en detaljert beskrivelse av tiltaket, nødvendige anlegg og tilhørende kostnader, tidsplan, plan for prosjektgjennomføring og analyse av gjennomføringsusikkerhet (det vil si risiko for at prosjektet blir forskjøvet i tid og eventuelt).

En godkjenning av investeringsbudsjettet skjer med forbehold om at godkjenningen kan trekkes tilbake dersom investeringen ikke gjennomføres.

Tidsbruken i denne fasen er vesentlig kortere enn planprosessen, typisk 1-2 år.

²¹ Merk at begrepet "investering" (Investition) etter forordningen kan referere til en gruppe anlegg som henger sammen funksjonelt, ikke nødvendigvis enkeltanlegg. Forskriften omfatter både elnett og gass, men vi konsentrerer oss om elnett i det følgende.

²² Dette har klare likhetstrekk med en samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsvurdering, men samfunnsøkonomisk lønnsomhet er altså ikke et eksplisitt beslutningskriterium.

5.5 Finansiering

Investeringer finansieres utelukkende ved økninger i selskapenes inntektsrammer. Anleggsbidrag benyttes ikke. Dersom investeringene gjelder tilknytning av offshore vindparker, fordeles kostnadene (det vil si inntektsrammeøkningen) på samtlige systemansvarlige nettselskaper og ikke bare selskapet som gjennomfører investeringen. I alle andre tilfeller betales kostnadene av kundene til det aktuelle nettselskapet gjennom økte tariffer.

5.6 Eksempel: Thüringer Strombrücke

50Hertz og TenneT planlegger å bygge en ny 380 kV-forbindelse fra Halle i delstaten Sachsen-Anhalt til Schweinfurt i Bayern, den såkalte Thüringer Strombrücke. Forbindelsen strekker seg gjennom delstatene Sachsen-Anhalt, Thüringen og Bayern og omfatter ca. 210 km med nye ledninger samt ombygging av en eksisterende 220 kV-linje til 380 kV. Hovedbegrunnelsen for forbindelsen er ivaretagelse av forsyningssikkerhet og utbygging av fornybar kraft. Samlede investeringer er ventet å beløpe seg til 248 millioner euro. Prosjektet er delt i tre trinn som håndteres separat i søknadsprosessen:

1. Bad Lauchstädt-Vieselbach
2. Vieselbach-Altenfeld
3. Altenfeld-Redwitz

Store deler av Bad Lauchstädt-Vieselbach gikk langs en eksisterende 220 kV-trasé, noe som har forenklet saksbehandlingen. Deler av den siste strekningen går også langs en eksisterende trasé (spenningsoppgradering fra 220 kV til 380 kV).

Den første delen ble satt i drift i 2008, mens de resterende delene befinner seg på ulike stadier i søknadsprosessen. Det har vært omfattende offentlig debatt om deler av prosjektet og lokal motstand flere steder.

Behovet for Thüringer Strombrücke-forbindelsen ble identifisert og analysert i den første dena-studien fra 2005. Ulike delstrekninger ble tatt med i EnLAG som trådte i kraft i 2009. På den måten var det samfunnsmessige behovet for forbindelsen klarlagt juridisk. I likhet med alle de andre prosjektene som ble identifisert i dena-Netzstudie I er Thüringer Strombrücke definert til å være av høyeste prioritet for Tyskland på EU-nivå ("europäischen Vorrangprojekte").²³

Bad Lauchstädt-Vieselbach

Regional plantillatelse forelå ved slutten av 2005. Endelig plantillatelse ble gitt for ulike delstrekninger i de etterfølgende årene, og prosjektet ble bygd ut trinnvis inntil hele strekningen var ferdigstilt i desember 2008. Søknad om inntektsrammeøkning ble godkjent i april 2009 (søknaden ble sendt i desember 2007). Den samlede beslutningsprosessen tok altså relativt kort tid.

Vieselbach-Altenfeld

Regional plantillatelse i Thüringen forelå i mars 2007, men ble påklaget. Prosessen fram mot endelig plantillatelse ble igangsatt i 2009 etter at endelig regional tillatelse forelå, og

²³ Blant annet gjennom EU-parlamentets beslutning nr. 1364/2006/EG.

pågår fortsatt. Prosessen har altså allerede tatt over 5 år, og trinn 2 i planprosessen er ennå ikke avsluttet.

Altenfeld-Redwitz

Innledende konferanser før den regionale planprosessen ble igangsatt for den delen av strekningen som går gjennom Thüringen, ble avholdt i mai 2006 og februar 2007. Som følge av beliggenheten til de alternative trasékorridorene gikk i ulike delstater, ble det gjennomført regionale planprosesser både i Thüringen og Bayern (regionen Oberfranken). Prosessen i Bayern ble formelt innledet i 2007 og i Thüringen i 2010. Prosessen i Thüringen ble utsatt i forhold til de opprinnelige planene.

Delstatsmyndighetene i Bayern (Oberfranken) fattet i mai 2008 vedtak om Raumordnungsverfahren (regional plantillatelse) for et vestlig traséalternativ. Delstaten Thüringen fattet vedtak om regional plantillatelse i april 2011. De to traséalternativene passerer begge samme punkt i nettet (Roh/Weissenbrunn). Endelig valg av videre prosess i Bayern kunne ikke gjøres før det forelå regional plantillatelse for strekningen gjennom Thüringen.

TenneT har besluttet å gå videre med det vestlige alternativet etter at den regionale planprosessen i Thüringen ble avsluttet i 2011, og vil innlede prosessen mot endelig plantillatelse i Bayern (Oberfranken) i løpet av 2011/2012 for strekningen som går innenfor Bayerns grenser.

Også for denne delstrekningen har prosessen vart over 5 år, og del 2 av planprosessen er bare så vidt satt i gang.

6 NEDERLAND

6.1 Innledning

Det nederlandske sentralnettet eies og drives av det systemansvarlige nettselskapet TenneT, som er heleid av den nederlandske staten. TenneT er fra 2011 eneier av nett på spenningsnivåene 110, 150, 220 og 380 kV, og eier halvparten av sjøkablene NorNed (mellom Nederland og Norge) og BritNed (mellom Nederland og Storbritannia). TenneT har historisk hatt ansvaret for 220 og 380-kV-nettet, men har de senere årene overtatt eierskap og operatørskap også i 110- og 150 kV-nettet. TenneT har i dag monopol i overføringsnettet.

Den overordnede reguleringsmyndigheten for kraftsektoren i Nederland er konkurransemyndigheten NMa (Nederlandse Mededingingsautoriteit), som er underlagt Ministeriet for økonomiske saker, landbruk og innovasjon (Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie). NMa har en egen avdeling for regulering av energisektoren, Energiekamer (tidligere Directie Toezicht Energie, DTe).

Ministeriet for økonomiske saker, landbruk og innovasjon har også det overordnede ansvaret i investeringssaker i kraftnettet av nasjonal betydning. Ministeriet for infrastruktur og miljø (Ministerie van Infrastructuur en Milieu) har også en sentral rolle.²⁴ Det er i utgangspunktet ministeriet for økonomiske saker som har beslutningsmyndigheten, men i noen tilfeller kan også ministeriet for infrastruktur og miljø delta i beslutningene.

Som følge av endringer i planlovgivningen de seneste årene,²⁵ finnes det enkelte prosjekter som behandles etter et eldre regelverk. Vi legger hovedvekten på det gjeldende (nye) regelverket i det følgende.

6.2 Kriterier for drifts- og forsyningssikkerhet

TenneT er i henhold til elektrisitetsloven forpliktet til å sørge for en sikker og pålitelig overføring av elektrisitet på en mest mulig effektiv måte og ha tilstrekkelig reservekapasitet i overføringsnettet. De operasjonelle kriteriene for drifts- og forsyningssikkerhet er basert på TenneTs såkalte Netcode, samt UCTE-regelverket. Netcode tilsvarer det som gjerne omtales som Grid Code i engelsk terminologi, og er en samling av tekniske reguleringer som omfatter krav til systemdriften, vilkår for nettilknytning og løpende overføringstjenester.²⁶ Netcode inneholder også designkriterier for nettet. Dersom designkriteriene brytes, skal det i prinsippet gjennomføres tiltak for å sikre at kravene i Netcode kan oppfylles. Designkriteriene i 380/220 kV-nettet er følgende (litt forenklet):

- a. Et fullt operasjonelt nett må kunne sikre overføring av innmating og uttak i henhold til kundenes behov, selv om ett nettanlegg faller ut (N-1-kriteriet).
- b. Dersom en vilkårlig krets, transformator, produksjonsenhet eller stor forbruker er utilgjengelig på grunn av vedlikehold, må nettet kunne sikre overføring av

²⁴ Dette ministeriet er resultatet av fusjonen i 2010 mellom ministeriet for transport og vannforsyning og ministeriet for boliger, arealplanlegging og miljø.

²⁵ Ny planlov trådte i kraft 1. juli 2008.

²⁶ Forslag til Netcode utarbeides av nettoperatørene og evalueres og godkjennes av Energiekamer.

innmating og uttak i henhold til kundenes behov, selv om ett nettanlegg faller ut. (Dette fungerer som et N-2-kriterium for vedlikeholdssituasjoner.)

- c. Dersom det oppstår feil i en vilkårlig krets, transformator, to vilkårlige produksjonsenheter eller en stor forbruksenhet, må det være mulig selv under topplast å bringe nettet tilbake til en tilstand der N-1-kriteriet er oppfylt ved å omfordele produksjon eller gjennom andre tiltak avtalt på forhånd.

Lignende krav gjelder for 110- og 150 kV-nettet, men det tillates utfall på opptil 100 MW og inntil 10 minutter (intakt nett) eller 6 timer (vedlikeholdssituasjoner).

6.3 Formelle krav ved investeringer i sentralnettet

Bygging av anlegg i sentralnettet krever tillatelse etter plan- og miljølovgivningen. Hovedregelen i den nederlandske lovgivningen er at det er lokale myndigheter som har ansvar for å fatte vedtak om arealbruk gjennom reguleringsplaner. Prosjekter av nasjonal betydning er imidlertid regjeringens ansvar, og tillatelsen gis i disse tilfellene i form av en nasjonal innpassingsplan (Rijksinpassingsplan), som fastsetter løsningsvalg og trasé og kan sammenlignes med en ordinær reguleringsplan. Dette skjer i henhold til det nasjonale koordineringsprogrammet (Rijkscoördinatie-regeling) for energiinfrastruktur, som for tiden omfatter 7 prosjekter i sentralnettet og som vil gjelde for alle nettanlegg med spenning fra 220 kV og oppover.²⁷ Formålet med dette koordineringsprogrammet er å effektivisere beslutningsprosessene uten at det går på bekostning av rettighetene og deltakelsesmulighetene til lokale myndigheter, innbyggere, bedrifter og interesseorganisasjoner. Et av poengene er at deltakelsen fra ulike interessenter skal skje mer konsentrert og avgrenset enn i de vanlige saksbehandlingsprosessene.

Det kreves også byggetillatelser og miljøtillatelser fra lokale myndigheter. Den nasjonale innpassingsplanen erstatter ikke disse tillatelsene, men sentrale myndigheter koordinerer prosessene for å innhente tillatelsene.

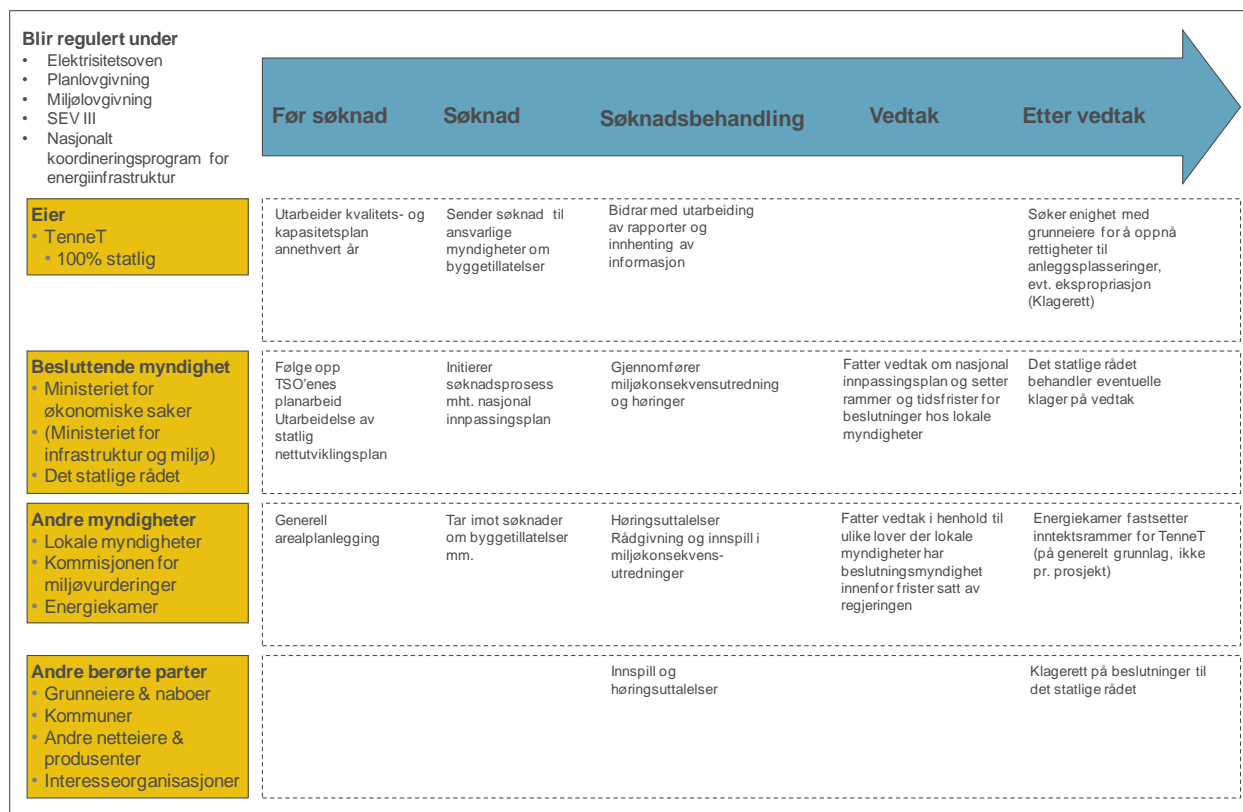
Det gjøres normalt ikke eksplisitte samfunnsøkonomiske analyser av nytten av investeringer i sentralnettet.²⁸ Derimot skal behovet for tiltak dokumenteres i forbindelse med at prosessen mot plantillatelse og andre tillatelser igangsettes. Forsyningssikkerhet er en viktig faktor i analysene av behovet for tiltak.

²⁷ Herunder alle nye 380 kV-forbindelser som er planlagt og COBRA-kabelen mellom Nederland og Danmark. Ordningen trådte i kraft med den nye planloven i 2008.

²⁸ Et unntak er NorNed-prosjektet, men dette må regnes som et spesialtilfelle.

6.4 Oversikt over beslutningsprosessene

Figur 7 Beslutningsprosessen for nettinvesteringer i Nederland



6.4.1 Før søknad

Den såkalte SEV III (Structuurschema Electriciteitsvoorziening III) er det nasjonale rammeverket for utviklingen av kraftinfrastrukturen i Nederland, herunder sentralnett. SEV III ble vedtatt i 2009 og dekker perioden fram til 2020, og omfatter mulige lokaliseringer for nye kraftstasjoner med en installert effekt på 500 MW eller mer, samt mulige nye kraftledninger. SEV III er uttømmende i den forstand at ingen andre nye forbindelser er mulige å bygge ut (inntil en ny plan er utarbeidet), men den innebærer på den andre siden heller ikke noen plikt til å investere. Planen inneholder angivelse av konkrete ledningsprosjekter inklusive endepunkter, og en del overordnede prinsipper for valg av løsninger. Dette omfatter blant annet at nye ledninger på 220 kV og over skal bygges i eksisterende traseer hvis mulig).²⁹ Om nødvendig må SEV-planen utvides dersom det oppstår behov for prosjekter som ikke inngår i planen.

Forbindelser fra 220 kV og oppover bygges som hovedregel som luftledning. I spesielle TenneT er i den forbindelse i gang med et forskningsprosjekt som skal løpe de neste 6-8 årene, blant annet basert på utbyggingsprosjektet Randstad (380 kV) der en strekning på 20 km skal bygges som jordkabel. Formålet er å få mer kunnskap om kabling på de høyeste spenningsnivåene. Myndighetene vil bruke resultatene til å vurdere om det er hensiktsmessig å endre kablingspolicyen. Det vil tidligst skje rundt 2014-2016.

²⁹ Det er også etablert en føre var-policy med hensyn til elektromagnetiske felt, som setter begrensninger på avstanden mellom høyspenningslinjer og boliger, næringsbygg med mer.

TenneT er i likhet med øvrige nederlandske nettselskaper forpliktet til å knytte forbrukere og produsenter til nettet på ikke-diskriminerende grunnlag. Dette skjer ved at TenneT er pliktig til å tilby kapasitet i henhold til nærmere definerte tekniske og økonomiske vilkår når en kunde henvender seg til TenneT med ønske om å knytte seg til nettet (eller øke uttaket i eksisterende tilknytning). Det kan gjøres unntak for tilbudsplikten dersom det ikke finnes tilstrekkelig overføringskapasitet til å gjennomføre tilknytningen, men denne unntaksadgangen må oppfattes som svært begrenset i praksis.

TenneT er forpliktet til å levere en kvalitets- og kapasitetsplan for de neste 7 årene annethvert år.³⁰ Den seneste rapporten ble offentliggjort i 2009 og dekker perioden 2010-2016 (TenneT, 2009). Planen utarbeides i henhold til en forskrift om kvalitetsaspekter ved styring av elektrisitets- og gassnett (Kwaliteitsaspecten netbeheer elektriciteit en gas) og retningslinjer for kvalitets- og kapasitetsdokumenter fra Energiekamer (Richtsnoeren kwaliteits- en capaciteitsdocument). Planen omfatter analyser av utviklingen i etterspørselen etter overføringskapasitet og nettutfordringer, samt mulige tiltak for å møte utfordringene. Etter overtakelsen av 110 kV- og 150 kV-nettet, omfatter planen nå alle spenningsnivåer fra 110 kV og oppover til 380 kV. Det gjøres omfattende analyser av hvorvidt designkriteriene er oppfylt i ulike scenarier, slik at manglende oppfyllelse av N-1-kriteriet og de øvrige designkriteriene er viktige investeringsutløsende faktorer. Tiltakene i planen er ikke bindende for TenneT. TenneT deltar også i arbeidet med tiårige nettutviklingsplaner på EU-nivå (TYNDP) i regi av ENTSO-E.³¹ I tillegg har selskapet på eget initiativ utarbeidet dokumentet "Visie 2030" som tar for seg nettutviklingen mot 2030 med utgangspunkt i ulike scenarier (TenneT, 2010).

6.4.2 Søknad

For nettprosjekter på de høyeste spenningsnivåene sendes søknad om byggetillatelse og andre nødvendige tillatelser til Ministeriet for økonomiske saker. Både ledninger og transformatorer krever søknad, men prosedyren blir i praksis en del enklere for transformatorprosjekter. Ministeriet er formelt initiativtaker i søknadsprosessene i henhold til det nasjonale koordineringsprogrammet, mens TenneT er utvikler. TenneT er ansvarlig for å sende søknader til de relevante lokale og regionale myndighetene.

6.4.3 Søknadsbehandling

Søknadsbehandlingen for prosjekter som behandles i henhold til det nasjonale koordineringsprogrammet omfatter utredning av miljøkonsekvenser, konsekvenser for økonomisk og sosial utvikling samt kulturminner. Det kan i noen tilfeller være nødvendig å fatte en såkalt planmessig nøkkelbeslutning (planologische kernbeslissing).

Miljøkonsekvensutredningen skjer i henhold til prosedyrer og retningslinjer fra den nederlandske kommisjonen for miljøvurderinger (Commissie voor de milieueffectrapportage).³² Den praktiske koordineringen av søknadsprosessen skjer gjennom et eget kontor (Bureau Energieprojecten) som sorterer under et eget direktorat Agentschap.nl, som igjen er underlagt Ministeriet for økonomiske saker.

Proessen i forbindelse med miljøkonsekvensutredningen har følgende hovedpunkter:

³⁰ Plikten er hjemlet i §21 i elektrisitetsloven.

³¹ TenneT tilhører arbeidsgruppen som dekker Nordsjøregionen.

³² Kommisjonen er et frittstående rådgivende organ som er uavhengig av nederlandske myndigheter.

1. Oppstartsdokument (Startnotitie). I dette dokumentet beskriver ministeriene for økonomiske saker og infrastruktur og miljø formål og forløp for miljøvurderingen, inklusive behovet for tiltak og forventede miljøvirkninger.
2. Innledende høring. Den ansvarlige myndigheten offentliggjør oppstartsdokumentet. Det er allmenn adgang til å komme med innspill om hva som bør være med i miljøvurderingen. Den ansvarlige myndigheten oversender også dokumentet til kommisjonen for miljøvurderinger og juridiske rådgivere.
3. Retningslinjer for miljøkonsekvensutredningen. Basert på oppstartsdokumentet, innspill og råd fastsetter den ansvarlige myndigheten retningslinjer for miljøvurderingen, herunder hvilke aspekter som skal være med og hvordan de skal behandles.
4. Utarbeidelse av miljøkonsekvensutredning. Med utgangspunkt i retningslinjene utarbeides miljøkonsekvensutredningen.
5. Offentliggjøring av miljøkonsekvensutredning og utkast til beslutning. Når utredningen er fullført, offentliggjøres den av den ansvarlige myndigheten samtidig med utkast til beslutning om trasé.
6. Høring. Miljøkonsekvensutredning og forslag til trasé sendes på høring til berørte parter.
7. Råd fra kommisjonen for miljøvurderinger. Kommisjonen for miljøvurderinger blir bedt om råd. Kommisjonen vurderer blant annet om utredningen inneholder den nødvendige informasjonen til at det kan fattes en beslutning, med utgangspunkt i de tidligere fastsatte retningslinjene.

I tillegg kommer behandlingen av andre tillatelser som gis av andre myndigheter.

6.4.4 Vedtak

Ministeriet for økonomiske saker fatter beslutning om valg av løsning og trasé basert på innspill og høringsuttalelser i forbindelse med miljøkonsekvensutredningen. En beslutning kan bestå i ulike tillatelser og dispensasjoner etter gjeldende lover (byggetillatelser, tillatelser etter miljølovgivning med mer), og dette gjøres for større prosjekter i sentralnett normalt i form av en nasjonale innpassingsplanen. Lokale myndigheter beholder sin beslutningsmyndighet der de har ansvar etter lovverket, men de må fatte sine vedtak innenfor tidsfrister fastsatt av Ministeriet for økonomiske saker.

6.4.5 Etter vedtak

Berørte parter kan klage på beslutninger om trasévalg eller dersom tillatelse avslås. Klagen behandles av et eget rådgivende organ for regjeringen, Det statlige rådet (Raad van State). Rådets avdeling for administrativ rett (Afdeling bestuursrechtspraak) er Nederlands øverste forvaltningsdomstol. For prosjekter som behandles etter det nasjonale koordineringsprogrammet, samordnes klageprosessen for de ulike vedtakene som er fattet av sentrale og lokale myndigheter. Det gjelder en frist på 6 måneder for klagebehandlingen.

TenneT inngår nødvendige avtaler med grunneiere og andre parter og starter utbygging.

6.4.6 Samlet tidsbruk

Beslutningsprosessene vedrørende nettinvesteringer kan ta opptil 8-10 år totalt. Også i Nederland gjelder det tidsfrister for de ulike delene av prosessen, men den samlede prosessen tar likevel normalt vesentlig lengre tid enn de enkelte komponentene tilsier. Blant annet kan selve utarbeidelsen av miljøkonsekvensutredninger ta 1-2 år.

6.5 Finansiering

Investeringer finansieres som hovedregel ved at kostnadene inngår i grunnlaget for TenneTs inntektsrammer. Anleggsbidrag kan benyttes ved tilknytning av nye kunder til nettet, men omfatter bare kostnadene ved de kundespesifikke anleggene. I tillegg kommer inntekter fra auksjoner av kapasitet mellom Nederland og andre land samt markedskobling, som kan brukes til finansiering av investeringer etter godkjenning fra Energiekamer.

6.6 Eksempel: Randstad 380 kV

Randstad 380 kV er et av de første prosjektene som behandles etter regelverket for det nasjonale koordineringsprogrammet. Randstad-området omfatter blant annet de største byene i Nederland, Amsterdam, Rotterdam, Haag og Utrecht, og bakgrunnen for prosjektet er å sikre forsyningssikkerheten i en region med en stor befolkning. Prosjektet omfatter bygging av en 83 km lang forbindelse fordelt på Nordlig ring (Noordring, mellom Beverwijk, Vijfhuizen og Bleiswijk) mellom og Sørlig ring (Zuidring, mellom Wateringen og Bleiswijk), samt tre transformatorstasjoner. Ca. 20 km skal bygges som jordkabel som ledd i et forskningsprosjekt. Planprosessene skjer separat for de ulike delene av prosjektet. Sørlig ring er ferdigbehandlet og skal etter planen være driftsklar i 2013, mens den endelige traseen for Nordlig ring fortsatt er under behandling. Sørlig ring har vært prioritert i tid som følge av mer akutte utfordringer med hensyn til forsyningssikkerheten i den sørlige delen av området. TenneT regner med at det alt i alt vil ta ca. 10 år å planlegge og bygge forbindelsen, og at investeringene vil beløpe seg til minimum 600 millioner euro.

Forberedelsene til prosjektet skjedde i henhold til de gamle reglene (den såkalte Rijksprojectenprocedure), mens selve saksbehandlingen gjennomføres i henhold til de nye reglene i det nasjonale koordineringsprogrammet som trådte i kraft i 2008.

6.6.1 Før søknad

2004: Offisiell prosjektstart. Planleggingsarbeid i gang.³³

2006: Regjeringen godkjenner gjennomføringen av prosjektet og fastsetter endepunkter for en ny forbindelse (Wateringen-Bleiswijk/Zoetermeer og Bleiswijk/Zoetermeer-Beverwijk).

6.6.2 Søknad

2007: Oppstartdokumentet for miljøkonsekvensutredningen for strekningen Wateringen-Bleiswijk (Sørlige ring) offentliggjøres i april, for Bleiswijk-Beverwijk (Nordlige ring) skjer offentliggjøring i oktober.

³³ Prosjektet omtales allerede i kvalitets- og kapasitetsplanen for perioden 2003-2009, utarbeidet i 2002.

2007: Randstad 380 kV føyes til SEV II (forløperen til gjeldende SEV III) gjennom en planmessig nøkkelbeslutning (trinn 2 og 3 i en firedelt prosedyre).

2008: Den planmessige nøkkelbeslutningen må justeres som følge av særlige miljøhensyn som avdekkes for Nordlig ring.

2009: Endelig planmessig nøkkelbeslutning for Nordlig ring.

6.6.3 Søknadsbehandling

2007: Informasjonsmøter, innledende høring etc. i forbindelse med miljøkonsekvensutredningen for Sørilige ring.

2008: Retningslinjer for miljøkonsekvensutredningen for Nordlige ring offentliggjøres i oktober.

2008: Regjeringen beslutter at større deler av Sørilige ring skal kables.

2009: Miljøkonsekvensutredning for Sørilige ring foreligger i april. Utkast til nasjonal innpassingsplan og andre beslutninger sendes på høring.

2011: Miljøkonsekvensutredning og utkast til nasjonal innpassingsplan ventes i fjerde kvartal 2011 og endelig plan første kvartal 2012 for strekningen Beverwijk-Vijfhuizen (Nordlige ring). For strekningen Vijfhuizen-Bleiswijk er det tilsvarende planlagt utkast i tredje kvartal 2012 og fjerde kvartal 2012.

6.6.4 Vedtak

2009: Beslutning om innpassingsplan for Sørilige ring sendes på høring i september-oktober. Saken oversendes til det statlige rådet for endelig behandling, totalt 33 tillatelser og dispensasjoner etter ulike lover.

2010: Supplerende beslutninger om Sørilige ring fattes i fjerde kvartal og oversendes til det statlige rådet (12 nye tillatelser og dispensasjoner).

6.6.5 Etter vedtak

I fjerde kvartal 2010 ble første runde av behandlingen av Sørilig ring fullført i det statlige rådet, og TenneT har fått alle nødvendige tillatelser og dispensasjoner for deler av prosjektet. Forberedelsene til byggearbeidet startet i første halvår 2011.

Den europeiske investeringsbanken (EIB) vedtok i januar å gi et lån til TenneT på 450 millioner euro for å finansiere prosjektet.

7 REFERANSER

- Bundesnetzagentur (2010): Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 AregV.
- Bundesnetzagentur (2011): Auswirkungen des Kernkraft-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bericht der Bundesnetzagentur an die Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. 11. April 2011.
- dena (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.
- dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.
- Department of Energy & Climate Change. (2011a, 06 23). *National Policy Statement for Energy Infrastructure*. Hentet 06 27, 2011 fra Department of Energy & Climate Change:
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/consents_planning/nps_en_infra/nps_en_infra.aspx
- Department of Energy & Climate Change. (2011b). *Overarching National Policy Statement for Energy (EN-1)*. Department of Energy and Climate Change.
- Department of Energy & Climate Change. (2011c). *National Policy Statement for Electricity Networks Infrastructure (EN-5)*. Department of Energy & Climate Change.
- Department of Trade and Industry. (2007). *Meeting the Energy Challenge*. Norwich: TSO (The Stationary Office).
- Elinfrastrukturutvalget (2008): Teknisk redegørelse om framtidig utbygning og kabellægning i eltransmissionsnettet. April 2008.
- Energimarknadsinspektionen. (2011). *Handbok koncessionsansökningar*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Energinet.dk. (2007). *Infoblade - om eltransmissionssystemet*. Energinet.dk.
- Energinet (2010): Systemplan 2010. Dok. 43576/10, Sag 10/6176.
- Energinet.dk. (2010a). *Anlægsrapport 2010/11 for el- og gastransmission i Danmark - Rammer og perspektiver for udvikling av el- og gastransmission*. Fredericia: Energinet.dk.
- Energinet.dk. (2010b, 08 03). *PSO-tariffen*. Hentet 07 12, 2011 fra Energinet.dk:
<http://www.energinet.dk/DA/EI/Engrosmarked/Tariffer-og-priser/PSO-tariffen/Sider/default.aspx>
- Energinet.dk. (2010c). *Business Case for opgradering af 400 kV-forbindelsen Kassø-Tjele*. Fredericia: Energinet.dk.
- Energinet.dk. (2010d). *Tidsplan for planlægning af ny 400 kilovolt højspændingsforbindelse mellem Kassø og Tjele*. Fredericia: Energinet.dk.
- Energinet.dk. (2011, 02 03). *Ny 400 kilovolt ledning Kassø-Tjele*. Hentet 06 29, 2011 fra Energinet.dk:
<http://www.energinet.dk/DA/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Anlaegsprojekter-el/Ny-400-kilovolt-ledning-Kassoe-Tjele/Sider/default.aspx>

- Energistyrelsen . (u.d.). *Bevilling til netvirksomhed og regional transmissionsvirksomhed*. Hentet 06 10, 2011 fra Energistyrelsen: http://www.ens.dk/da-DK/UndergrundOgForsyning/EIOgVarmeForsyning/Elforsyning/Eltransport/Bevillinger_netselskaber_mv/Sider/Forside.aspx
- Energistyrelsen. (2008). *Nye retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet*. København: Energistyrelsen.
- IPC. (2011). *Our role*. Hentet 07 13, 2011 fra IPC: <http://infrastructure.independent.gov.uk/who-we-are/our-role/>
- Klima- og energiministeriet. (2010). *National handlingsplan - For vedvarende energi i Danmark*.
- National Grid (2011): 2011 National Electricity Transmission System Seven Year Statement.
- National Grid. (2011a). *National Grid's role and responsibilities*. Hentet 06 20, 2011 fra National Grid: <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/MajorProjects/RoleResponsibilities.htm>
- National Grid. (2011b). *How National Grid develops major projects*. Warwick: National Grid.
- National Grid. (2011c). *Bramford to Twinstead 400 kV overhead line project*. Hentet 07 04, 2011 fra National Grid: <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/MajorProjects/BramfordTwinstead/>
- National Grid (2011d): National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standard. Version 2.1. March 7th, 2011.
- Ofgem. (2007). *Charging*. Hentet 06 24, 2011 fra Ofgem: <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Trans/ElecTransPolicy/Charging/Pages/Charging.aspx>
- SFS 2007:119: Förordning med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät; utfärdad den 29 november 2007.
- Statens Offentliga Utredningar. (2007). *Förhandsprövning av nättariffer m.m.* . Stockholm: Edita Sverige AB.
- Svenska Kraftnät (2009): Mål för driftssäkerhet. Dnr 2009/1058.
- Svenska Kraftnät. (2009a). *Tröskeeffekter och förnybar energi*. Svenska Kraftnät.
- Svenska Kraftnät (2010): Årsredovisning.
- Svenska Kraftnät. (2010a). *Projektnytt #1 - Stenkullen - Lindome*. Svenska Kraftnät.
- Svenska Kraftnät. (2011a, 05 27). *Stamnätet*. Hentet 07 12, 2011 fra Svenska Kraftnät: <http://www.svk.se/Om-oss/Var-verksamhet/Stamnatet/>
- Svenska Kraftnät. (2011b). *En ny kraftledning - Dina synpunkter är viktiga*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät.
- Svenska Kraftnät. (2011c, 06 13). *Stamnätstariffen*. Hentet 06 18, 2011 fra Svenska Kraftnät: <http://svk.se/Energimarknaden/EI/Stamnatet/Stamnätstariffen/>
- Svenska Kraftnät. (2011d). *Investerings- og finansieringsplan för åren 2012-2014*. Svenska Kraftnät.

Svenska Kraftnät. (2011e, 04 12). *Den gångna tillståndsprocessen*. Hentet 06 29, 2011 fra Svenska Kraftnät: <http://svk.se/Projekt/Samtliga-projekt/Stenkullen-Lindome/Koncessionshistorik/>

TenneT (2009): Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2010-2016.

TenneT (2010): Visie2030.

TenneT TSO (2011): "TenneT klagt auf Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens für die Leitung Ganderkesee – St. Hülfe", Pressemitteilung, 28.07.2011.

Transpower (2009) Grid Connection Code – extra high voltage. 1. April 2009.

UCTE (2004): UCTE Operation Handbook. version 2.5, 24.06.2004.