



# Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV

## **Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV**

Udgivet af Energinet.dk

Rev. nr. 2

Energinet.dk

Tonne Kjærsvej 65

7000 Fredericia

Tlf. 70 10 22 44

Maj 2013

Forsidebillede

Energinet.dk kontrolrum, Erritsø ©2008 Palle Peter Skov

## Indholdsfortegnelse

1.	Formål .....	2
2.	Generelle principper for forsyningssikkerhed og beredskab .....	3
2.1	Definition af forsyningssikkerhed samt beredskabsmæssige forhold .....	3
2.2	De aktuelle driftssikkerhedskriterier for transmissionsnettet .....	4
2.3	Langsigtede forudsætninger for driftssikkerhed .....	6
2.4	Beredskab .....	7
3.	Beslutningsmodel for infrastrukturinvesteringer .....	8
3.1	Business casen .....	9
3.2	Kombination af deterministisk og probabilistisk planlægning .....	9
3.3	Samspil med underliggende net .....	9
3.4	Samspil med Systemdrift med hensyn til revisionsplanlægning .....	9
4.	Konkrete dimensioneringskriterier .....	10
4.1	Dimensionerende kombinationer af fejl og mangler samt tilladelige konsekvenser .....	10
4.2	Præcisering af dimensionerende driftsforhold .....	14
4.3	Systemværn .....	15
4.4	Udvikling i kortslutningsniveau .....	16
4.5	Jordingspraksis .....	17
4.6	Relæbeskyttelsespraksis .....	17
4.7	Spændingskvalitet .....	18
4.8	Reaktiv effekt .....	18
5.	Referencer .....	20

## 1. Formål

Dette dokument beskriver de offentliggjorte kriterier, Energinet.dk udbygger nettet i henhold til. Dokumentet erstatter Teknisk Forskrift TF 2.1.1 Netdimensioneringsregler, som er blevet afmeldt efter at Energinet.dk har overtaget ejerskabet af alle regionale Transmissionsnet

Til netdimensioneringskriterierne er knyttet følgende fire appendikser:

- Appendiks 1 - Optimering af reaktive effektforhold [Ref. 1]
- Appendiks 2 – Beskyttelse [Ref. 2]
- Appendiks 3 – DEFU RA 578, Koordinerede netudbygningskriterier for 10-60 kV og 132-150 kV, juli 2012 [Ref. 3]
- Appendiks 4 - Dimensioneringsmanual for 400 kV, 150 kV og 132 kV PEX-kabelanlæg [Ref. 4]

Formålet med dem er at præcisere, hvordan netdimensioneringskriterierne kan anvendes. Appendikserne virker derfor ikke i sig selv begrænsende for, hvilke løsninger der kan vælges.

Netdimensioneringskriterierne dækker såvel planlægning som teknisk udformning og sikrer sammenhæng med Systemdrift og Marked. Gyldighedsområdet er transmissionsnettet i Danmark over 100 kV-niveau for nye og renoverede anlæg.

Netdimensioneringskriterierne er baserede på internationale forskrifter fra ENTSO-E, og de udgør sammen med driftspraksis og krav til anlægsudformning fundamentet for sikker, omkostningseffektiv og miljøvenlig elforsyning. Der lægges vægt på et tæt samarbejde mellem Transmission, Netplanlægning og Systemdrift.

Reglerne er vejledende for fordelingsnettet på 60 kV-, 50 kV- og 30 kV-niveau i det omfang, der er paralleldrift med transmissionsnettet. Forsyningsaspektet samt samspillet og den koordinerede udbygning mellem 150-132 kV-nettet og 60-50-30 kV-nettene er nærmere beskrevet i Appendiks 3 [Ref. 3].

Ejergænse, driftsledergænse og rådighedsgrænse er ikke altid sammenfaldende. Behovet for transformering mod lavere spændingsniveauer bestemmes blandt andet af forhold i de underliggende net og planlægges derfor som en teknisk-økonomisk optimering i samarbejde mellem systemansvar og netselskaber med udgangspunkt i parternes roller og respektive ansvar.

Netdimensioneringskriterierne skal sikre, at:

- Forbrugerne så vidt muligt til enhver tid kan være forsynet via de underliggende fordelingsnet og distributionsnet (en del af den samlede forsyningsikkerhed<sup>1</sup>).
- Det danske elmarked fungerer (blandt andet at kraftværkernes produktion ikke indestænges samt at mulighederne for vedvarende energi integreres effektivt).
- Det internationale elmarked fungerer (blandt andet at samarbejdsforbindelser kan udnyttes optimalt).
- Systemydelse er til rådighed, når og hvor der er behov for dem.
- Der tages miljøhensyn (blandt andet ved minimering af landskabspåvirkning) og beredskabshensyn.
- Forsyningsikkerheden opretholdes i forbindelse med omstrukturering fra luftledningsnet til kabelnet.

<sup>1</sup> Forsyningsikkerhed er defineret i afsnit 2.1.

- Der ved dimensioneringen i de mange timer lægges vægt på økonomi og sikker drift, og i de få timer med fejl lægges vægt på at begrænse fejlspredning og hurtig genetablering af forsyning.
- Prioriteten er: Personsikkerhed, anlægssikkerhed, forsyningssikkerhed og forsyningsøkonomi.

Den samlede transformerbestykning fra 132 kV og 150 kV mod lavere spændingsniveau indgår i ansvaret for planlægning. Grænsefladen defineres derfor af rådighedsgrænsen for transmissionsnettet, hvor Energinet.dk har rådighed og ejerskab over 400 kV-, 150 kV- og 132 kV-nettet til og med transformerne fra 400 kV, 150 kV og 132 kV til 60 kV, 50 kV, 30 kV og 10 kV eksklusive storkunders specialtransformere – fx Stålvaseværket (33 kV) Bane Danmark (25 kV).

## 2. Generelle principper for forsyningssikkerhed og beredskab

### 2.1 Definition af forsyningssikkerhed samt beredskabsmæssige forhold

Internationalt bliver forsyningssikkerheden defineret gennem elsystemets pålidelighed, som er: *”Systemets overordnede evne til at udføre sin funktion under gældende driftsbetingelser”*.

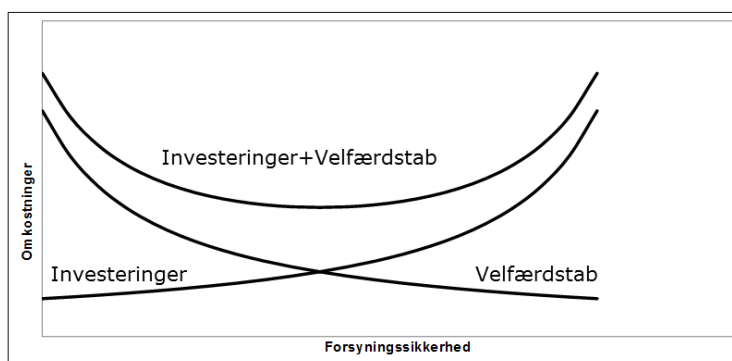
Pålideligheden er beskrevet ved to grundlæggende begreber – sikkerhed og tilstrækkelighed.

Driftssikkerheden er systemets evne til at kunne klare pludselige forstyrrelser såsom elektriske kortslutninger eller uventede udfald af systemelementer. Begrebet dækker dynamiske forhold.

Tilstrækkelighed er systemets evne til at dække kundernes samlede effektefterspørgsel og til at imødekomme deres krav om energi til enhver tid, idet der tages hensyn til planlagte og rimeligt forventelige tvungne udfald af systemelementer. Begrebet dækker stationære forhold.

Forsyningssikkerheden vurderes ved at analysere elsystemets pålidelighed. Med pålidelighed menes her en kombination af systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed. Systemsikkerhed er elsystemets evne til at kunne klare pludselige driftsforstyrrelser.

Når forbrugere i perioder ikke kan forsynes, opstår der et velfærdstab på grund af tabet af nyttevirkning fra den energi, de ellers ville have forbrugt. Mængden af ikkeleveret energi kan reduceres ved at foretage investeringer i nettet og/eller ved at øge mængden af reserver. Som det er illustreret i Figur 1, falder den marginale nytte af investeringerne. Der findes derfor et optimalt punkt for forsyningssikkerheden. I praksis kan det dog være svært at fastlægge værdien af ikkeleveret energi til forskellige forbrugertyper.



Figur 1 Illustration af optimalt niveau af forsyningssikkerhed.

Energinet.dk's målsætning er at fastholde forsyningssikkerheden på samme niveau som i 2010 under omstilling til en højere grad af fluktuerende vedvarende energi [Ref. 5].

For at kunne overvåge udviklingen i forsyningssikkerheden er der i 2010 blevet udviklet et forsyningssikkerhedsindeks [Ref. 6]. I første omgang er indekset beregnet for det eksisterende elsystem. I det videre arbejde vil indekset blive brugt til at kvantificere de ændringer i forsyningssikkerheden, der sker som følge af fremtidige ændringer i systemet.

Ud over at skulle opretholde forsyningssikkerheden til danske forbrugere er Energinet.dk underlagt en lang række internationale driftskrav. Muligheden for overholdelse af de internationale driftskrav hænger tæt sammen med den fysiske kapacitet i transmissionsnettet i N-1 og N-1-1 tilfældene og den handelskapacitet, der frigives i spotmarkedet.

Mulighederne for at kunne gennemføre sikker drift vil derfor være påvirket af mange langsigtede forhold, som eksempelvis et tilstrækkeligt udbygget og robust transmissionssystem.

## **2.2 De aktuelle driftssikkerhedskriterier for transmissionsnettet**

Ved driftssikkerhedskriterier for transmissionsnettet forstås det sæt af driftsplanlægningsregler, som gælder for den kortsigtede driftsplanlægning af det samlede danske transmissionssystem. Kriterierne er baseret på internationalt forpligtende bestemmelser, som er formuleret i:

- ENTSO-E CE's <sup>2</sup> Operational Handbook, primært i form af Policy 3 for "Operational Security". Disse driftsregler gælder for alle de sammenkoblede centraleuropæiske transmissionsnet. Den vestlige del af Danmarks transmissionsnet (Jylland og Fyn) er en del af det centraleuropæiske net og er derfor omfattet af centraleuropæiske regler.
- Nordic Grid Code's <sup>3</sup> bestemmelser med driftssikkerhedskriterier formuleret som "Operational Security Standards". Disse regler gælder for de samkørende nordiske elsystemer. Den østlige del af Danmark (Sjælland og øerne) er synkront tilkoblet det nordiske synkronsystem, men både Øst- og Vestdanmark er fuldt omfattet af disse bestemmelser.

Figur 2 viser en oversigt over de tilladelige konsekvenser ved forskellige fejlkombinationer i det tidligere Nordel-system.

<sup>2</sup> ENTSO-E Central Europe.

<sup>3</sup> ENTSO-E Northern Europe

Acceptable consequences		Pre-Fault Conditions							
		Normal operation				Alert-state operation	Disturbed operation	Emergency operation	
		Grid intact	Planned maintenance	Spontaneous loss and adapted operation <sup>1</sup>		Exceeded transfer limits / insufficient reserves. Adapt operation by adjusting new transfer limits and / or activating reserves within max. 15 min.	Exceeded transfer limits and / or insufficient reserves	Exceeded transfer limits and / or insufficient reserves Load shedding effected	
No critical components out of operation	Shunt or series component out of operation	Shunt component out of operation	Series component out of operation	PC0	PC1				PC2
Fault groups	N-1 faults	Single fault that does not affect series components FG1	A	A	A	A	B/C	B/C	B/C
		Single fault that affects series components FG2				A/B			C
		Uncommon single faults and special combinations of two faults FG3				B			
	Serious faults	Other combinations of two faults caused by the same event FG4	B	B	B	C	C	C	C
		Other multiple faults FG5	C	C	C	C	C	C	C

Figur 2 Nordels kriterier for fejlkonsekvenser [Ref. 7].

I Danmark har man valgt at anvende en fællesmængde af disse regler.

De to sæt forpligtende internationale samarbejdsbestemmelser (UCTE og Nordel) kan kort sammenfattes til at have følgende **driftssikkerhedskriterier**<sup>4</sup>:

- Transmissionsnettets drift skal være planlagt efter **N-1 sikkerhed**, hvorved forstås, at ud-fald (ikke planlagt udkobling) af **ét** vilkårligt netanlæg (inklusive udlandsforbindelse) eller **ét** vilkårligt produktionsanlæg skal kunne indtræffe, og transmissionssystemet skal overordnet set forblive intakt og uden utilladelig påvirkning. Dette skal præventivt verificeres ved beregninger.
  - Efter en uplanlagt N-1 hændelse i det interne net skal normal tilstand for det overordnede transmissionsnet kunne være genetableret inden for 15-20 minutter. Det betyder blandt andet, at det flow, der er garanteret på udvekslingsforbindelser til udlandet via spotmarkedet, skal kunne opretholdes, indtil nye udmeldte kapaciteter er blevet effektueret. Dette tager i værste fald op til 40 timer
  - Alle andre koblinger betragtes som planlagte og skal være konsekvensvurderet for N-1 sikkerhed, inden de gennemføres.

**Efter en N-1 hændelse** er indtruffet (nummer et), er tiden, inden yderligere hændelser opstår, afgørende for hvilke konsekvenser, der kan tillades. For driftsplanlægningen gælder som retningslinje:

- at det accepteres, at en nummer to hændelse **inden for** 15-20 minutter (N-1-1) i uheldige tilfælde vil medføre betydelige forsyningskonsekvenser (i yderste konsekvens systemsammenbrud).
- at en nummer to hændelse **efter** 15-20 minutter kan håndteres uden større forsyningskonsekvenser (et grænsetilfælde mellem N-1 og N-1-1).
- at en nummer tre hændelse i sammenhæng med de to første (det vil sige N-1-1-1) ikke kan forventes håndteret uden betydelige forsyningskonsekvenser.

<sup>4</sup> Der er eksempler på lokale afvigelser, som er udmøntet i bilaterale aftaler mellem nabolandene.

**Normal driftssikkerhed skal under alle omstændigheder genoprettes hurtigst muligt efter enhver N-1 hændelse.**

De internationale driftssikkerhedskriterier for transmissionsnettet efter N-1 princippet har som målsætning at sikre, at driftsplanlægning og aktuel drift sker, så der:

- ikke opstår kaskadeudkoblinger i nabo-områders transmissionsnet og/eller i eget områdes transmissionsnet ved en N-1 hændelse i eget transmissionssystem.
- opretholdes drift inden for tilladelige belastningsgrænser for transmissionsanlæg ved en N-1 hændelse.
- opretholdes stabil spænding inden for acceptable grænser ved en N-1 hændelse.
- opretholdes en frekvens inden for acceptable grænser ved en N-1 hændelse
- opretholdes stabilitet i transmissionssystemet ved en N-1 hændelse.
- præventivt er sikret tilstrækkeligt med "reserver" til at genoprette driftssikkerheden efter en N-1 hændelse inden for 15-20 minutter (ved reserver forstås tilgængelig produktions- og transmissionskapacitet).

**Driftssikkerhedskriterierne sikrer ikke mod, at der lokalt kan forekomme udkobling af forbrugere ved N-1 hændelser**, men det overordnede transmissionssystem skal forblive funktionsdygtigt.

### **2.3 Langsigtede forudsætninger for driftssikkerhed<sup>5</sup>**

Den aktuelt mulige driftssikkerhed er afhængig af mange forudsætninger, heraf adskillige langsigtede, fx:

- Tilstedeværelse af et tilstrækkeligt udbygget og robust transmissionsnet, som opfylder internationale og nationale krav til energitransport og forsyningsikkerhed på transmissionsniveau. Kriterier for transmissionsnettets dimensionering i den langsigtede planlægning skal tilgodeses så de til enhver tid gældende driftsmæssige krav kan opfyldes.
- Tilgængelighed til et tilstrækkeligt antal produktionsanlæg til at sikre forsyningsikkerhed, - kvalitet og -stabilitet, også ved planlagte udkoblinger i transmissionsnettet.
- Tilgængelighed til tilstrækkelige dynamiske ressourcer til at sikre forsyningsikkerhed, - kvalitet og -stabilitet, også ved planlagte udkoblinger i transmissionsnettet.
- Tilstrækkeligt antal AC-transmissionsforbindelser til nabolandene ved planlagte afbrydelser af tosystemsledninger (to ledningssystemer på samme mastesystem).
- Distribuerede dynamiske ressourcer i nettet, så udkobling af sableskinner eller udkobling af ledninger ikke reducerer tilgængeligheden af ressourcerne.
- Det interne transmissionsnet bør planlægges, så der kun kræves mindre handelsmæssige begrænsninger på udlandsforbindelser og HVDC-anlæg ved planlagte eller utilsigtede udkoblinger.

**Den langsigtede planlægning** er derfor en nødvendig forudsætning for at opnå en høj driftssikkerhed efter europæisk kvalitetsniveau og for opfyldelse af kriterier for driftssikkerhed i elforsyningssystemet, men den indgår naturligt ikke direkte i den daglige driftsplanlægning. Hvis de langsigtede krav ikke er tilgodeset, kan det betyde, at de i afsnit 2.1 fastlagte aktuelle driftssikkerhedskriterier ikke kan opfyldes.

Når det kommer til den aktuelle driftssikkerhed, skal disponering af det på tidspunktet tilgængelige elsystem udføres på en måde, som giver bedst mulig forsyningsikkerhed i nettet. Helt frem til det konkrete driftstidspunkt er det muligt at påvirke driftssikkerheden ved justering af driftsdisponeringen.

<sup>5</sup> Kilde [Ref. 8, Ref. 9].



## 2.4 Beredskab

Når det planlægges at etablere nye anlæg, tænkes beredskab ind i projektets planlægningsfase så tidligt som muligt.

Vurderingen foretages i samarbejde med Systemdrift (forsyningssikkerhed samt tilgængelighed til ressourcer i systemet) og Systemplanlægning (langsigtet effektbalance).

For de forhold, der er relevante i den givne planlægningsopgave, skal det i business casen beskrives, hvis det ikke er muligt at:

- Opretholde forsyning til alle forbrugere under alle forhold
- Opretholde flow på udlandsforbindelser efter en N-1 og N-1-1 fejl
- Undgå afhængighed af specifikke kraftværksblokke
- Undgå tvangskørsler
- Undgå aktivering af reserver i specifikke knudepunkter i nettet

Konsekvenserne skal beskrives med angivelse af, hvilken reaktion der i den givne situation forventes af vagten i Kontrolcenter El.

De forhold, der skal tænkes ind i planlægningen, omfatter, men er ikke begrænset til, nedenstående liste.

- Undgå større sårbare stationer
  - Ved mere end 4 ledninger, transformere og produktionsenheder tilsluttet til en station indgår konsekvenserne ved enkeltskinnedrift, begrænsninger af handelskapacitet ved planlagte udkoblinger, muligheden for videreførelse af driften efter en samleskinnefejl i henhold til internationale forpligtelser.
  - Undgå placering af flere dynamiske ressourcer i samme station.
- Uafhængige generatorfødeledninger til vitale kraftværker
  - Konsekvenser for reserver og konsekvenser for levering af reserver fra alternative anlæg skal indgå.
- Afstand mellem parallelle luftledningstracéer, afstand til bevoksning mv.
  - Konsekvenser ved afbrydelser af ledningen af hensyn til reparation af naboleddning, fjernelse af væltede træer skal indgå.
- Afstand mellem parallelle kabler (gravearbejder, reparationer, nærføring)
  - Det skal være muligt at foretage reparationer på et kabelsystem uden at afbryde et nabosystem. Det skal være muligt at frigrave et kabel uden at skulle afbryde et nærværende liggende kabelsystem.
- Ringstrukturer i 400-/150-/132 kV-nettet
  - Dimensioneringsreglerne forudsætter ringstrukturer. Når dette ikke er tilfældet, og afbrydelse af flere ledninger/transformere til et afgrænset forbrugsområde er korrelerede, skal forsyningssikkerheden vurderes med begge systemer udkoblede og ingen lokal produktion.
- Konsekvenserne ved at mangle flere ledningssystemer
  - Dette er især relevant ved større ombygningsarbejder i nettet eller ved gravearbejder nær kabler. I bymæssig bebyggelse – blandt andet København og Københavns vestegn skal forsyningssikkerheden vurderes ud fra langtidshavari på et kabel og afbrydelser på grund af gravearbejder på et andet kabel.
- Konsekvenserne af et langvarigt transformerhavari og samtidig mangel af en ledning, et kabel eller en transformer.

- Særligt i situationer, hvor afbrydelse af ledninger og kabler er korrelerede, eller der mangler indføddning på 132/150 kV-niveau, skal mangel af en 400/150/132 kV-transformer vurderes.
- Effektbalancen ved mangel af ét vilkårligt ledningssystem (inklusive to-systemsledninger) eller én vilkårlig transformer.
- Tilgængelighed af produktionsapparat og udlandsforbindelser ved mangel af ét vilkårligt ledningssystem (med ét eller to ophængte systemer) eller én vilkårlig transformer
  - Hvis produktionsapparatet eller udlandsforbindelserne skal begrænses ved interne netmangler, påvirker det ofte effektbalancen kraftigt.
  - Ud over reduktionen af effektbalancen reduceres rådigheden over anlægget, som forudsættes i de samfundsøkonomiske beregninger.
  - Hvis handelsbegrænsningerne bliver større end de dimensionerende fejl, påvirker det også muligheden for at drive systemet N-1 og N-1-1 sikkert i henhold til gældende forpligtelser.
- Mangel af en vilkårlig maskinenhed og to vilkårlige systemer på en flersystemsledning ved 90 pct. årsmaksimum uden vind- og decentral produktion
- Samtidig mangel af en vilkårlig maskinenhed og et vilkårligt ledningssystem eller en vilkårlig transformer ved 100 pct. belastning uden vind- og decentral produktion
- Konsekvenser ved langvarig skade på AC-søkabler
- Adgang til dynamiske ressourcer ved planlagt udkobling af en 400 kV-ledning og kortslutningsfejl på en anden
- Adgang til dynamiske ressourcer ved planlagt udkobling af en 400 kV-tosystemsledning og kortslutningsfejl i nettet.
- Adgang til dynamiske ressourcer i stationer med LCC HVDC anlæg og indflydelse på effektbalancen ved udkobling af en 400 kV tosystemsledning og kortslutningsfejl i nettet
- Tilgængelighed af dynamiske ressourcer og indflydelse på effektbalancen ved planlagt udkobling af en 400 kV-ledning, et VSC HVDC anlæg og kortslutningsfejl i nettet
- Transformer eller reaktorbrand og konsekvenser ved afbrydelse af en hel station i længere tid.

### 3. Beslutningsmodel for infrastrukturinvesteringer

Udbygninger i transmissionsnettet foretages i overensstemmelse med "Lov om Energinet.dk" [Ref. 10], "Lov om elforsyning" [Ref. 11] samt "Lov om fremme af vedvarende energi" [Ref. 12].

Udbygninger i transmissionsnettet er blandt andet reguleret ifølge § 4, stk. 1 i Lov om Energinet.dk:

*Etablering af nye transmissionsnet og væsentlige ændringer i bestående net kan ske, hvis der er et tilstrækkeligt behov for udbygningen, herunder at udbygningen sker med sigte på:*

- øget forsyningsikkerhed,
- beredskabsmæssige hensyn,
- skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder
- eller indpasning af vedvarende energi,
- eller hvis projektet er nødvendigt til opfyldelse af pålæg i medfør af stk. 6.<sup>6</sup>

Netudviklingen i Danmark følger Energistyrelsens Retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet fra oktober 2008 [Ref. 13].

<sup>6</sup> Stk. 6 omhandler forsyning af mindre øer.

Principperne i retningslinjerne er følgende:

#### 400 kV

- Nye 400 kV-forbindelser etableres som udgangspunkt som kabler
- Tre eksisterende 400 kV-luftledningsstrækninger opgraderes (Kassø-Tjele, Endrup-Revsing og 220 kV-forbindelsen Kassø-tysk grænse ombygges til 400 kV)
- Landskabspåvirkning af det eksisterende 400 kV-luftledningsnet reduceres på seks delstrækninger (forskønnelsesprojekter).

#### 132 kV og 150 kV

- Nye 132-150 kV-forbindelser etableres som kabler
- Det eksisterende 132-150 kV-net kabellægges fuldstændigt frem til 2030, og der sker en restrukturering med henblik på indpasning af mere vindkraft (Kabelhandlingsplanen [Ref. 14]).

Arbejdsprocessen med beslutningen af en investering i transmissionsnettet er beskrevet i Energinet.dk's projektmodel samt en række paradigmer i Energinet.dk's netplanlægningsforudsætninger.

### **3.1 Business casen**

En **business case** er en del af beslutningsgrundlaget, som sammenstiller fordele og konsekvenser af et anlægsprojekt. Sammenstillingen belyser "nulalternativet" og valget af en teknisk-økonomisk optimal løsning for hele anlæggets levetid og forsøger, ud over investeringerne, også at værdisætte øvrige forhold som fx miljøforhold og tabsvurdering under hensyntagen til anlæggets forventede driftstid/levetid. En investering i transmissionsnet kan reducere tabene i 50-60 kV-nettene samt i transmissionsnettet, en fordel som kommer netselskaber og systemansvar til gode, men ikke altid investor til gode.

Investeringer i fx udlandsforbindelser, som har til formål at forbedre markedets effektivitet, skal vurderes i forhold til den samlede samfundsøkonomiske konsekvens for landet som helhed.

### **3.2 Kombination af deterministisk og probabilistisk planlægning**

Netdimensioneringskriterierne giver en række minimumskrav til forsyningssikkerhed og tilgængelighed af handelskapacitet. Det kan i visse tilfælde være relevant at gøre nettet mere robust, end netdimensioneringskriterierne foreskriver. Vurderingen af værdien af yderligere robusthed kan fx beregnes med probabilistiske værktøjer, hvor man hver time prissætter risikoen for ikke-forsynede kunder, krav til modkøb samt transitbegrænsninger.

### **3.3 Samspil med underliggende net**

Der er behov for en koordineret planlægning af udbygningsbehovet på henholdsvis 132/150 kV-niveau og underliggende spændingsniveauer. Denne koordinering foretages af netselskaberne og Energinet.dk i fællesskab, jf. [Ref. 3]. Dette gælder såvel i områder, hvor de underliggende net drives parallelt med 132/150 kV-nettet, som i områder, hvor de fungerer som underliggende netreserve for 132/150 kV-nettet.

### **3.4 Samspil med Systemdrift med hensyn til revisionsplanlægning**

Energinet.dk's overordnede netplanlægning skal blandt andet tage hensyn til driftspraksis, og resultatet af netplanlægningen udgør grundlaget for den fremtidige drift, hvilket understreger betydningen af tæt dialog mellem Netplanlægning og Systemdrift. Planlægningen må ikke på

forhånd inddrage for mange af Systemdriftens virkemidler i basisplanlægningen. Netplanlægningen sker i et tæt samarbejde med netselskabernes planlægning.

En særlig udfordring er, at 400 kV-luftledningsnettet har nået en alder, hvor omfattende afbrydelseskrævende renoveringsarbejder kan forudses inden for en kortere årrække, samt at 150 kV- og 132 kV-luftledningsnettet skal kabellægges inden 2030. Planlægningen skal sikre, at forsyningssikkerheden opretholdes under de nødvendige afbrydelser, mens begrænsninger i markedet kan være nødvendigt at acceptere.

Revisions- og afbrydelsesplanlægningen sker i Systemdrift og koordineres med revisionsplanlægningen hos nabo-TSO'er og med kraftværkernes samt net-selskabernes revisionsplaner.

Gennem udarbejdelse af belastningstabeller skal Netplanlægning kende de fastlagte, aktuelle retningslinjer for tidsbegrænset belastning af komponenterne, så beslutningsgrundlaget er så velfunderet som muligt. Disse retningslinjer for belastningsforhold udarbejdes i anlægsprojektet, når de fysiske komponenter og deres installationsform er kendt. Dette omfatter blandt andet forlægning, varmeafledningsforhold, impedansforhold.

## **4. Konkrete dimensioneringskriterier**

Dette kapitel beskriver, hvordan de overordnede mål for forsyningssikkerhed, som er beskrevet i kapitel 2, udmøntes i konkrete kriterier for dimensionering af anlæg.

### **4.1 Dimensionerende kombinationer af fejl og mangler samt tilladelige konsekvenser**

Nettets overføringskapacitet er begrænset af termiske og dynamiske forhold ved såvel intakt net som ved netmangler og netudfald. Det er derfor vigtigt at fastlægge, hvilken grad af robusthed der ønskes for nettet; det vil sige, hvilke konsekvenser der kan tillades ved forskellige hændelser. De tilladelige konsekvenser er beskrevet i ENTSO-E-retningslinjerne. Dette afsnit beskriver de danske præciseringer, og hvordan de administreres.

#### *4.1.1 Intakt net*

Nettet skal dimensioneres, så der ved intakt net under de driftssituationer, som er specificeret i afsnit 4.2, ikke opstår belastninger, som overstiger de enkelte komponenters kontinuerte belastningsevne. Bortset fra dedikerede vindmølleilandføringer tages der ikke hensyn til den cykliske belastningsprofil ved intakt net. For et kabelsystem gælder det, at den strømstyrke, der kan overføres kontinuert, kaldes kablets nominelle overføringsevne,  $I_{nom}$ . Den er defineret som den kontinuerte strømstyrke, hvor kappetemperaturen er 50 °C. Temperaturgrænsen er valgt for at undgå udtørring af den omkringliggende jord. For detaljer omkring dimensionering af kabler, se [Ref. 4]. Luftledninger dimensioneres, så ledertemperaturen ikke overstiger 80 °C ved en ude-temperatur på 20 °C, se [Ref. 15] for detaljer om dimensionering af luftledninger.

#### *4.1.2 N-1*

De tilladelige konsekvenser ved udfald af ét ledningssystem eller én transformer er beskrevet i afsnit 2.2.

Ved dimensionering af ledninger arbejdes der med nedenstående tre grundtilfælde:

##### **4.1.2.1 Transitledninger uden mulighed for aflastning med manuelle reserver**

Som udgangspunkt må udfald af et enkelt ledningssystem eller én transformer ikke føre til omgående reduktion af udveksling med nabo-områder. Kabler og luftledninger skal derfor dimensi-

oneres således, at de kan overføre den maksimale effekt, som opstår ved en N-1 hændelse, i 40 timer, efter at hændelsen opstår. Dette svarer til den tid, det tager at effektuere markedsbe- grænsninger. Da de termiske tidskonstanter for luftledninger er betydeligt lavere end 40 timer, betyder det, at luftledninger ikke må belastes ud over deres nominelle strømstyrke ved en N-1 hændelse.

Ved bestemmelse af korttidsbelastningsevnerne tillades, at kappetemperaturen på kabler når 60 °C, da udtørring omkring kablet ikke vil ske i et relativt kort tidsrum (op til 40 timer). En mak- simal ledertemperatur på 90 °C skal stadig overholdes. For korttidsbelastningsevnerne er det vigtigt at have kendskab til kablernes temperatur inden fejlen. Målinger har vist, at det vil være rimeligt at antage, at kablerne maksimalt har været termisk belastet svarende til 90 pct. af den højest målte strømstyrke. For kabler i flad forlægning svarer det til, at korttidsbelastningen i 40 timer ligger på 150 pct. af den kontinuerte belastningsevne.

Når det gælder transformere, afhænger korttidsbelastningsevnen blandt af, hvilken kølingstype der er valgt. For nogle transformere er det de magnetiske påvirkninger ved overbelastning, som sætter grænsen for korttidsoverbelastningsevnen.

#### **4.1.2.2 Transitledninger med mulighed for aflastning med manuelle reserver**

I visse situationer er det ikke muligt at opretholde den fulde transit i 40 timer efter et udfald af en transmissionsledning. Det gælder fx, hvis der kun er to 400 kV-systemer ind til et område med stort over- eller underskud af effekt.

Hvis det ene ledningssystem falder ud, skal el-systemet forberedes til, at det næste ledningssy- stem kan falde ud. Hvis man med manuelle reserver kan aflaste det tilbageværende ledningssy- stem, kan dette dimensioneres efter at kunne holde til at overføre effekten i én time.

For kabler bliver det i dette tilfælde den maksimale ledertemperatur på 90 °C, som bliver di- mensionerende. Et typisk kabelsystem kan korttidsbelastes med cirka 200 pct. af den nominelle strømstyrke i en time, hvis den forudgående belastning var 90 % af den kontinuerte belast- ningsevne.

Når det gælder luftledninger, regner man typisk med 125 pct. korttidsbelastning inden for en time. Det er indtil videre kun muligt at anvende de manuelle reserver på Kyndbyværket til af- lastning af transitledninger.

Det er usikkert at anvende denne dimensioneringspraksis, idet Energinet.dk stiler imod en mar- kedsgørelse af systemydelse, hvorfor det ikke er givet, at placeringen af de manuelle reserver er kendt om blot få år.

Systemdrift og Udvikling skal fra sag til sag vurdere, om forbindelsen har denne karakteristik nu og fremadrettet.

#### **4.1.2.3 Ledninger med forsyning som hovedformål**

Der er et politisk ønske om på sigt at kabellægge hele 132-150 kV-nettet. Da kabelfejl typisk tager over en uge at udbedre, bør kabler dimensioneres således, at de underliggende forbrugere kan forsynes i flere uger efter en kabelfejl, når der samtidig foretages omlægninger i det under- liggende net. Da forbruget varierer inden for et døgn, kan der i forbindelse med dimensionering af sådanne kabler tages højde for den cykliske lastprofil af det underliggende forbrug. Den ækvivalente termiske belastning beregnes i henhold til IEC 853-2 [Ref. 18]. Der tages som ud-

gangspunkt ikke hensyn til decentral produktion i denne dimensionering. Det betyder, at forbruget skal kunne forsynes selv i perioder uden decentral produktion. For netområder med overskud af lokal produktion dimensioneres således, at produktionsoverskuddet kan aftages i 40 timer efter en fejl. Systemdrift og Netplanlægning skal vurdere, om forbindelsen falder ind under denne kategori på planlægningsstidspunktet og fremadrettet.

#### 4.1.2.4 Øvrige komponenter

Når en generatorledning, et ilandføringskabel fra en havmøllepark, en kraftværksblok eller en HVDC-pol falder ud, vil det typisk føre til en øjeblikkelig ændring i effektbalancen. Ændringen skal inden for 15 minutter kunne kompenseres ved at aktivere reserver. Der skal generelt betales for reserver for det størst mulige bortfald af produktion, og i 2013 er det Storebælt HVDC-forbindelsen på 600 MW. For at undgå øgede udgifter til reserver skal man undgå netkonfigurationer, hvor udfald af en enkelt enhed øger behovet for reserver i Vest- eller Østdanmark.

#### 4.1.3 N-1-1

En N-1-1 situation opstår, når der efter en N-1 situation yderligere falder en komponent ud. Som beskrevet i afsnit 2.2, skal nettet 15-20 minutter efter en N-1 hændelse være robust over for endnu en N-1 hændelse.

#### 4.1.3.1 Transitledninger

Transitledninger skal efter aktivering af manuelle reserver kunne bringes i en situation, hvor de i en time kan holde til belastningen efter yderligere en N-1 hændelse.

#### 4.1.3.2 Ledninger med forsyning som hovedformål

For forsyning af forbrugere gælder det, at udfald af to vilkårlige ledninger eller en ledning og en transformer, uanset spændingsniveau, efter de omkoblinger, der kan foretages på to timer, ikke bør føre til bortkobling af mere end 40 MW forbrug. Ved udfald af to transformere accepteres 80 MW. [Ref. 3]

#### 4.1.4 Krav til kablers overføringsevne

Som det fremgår af de tidligere afsnit, er det ved dimensionering af kabler både nødvendigt med krav til den kontinuerte overføringsevne samt to korttidsbelastningsevner. Disse værdier er samlet i Tabel 1.

Tid	$I_{krav}$	$I_{inden\ fejl}$
Kontinuert	$I_{kont}$	---
Kontinuert	$I_{cyk}$	$M_{cyk}$
1 time	$I_{1h}$	$I_{1h\_pre}$
40 timer	$I_{40h}$	$I_{40h\_pre}$

Tabel 1 Krav til strømstyrker som skal bestemmes ved dimensionering af et kabelsystem.

I Tabel 1 er:

$I_{kont}$ : Krav til kontinuert belastningsevne. Kappetemperatur maks. 50 °C.

$I_{cyk}$ : Krav til cyklisk strøm (kun ved forsyningskabler).

$M_{cyk}$ : Cyklisk belastningsfaktor i henhold til IEC 853-2.

$I_{1h}$ : Krav til 1 times korttidsbelastningsevne.

$I_{40h}$ : Krav til 40 timers korttidsbelastningsevne.

$I_{1h\_pre}$ : Strømstyrke inden udnyttelse af  $I_{1h}$ . Typisk:  $I_{1h\_pre} = 90\%$  af  $I_{kont}$ .

$I_{40h\_pre}$ : Strømstyrke inden udnyttelse af  $I_{40h}$ . Typisk:  $I_{40h\_pre} = 90\%$  af  $I_{kont}$ .

For korttidsbelastningerne skal ledertemperatur på 90 °C og kappetemperatur på 60 °C overholdes.

#### 4.1.5 Dynamisk stabilitet

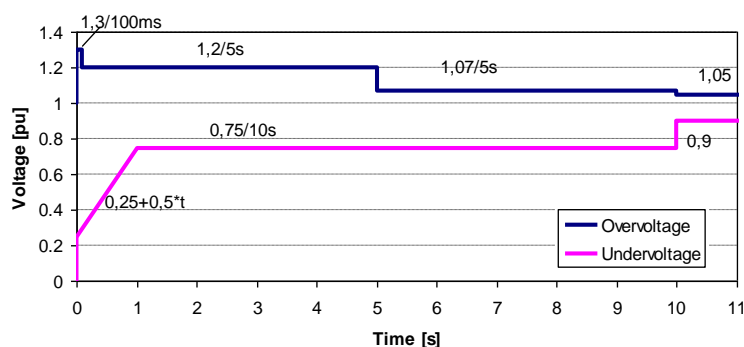
Ud over at de termiske grænser skal overholdes, skal nettet også være dynamisk stabilt. Der skal testes for vinkelstabilitet, dæmpning og spændingsstabilitet.

Nettet skal være robust over for følgende hændelser:

1. Ledningsfejl
2. Transformervejl
3. Enkelt samleskinnefejl
4. Generatortrip
5. Trip af HVDC-poler

Der regnes med de garanterede samlede relæudløsetider for de givne komponenter.

Kriteriet for dynamisk stabilitet er, at synkronspændingen, efter at en fejl er blevet bortkoblet, holder sig mellem de to kurver i Figur 3. Dette krav er baseret på typiske overspændingsgrænser for udstyr samt krav til Fault Ride Through for vindmøller [Ref. 16].



Figur 3 Grænser for acceptable driftsspændinger efter en driftsforstyrrelse i transmissionsnettet.

Derudover skal nettet være tilstrækkeligt dæmpet. Der er i internationalt regi ikke defineret grænser for dæmpningsforholdet, men erfaringer viser, at dæmpningsforholdet bør være 5 pct. eller højere. Dette svarer til, at svingningsamplituden aftager med 27 pct. pr. periode.

#### 4.1.1 Netadgang

##### 4.1.1.1 Termiske kraftværker

Som udgangspunkt planlægges der med, at termiske kraftværker har fuld netadgang, og at ét udfald, som ikke omfatter dedikerede generatorfødeledninger eller maskintransformere, ikke medfører krav om nedregulering.

Anlæggene kan lægges i mølpose i op til tre år. Der foretages ikke anlægsændringer eller investeringer i væsentligt omfang. Anlægget kan hurtigt genindsættes (i løbet af dage eller uger), hvis der skulle være brug for det. Et mølposelagt anlæg skal have fuld netadgang i mølposeperioden. Bliver anlægget ikke idriftsat indenfor de tre år, bliver det konserveret. Konserverede anlæg indgår ikke i netplanlægningen.

#### 4.1.1.2 Vindmøller

Det tilstræbes, at vindmøller tilsluttes, så fuld produktion kan opretholdes i 40 timer efter et netudfald i det formaskede transmissionsnet.

#### 4.2 Præcisering af dimensionerende driftsforhold

Nettet skal dimensioneres efter driftsforhold, som er realistiske under hensyntagen til blandt andet markedsmekanismer og varmebindinger. Endvidere skal det robusthedstjekkes i forhold til ekstreme situationer, som forekommer relativt sjældent. I praksis testes nettet imod en serie af stokastiske markedsanalyser for udvalgte år samt en række specielt konstruerede øjebliksbalancer. Markedssimulationerne giver et repræsentativt billede af belastningsgraden af komponenterne i systemet. Øjeblikbalancerne er konstrueret på en måde, så systemets robusthed testes. De indbefatter følgende situationer

1. Forsyningsikkerhed
2. Stor vindkraft
3. Stor transit i forskellige retninger
4. Effektimport til et område
5. Effekteksport fra et område
6. Effektindfødnig i 400 kV-nettet og eksport til 132/150 kV-nettet
7. Effektindfødnig i 132/150 kV-nettet og eksport til 400 kV-nettet

Som en del af Netplanlægningsforudsætningerne vedligeholdes en række dimensionerende balancer for Øst- og Vestdanmark. For det enkelte projekt skal det overvejes, om de dækker den dimensionerende situation, eller om der skal tilrettes specielle balancer.

	Markedssimulationer	Øjeblikseffektbalancer
<b>Indhold</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- 8.760 balancer, én for hver time i året. Indeholder ikke de effektspidser, der kan forekomme inden for den enkelte time</li><li>- Modeller for sammenhænge mellem produktion og forbrug</li><li>- Markedsmodeller der bestemmer udvekslingen med nabo-områder</li><li>- Gennemsnits- og systembetragtninger</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Øjebliksbalancer og derfor også de effektspidser der kan forekomme i et hvert øjeblik</li><li>- Ekstreme produktionssammensætninger med henblik på at studere mere lokale og regionale forhold</li><li>- Ekstreme sammensætninger af forbrug/produktion og udveksling med det formål at sikre nettets robusthed</li></ul>
<b>Formål</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Identificere svage områder i nettet med henblik på yderligere detailstudier</li><li>- Afprøvning af løsningsmuligheder</li><li>- Fastlægge belastningsvarighedskurver for udvalgte strækninger med henblik på dimensionering af nye forbindelser eller fastlæggelse af forstærkningsbehov</li><li>- Fastlægge tabsvarighedskurver for udvalgte strækninger eller systemet med henblik på kapitalisering af nettab ved forskellige forstærkningsløsninger</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Fastlægge forstærkningsbehov i svage områder af nettet, der er identificeret via markedssimulationer</li><li>- Sikre udnyttelsen af produktionskapacitet og udlandsforbindelser</li><li>- Sikre forsyningen i mere ekstreme situationer.</li><li>- Sikre forsyningen i lokale områder</li><li>- Sikre et robust transmissionsnet</li></ul>

Tabel 2 Oversigt over indhold og formål med markedsbalancer og effektbalancer [Ref. 19].



### 4.3 Systemværn

Nordel har siden 1992 under nærmere definerede forudsætninger accepteret at anvende systemværn som erstatning for netforstærkning. Anvendelse af systemværn forudsætter omfattende analyser af fejlkombinationer.

De nordiske krav til systemværn er mere detaljeret beskrevet end de centraleuropæiske krav, men i modsætning til de nordiske er der i Centraleuropa *krav* om implementering af systemværn, hvis det er nødvendigt for at sikre stabiliteten i systemet. Det er tilladt at installere systemværn til andre formål.

Energinet.dk har valgt at basere design af systemværn på de nordiske krav for både Vest- og Østdanmark.

Nedenfor er de nordiske krav til anvendelse og design af systemværn nævnt.

#### Systemværn (fra Systemdriftsaftalen)

Systemværn anvendes til at begrænse konsekvenserne af fejl ud over afbrydelse af den fejlramte komponent. Systemværn kan have til formål at øge systemsikkerheden, øge transmissionskapaciteten eller en kombination af disse. For systemværn, som anvendes til at øge transmissionskapaciteten, er der opstillet følgende krav:

- Der skal gennemføres en analyse, som viser konsekvenserne for det samlede elsystem i tilfælde af en korrekt, en uønsket eller udebleven funktion, herunder en analyse af samspillet med andre systembeskyttelser.
- I tilfælde af en korrekt eller uønsket funktion (overfunktion) accepteres ikkealvorlige driftsforstyrrelser<sup>7</sup> i andre delsystemer (nabosystemer).
- Hvis ovenstående konsekvensanalyse viser, at en udebleven funktion kan medføre alvorlige driftsforstyrrelser i andre delsystemer, skal følgende tekniske og designmæssige krav til systemværnet overholdes:

- **I tilfælde, hvor systemværnet er baseret på telekommunikation, skal der etableres redundant telekommunikation**

Redundant telekommunikation betyder, at kommunikationen mellem stationerne, som indgår i systemværnet, skal være fuldstændigt dubleret. Hvis strømforsyningen til det ene kommunikationssystem svigter, må det andet kommunikationssystem ikke blive påvirket.

I praksis betyder det, at batterier, teleforbindelsesterminaler, konvertere og kommunikationsveje skal dubleres.

Kommunikationsvejene må ikke, på nogen strækninger, dele forbindelsesklemmer, føringsveje, kabler, fiberkabler eller lignende. Kommunikationen må anvende geografisk forskellige veje

- **Der skal være realtidsovervågning af telekommunikationen**

- **Der skal være en redundant uafhængig "triggerfunktion"**<sup>8</sup>

Redundant "triggerfunktion" betyder, relateret til afbrydere, at disse skal have to uafhængige udløsespoler. Der skal anvendes afbryder-forsagerbeskyttelse i tilfælde af, at de primære afbrydere ikke fungerer korrekt.

<sup>7</sup> "Serious operational disturbances" som defineret i Systemdriftsaftalen.

<sup>8</sup> Kaldes i Danmark "aktivering".

- **Kontrolsystems- og telekommunikationsstandarderne, som anvendes til systemværn, skal være på det samme accepterede pålidelighedsniveau, som anvendes til primær relæbeskyttelse**
- Hvis konsekvensanalysen viser, at udebleven funktion (underfunktion) ikke vil medføre alvorlige driftsforstyrrelser i nabosystemer, må TSO'en i det givne delområde beslutte, hvilke krav der stilles til systemværnets funktion.
- Hvis konsekvensanalysen viser, at korrekt, uønsket eller udebleven funktion vil medføre mere omfattende konsekvenser end den dimensionerende fejl, skal systemværn accepteres individuelt mellem parterne.

I Danmark er det valgt, at systemværn må anvendes til at:

- forøge udnyttelsen af samarbejdsforbindelser
- øge netadgang for centrale kraftværker ved afbrydelser i transmissionsnettet
- øge netadgang for vindproduktion ved afbrydelser i transmissionsnettet
- øge kapaciteten i det interne net i tilfælde af planlagte afbrydelser
- øge kapaciteten i det interne net i perioden fra en utilsigtet hændelse indtræffer, til spotmarkedet har reageret på nye kapacitetsudmeldinger.

Systemværn må ikke anvendes som et alternativ til netudbygninger i relation til opretholdelse af regionalt og lokalt forbrug.

For at begrænse risikoen for alvorlige driftsforstyrrelser i andre delsystemer er det valgt at:

- Største samtidige regulering af kraftværker, vindmølleparker eller HVDC-forbindelser som en aktivering af systemværn må give anledning til, er 600 MW svarende til den dimensionerende fejl i henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark.
- Det er kun tilladt at lade et systemværn foretage en opregulering, hvis der er etableret online overvågning af flow på alle ledninger, som kan blive påvirket af den øgede transit ved en regulering<sup>9</sup>.

#### 4.4 Udvikling i kortslutningsniveau

Energinet.dk har ansvaret for kontinuerlige undersøgelser af udviklingen i kortslutningsniveau på tværs af ejergrænser og driftsledergrænser. Årsager til ændring kan være forhold i nabo-områder, ændring i produktionsapparat og udbygning af transmissionsnettet.

Energinet.dk udarbejder dokumentation for udviklingen af kortslutningsniveauet i transmissionsnettet. Arbejdet er baseret på veldefinerede randbetingelser for blandt andet kortslutningsniveauet i nabo-områderne samt til antallet og fordelingen af systembærende enheder.

Overskridelse af de maksimale kortslutningsniveauer skal undgås ved en kombination af netudformning, jordingspraksis samt ved hensigtsmæssig valg af netkomponenter. Energinet.dk's overordnede netplanlægning skal sikre det fælles grundlag for driftsledernes og anlægsejernes dispositioner.

Underskridelse af de minimale kortslutningsniveauer har konsekvenser for visse anlægsbeskyttelser, kan medføre øget risiko for kommuteringsfejl for HVDC-anlæg samt give anledning til spændingsdyk under koblinger med reaktive komponenter i transmissionsnettet. Den minimale

<sup>9</sup> Anvendes på Kontek efter anmodning og aftale med Svenska Kraftnät. Opregulering kan kun ske med intakt 400 kV-net, og når reguleringen kan ske uden at overskride grænsen for sikker overførsel på Øresund.

kortslutningseffekt er afgørende for indstilling af samleskinnebeskyttelser og linjebeskyttelser og kan have konsekvenser for de underliggende spændingsniveauer. Mulige foranstaltninger kan være etablering af synkronkompensatorer og tvangskørsel med systembærende enheder.

Den overordnede netplanlægning skal sørge for, at det maksimale kortslutningsniveau på 40 kA på 400 kV, 220 kV, 150 kV og 132 kV ikke overskrides.

Det skal sikres, at alle anlæg kan leve op til de aktuelle kortslutningsniveauer på stedet. Driftslederen har ifølge Stærkstrømsbekendtgørelsen ansvaret for, at det sker.

#### **4.5 Jordingspraksis**

Jordingspraksis for 400 kV-, 150 kV- og 132 kV-nettene er effektiv jording, men udført forskelligt i Øst- og Vestdanmark. På grund af forskellig udformning og den store mængde transformere, der er tilsluttet på 132 kV- og 150 kV-niveau, vil jordingspraksis forblive forskellig i øst og vest. Ændring af praksis vil derfor kræve betydelige investeringer.

De nuværende anlæg er dimensioneret således, at jordfejlsfaktoren er mindre end 1,4. Det vil sige, ved en jordfejl må spændingen på de "raske" faser ikke overstige 1,4 gange fasespændingen før jordfejlen. Operationelt skal to krav være opfyldt:

$X_0/X_1 < 3$  (især luftledningsnet)

$R_0/X_1 < 1$  (især kabelnet)

I Østdanmark er 132/50 kV-transformerne købt med fuld stjernepunkts isolation. Enkelte ældre transformere skal være jordet, alle 132/10 kV-transformere skal være jordet, derudover skal nogle 132/50 kV-transformere jordes for at overholde kravene til effektiv jording. 132/30 kV-transformerne er udført med gradueret isolation i 132 kV-stjernepunktet. Maskintransformere jordes gennem jordingsimpedanser. Jordingskonfiguration vælges således, at en vilkårlig anlægsdel kan udkobles, uden at kravene til effektiv jording overskrides. Ændring af kraftværkernes driftsform må ikke medføre, at jordingskonfiguration skal ændres. Ønsket er at holde jordslutningsstrømmen så lav som mulig af hensyn til nærføring og stationspotentialer samt fejlstrømme i kabelskærme.

I Vestdanmark er 150/60 kV-transformerne købt med gradueret isolation i stjernepunktet<sup>10</sup>. Det tilstræbes på langt sigt, at  $X_0/X_1$  forholdet nærmer sig 1. Det opnås ved at erstatte direkte jordinger med jording gennem reaktor. Dette er udført få steder og forberedt med hensyn til fundamentet mange steder. (På grund af større afstande er fejlstrømme ikke så høje som i øst.)

Maskintransformere for 150 kV og 132 kV jordes gennem reaktor både i Øst- og i Vestdanmark.

Netplanlægning skal med jævne mellemrum og ved relevante ændringer i netkonfigurationen foretage validering af jordingsforholdene.

#### **4.6 Relæbeskyttelsespraksis**

Formålet med relæbeskyttelsen er at kunne isolere fejlramte komponenter fra resten af systemet. Beskyttelsen skal være effektiv og selektiv, så personskaade, skade på komponenter og kaskadeudkoblinger undgås.

<sup>10</sup> Ifølge [Ref. 20] under isolation, pkt. 3.10 tillades gradueret isolation ned til 140 kV i stjernepunkt for 160/67 kV-transformere, mens der kræves fuld isolation på 275 kV i stjernepunkt for 132/55 kV-transformere.

Der anvendes to fysiske separate beskyttelser til beskyttelse af de enkelte komponenter (objekter), enten som to ligeværdige og parallelle beskyttelser eller som hoved- og reservebeskyttelse.

Energinet.dk har udførlige standarder for udformning af beskyttelsesudrustning på forskellige komponenter på forskellige spændingsniveauer. Standarderne er offentligt tilgængelige på Energinet.dk's hjemmeside [Ref. 17].

#### 4.7 Spændingskvalitet

Transmissionsnettet drives inden for spændingsgrænserne i Tabel 3. Normalspændingsområdet danner grundlag for anlægsspecifikation og stiller krav til blandt andet viklingskoblerne på transformerne til underliggende net.

Nominel Spænding	Nedre spænding	Normalspændingsområde				Maksimal driftsspænding
		Nedre fuldlastspænding	Tilstræbt nedre driftsspænding	Tilstræbt øvre driftsspænding	Øvre fuldlastspænding	
kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
400 – vest	320	360	405	417	420	420
400 – øst	320	360	390	410	420	420
220			220	242		245
150	135	146	160	167	170	170
132	119	125	130	137	145	145

Tabel 3 Tilstræbte spændingsområder (lokale forhold kan medføre afvigelser).

Spændingskvalitet er en vurdering af krav til spændingsubalance, krav til harmoniske spændinger, flicker og hurtige spændingsændringer. Hver af de delkrav skal vurderes i forhold til de fastlagte grænseværdier, som er specificeret i de internationale standarder (IEC 61000-3-6 [Ref. 22], IEC 61000-3-7 [Ref. 23] og IEC 61000-3-13 [Ref. 24]).

Den tekniske forskrift TF 3.4.1 [Ref. 21] specificerer krav til spændingskvalitet i tilslutningspunktet.

#### 4.8 Reaktiv effekt

I et vekselstrømsnet er optimering af reaktive effektforhold af afgørende betydning for driftssikkerheden.

Levering og absorption af reaktiv effekt var tidligere en naturlig del af de systembærende enheders ydelser. Evnen til levering og absorption er sikret via tilslutningsbetingelserne for produktionsanlæg, men jo mere de systembærende enheder fortrænges energimæssigt af anden produktion, desto mere bliver dynamisk reaktiv effekt en systemydelse, som ubetinget skal erstattes. Investering i netkomponenter kan være et alternativ til levering fra systembærende enheder. Emnet om optimering af reaktiv effekt er behandlet nærmere i Appendiks 1 [Ref. 1].

Grundlæggende er de tekniske dimensioneringsprincipper for reaktiv effekt ens for øst og vest. Reaktiv effekt er ikke egnet til transport i større mængder og over længere afstande i transmissionsnettet, eftersom dette ofte vil kræve en uhensigtsmæssig spændingsprofil og er forbundet med forøgede nettab.

Principperne, som er mere udførligt beskrevet i [Ref. 1], er:

- Den installerede mængde kondensatorbatterier skal kunne sikre, at systembærende enheder kan drives i et arbejds punkt, hvor de såvel før som efter en fejl kan levere de reaktive effektmængder, som er påkrævede for at overholde de tilstræbte driftsspændinger i nettet.
- Transmissionsnettets reaktive ressourcer må ikke begrænse markedets udnyttelse af udlandsforbindelserne.
- Størrelsen af de reaktive komponenter skal vælges i forhold til det statiske spændingsspring, så forbrugerne ikke generes af spændingsspring ved daglige koblinger. Det statiske spændingsspring er defineret på det tidspunkt, hvor de dynamiske ressourcer har reguleret, men inden andre statiske komponenter regulerer (RPC, viklingskobler, osv.).
- Gældende spændingsgrænser, jf. driftsinstrukserne, skal overholdes.
- I planlægningsfasen afprøves nettet med en række fejkombinationer fra konsekvensgruppe A (Figur 2). Generatorerne må ikke forudsættes at optage Mvar fra nettet.
- Da overspændinger i nettet kan medføre materiel ødelæggelse, vurderes reaktorbehovet endvidere i forbindelse med fejltyper, der er værre end de dimensionerende kombinationer fra konsekvensgruppe A med hensyn til uønskede spændingsstigninger. I disse tilfælde lægges der vægt på, at materiellet ikke udsættes for ødelæggende påvirkninger, men kan tages i drift umiddelbart, så afbrydelser/udkoblinger bliver så kortvarige som muligt.
- Længere 400 kV-kabelforbindelser kompenseres med fasttilkoblede reaktorer som anlægsbeskyttelse mod overspændinger. Længere kabelforbindelser på lavere spændingsniveauer kan kompenseres med fasttilkoblede reaktorer. Hvis den fasttilkoblede reaktive kompenserings overstiger ca. halvdelen af kablets tomgangsproduktion, er der risiko for zero-miss-problemer. Dette fænomen er nærmere beskrevet i Kabelhåndbogen [Ref. 25].
- Vedrørende dynamisk reaktiv spændingsstyring henvises til [Ref. 1].

Østdanmark har oplevet flere tilfælde af frekvensaflastning sammen med det sydlige Sverige, hvilket har betydet, at dimensioneringen og anvendelsen af den reaktive effekt tager hensyn til op til 50 pct. aflastning. I det store centraleuropæiske system sker der meget sjældent frekvensaflastning ud over de første trin. Vestdanmark har derfor p.t. ikke frekvensaflastning som en vigtig del af dimensioneringen af den reaktive effekt. Vedrørende automatisk indkobling af reaktorer og forholdene ved 50 pct. frekvensaflastning i Østdanmark henvises til [Ref. 1]. Det skal sikres, at udfald af en reaktiv effekt komponent ikke fører til, at spændingerne ikke kan holdes inden for grænserne i Tabel 3.

## 5. Referencer

- Ref. 1 Energinet.dk: Netdimensioneringskriterier - Appendiks 1 - Optimering af reaktive effektforhold – Udkommer primo 2013
- Ref. 2 Energinet.dk: Netdimensioneringskriterier - Appendiks 2 - Beskyttelse
- Ref. 3 Energinet.dk: Netdimensioneringskriterier - Appendiks 3 DEFU RA 578, Koordinerede netudbygningskriterier for 10-60 kV og 132-150 kV, juli 2012
- Ref. 4 Energinet.dk: Netdimensioneringskriterier - Appendiks 4 - Dimensioneringsmanual for 400 kV, 150 kV og 132 kV PEX-kabelanlæg
- Ref. 5 Energinet.dk, Strategiplan 2012
- Ref. 6 Energinet.dk, Indeks for forsyningssikkerhed i elsystemet, 15/6-2010, tilgængelig på Energinet.dk's hjemmeside
- Ref. 7 Nordic Grid Code, 2007,(Nordic collection of rules) [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)
- Ref. 8 ENTSO-E Operation Handbook Policy 3 " [Operational Security](#)" Policy 3, appendiks 3
- Ref. 9 "AGREEMENT regarding operation of the interconnected Nordic power system" (System Operation Agreement)
- Ref. 10 Lov om Energinet.dk: lovbekendtgørelse nr. 1097 af 8. november 2011
- Ref. 11 Lov om elforsyning: lovbekendtgørelse nr. 279 af 21. marts 2012
- Ref. 12 Lov om fremme af vedvarende energi: lovbekendtgørelse nr. 1074 af 8. november 2011
- Ref. 13 Nye retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet, oktober 2008  
<http://www.ft.dk/samling/20081/almdele/EPU/Bilag/53/612811.PDF>
- Ref. 14 Energinet.dk:132-150 kV Kabelhandlingsplan marts 2009
- Ref. 15 Elsam: Blåt Notat - Bestemmelser for 60, 150 og 400 kV-ledninger vedrørende valg af ledertyper og tværsnit
- Ref. 16 Energinet.dk: Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraftværker større end 11 kW
- Ref. 17 Energinet.dk's generelle regler for design, fabrikation og installation af AC stationsanlæg:  
<http://energinet.dk/DA/OM-OS/Indkoeb/Tekniske-standarder/Sider/Anlaeg-til-lands.aspx>
- Ref. 18 IEC-853-2 - Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages
- Ref. 19 Energinet.dk: Internt notat: Retningslinjer for netplanlægning - opstilling af balancer
- Ref. 20 DEFU-rekommandation 2 vedr. transformere (4. udgave fra september 1999)
- Ref. 21 Energinet.dk: TF 3.4.1 Spændingskvalitet - Tilslutningsbetingelserne med hensyn til spændingskvalitet for forbrugere tilsluttet transmissionsnettet Udgives sommeren 2013 -
- Ref. 22 IEC 61000-3-6: Harmoniske spændinger
- Ref. 23 IEC 61000-3-7: Flicker og hurtige spændingsændringer
- Ref. 24 IEC 61000-3-13: Spændingsubalancer
- Ref. 25 Energinet.dk: Kabelhåndbogen - AC-kabelanlæg 132 - 400 kV. Udgives primo 2013