

Teknisk forskrift TF 2.1.1

Energinet.dk netdimensioneringsregler

Indholdsfortegnelse

1	Formål.....	3
2	Grundprincipperne.....	4
2.1	Driftssituationerne.....	5
2.1.1	Intakt net PC 0.....	5
2.1.2	Ikke intakt net, planlagte afbrydelser PC 1.....	6
2.1.3	Ikke intakt net, ikke planlagte mangler PC 2 og PC 3.....	6
2.1.4	Ikke intakt net, akutte driftssituationer.....	6
2.2	Fejltyperne.....	6
2.3	Konsekvenserne.....	7
2.3.1	A - Stabil drift, lokal konsekvens.....	7
2.3.2	B - Kontrolleret drift, regionale konsekvenser.....	7
2.3.3	C - Ustabilitet og systemsammenbrud.....	7
3	Danske præciseringer.....	8
3.1	Fejlkombinationer.....	9
3.2	Præcisering af "rimeligt tænkelige driftsforhold".....	10
3.3	Regler for nettilslutning til og udnyttelse af transmissionsnettet.....	11
3.3.1	Nettilslutning og udnyttelse af samarbejdsforbindelser med naboområder.....	11
3.3.2	Udbygning af samarbejdsforbindelser.....	11
3.3.3	Nettilslutning og udnyttelse af systembærende enheder.....	12
3.3.4	Systemdæmpning.....	12
3.3.5	Nettilslutning og udnyttelse af havmølleparker.....	13
3.3.6	Anvendelse af decentral produktion, aktiv effektregulering og reaktiv effektregulering.....	14
3.3.7	Regler for differentieret forsyningsikkerhed.....	14
3.4	Systemværn.....	16
3.5	Samspil med underliggende net.....	16
3.6	Reaktiv effekt.....	18
3.7	Udvikling i kortslutningsniveau.....	19
3.8	Trace forhold.....	20
3.9	Driftsforhold generelt.....	21
3.10	Anvendelse af tregreningspunkter i transmissionsnettet.....	21
3.11	Anvendelse af tværsæpændingsregulering.....	22
3.12	Anvendelse af højtemperaturledere.....	22

29. september 2008
obgLokaladresse
Lautruphøj 7
2750 Ballerup

3.13	Udnyttelse af korttidsbelastningsevner	22
3.13.1	Kabler.....	22
3.13.2	Luftledninger	23
3.13.3	Transformere.....	24
3.14	Kombination af deterministisk og probabilistisk planlægning	24
3.15	Relæbeskyttelsespraksis og jordingspraksis.....	24
3.16	Andre forhold.....	26
4	Generelt om transmissionsnettet	26
4.1	Energinet.dk vest	26
4.2	Energinet.dk øst.....	27
5	Definition forsyningssikkerhed samt beredskabsmæssige forhold....	27
6	Formelt grundlag og klagevejledning	28
7	Referenceliste	29
8	Appendiks	29

1 Formål

Netdimensioneringsreglerne dækker såvel planlægning som teknisk udformning og sikrer sammenhæng med systemdrift og marked.

Netdimensioneringsreglernes gyldighedsområde er transmissionsnettet i Danmark på 400 kV, 220 kV, 150 kV og 132 kV niveau og gælder for nye og renoverede anlæg.

Netdimensioneringsreglerne er fælles / afstemt med Energinet.dk samarbejdspartnere (TSOerne), så man ikke eksporterer fejl, og de udgør sammen med driftspraksis og krav til anlægsudformning fundamentet for sikker, omkostningseffektiv og miljøvenlig elforsyning. Der lægges vægt på tæt samarbejde mellem transmissionsnetplanlægning 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 koordineret udbygning mellem 150-132 kV nettet og 60-50-30 kV nettene er nærmere beskrevet i rapport fra DE. Ejergrænse, driftsledergrænse 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, transmissionsselskaber og netselskaber med udgangspunkt i parternes roller og respektive ansvar.

Netdimensioneringsreglerne skal sikre:

- At forbrugerne så vidt muligt til enhver tid kan være forsynet via de underliggende fordelingsnet og distributionsnet (en del af den samlede forsyningsikkerhed¹).
- At det danske elmarked fungerer (blandt andet at kraftværkernes produktion ikke indekstænges samt at mulighederne for vedvarende energi fremmes).
- At det internationale elmarked fungerer (blandt andet at samarbejdsforbindelser kan udnyttes optimalt).
- At systemydelse er til rådighed, når og hvor der er behov for dem.
- At der tages miljøhensyn (blandt andet ved minimering af landskabspåvirkning) og beredskabshensyn.
- At forsyningsikkerheden opretholdes i forbindelse med omstrukturering fra luftledningsnet til kabelnet.
- At 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, forsyningsikkerhed, forsyningsøkonomi.

¹ Forsyningsikkerhed er defineret i separat afsnit, som også uddyber beredskabshensyn.

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 over 150 kV og 132 kV nettet til og med transformerne fra 150 kV og 132 kV til 60 kV, 50 kV, 30 kV og 10 kV eksklusive storkunders specialtransformere til 25 kV – f.eks. Stålvaseværk og fjern tog.

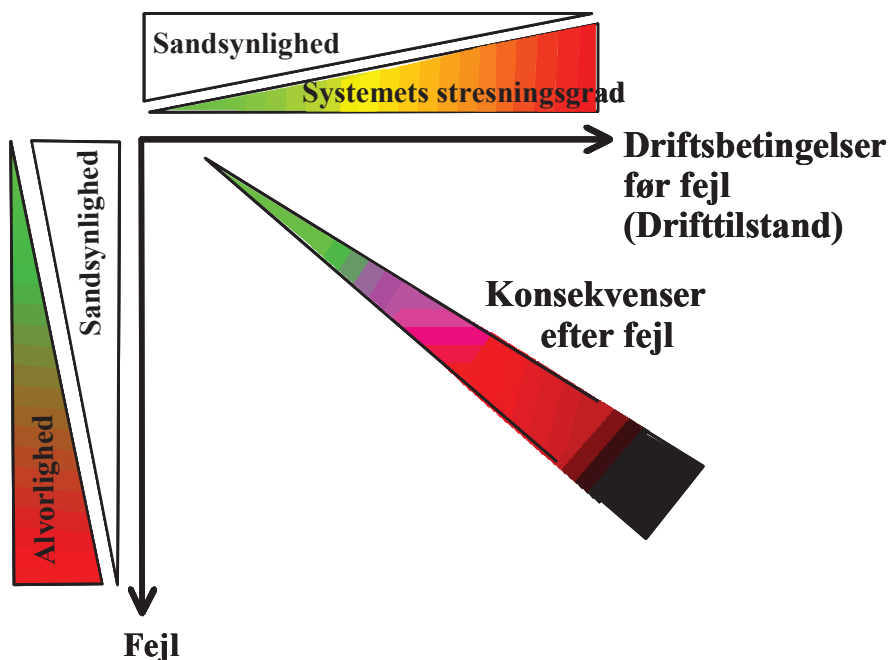
Det efterfølgende Afsnit 2 beskriver **Nordels definitioner** medens Afsnit 3 indeholder **danske præciseringer** af Nordel netdimensioneringsregler.

2 Grundprincipperne

Energinet.dk anvender Nordels netdimensioneringsregler for overordnede forhold suppleret med interne mere detaljerede retningslinier.

Netdimensioneringsreglerne beskriver sammenhængen mellem driftstilstand før fejl, et antal hændelser (fejl) og de tilladelige konsekvenser såvel statisk som dynamisk.

Der tages hensyn til sandsynligheden for såvel mere og mindre kritiske driftssituationer som fejlenes alvor og hyppighed. Princippet illustreres af figur 1.



Figur 1 Principiel sammenhæng mellem driftstilstand før fejl, fejltype og tilladte konsekvenser

Konkret udmøntes det i figur 2 fra Nordels netdimensioneringsregler: (beskrivelsen er en oversættelse med fokus på danske forhold, afvigelser er ikke udtryk for at Nordels regler ikke overholdes. Såvel **Nordels Grid Code** (for planlægning, systemdrift og nettilslutning) som **UCTEs regler** fra driftshåndbøgerne

skal overholdes. I enkelte tilfælde medfører det forskelle i dimensioneringen i øst og vest).

Forskellig stationskoncepter har ligeledes betydning for analysearbejdet og netdimensioneringen.

Acceptable consequences		Pre-Fault Conditions						
		Normal operation				Alert-state operation	Disturbed operation	Emergency operation
		Grid intact	Planned maintenance	Spontaneous loss and adapted operation ¹		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	PC3			
Fault groups	N-1 faults	Single fault that does not affect series components FG1				A		B/C
		Single fault that affects series components FG2	A	A	A	A/B	B/C	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
		Other multiple faults FG5	C	C	C			

Figur 2 Sammenhæng mellem driftstilstand før fejl, fejltipe og tilladte konsekvenser

Figur 2 stammer fra Nordels netdimensioneringsregler, som blev udviklet i 1972 og præciseret og ajourført i 1992 og i 2006. Dimensioneringsprincippet benævnes ofte "N-1", men som det fremgår er det betydelig mere nuanceret.

2.1 Driftssituationerne

2.1.1 Intakt net PC 0

Alle komponenter af betydning for den undersøgte hændelse skal være i drift svarende til normal drift. Alle idriftværende generatorer skal ligge i arbejds-punkter, som giver mulighed for spændingsregulering i begge retninger svarende til normal drift. Alle effektoverføringer skal ligge indenfor de kapacitetsgrænser, som er aftalt og stillet til rådighed for markedet. Forbrugsniveauet kan være såvel højlast som lavlast.

2.1.2 Ikke intakt net, planlagte afbrydelser PC 1

Den undersøgte komponent forudsættes ude af drift i udgangspunktet. Valg af forbrugsniveau og produktionsfordeling og udveksling med naboområdet sker under hensyntagen til at planlagte revisionsarbejder ikke lægges under f.eks. vintermaksimalforbrug. Der tages udgangspunkt i de samme principper som systemdriften anvender ved planlægning af revisionsarbejder for såvel net som kraftværker. Ved sjældnere mangel af flersystemledninger i forbindelse med revisions- og ombygningsarbejder vil det være nødvendigt at foretage en konkret vurdering af beregningsforudsætninger i samråd med systemdrift og marked.

2.1.3 Ikke intakt net, ikke planlagte mangler PC 2 og PC 3

Den undersøgte komponent forudsættes ude af drift som følge af en spontan hændelse. Driftssituationen i øvrigt forudsættes tilpasset så meget som det er muligt indenfor 15 minutter. Det vil sige tilpasning af produktion, udveksling og snitoverførsler ifølge gældende driftspraksis. Derefter testes nettet med de sædvanlige fejltyper.

2.1.4 Ikke intakt net, akutte driftssituationer

De tre foregående driftssituationer er alle i kategorien "normal drift". Inden den kontrollerede driftssituation beskrevet under 2.1.3 kan forudsættes skal driftsvagten håndtere den akutte situation. Dette kan der ikke gives generelle korte beskrivelser af, der tages hensyn til det ved tæt dialog med systemdrift under planlægningsprocessen. Driftssituationerne illustreres af nedenstående figur 3.

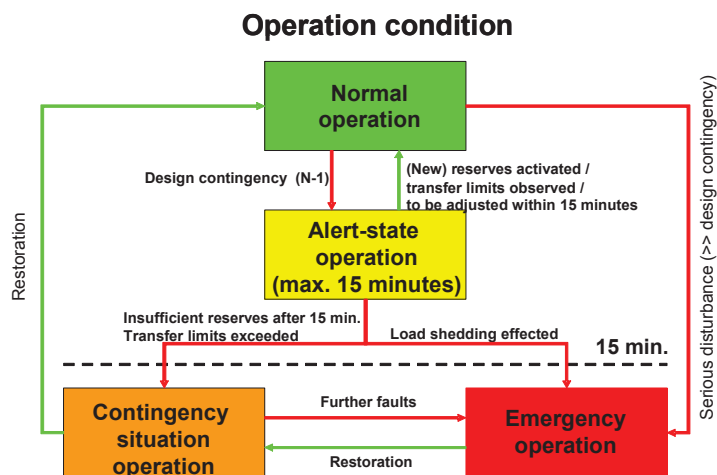


Figure 3. Scheme of operation conditions which occurs when operating the grid

Figur 3 Driftssituationer og overgangsforløb

2.2 Fejltyperne

Nordels definitioner på fejltyper opdelt i fem fejlgrupper FG1 til FG5 med stigende konsekvens og faldende sandsynlighed er gengivet i **Bilag 1**.

Fejltyperne er i sin tid valgt ud fra fejlstatistikker og for at sikre en nødvendig styrke i nettet. Det forudsættes ved FG1 og FG2 at relæbeskyttelser fungerer selektivt og i øvrigt som planlagt.

For at begrænse antallet af analyser af fejlkombinationer gives i afsnit 3.1 et antal kombinationer, som er udvalgt baseret på hidtidige danske driftserfaringer.

2.3 Konsekvenserne

Nordel definerer tre niveauer for tilladelige konsekvenser.

2.3.1 A - Stabil drift, lokal konsekvens

Kun lokale konsekvenser accepteres. Bortset fra forbrugsudkobling og udkobling af produktion, som er nødvendig for bortkobling af fejlen kan begrænsede mængder af forbrug og produktion udkobles / reguleres ved hjælp af særlige systemværn (se afsnit 3.4). Efter fejlen kan det være nødvendigt for driftsvagten at tilpasse driftssituationen.

Det skal være muligt at opretholde stabil drift med hensyn til transient, dynamisk og statisk stabilitet for både frekvens og spænding og fejlen må ikke føre til efterfølgende udkobling på grund af overbelastning af komponenter. Desuden skal såvel spænding som frekvens efter fejlen være acceptable for forbrugerne. Systemdæmpningen må ikke være en begrænsende faktor. Det skal tilstræbes at opretholde sammenkoblet drift, og planlagt sektionering må normalt ikke anvendes som metode for opretholdelse af stabilitet.

2.3.2 B - Kontrolleret drift, regionale konsekvenser

Konsekvenserne skal være begrænsede og fortsat kontrolleret drift skal kunne opretholdes i størstedelen af det synkrone system.

Kontrolleret tvangsmæssig udkobling af produktion og forbrug kan udføres. Udkobling af forbrug og produktion skal normalt være begrænset til det den region, hvor fejlen optrådte. Mindre netsammenbrud og sektioneringer accepteres forudsat de er begrænset til den region, hvor fejlen optrådte. "Region" betegner dele af det nationale net, som er afgrænset af snit eller af internationale samarbejdsforbindelser. Imidlertid kan det aftales, at forbrugsfrakobling kan udvides til andre dele af det nordiske system. Dette gælder f.eks. ved anvendelse af mere omfattende systemværn (se afsnit 3.4).

2.3.3 C – Ustabilitet og systemsammenbrud

Ustabilitet accepteres. Netopdeling og store netsammenbrud kan finde sted i det Nordiske system eller det kontinentale system. Målet skal være at skabe en veldefineret driftssituation, hvorfra genopbygning kan ske. Det forudsættes, at driftsmæssige virkemidler forefindes til genopbygning til normalt driftssikkerhedsniveau. Det anbefales, at det i planlægningsfasen undersøges, om man med simple midler kan begrænse konsekvenserne i tilfælde af de meget sjældne og vanskelige fejlkombinationer.

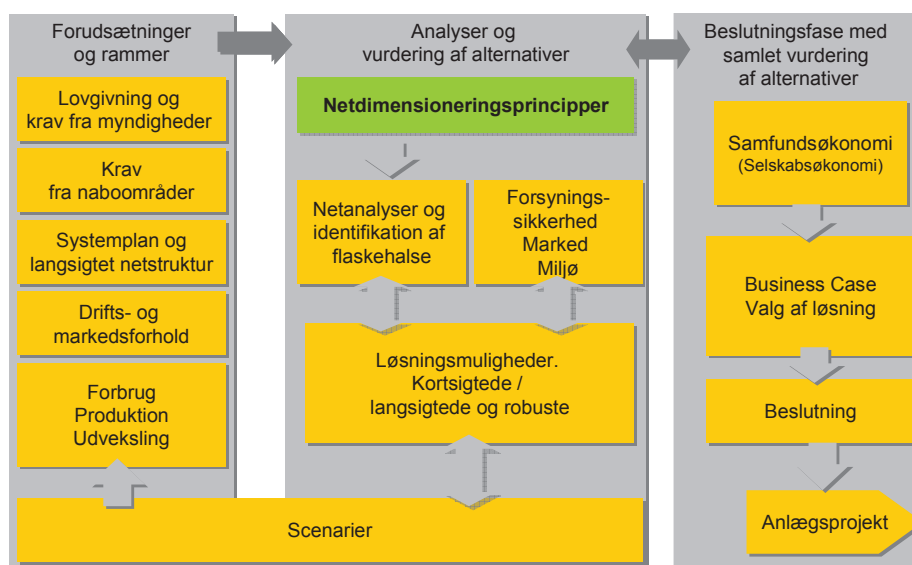
3 Danske præciseringer

Udover Nordels definitioner, som er beskrevet i afsnit 2 er der valgt et antal danske præciseringer målrettet mod det danske systems karakteristika og egenskaber.

Kvalitetskrav med hensyn til spændingsvariationer, frekvensvariationer, reaktive udvekslinger vurderes ved udarbejdelse af tekniske forskrifter for tilslutning til transmissionsnettet.

Ved planlægningen tages der udgangspunkt i komponenternes overføringsevner, i henhold til den gældende belastningstabel baseret på de værdier, som driftsledelserne har fastsat for eksisterende anlæg. Ved udførelse af anlæg med flere seriekomponenter er reglen at delkomponenternes belastnings-tids karakteristika vælges så dyreste delkomponent begrænser. I den forbindelse tillægges traceretthet for de omkostningseffektive luftledninger stor værdi.

Dimensioneringsproces for elinfrastrukturprojekter



Figur 4 illustrerer hvorledes Netdimensioneringsprincipperne indgår i dimensioneringsprocessen.

I Danmark vælges det, at systemværn udelukkende må anvendes til at forøge handelskapaciteten. Systemværn må ikke anvendes som middel til opretholdelse af forsyningsikkerhed. Detaljer i afsnit 3.4.

Med "lokal" (afsnit 2.3.1) konsekvens menes en station.

Nordels definition af region (afsnit 2.3.2) er et kompromis mellem landene. Ved "region" skelnes i Danmark mellem solidaritet i forbindelse med større netsammenbrud, hvor hele Jylland-Fyn er én region og hele Sjælland med øer er én

region. I forsyningsmæssig henseende kan lokale netbegrænsninger betinge mindre regioner.

Det karakteristiske transportmønster i Danmark vest er transporter mellem flere områder med forbrugscentre og produktion overlejret med nord-syd transport fra udvekslinger på samarbejdsforbindelserne. I fremtiden overlejres effekttransporterne derudover fra decentral produktion og havmølleparker i vest til forbrugscentrene i øst og videre til Storebæltsforbindelsen.

I Danmark øst er det karakteristiske transportmønster fra produktion til forbrugscentrum i hovedstadsområdet overlejret af nord-syd transport fra udvekslinger på samarbejdsforbindelser. Endvidere er der transport fra vindkraft i syd. Kondensværker i vest afvikles. Kraftvarmeværker i hovedstadsområdet er bygget. I fremtiden overlejres effekttransporten desuden med udveksling fra Storebæltsforbindelsen.

3.1 Fejlkombinationer

Med revisionen af Nordels Netdimensioneringsregler i 1992 blev der lagt vægt på at analysere alvorligere kombinationer, eftersom det altid er kombinationer af hændelser, som fører til de store systemnedbrud. I den praktiske drift er forudsætningen "intakt net" heller ikke opfyldt i store dele af året på grund af revisioner i transmissionsnettet.

Dette afsnit beskriver en serie repræsentative kombinationer, hvis konsekvenser skal analyseres og vurderes i forbindelse med dimensionering af nettet. Forsyningen skal opretholdes ved et belastningsniveau på 90 % af årsmaksimum og samtidig mangel af to vilkårlige maskinenheder og et vilkårligt ledningssystem eller en vilkårlig transformer.

Forsyningen skal opretholdes ved et belastningsniveau på 90 % af årsmaksimum og samtidig mangel af en vilkårlig maskinenhed og to vilkårlige systemer på en flersystemledning.

Forsyningen skal opretholdes ved et belastningsniveau på 100 % af årsmaksimum og samtidig mangel af en vilkårlig maskinenhed og et vilkårligt ledningssystem eller en vilkårlig transformer.

Produktionsapparat og udlandsforbindelser skal under rimeligt tænkelige driftsforhold kunne udnyttes ved mangel af ét vilkårligt ledningssystem eller én vilkårlig transformer.

Disse kombinationer var tidligere udbygningsbestemmende. Nu skal alle forhold forsøges værdisat økonomisk ved udarbejdelsen af Business Case. I den forbindelse vurderes alternative løsninger.

Konsekvenserne af at mangle et helt centralt kraftværk skal analyseres og vurderes.

Konsekvenserne af at mangle al decentral produktion i et større område skal analyseres og vurderes.

Konsekvenserne af at mangle flere ledningssystemer skal analyseres og vurderes (især relevant ved større ombygningsarbejder i nettet eller ved gravearbejder nær kabler)

Konsekvenserne af en langvarig skade på én fase for søkabler opbygget som tre enkeltleder kabler skal analyseres og vurderes som grundlag for eventuel udførelse med fire enfase kabler med omkoblingsanlæg.

Konsekvenserne af et langvarigt transformerrhavari og samtidig mangel af en ledning eller et kabel skal analyseres og vurderes.

Konsekvenserne af svigt af koblingsafbryder i forbindelse med samleskinnefejl skal analyseres og vurderes. Denne formulering hænger sammen med den i Norden udbredte anvendelse af dobbelt-samleskinne konfiguration. Se FG2 type 2.3 i modsætning til FG4 type 4.5. Ved to-afbryder konfiguration er fejltypen ikke relevant.

FG2 type 2.5 dækker HVDC monopol i konventionel udførelse samt HVDC-VSC. FG4 type 4.6 dækker HVDC bipol i konventionel udførelse.

3.2 Præcisering af "rimeligt tænkelige driftsforhold"

Principperne for valg af forudsætningerne er forsøgt præciseret generelt. Det viser sig, at præcise detailforudsætninger er tilbøjelige til at afspejle et øjebliksbillede. Praxis er at forudsætningerne fastlægges ved udarbejdelsen og ajourføringen af scenarier/billeder i samråd med systemdrift- og markedsafdelinger.

Valget af forbrugsniveau (makslast eller lavlast), produktionsforudsætninger og udvekslingsforudsætninger kan have afgørende betydning for beregningsresultaterne. Det kan vælges, at fortsætte med at definere forudsætningerne m.h.t. produktionsfordeling / effektbalance fra sag til sag "rimeligt tænkelige driftsforhold" eller at præcisere principperne for valg af forudsætninger på forhånd.

Transmissionsnettets robusthed og overføringsevne undersøges med udgangspunkt i et antal repræsentative driftssituationer, der beskriver det mulige udfaldsrum for elforbrug, produktion samt udveksling via udlandsforbindelserne. Disse driftssituationer kaldes for billeder. Ved de udførte simuleringer kan belastningsforholdene for transmissionsnettet undersøges ved hjælp af Markeds-, Miljø- og Forsyningsikkerhedsbilleder:

- **Miljøbilleder** repræsenterer de situationer, hvor den bundne produktion på de decentrale kraftvarmeværker og på vindmøllerne er stor i forhold til forbruget. Miljøbillederne er derfor situationer med stor bunden produktion og eloverskud lokalt eller i det samlede system. Det dimensionerende miljøbillede er en lavlastsituation, som repræsenterer eloverløbsituationer.

- **Markedsbillederne** tager udgangspunkt i eksport- og importsituationer, bestemt af priserne i de omkringliggende områder, og viser behovet for udveksling set i forhold til markedet. Med markedsbillederne undersøges mulighederne for fuld udnyttelse af udlandsforbindelserne og centrale produktionsenheder.
- **Forsyningsikkerhedsbillederne** repræsenterer situationer med stort forbrug og store interne transporter i transmissionsnettet med henblik på at sikre forsyningen. De dimensionerende forsyningsikkerhedsbilleder er højlastsituationer med og uden produktion fra vindmøller. Undersøgelsen skal sikre tilstrækkelig overføringskapacitet i transmissionsnettet ved udfald af en ledning eller en transformer, så forsyningen af områder med produktionsmangel er sikret.

Et billede er en sandsynlig driftssituation, der ved afprøvning med definerede dimensioneringsregler er grundlag for vurdering af behovet for udbygningen af transmissionsnettet. Efterhånden som decentral produktion kommer på markedsvilkår skal især forsyningsikkerhedsbilledet tilpasses.

3.3 Principper for nettilslutning til og udnyttelse af transmissionsnettet

Generelt gælder at revisionsarbejder på kraftværker, samarbejdsforbindelser og de tilsluttede net koordineres tidsmæssigt i driftsplanlægningen og justeres i driftssituationen. I planlægningsfasen arbejdes der med repræsentative mangelsituationer.

3.3.1 Nettilslutning og udnyttelse af samarbejdsforbindelser med naboområder.

- Dimensioneringen af de to bagvedliggende net bør afstemmes således, at der er ensartet kvalitetsniveau i begge de tilsluttede net, således at brugen af samarbejdsforbindelsen ikke hovedsagelig bliver afhængig af forhold i det ene net. Disse forhold afklares i forbindelse med forhandlingerne om samarbejdsforbindelsen.
- Behovet for interne netforstærkninger belyses i interne business-cases, som forelægges beslutningstagerne i de respektive lande.

3.3.2 Udbygning af samarbejdsforbindelser

- Udbygning af samarbejdsforbindelser er altid et resultat af muligheden for økonomisk og driftsmæssig optimering baseret på systemernes behov og mulige ydelser. Hvis de samlede samfundsøkonomiske fordele gør anlægsinvesteringen (inklusive andel af interne netforstærkninger) rentabel foretages investeringen og deling af fordele og udgifter aftales mellem TSO'erne og mellem relevante parter i hvert land.
- Strategiske overvejelser kan også indgå i beslutningsgrundlaget. Reinvestering i nedslidte systembærende enheder kan påvirkes enten via infrastruktur eller markedsdesign. Udbygning af samarbejdsforbindelser udover det, der umiddelbart er rentabelt kan bidrage til at undgå indespærring af kraftværker.

- Samarbejdsforbindelser kan benyttes til at købe effektsikkerhed og systemydelse i naboområdet. Omfangsrigt køb forudsætter langtidskontrakter samt stabile politiske forhold i lang tid. (Mindst svarende til byggetiden for erstatningskraftværker, men disse strategiske overvejelser er ikke yderligere behandlet i denne udredning)

3.3.3 *Nettilslutning og udnyttelse af systembærende enheder.*

- Systembærende enheder bidrager med kortslutningseffekt, effektreserver herunder frekvensholdning, dynamisk spændingsstabilitet, reaktiv effektregulering og systeminerti på 400 kV, 150 kV og 132 kV niveau. (Systembærende enheder kan være kraftværker, eller andre komponenter f.eks. synkronkompensatorer og SVC anlæg.)
- Nettilslutningen skal ske således at udnyttelsen af den enkelte systembærende enhed sker på ikke-diskriminerende vilkår. Kravene står i de tekniske forskrifter.
- Markedsaktører skal sikres mulighed for økonomisk optimering med hensyn til udnyttelsen af systembærende enheder.
- Sandsynligheden for fejl på værket er ca. 10 til 20 gange større end fejl på tilslutningsforbindelsen. Ved enkeltstående værker kan der derfor anvendes "maskinledninger" uden reserve frem til det formaskede transmissionsnet. Ved kraftværker med flere blokke bør udfald af en netkomponent ikke medføre væsentlig reduktion af den samlede produktion.
- Kraftvarmelevering sker oftest i storbyer. Hvis kraftværket har speciel betydning for byens forsyningssikkerhed, kan der stilles skærpede krav til kraftværkets nettilslutning af hensyn til byens forsyningssikkerhed.
- Nettilslutningen må ikke begrænse kraftværkets mulighed for at bidrage til aktiv spændingsregulering i transmissionsnettet. Ved kraftværker med flere blokke bør komponderingsgraden vælges koordineret, så blokkene arbejder optimalt sammen.
- Jo mere vindkraft og uregulerbar decentral produktion fortrænger produktion på systembærende enheder desto vigtigere bliver det, at enheder med gode reguleringsegenskaber har uhindret adgang til nettet. Mangel af en netkomponent i transmissionsnettet må derfor ikke betyde reduktion af udnyttelsen af den installerede effekt. Dette er en skærpeelse i forhold til tidligere tider uden vindkraft og decentral produktion, hvor vægten lå på sikker forbindelse til grundlastværkerne med høj virkningsgrad. I dag skelnes der ikke mellem typerne, idet driften er reguleret af markedsvilkår for energi og systemydelse samt miljøregulering etc..

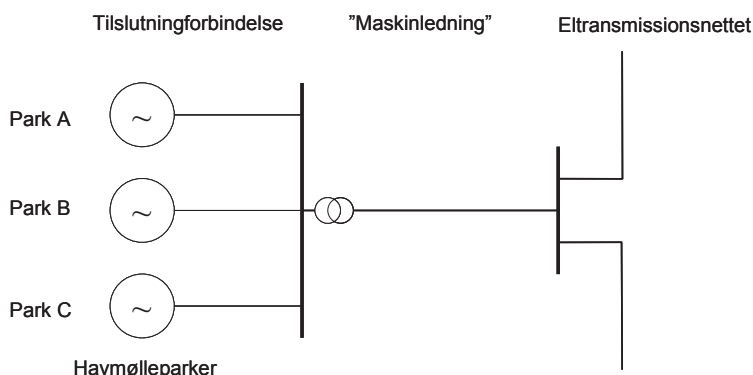
3.3.4 *Systemdæmpning*

Der er ikke defineret specifikke krav til tidskonstanter for dæmpning af hurtige systemsvingninger (pendlinger). Det er indlysende, at det ikke er tilstrækkeligt kun at bevare stabiliteten ved første sving. Tilsvarende må uundgåelige tilfældige påvirkninger af systemet ikke kunne udvikle sig til pendlinger. Dette kan ikke løses af den enkelte TSO, men skal løses i internationalt samarbejde mellem TSOer i et synkronområde. De nordiske TSOer gør dette. Midlerne til forbedring af dæmpning kan være

kraftværkernes regulerings-systemer (indstilling af power system stabiliser), indstilling af HVDC-forbindelser og / eller anvendelse af styrbare reaktive komponenter.

UCTE nævner krav i "Operational Security" P3 side 14 og 15. Her nævnes dog kun som krav at "power system stabiliser" skal være installeret og at den enkelte TSO skal sørge for indstillingen.

3.3.5 Nettilslutning og udnyttelse af havmølleparker.



Figur 5 illustrerer begreberne: tilslutningsforbindelse, "maskinledning" og eltransmissionsnettet. Der kan være transformering mellem spændingsniveauerne flere steder på figuren og ilandføringskabel kan udføres både som AC og HVDC.

- Havmølleparkernes effektværdi for systemet og opreguleringsmulighed er begrænset, det medfører at tilslutningsforbindelse og maskinledning ikke dimensioneres med redundans for netfejl. Når mængden af havmølleparker bag en ledningsforbindelse overstiger det dimensionerende effektbortfald for systemet, skal transmissionsnettet forstærkes eller nye havmølleparker skal tilsluttes en anden netforbindelse.
- Så længe 400 kV transmissionsnettet ikke har opnået ringstruktur kan grene i transmissionsnettet have karakter af "maskinledning" i en år-række.
- I tilfælde hvor Energinet.dk pålægges erstatningspligt for tabt produktion fra en havmøllepark i tilfælde af begrænsninger i transmissionsnettet vil dette påvirke business case i retning af et stærkere transmissionsnet, end påkrævet ud fra teknisk økonomiske argumenter. Valget af mulig løsning: a) produktionsbegrænsning med / uden erstatning, b) systemværn eller c) netforstærkning afhænger således af en kvantificering af behovet for nedregulering og dermed værdi af tabt produktion. Energinet.dk er opmærksom på, at der kan være uoverensstemmelse mellem teknisk / økonomisk løsning og samfundsøkonomi. Energinet.dk er opmærksom på, at Energinet.dk i disse tilfælde kan pålægge et transmissionselskab en merinvestering.

3.3.6 *Anvendelse af decentral produktion, aktiv effektregulering og reaktiv effektregulering.*

- Decentral produktion er normalt tilsluttet spændingsniveauer mindre end 132 kV og 150 kV.
- Udnyttelsen af systemydelser fra decentral produktion skal ske på ikke diskriminerende vilkår, men den systemmæssige værdi af systemydelserne er ikke ens på de forskellige spændingsniveauer.
- Decentral kraftvarmeproduktion indgår i vurderingen af et områdes forsyningsikkerhed i det omfang lagerkapacitet for varmelevering ikke begrænser anlæggets praktiske drift. Vindkraftproduktion indregnes ikke i vurderingen af et områdes forsyningsikkerhed. Ved mangel af den mest kritiske netkomponent accepteres det, at der kan være produktionsbegrænsninger på de decentrale værker og vindmøller.
- Det er ønskværdigt, at de decentrale værker indgår i systemets effektregulering (regulerkraftmarked), men transmissionsnettet og distributionsnettet forstærkes ikke for at kunne opnå det på alle tidspunkter herunder ved netmangel. Da varmeakkumulatorer kan begrænse driften ville det betyde overinvestering i nettet.
- Det er ligeledes ønskværdigt, at decentral produktion deltager aktivt til spændingsregulering på tidspunkter, hvor anlægget af andre årsager er i drift. Spændingsniveauet i det underliggende net fastlægges med viklingskoblerne og de reaktive passive komponenter. Dette styres normalt fra de regionale kontrolrum. De lokale driftsledere kan indgå aftaler om udnyttelse af de reaktive ressourcer på decentrale kraftværker.
- Nye typer vindkraft med konvertertilslutning kan levere spændingsregulering også når det ikke blæser.
- Alle decentrale værker og vindmøller skal overholde tilslutningsbetingelserne beskrevet i de tekniske forskrifter.
- I forbindelse med etablering af mindre generatoranlæg, herunder nødgeneratorer, minikraftvarmeverker og brændselscelleanlæg, der er nettilsluttet, er det vigtigt, at netselskabet har kendskab til anlæggenes tilstedeværelse. Det er ligeledes særdeles nødvendigt, at beskyttelsen af disse anlæg fungerer i overensstemmelse med forskrifterne, da der i givet fald under udkobling af det offentlige net ikke må være mulighed for indfødning i nettet fra disse anlæg. Er dette ikke tilfældet, vil det skabe et sikkerhedsmæssigt problem.

3.3.7 *Principper for differentieret forsyningsikkerhed*

I Danmark er der betydelig forskelle i forbrugstætheden MW/km². Det har betydning for netdimensioneringen, idet forbrugstætheden i visse områder er så stor, at mellemspændingsniveauet 50-60 kV springes over. Med reserve i de underliggende net tænkes både på netreserver og stationsreserver. Se nærmere i Dansk Energi's baggrundrapport "132-150 kV kontra 30-60 kV net".

- Anvendelse af stikstationer kan ske i det omfang, der er reserve i de underliggende net. (En stikstation er en ensidigt forsynet station.)
- Når der ikke er reserve i det underliggende net, bør der være tosidet forsyning fra transmissionsnettet til området inklusive reservetransformer eller etableres reserve i det underliggende net.

- Ved maksimalt forbrug i et delområde over størrelsesorden ca. 100 MW skal behovet for tresidet forsyning fra transmissionsnettet analyseres. Sidstnævnte af hensyn til muligheden for udkobling af en transmissionsforbindelse. Udfald af en tilbageværende transmissionsforbindelse bør ikke bringe forsyningen i fare. Muligheden for driftsmæssige omlægninger og dermed udnyttelse af netreserver i de underliggende net indregnes. Muligheden for levering fra kraftværker i området indregnes også i vurderingen. Eventuel tvangskørsel beordres af Energinet.dk og betales af Energinet.dk.

Kabler og luftledninger har forskellige karakteristika på en række områder. I denne forbindelse er korttidsbelastning (se afsnit 3.11), fejlhyppighed, fejlfinding, reparationstid og renoveringsbehov væsentlige. Kabler i byområder er desuden karakteriseret ved:

- Mange sikkerhedsafbrydelser i forbindelse med graveaktiviteter foretaget af andre ledningsejere, vejmyndighed, matrikelejere, entreprenører m.fl.
- Større omfang af graveskader i forbindelse med større omfang af graveaktiviteter i byområder.
- Større omfang af og længevarende afbrydelser af kabler i forbindelse med omlægning af kabler af hensyn til andre interesser i samfundet (lokalplaner, byggemodningsprojekter, jernbanebyggeri, metrobyggeri, vejomlægninger, havnebyggeri, etablering af andre ledningsarter, privat byggeri...).
- Kabelanlæg i byområder anlægges oftest i vejanlæg, hvor de ligger efter gæsteprincippet i modsætning til kabler i åbent land, der anlægges med deklarationer.

Luftledninger har typisk fejl på grund af lyn, piskning, islast, fugle, overslag til træer, overslag på grund af salt, i sjældne tilfælde kraner og entreprenørmaskiner. Kabler har typisk fejl på grund af overslag i defekt muffe eller fordi en gravemaskine beskadiger kablet. Det er meget sjældent selve isolationen i kablet, der er nedbrudt. Jo længere delstrækninger og færre muffe desto færre fejl. For søkabler er skader forårsaget af anker og bundslæbende fiskeriredskaber også aktuelle.

Fejlfinding er væsentlig mere tidskrævende på kabler end på luftledninger.

Reparationstiden for kabler er længere end for luftledninger.

Renoveringsbehovet og vedligeholdelsesarbejdet for kabler er mindre end for luftledninger.

Samlet set er der ikke i det tilgængelige rådighedsstatistikmateriale baggrund for at kræve en højere grad af reserveforsyning i kabelnetstruktur end i luftledningsnetstruktur.

3.4 Systemværn

I Danmark vælges det, at systemværn udelukkende må anvendes til at forøge udnyttelsen af samarbejdsforbindelser og produktionsapparatet. Systemværn må ikke anvendes som et alternativ til netudbygninger i relation til opretholdelse af regionalt og lokalt forbrug.

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

(Eltras hidtidige retningslinier er gennemgået og fundet helt dækket af Nordels retningslinier, som derudover præciserer krav til design. UCTE Operation Handbook, Operation Security, Policy 3, Del A C1-C1.1 beskriver også systemværn.)

Den følgende beskrivelse af anvendelse af systemværn er i overensstemmelse med Nordels retningslinier for anvendelse og design af systemværn, dog er designkrav til systemværn skærpet for at undgå uønskede konsekvenser.

Den gældende nordiske "Systemdriftsaftale" og "Grid Code for Planning" har et detaljeret bilag om krav til udformning af og anvendelse af systemværn, som gengives i nedenstående forkortede oversættelse fra hjemmesiden i kursiv.

Systemværn

Systemværn er en automatisk systembeskyttelse for kraftsystemet. Systemværn kan f.ex. anvendes til at begrænse konsekvenserne ved fejl ved at udkoble produktion for at kompensere den fejlbehæftede komponent og forhindre at overbelastning opstår. Systemværn kan også anvendes til at forøge overføringssevnen på overføringsnettet uden samtidigt forøge risikoen for forringet driftssikkerhed. Systemværn benævnedes tidligere netværn.

For systemværn kræves en pålidelighed, som ligger på niveau med primære anlægsbeskyttelser. For systemværn som anvendes for at begrænse konsekvenserne til niveau A^{)} kræves følgende: Uønsket funktion af systemværn får ikke give større konsekvenser end enkle fejl. Udebleven funktion må højst medføre konsekvenser svarende til niveau B^{*)}.*

*Systemværn anvendes til at begrænse konsekvenserne af fejl udover frakobling af fejlbehæftet anlægsdel. Systemværn kan have til formål at forøge driftssikkerheden, forøge overføringskapaciteten eller en kombination af disse. For de systemværn som anvendes til at forøge overføringskapaciteten stilles krav, som er nærmere beskrevet i **appendiks 2 "Beskyttelse"**, som også beskriver skærpselsen.*

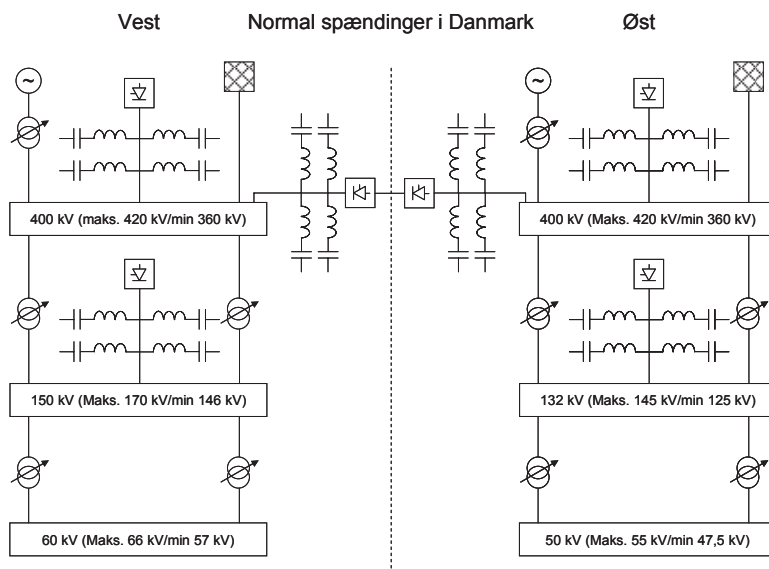
3.5 Samspil med underliggende net

Dimensionering og planlægning af 60 kV og 50 kV nettene er i det væsentlige bestemt af forholdene i de underliggende 10 kV net og varetages derfor suverænt af netselskaberne. På enkelte områder er der tætte koblinger til transmis-

^{2 *)} Jf. Nordel Netdimensioneringsreglers skema om sammenhæng hændelse - konsekvens.

sionsplanlægningen som f.eks. fremskaffelse af tracé til 400 kV luftledning, restrukturering og sanering, optimal placering af reaktive komponenter, forbindelse mellem decentral produktion og transmissionsnettet, Endvidere kan der transformeres direkte fra 150 kV eller 132 kV til 10 kV hvor forbrugskoncentrationen eller forbrugsudviklingen er stor, hvor der er koncentreret produktion eller hvor en 132 kV / 150 kV forbindelse forløber tæt forbi en større station.

I disse tilfælde er tæt samarbejde mellem planlægning af 400 kV nettet og 132 kV og 150 kV nettet samt i en vis grad 50 kV og 60 kV nettene af stor betydning. Størrelsen af en given transformer vælges blandt andet ud fra behovet i de underliggende net. Ønske om standard transformerstørrelse kan også spille ind. Planlægningen må ikke på forhånd inddrage for mange af systemdriftens virkemidler i basisplanlægningen.



Nominel spænding	Nedre spænding	Normalspændingsområde				Maksimal drifts spænding ³
		Nedre fuldlast spænding	Tilstræbt nedre drifts spænding	Tilstræbt øvre drifts spænding	Øvre fuldlast spænding	
kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
400 – vest	320	360	405	417	420	420
400 - øst	320	360	390 ⁴	410 ³	420	420
220			220	242		245
150	135	146	160	167	170	170
132	119	125	130 ³	137 ³	145	145

³ Teknisk forskrift for termiske kraftværksenheder over 1,5 MW indeholder også "Øvre spænding", som er højere af hensyn til kortvarige høje spændinger ved retablering efter dødt net. For netkomponenter som kabler og transformere skal IEC spændingsgrænserne overholdes. Fuldlastspændingerne svarer også til den tekniske forskrift for kraftværker.

⁴ Tal ifølge Systemdriftsaftale 2006 bilag 7.6. For enkelte ældre komponenter skal der tages særlige hensyn, så restlevetiden ikke forkortes uhensigtsmæssigt.

Normalspændingsområdet er grundlag for anlægsspecifikation og stiller krav til blandt andet viklingskoblerne på transformerne til underliggende net.

I regi af Dansk Energi er der arbejdet en redegørelse om udbygning på 132 – 150 kV kontra 30 – 60 kV niveau med udgangspunkt i forsyningen af de underliggende distributionsnet. Valget af spændingsniveau er naturligvis blandt andet afhængig af forbrugstætheden i det konkrete område. En afgørende faktor er også ledningsnettets alder, hvor ledningsejerne skal træffe beslutninger om fortsat vedligeholdelse / omfattende renoveringer eller demontering i forbindelse med enten skift til et højere spændingsniveau eller kabellægning i forbindelse med sanering ved fremføring af 400 kV luftledninger. Der er ikke konstateret modstrid mellem nærværende dimensioneringsprincipper og overvejelserne hos Dansk Energi. I forbindelse med udarbejdelse af teknisk forskrift for nettilslutning til transmissionsnettet skal der dels beskrives vilkår for tilslutning og dels hvilke egenskaber de underliggende net kan forudsætte opfyldt fra transmissionsnettets side. (Netstyrke (grænser for variation i kortslutningsniveau), spændingskvalitet, frekvenskvalitet, afbrydeshyppighed). 50 – 60 kV nettet kan i visse områder have funktion som transmissionsnet i dag.

3.6 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 vindkraft og decentral 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 optimering af reaktiv effekt er behandlet nærmere i separat appendiks.

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 et u hensigtsmæssigt spændingsprofil og er forbundet med forøgede nettab. Ligeledes er reaktiv effekt ikke egnet til at flytte i større mængder gennem transformere mellem de enkelte spændingsniveauer. Principielt bør de enkelte spændingsniveauer være i balance. En mindre flytning mellem spændingsniveauerne er dog uproblematisk.

Principperne, som er mere udførligt beskrevet i **Appendiks 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 opretholde driftsoptimale spændinger i nettet.
- Transmissionsnettets reaktive ressourcer må ikke begrænse markedets udnyttelse af udlandsforbindelserne.

- Størrelsen af de reaktive komponenter skal vælges i forhold til det lokale fejlstrømsniveau, så forbrugerne ikke generes af spændingsspring ved daglige koblinger.
- Gældende spændingsgrænser jf. driftsinstrukserne skal overholdes.
- I planlægningsfasen afprøves nettet med en række fejltypen i gruppen FG1 og FG2. Generatorerne må ikke forudsættes at optage MVar fra nettet.
- Da overspændinger i nettet kan medføre materiel ødelæggelse, vurderes reaktorbehovet endvidere i forbindelse med fejltypen, der er værre end de dimensionerende FG1 og FG2 med hensyn til uønskede spændingsstigninger. I disse tilfælde lægges der vægt på, at materiellet ikke udsættes for ødelæggende påvirkninger, men kan idrifttages umiddelbart, således at 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.
- Vedrørende dynamisk reaktiv spændingsstyring henvises til **Appendiks 1**.

Øst 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 % aflastning. I det store UCTE system sker der meget sjældent frekvensaflastning ud over de første trin. Vest har derfor ikke frekvensaflastning som en vigtig del af dimensioneringen af den reaktive effekt. Vedrørende automatisk indkobling af reaktorer og forholdene ved 50 % frekvensaflastning i østdanmark henvises til **Appendiks 1**.

3.7 Udvikling i kortslutningsniveau

Energinet.dk har ansvaret for løbende undersøgelse af udviklingen i kortslutningsniveau på tværs af ejergrænser og driftsledergrænser. Årsager til ændring kan være forhold i naboområder, ændring i produktionsapparat og udbygning af transmissionsnettet.

Energinet.dk udarbejder dokumentation for udviklingen af kortslutningsniveauet i transmissionsnettet. Dette arbejde er baseret på veldefinerede randbetingelser for bl.a. kortslutningsniveauet i naboområderne samt til antallet og fordelingen af systembærende enheder.

Overskridelse af de maksimale fejlstrømsniveauer 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 lave fejlstrømsniveauer 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 kortslutningseffekt er afgørende for indstilling af samleskinnebeskyttelser og liniebeskyttelser 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.

Anlægsejerne skal sørge for at egne anlæg kan leve op til de aktuelle kortslutningsniveauer på stedet. Driftslederen har ifølge Stærkstrømsbekendtgørelsen ansvaret for at det sker.

3.8 Trace forhold

Landskabspåvirkning med luftledninger er uønsket af samfundet. Det betyder, at fremføring af nye luftledninger så vidt muligt sker i eksisterende luftlednings-traceer og med krav om reduktion af den samlede luftledningslængde, som beskrevet i Miljøministeriets "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995. Rapporten med senere ajourføringer udgør den nugældende ramme for anvendelse af luftledninger og kabler. "Gældende statslige retningslinier for etablering og sanering af højspændingsanlæg" af 21. juni 2006. Miljøministeriet er planmyndighed og fastsætter retningslinierne.

Fremføring af nye 400 kV luftledninger vil derfor som regel inddrage andre ledningsejeres net. Det er derfor nødvendigt at samarbejde om og aftale vilkår for, hvorledes der kan disponeres i forbindelse med opnåelse af myndighedsgodkendelser og aftale en betalingsdeling som kompenserer ledningsejeren, idet der tages hensyn til, hvornår ledningsejeren af andre årsager ville have f.eks. kabellagt anlægget.

På grund af vanskelighederne med at skaffe nye traceer fokuseres der på udbygning med flersystemmaster, som i nogle tilfælde bærer to 400 kV systemer i andre tilfælde bærer et 400 kV og et 132 kV system eller et 400 kV og et eller to 150 kV system(er). Valget afhænger af de konkrete behov. Anvendelse af flersystemledninger i planlægningsfasen forudsætter fokus på regional og lokal forsyningssikkerhed og kan medføre, at markedet ikke kan faciliteres fuldt ud. Det kan også medføre konsekvenser på 132 kV og 150 kV niveau.

Et-systemledninger er ud fra beredskab og systemdrift hensyn bedst, men flere et-systemledninger påvirker landskabet mere end flersystemledninger. Da jordingsforholdene de fleste steder i Danmark er gode, er to-systemledninger bedre end en et-system-ledning, men naturligvis ikke så god som to uafhængige et-systemledninger. (Ved dårlig jording spredes fejl fra et system til det andet.) Tre-system-luftledninger (400 kV + 2 * 150 kV) udgør en særlig udfordring i forbindelse med revisionsarbejder for såvel drift som marked. For tætte traceer kan ligeledes betyde driftsmæssige bindinger. De drifts-, beredskabs- og markedsmæssige konsekvenser af sådanne anlægsudførelser kvantificeres i forbindelse med valg af teknisk løsning.

I planlægningen kan kombineret fremføring anvendes, hvor der indenfor en kortere årrække på f.eks. 10-15 år ikke forudses behov for yderligere kapacitet eller det er nødvendigt for at opnå tracé.

Der er ikke grundlag for en generel stillingtagen til anvendelse af 2 eller 3 systemledninger.

3.9 Driftsforhold generelt

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 tæt samarbejde med transmissions- og netselskabernes planlægning.

En særlig udfordring er at 400 kV, 150 kV og 132 kV luftledningsnettet har opnået en alder, hvor omfattende afbrydelseskrevende renoveringsarbejder kan forudses indenfor en kortere årrække. Planlægningen skal sikre, at forsynings sikkerheden opretholdes under de nødvendige afbrydelser, mens begrænsninger i markedet kan accepteres.

Revisions- og afbrydelsesplanlægningen sker i systemdriftsafdelingen og koordineres med revisionsplanlægningen hos nabo-TSO'er og kraftværkernes samt transmissions- og netselskabernes revisionsplaner.

Gennem udarbejdelse af belastningstabeller skal netplanlægningen have kendskab til driftsledernes aktuelle retningslinier for tidsbegrænset belastning af komponenterne, så beslutningsgrundlaget er så velfunderet i organisationen, som muligt.

De omfattende driftsforstyrrelser sker sjældent og næsten aldrig på det værste tænkelige tidspunkt, men de er oftest resultatet af at flere uheldige faktorer spiller sammen. F.eks. en fejl i nettet, en fejlfungerende komponent og en menneskelig fejl. Dette skyldes den hidtidige planlægning baseret på mangel af én komponent. Det er derfor af stor betydning at situationer, som var "nærved at gå galt" registreres systematisk og analyseres med henblik på at undgå gentagelse samt som grundlag for revision af dimensioneringsreglerne.

3.10 Anvendelse af tregreningspunkter i transmissionsnettet

Tregreningspunkter kan kun anvendes i transmissionsnettet som provisoriske tidsbegrænsede driftsmæssige foranstaltninger. Relæbeskyttelsen af tregreningspunkter lever ikke op til de krav, som stilles til permanente netkomponenter i transmissionsnettet med hensyn til sikkerhed, selektivitet og redundans. Tregreningspunkter forudsætter differentialbeskyttelse, som er meget kritisk i forhold til sikre høj kvalitetskommunikationskanaler.

Driftserfaringerne med T-afgreninger er generelt ikke gode. Den tekniske løsning, herunder relæbeskyttelsen, er kompliceret, hvilket bidrager til en kompliceret kontrolrumshåndtering i forbindelse med fejl og revisioner med øget risiko for driftsforstyrrelser til følge.

Efter en konkret afvejning af økonomiske, driftsmæssige og forsynings sikkerhedsmæssige forhold kan forenklede stationer til forsyning eller produktion til-

kobles på 132 kV eller 150 kV niveau forudsat transmissionsselskabet i samarbejde med Energinet.dk kan påvise, at transmissionsnettets rådighed ikke forringes nævneværdigt.

3.11 Anvendelse af tværspændingsregulering

Alle nettransformere bygges med langsregulering af spændingen enten på højspændingssiden eller på lavspændingssiden. Transformere i transmissionsnettet kan endvidere bygges med tværspændingsregulering, som muliggør styring af den aktive effekt, således at f.eks. overføringsevner på 400 kV, 132 kV og 150 kV kan udnyttes optimalt eller de samlede tab kan minimeres.

3.12 Anvendelse af højtemperaturledere

Udskiftning af fasetove med højtemperaturledere kan øge overføringsevnen af en given luftledning uden at ændre den landskabsmæssige påvirkning. Udskiftningen kan medføre lavere aktive tab, men udnyttelse af den større overføringsevne vil øge de reaktive tab.

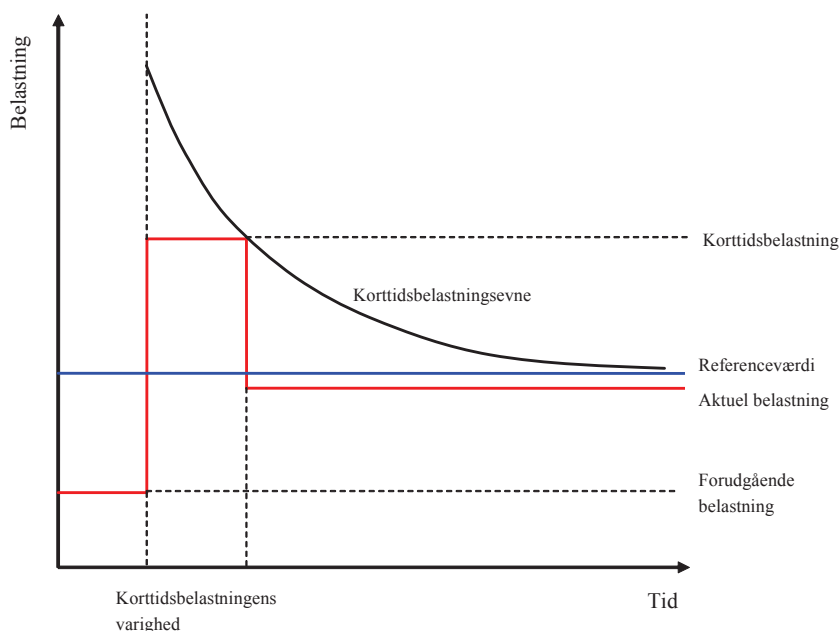
3.13 Udnyttelse af korttidsbelastningsevner

Luftledninger, kabler og transformere har væsentlig forskellige egenskaber med hensyn til afkøling og termiske tidskonstanter.

3.13.1 Kabler

Efter en længere driftsperiode med en cyklisk eller konstant belastning, der er mindre end kablets referenceoverføringsevne, vil der være mulighed for i et kortere tidsrum at belaste kablet med en belastningsstrøm, der er større end referenceoverføringsevnen. Ved dimensionering af kabelanlæg seriekoblede med luftledninger anvendes begrebet *termisk ækvivalent korttidsbelastningsevne*.

Princippet for anvendelse af PEX-kablers korttidsbelastningsevne fremgår af figuren.



Med hensyn til konkrete forudsætninger og definitioner se nærmere i "*Planlægningsmanual for 400 kV & 150 kV PEX-kabelanlæg*" appendiks 4. Planlægningsmanualen er baseret på et udredningsarbejde udført af de jysk-fynske transmissionselskaber omkring anvendelse af PEX-kabler.

Specielt ved søkabler skal der i planlægningsfasen tages hensyn til, at reparation efter fejl kan være stærkt afhængige af meteorologiske forhold, således at en reparation under ugunstige forhold kan tage flere måneder.

3.13.2 Luftledninger

I modsætning til kabler, som udformes med termisk veldefinerede omgivelser, er opvarmning og afkøling af luftledninger afhængig af klimatiske forhold som sol, lufttemperatur og vind. Tidskonstanten for opvarmning er væsentlig kortere for luftledninger typisk størrelsesorden 10 minutter og kan derfor ikke udnyttes i planlægningen. Det kritiske er nedhængsforøgelsen ved opvarmning idet Stærkstrømsbekendtgørelsens bestemmelser om sikkerhedsafstandene til jord skal overholdes af hensyn til personsikkerhed. Hvis ledertemperaturen overstiger typisk 105 °C smelter fedtet, som udgør korrosionsbeskyttelse for stålkerneln inde i aluminiumet. Overskrides dette medfører det fremskredne korrosion og dermed reduceret levetid og fremskyndet udskiftning.

I driftssituationer med vind øges luftledningernes afkøling og dermed belastningsevne. Med hensyn til luftledningers belastningsevne henvises derfor til de belastningstabeller, som de enkelte driftsledere har udarbejdet og som tager udgangspunkt i de enkelte ledningers konstruktion. Den forøgede belastningsevne kan anvendes efter konkret vurdering i planlægningen og netdimensioneringen, og er normalt en ekstra margin for de enkelte driftsledere i konkrete kritiske situationer.

3.13.3 Transformere

Transformere har typisk en meget lang tidskonstant for opvarmning og er derfor robuste komponenter i systemdriften. Et levetidsforbrug på 24 timer pr. time ved tidsbegrænsede forbigående belastninger vil normalt være fuldt acceptabelt. Transformere er robuste overfor opvarmning som følge af overstrømme, men temperaturen i hot spot får større konsekvenser ved højere fugtindhold, og fugtindholdet stiger jo ældre transformeren bliver.

Driftsmæssig udnyttelse af korttidsbelastningsevnen kræver, at der tages hensyn til den konkrete konstruktion. Konstruktioner med naturlig oliecirculation og naturlig luftcirculation (ONAN) er de mest robuste, men anvendes mest til mindre transformere på distributionsniveau. Ved større transformere til transmissionsniveau anvendes forceret oliecirculation og forceret luftcirculation (OFAF), men der er mange variationsmuligheder. F. eks. er 400/150 kV transformere ONAN op til 60 % last og ONAF derover. Anvendelse af forceret køling betyder bedre udnyttelse af materialerne, men betyder også at stationens egetforsyningssystem bliver kritisk for transformerens brug. Dette er særlig vigtigt, når genopbygning af elsystemet efter systemsammenbrud planlægges.

Ved tilslutning af transformere med kabel er princippet, at belastnings-tids-karakteristik for delkomponenter skal vælges, således at dyreste delkomponent begrænser, meget væsentligt.

Transformere er ikke robuste overfor opvarmning som følge af overspændinger. Dette skyldes jernets ulineære magnetiseringskarakteristik. Overmagnetisering kan føre til jernbrand. Den øvre grænse er typisk 105 % af mærkeinduktion. Transformerens magnetiske konstruktion giver en absolut øvre grænse, som kan ligge på en faktor typisk 1,3 til 1,5 strømværdi på grund af spredningsfeltet om viklingen. Ved udarbejdelse af driftsinstrukser er det derfor meget væsentligt, at den enkelte transformers prøveprotokol lægges til grund.

Ved transformerhavari skal transformeren typisk transporteres til fabrikken for at blive åbnet og undersøgt / repareret under kontrollerede forhold. Det betyder at et transformerhavari ofte kan tage mere end ¼ år.

3.14 Kombination af deterministisk og probabilistisk planlægning

Nordels planlægningsregler er deterministiske og kan ikke undværes bl.a. ved analyser af dynamiske og transiente forløb. Probabilistiske metoder giver udover påpejning af svage steder i nettet også varigheden af konstaterede netbegrænsninger. Ligeledes kan Probabilistiske metoder anvendes til vurdering af forsyningssikkerheden, herunder kvantificering af de samfundsøkonomiske konsekvenser ved valg af teknisk løsning. Detaljer vedr. analyserne er beskrevet nærmere i appendiks 4.

3.15 Relæbeskyttelsespraksis og jordingspraksis

De overordnede principper med betydning for systemdriften på tværs af driftsledergrænser og ejergrænser sikrer et ensartet landsdækkende kvalitetsniveau. Planlægningen tager udgangspunkt i at alle nye netkomponenter i transmissionsnettet er beskyttet med mindst to fulgode relæbeskyttelser baseret på for-

skellige måleprincipper. Der skal være fuld selektivitet ved begge beskyttelses-systemer (for såvel trin 1 som trin 2) samt relæsammenkobling. Selektiviteten skal dokumenteres ved selektivitetsplaner, som også omfatter selektivitet i forhold til tilknyttede net (nabosystems net, underliggende net, kraftværker, HVDC forbindelser). I forhold til eksisterende 150 kV net samt dele af 132 kV nettet er der tale om en skærpelse.

Den til Sikkerhedstyrelsen anmeldte driftsleder har ansvaret for relæbeskyttelse og jording, men driftslederen kan delegere til lineorganisationerne for anlægsudformning og drift og vedligehold. I det fysiske net er der gensidige koblinger på tværs af selskabsgrænser, driftsledergrænser og spændingsnivauer. Ifølge Stærkstrømsbekendtgørelsen skal grænsefladen aftales mellem driftslederne. Energinet.dk bistår med analyser af jording i det samlede system.

Detailbeskrivelse og koordinering af relæbeskyttelser i de samkørende 400 kV, 220 kV og 150 kV / 132 kV net overlades til en fælles gruppe af relæspecialister, så hele transmissionsniveauet bliver dækket.

Praksis for anvendelse af automatisk genindkobling er forskellig øst og vest for Storebælt. Der anvendes enfaset ud- og genindkobling på enfasede fejl i hele 400 kV nettet. Ved flerfasede fejl i 400 kV nettet spærres genindkobling. Vest anvender enfaset ud- og genindkobling ved enfasede fejl i 150 kV nettet, trefaset ud og genindkobling ved to og trefasede fejl i 150 kV nettet. Øst anvender trefaset ud- og genindkobling på enfasede fejl i 132 kV luftledningsnettet. Ved flerfasede fejl spærres genindkobling. Genindkobling anvendes ikke på rene kabelstrækninger. Begrundelsen er at langt de fleste enfasede fejl i luftledningsnettet er forbigående (lyn og fugle) og at påvirkningen på kraftværkerne er væsentlig større ved genindkobling på vedvarende flerfasede fejl. Endvidere skal relæbeskyttelserne i øst afstemmes med Svenske relæbeskyttelser, mens relæbeskyttelserne i vest skal afstemmes med Tyske relæbeskyttelser.

Jordingspraksis for 400 kV, 150 kV og 132 kV nettene er effektiv jording men udført forskelligt i øst og vest. På grund af forskellig udformning og den store mængde transformere tilsluttet 132 kV og 150 kV vil jordingspraksis forblive forskellig i øst og vest. Ændring af praksis ville derfor kræve betydelige investeringer hos mange transmissionselskaber.

Stærkstrømsbekendtgørelsens krav til et effektivt jordet net er, at jordfejlsfaktoren skal være mindre end 1,4. Det vil sige, at 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 Energinet.dk øst 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

graderet isolation i 132 kV stjernepunktet. Maskintransformere jordes gennem jordingsimpedanser. Jordingskonfiguration vælges således, at en vilkårlig anlægsdel kan udkobles uden at kravene til effektiv jordning 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.

I Energinet.dk vest er 150/60 kV transformerne købt med graderet isolation i stjernepunktet. Det tilstræbes på langt sigt at X_0/X_1 forholdet nærmer sig 1. Dette opnås ved at erstatte direkte jordinger med jordning gennem reaktor. Dette er udført få steder og forberedt m.h.t. fundamenter mange steder. (På grund af større afstande er fejlstrømme ikke så høje som i øst.)

(DEFU-recommandation 2 vedr. transformere (4. udgave fra September 1999): Under isolation, pkt. 3.10 tillades graderet 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.)

Maskintransformere for 150 kV og 132 kV jordes gennem reaktor både i øst og vest.

3.16 Andre forhold

En **business case** er en del af beslutningsgrundlaget, som sammenstiller fordele og konsekvenser af et anlægsprojekt. Sammenstillingen belyser "Nulalternativet" samt valg af en teknisk-økonomisk optimal løsning og forsøger udover investeringerne også at værdisætte øvrige forhold som f.eks. miljøforhold og tabsvurdering under hensyntagen til anlæggets forventede driftstid / levetid. Værdisætning af tab bør være fælles for systemansvar, transmissions- og net-selskaber. 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.

Spørgsmål som spændingskvalitet, tilladeligt flickerniveau, overharmoniske og lignende på transmissionsniveau fastlægges i forbindelse med udarbejdelse af tekniske forskrifter for tilslutning til transmissionsniveauet.

Spørgsmål som sub-synkron resonans håndteres i forbindelse med detailprojektering af f.eks. nye HVDC anlæg, som kunne skabe vanskeligheder i samspil med systembærende enheder.

4 Generelt om transmissionsnettet

4.1 Energinet.dk vest

I vest drives 400 kV nettet parallelt med 150 kV nettet i hele området. I vest er 60 kV nettet generelt opbygget som ringnet og mange steder med mulighed for gensidig reserve mellem 150/60 kV transformerne. Nogle steder er 60 kV nettet opbygget som øer med 60 kV ringe ud fra 150/60 kV transformeringspunkterne. Andre steder er 60 kV nettet bl.a. på grund af megen vindkraft opbygget som radialer ud fra 150/60 kV transformeringspunkterne. Ved udfald af en 150/60

kV transformere er der en spændingsløs pause indtil omlægninger i 60 kV-nettet er gennemført. På Fyn drives 150 kV og 60 kV nettene parallelt.

4.2 Energinet.dk øst

I øst drives 400 kV nettet parallelt med 132 kV nettet i hele området. 132 kV nettet drives parallelt med 50 kV nettet i Sydvestsjælland. I Nordsjælland er 50 kV nettet normalt opdelt i øer med flere 132 kV stationer og 132/50 kV indføddninger til hver ø. Dette skyldes, at det er nødvendigt at begrænse fejlstrømsniveauet på 10 kV niveau. Driftsmæssige omlægninger mellem 50 kV øerne er mulige. I København city område drives 30 kV kabelnettet som ø-net forsynet fra en 132/30 kV station med flere 132/30 kV transformere. Driftsmæssige omlægninger mellem 30 kV øerne er mulige. De produktionsanlæg i city området, som er tilsluttet 30 kV niveauet er så gamle og slidte, at der har været skrotningsovervejelser i mange år. Gunstige el/varme afregningssystemer har holdt dem i drift. Endelig er der i sær i Nordsjælland et betydeligt antal 132/10 kV transformerstationer.

5 Definition forsyningsikkerhed samt beredskabsmæssige forhold

Internationalt bliver forsyningsikkerheden 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.

Sikkerhed 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 tilfredsstille deres krav om energi til enhver tid, idet der tages hensyn til planlagte og rimeligt forventelige tvungne udfald af systemelementer. Begrebet dækker stationære forhold.

Definitionerne er internationale og er f.eks. beskrevet i IRP99 temaet "forsyningsikkerhed".

"Forsyningsikkerhed i elsystemet" Energistyrelsen juni 2005 indeholder: "Forsyningsikkerhed = Sandsynlighed for, at der er el til rådighed for elforbrugere" eller sagt på en anden måde: sandsynligheden for, at der er strøm i kontakten, når forbrugeren vælger at tænde for den. Forsyningsikkerheden kan således måles hensigtsmæssigt som den procentdel af årets minutter, hvor der er strøm i kontakten.

Lov om elforsyning indeholder følgende beskrivelse af begrebet i § 27 a:

Den systemansvarlige virksomhed er ansvarlig for forsyningsikkerheden og skal for at opfylde denne forpligtelse

- 1) opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningssystem og
- 2) sikrer tilstedeværelsen af en tilstrækkelig produktionskapacitet i det sammenhængende elforsyningssystem.

Hvis der ikke er strøm hos en forbruger, så skyldes det sandsynligvis en fejl i distributionsnettet. Det emne er udenfor disse reglers område. Produktionskapaciteten og dens sammensætning herunder eventuel afhængighed af naboområde(r) er ligeledes udenfor disse reglers område.

Sammenhængen mellem mere og mindre sandsynlige hændelser i transmissionsnettet og konsekvenserne er derimod i afsnit 2 og 3 gjort operationelle, så de kan føre til beslutning om forbedring.

Beredskabssynsvinklen indgår flere steder i processerne vedr. elforsyning.

- I planlægningsfasen vælges 400 kV netstruktur med vægt på beredskabshensyn, f.eks. undgås større sårbare stationer, der lægges vægt på uafhængige indføringer til store kraftværker, der tilstræbes åbne ringstrukturer, vægt på flere indføddinger til større forbrugsområder, for mange systemer på samme mast søges undgået.
- I udførelsesfasen kan beredskabsovervejelser føre til: anvendelse af fire enledersøkabler i stedet for de nødvendige tre for at hæve rådigheden for kabelsystemet, ved tracevalg kan det undgås at en væltet mast kan ramme parallelle luftledninger, undgå for mange systemer på samme masterække, sikre redundans i egetforsyning, relæbeskyttelse, relækanaler og telekommunikation, indkøb af strategiske reservedele o.s.v.
- I driftsfasen kan beredskabsovervejelser bidrage til: effektiv kommunikation mellem kontrolrum indbyrdes og med myndigheder, hierarkiske kommandosystemer, effektiv kommunikation til "manden i felten", overvågning af stationsarealer, vægt på forebyggende vedligehold, effektiv træning af driftspersonale o.s.v.

6 Formelt grundlag og klagevejledning

Netdimensioneringsreglerne er omtalt i § 9, stk. 1 og 3 i bekendtgørelse nr. 1463 af 19. december 2005 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

Lovgrundlag

Netdimensioneringsreglerne er udarbejdet i medfør af § 26 i lovbekendtgørelse nr. 1115 af 8. november 2006 om lov om elforsyning, samt i henhold til § 7, stk. 1, nr. 4 i bekendtgørelse nr. 1463 af 19. december 2005 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

Administration af Netdimensioneringsreglerne

Netdimensioneringsreglerne administreres af den systemansvarlige virksomhed, af transmissionsvirksomheder samt netvirksomheder på vegne af den system-

ansvarlige virksomhed. Energinet.dk kan skriftligt give tilladelse til afvigelser fra Netdimensioneringsreglerne.

Ikrafttræden

Netdimensioneringsreglerne træder i kraft på anmeldelsesdagen til Energitilsyn og Energistyrelse.

Klagemulighed

Netdimensioneringsreglerne er anmeldt til Energitilsynet og Energistyrelsen. Klage over Netdimensioneringsreglerne kan indbringes for Energitilsynet, Nyropsgade 30, 1780 København V. Klagefristen er 4 uger.

Proceduren er at klagen sendes til Energinet.dk, som inden 4 uger skal indsende klagen til Energitilsynet med Energinet.dk's bemærkninger til klagen.

Klager over den systemansvarlige virksomheds forvaltning af bestemmelserne i Netdimensioneringsreglerne kan ligeledes indbringes for Energitilsynet.

Såfremt det konstateres, at den enkelte transmissions- og netvirksomhed ikke overholder Netdimensioneringsreglerne kan det indberettes til den systemansvarlige virksomhed.

7 Referenceliste

- 1) Nordel Grid Code (Nordel hjemmeside)
- 2) UCTE Operation handbook (UCTE hjemmeside)
- 3) "132-150 kV net kontra 30-60 kV net (DE november 2006)
- 4) "Gældende statslige retningslinier for etablering og sanering af højspændingsanlæg" Energistyrelsens hjemmeside.
- 5) IRP99, tema forsyningssikkerhed.
- 6) Lov om elforsyning dateret 20. april 2005.
- 7) Forsyningssikkerhed i elsystemet (Energistyrelsen juni 2005)

8 Appendiks

- 1) Optimering af reaktive effektforhold
- 2) Netdimensioneringsregler, beskyttelse
- 3) 132-150 kV net kontra 30-60 kV net
- 4) Planlægningsmanual for 400 kV, 150 kV og 132 kV PEX-kabelanlæg

Ved eventuel uoverensstemmelse mellem reglerens kapitel 1 til 5 og appendiks gælder bestemmelserne i kapitel 1 til 5. Eksemplerne illustrerer anvendelse af metoderne og er indenfor netdimensioneringsreglerne, men eksemplerne er ikke en del af netdimensioneringsreglerne og er ikke begrænsende for mulige løsninger.

Fault groups (Nordel)

Fjordvejen 1-11
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44
Fax 76 24 51 80

info@energinet.dk
www.energinet.dk
cvr-nr. 28 98 06 71

FG1 Common single faults which do not affect series components

Definite loss of

- 1.1 Generation unit
- 1.2 Load block with associated transformer
- 1.3 Shunt component (capacitor, reactor)

FG2 Common single faults which affect series components

Definite loss, with or without initial single-phase permanent fault

- 2.1 Power line, one circuit
- 2.2 System transformer
- 2.3 Busbar
- 2.4 Other series component (series capacitor, etc.)
- 2.5 DC pole

14. februar 2007
obg

FG3 Uncommon single faults and special combinations of two simultaneous faults

Definite loss with initial 2-phase or 3-phase fault.

- 3.1 Power line, one circuit (without fast autoreclose)
- 3.2 Busbar ¹⁾
- 3.3 Combination which includes equipment with unknown reliability.

FG4 Other combinations of two faults with a common cause

Definite loss with initial 3-phase fault

- 4.1 Combination of line fault and loss of thermal power unit ²⁾
- 4.2 Double circuit transmission line
- 4.3 Stuck breaker pole or relay fault in the event of fault isolation
- 4.4 Two power station units
- 4.5 Station with sectionalising circuit breakers
- 4.6 DC two-pole link
- 4.7 Two transmission lines along the same cleared path

FG5 Other multiple faults

- 5.1 Two independent simultaneous faults
- 5.2 Three or more simultaneous faults

- 1) Considered principally for stations which are of importance to joint operation between countries
- 2) Measures in the grid and on units assessed economically against grid consequences

Lokaladresse
Lautruphøj 7
2750 Ballerup