



Netplanlægningsregler

Teknisk forskrift TF 2.1.1
Appendiks 1Fjordvejen 1-11
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44
Fax 76 24 51 80info@energinet.dk
www.energinet.dk
cvr-nr. 28 98 06 71

Optimering af reaktive effektforhold

29. september 2008
obg

Fuld kontrol med de reaktive forhold såvel statisk som dynamisk er af stor betydning for driftssikkerheden i et vekselstrømsnet. Driften skal sørge for at koble med de passive reaktive komponenter, så de aktive reguleringsenheder har det bedst mulige arbejds punkt for hurtig og sikkert at genvinde kontrol med spændingen i forbindelse med en driftsforstyrrelse. Netplanlægningen skal sørge for, at der er tilstrækkelige reaktive ressourcer til at klare såvel overskudssituationer som underskudssituationer herunder at de er hensigtsmæssigt geografisk fordelt. Dette appendiks belyser såvel passive som aktive reaktive ressourcer.

Der overvejes en fremtidig ordning baseret på fælles teknisk optimering, suppleret med en flexibel puljemodel for investering i de enkelte anlæg (en udligningsordning skønnes at ville skabe for store udligninger mellem by- og landselskaber). Ordningen skal fastlægges i samarbejde med selskaberne i udvalgsstrukturen.

Arbejdet er iværksat i foråret 2007 i Netudvalg og Transmissionsudvalg.

1 Principper for dimensionering og brug af reaktiv passiv produktion (kondensatorer).

- Der gennemføres loadflow analyser af det samlede danske system ved udvalgte rimelig realistiske situationer, hvor Mvar behovet er størst. (Højlast, import med få generatorer i drift, megen vindkraft o.s.v.).
- Der skal være så mange kondensatorbatterier til rådighed for driften, at generatorerne kan køre i et arbejds punkt, hvor de såvel før som efter en fejltipe jf. Nordel kan levere de reaktive effektmængder, som er påkrævede for at opretholde fornuftige spændinger i nettet.
- De reaktive ressourcer bør ikke begrænse markedets udnyttelse af udlandsforbindelserne.

Lokaladresse
Lautruphøj 7
2750 Ballerup

- Størrelsen af de reaktive komponenter skal vælges i forhold til det lokale fejlstrømsniveau, så forbrugerne ikke generes ved daglige koblinger.
- Gældende spændingsgrænser jf. driftsinstrukserne skal overholdes. Ved dimensioneringen og fordelingen af de reaktive ressourcer tages der hensyn til mulighederne for at regulere spændingerne i de underliggende net med viklingskoblerne.
- Anvendelse af synkroniseret ind- og udkobling anbefales.

Kondensatorernes koblingstilstand kan beordres og 150 kV kan fjernstyres fra Energinet.dk's kontrolrum. Men som udgangspunkt sker den fjernbetjente styring fra driftslederens regionale kontrolrum. Kobling med 50 kV sker i øst i samarbejde, (da anlæggene ikke indgår i rådighedsbetalingen). Der tages hensyn til forbrugets døgnvariation, import/eksport samt produktionsfordelingen generelt. For at undgå at kondensatorbatterierne skaber problemer ved frekvensaflastning er hvert enkelt kondensatorbatteri i øst tilknyttet belastningsfrakoblingssystemet, således at der ved alle fem automatiske trin er reaktiv balance i systemet også geografisk. Efter 50 % aflastning er samtlige kondensatorbatterier udkoblet. I vest kobles 60 kV kondensatorer lokalt så de aftalte Mvar bånd overholdes. Kondensatorbatterier udkobles ikke ved frekvensaflastning.

Principielt bør fasekompensering ske så tæt på forbrugerne som muligt. Med den aktuelle tgø for forbruget konkluderede Netudvalget i 1980'erne, at 50 kV kompensering er at foretrække for 10 kV. Næsten samtlige kondensatorbatterier er tilsluttet 50 kV nettet. Dette er også en optimering af investering i afbrydere og i selve kondensatorelementerne.

2 Principper for dimensionering og brug af reaktiv passiv absorption (reaktorer).

- Der gennemføres loadflow analyser af det samlede danske system ved udvalgte rimelig realistiske situationer, hvor Mvar overskuddet er størst (sommerminimum og få kraftværker på nettet.).
- I planlægningsfasen afprøves nettet med en række fejltypen jf. Nordel netdimensioneringsregler fra 1992. 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 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.

Et eksempel herpå er frekvensaflastning i øst ved alvorlige (sjældne) driftsforstyrrelser. Ved frekvensaflastning tilstræbes det at genskabe balancen mellem den aktive produktion og det aktive forbrug. Det sker i Nordel ved at frakoble forbrug i 5 trin á 10% hver. Normalt stabiliseres systemet efter 2-3 måske 4 trin. De reaktive problemer øges ved frekvensaflastning, hvor såvel aktiv som reaktivt forbrug frakobles. Den Mvar mæssigt værste situation optræder, hvis netstabiliteten reddes efter 50% aflastning, men inden udkobling af Sverigesforbindelserne. Årsagen til frekvensaflastning i øst er typisk en fejl i nordelsystemet, som medfører et stort produktionsbortfald f.eks. i Sverige. Reaktorbehovet fastlægges således at der ikke optræder ukontrollable spændingsstigninger i frekvensaflastningssituationer. Udgangspunktet er sommerminimum forbrug (tidlig søndag morgen i industriferien), intakt net samt få generatorer i drift, samtlige kondensatorer forudsættes udkoblet. Nettet regnes frem til ejergrænsen mod Sverige. Der tages hensyn til at de idriftværende generatorer kan absorbere reaktiv effekt efter frekvensaflastningen. Der opstilles en reaktiv balance dækkende alle spændingsniveauerne over 10 kV. Frekvensaflastning op til 50% er så sjælden i det store UCTE system, at en tilsvarende reaktordimensionering ikke er fundet relevant i vest.

- Nogle reaktorer er tilsluttet 400 kV og andre er tilsluttet 150 / 132 kV niveauet. Størrelsen af de reaktive komponenter skal vælges i forhold til det lokale fejlstrømsniveau, så forbrugerne ikke generes ved daglige koblinger. Overvejelser om fælles reservereaktor kan også indgå.
- Både øst og vest har aftaler om Mvar udveksling over AC forbindelserne til naboområdet. Der skal være tilstrækkelige reaktive ressourcer til at disse aftaler kan overholdes.
- Anvendelse af synkroniseret ind- og udkobling anbefales.

Et punkt, som skal afklares, er hvordan den reaktive balance opretholdes efter et eventuelt reaktorhavari. Accepteres Mvar absorption på kraftværkernes samleskinner? Generatorerne tilstræbes normalt drevet let overmagnetiseret af hensyn til stabilitetsforholdene. Ca. 1/3 af den maksimale reaktive ydelse på samleskinnen i øst og ca. $\text{tg}\phi = 0,1$ på generatorskinnen i vest. $Q=0$ Mvar for synkronkompensatorer i vest. I det omfang decentrale kraftværker indgår i den aktive spændingsregulering skal tilsvarende driftspunkter tilstræbes.

3 Komponentstørrelse af hensyn til kobling

Normalt skal komponenten vælges således at spændingsspringet ved kobling højst bliver 4 %. (Svarende til antal Mvar = 4 % af det lokale normale kortslutningsniveau i MVA.) Ved særlig hyppige koblinger kan grænsen sættes til 3 %.

Sammenhæng mellem kortslutningseffekt, komponentstørrelse og valg af forskellige % satser fremgår nedenstående:

		Normalt kortslutningsniveau i MVA	
Spændings-spring		50 Mvar komponent	100 Mvar komponent
3%	Intakt net	1.667	3.333
4%	Intakt net	1.250	2.500
6%	Ikke intakt net	833	1.667

(Hvis man tillod 6 % spændingsspring ved dimensioneringen ville generne for forbrugerne i de tilfælde, hvor det er nødvendigt for systemdrift at koble med kondensatoren ved ikke intakt net, blive uacceptable.)

4 Reaktorerne koblingstilstand.

400 kV reaktorerne koblingstilstand kan beordres og 150 kV reaktorer i det meste af Jylland styres fjernbetjent fra Energinet.dk's kontrolrum. For Nordjylland, Fyn og 132 kV sker den fjernbetjente styring fra de regionale kontrolrum.

Analyser af frekvensaflastning påviste i 1985 (rapport P 1985-75 med tillæg 1-4) behov for automatisk spændingsstyret selektiv indkobling af reaktorer i øst. Reaktorerne i øst har derfor principielt status som idriftværende uanset om de er indkoblede eller ej. Spændingsmålingen er tofaset for at undgå utilsigtet indkobling ved spændingsstigning i forbindelse med forbigående jordfejl. Ekstremspændingsautomatikken har to trin, en langsom som er selektiv med det tilsvarende svenske system og en hurtig, som fungerer som backup for driftsvagten.

5 400 kV kabler og fasttilkoblede reaktorer

I forbindelse med etablering af anden 400 kV AC forbindelse til Sverige blev reaktorbehovet revurderet af en dansk-svensk arbejdsgruppe. Den for anlægsbeskyttelsen dimensionerende situation er et tilfælde, hvor begge forbindelser udkobles i den ene ende, men forbliver indkoblede i den anden ende. De to forbindelser har tilsammen en reaktiv produktion på ca. 300 Mvar. Hændelsen kan f.eks. ske i forbindelse med arbejde i en station, hvor alt er tilsluttet samme driftsskinne. Udkoblingen medfører overspændinger, som er afhængige af kortslutningsniveau, udveksling af aktiv effekt, fordeling af reaktiv effekt mellem parterne før udkoblingen. Ved spændingsstigning øges risikoen for overslag i et svagt punkt (f.eks. en muffe). Den deraf følgende spændingsstigning på de raske faser medfører, at afbryderne her skal afbryde på et tilfælde, der overstiger afbrydernes specifikationer med deraf følgende risiko for gentænding og spændingsoptrapning. Det er derfor nødvendigt at begrænse overspændingerne, så afbryderne kan bryde strømmen, når der gives udkoblingsordre. Den billigste og sikreste metode til at begrænse disse spændingsproblemer er installation af reaktorer, der koblingsmæssigt følger kabelforbindelsen. Reaktorerne fasttilkobles på liniesiden af afbryderne.

Efter analoge overvejelser er 400 kV kablerne til Hovedstadsområdet også beskyttet med fasttilkoblede reaktorer. (Da der ikke er automatisk genindkobling

på kablerne i hovedstadsområdet, har reaktorerne på kablerne ikke teaserreaktor i stjernepunktet).

De nye korte 400 kV kabler i vest er tilsvarende beskyttet med fasttilkoblede reaktorer.

For lange kabler på 150 kV og 132 kV kan fasttilkoblede reaktorer også overvejes. På det spændingsniveau er det mere et spørgsmål om spændingsspring ved kobling og behovet for at kunne udnytte kablernes reaktive produktion, som skal holdes op mod udgiften til felt til reaktoren.

6 Principper for dimensionering og brug af reaktiv aktiv spændingsstyring. (kraftværker, synkronkompensatorer og SVC anlæg).

Hverken Eltra eller Elkraft havde en samlet oversigt over krav til den regulerbare del af den reaktive effekt. Behovet er imødekommet på en række felter, som beskrives i det følgende.

Der forelægger nu en landsdækkende teknisk forskrift for tilslutning af alle termiske anlæg over 1,5 MW og en forskrift for anlæg under 1,5 MW. Der stilles krav om at værkerne på samleskinnen (leveringspunktet) kan yde reaktiv effekt svarende til $\text{tg}\phi=0,4$ ved fuldlast og øvre fuldlastspænding samt kan opsuge reaktiv effekt svarende til $\text{tg}\phi=-0,2$ ved fuldlast og nedre fuldlastspænding. Derved sikres at kraftværkerne har tilstrækkelig reaktiv reguleringssevne i hele driftsspændings-området.

Generatorernes ydeevne på de systembærende kraftværker beskrives traditionelt med et belastningsdiagram ved en given generatorklemmespænding. I netplanlægningen og driften er der behov for at kende grænseværdierne for, hvad kraftværkerne kan yde netto målt på samleskinnen ved en given samleskinnespænding. Der er derfor udviklet et program, der omregner generatorens belastningsdiagram til blokkens ydeevne under hensyntagen til maskintransformer, egetforsyning, turbinens begrænsninger, mulig spændingsvariation, praktisk stabilitetsgrænse, praktisk økonomisk minimal kedelfyring o.s.v.

I forbindelse med kraftværkernes 120/20 timers godkendelsesprøve kontrolleres og dokumenteres overholdelsen af de tekniske forskrifter. Ved koordinering af komponderingsgraderne sikres det, at parallelle blokke på samme kraftværk kan arbejde optimalt sammen.

“Nordel Connection Code Wind Turbines” er under udarbejdelse. Udkast indeholder forslag om reaktiv ydelse +/- 33 % Mvar/MW ved +/- 5 % spændingsvariation.

En standard spændingsregulator på et decentralt værk kan indstilles til at fastholde en spænding, en defineret $\text{cos}\phi$ eller en Mvar produktion. Fra systemside

er det ønskværdigt, hvis de decentrale kraftværker bidrager til aktiv spændingsholdning. I 1996 aftaltes det mellem Netudvalget i øst og ejerne af decentrale kraftværker, at de decentrale kraftværker kunne bidrage til aktiv spændingsholdning efter aftale med det lokale netselskab på følgende betingelser:

- at det stilles som tilslutningsvilkår, at de større decentrale kraftværker, vederlagsfrit deltager aktivt i spændingsstabilisering. Det forudsættes at være anlægsmæssigt omkostningsfrit for værket.
- at værkerne som hovedregel er Mvar neutrale, målt på samleskinne. Det forudsættes at spændingsstabiliseringen ikke ændrer værket's driftsmønster.
- at den praktiske indstilling aftales mellem værkerne og de lokale net-driftsledelser f.eks en gang årligt. Den daglige kommunikation vedrørende lastfordeling sker fortsat ad de sædvanlige kanaler.

Den drivende vision i celleprojektet i vest er på sigt at få de decentrale generatorer vendt fra at være ikke regulerede, passive elproduktionsenheder til at være et regulerbart aktiv for det danske elsystem. Der skal være mulighed for at drive decentrale produktionsenheder i overensstemmelse med markedets signaler og behov, den reaktive effekt skal i normal drift kunne styres lokalt, og der skal være adgang til nøjagtige målinger fra de lokale net.

I forbindelse med de ældste HVDC anlæg i vest er der installeret synkronkompensatorer primært af hensyn til høj kortslutningseffekt, de kan også bidrage til aktiv spændingsholdning.

På stålvalseværket i Frederiksværk har der i mange år været et dynamisk spændingsreguleringsanlæg baseret på effektelektronik til at begrænse flicker fra stållovne og valseværk. Anlægget er for nylig blevet erstattet af et mere moderne anlæg. Anlægget ejes af stålvalseværket og pris er ukendt.

Havvindmølleparken Nysted er jf. tilslutningsbetingelserne kompenseret således at de er Mvar mæssigt neutrale i tilslutningspunktet, som er 33 kV siden af 132/33/33 kV transformeren på platformen. Dette opnås med kobbelbare kondensatorbatterier i de enkelte møller, som styres af et reguleringsanlæg i opsamlingsstationen. 132 kV ilandføringskablet er kompenseret med en fasttilkoblet reaktor placeret i Radsted. Når parkens aktive produktion ændres, ændres strømmene i transformer, ilandføringskabel og i 132 kV nettet på land og dermed også spændingerne i Radsted. SEAS registrerede i 2004 spændinger i området 127 kV til 143 kV. (Det tilladte område for kontinuerte driftsspændinger er 120 kV til 145 kV). DEFUs rapport viste en klar sammenhæng mellem vindkraftproduktion (på havmølleparken samt de landbaserede vindmøller) og spændingsvariationerne.

Analyser af behovet for dynamisk spændingsregulering viste ikke behov af hensyn til forsyningssikkerhedsmæssige aspekter som risiko for overbelastninger i elnettet og risiko for forsyningssvigt i forbindelse med driftsforstyrrelser.

Men disse for SEAS uventet store og hyppige spændingsvariationer har medført en forringelse af den tekniske kvalitet i elsystemet på Lolland Falster samt for-

Øget kobling med SEAS transformere, viklingskoblere og kondensatorbatterier på lavere spændingsniveau med øget vedligeholdelsesbehov til følge. Efter længere drøftelser mellem Elkraft, SEAS og Energi E2 blev der truffet beslutning om et SVC anlæg med +/- 65 Mvar ydelse. (Udføres med +80 / - 65 Mvar). Anlægget skal primært reducere spændingsudsving i den daglige drift og sekundært hjælpe med spændingsopbygning i nettet efter fejl. Energistyrelsen bekræftede efterfølgende, at kompenseringsanlægget var omfattet af oprindelige godkendelse. Anlægget kom i drift 1. november 2006.

For private vindmøller idriftsat før 1998 er møllerne tomgangskompenserede. For vindmøller idriftsat efter 1998 er møllerne fuldlastkompenserede jf. DEFU komiterapport KR111 udgivet 26.09.1998. Detaljer om vindmøllernes reaktive forhold fremgår ikke af Energistyrelsens stamdataregister. Viden om de private vindmøller reaktive forhold findes hos netselskaberne.

Den forenkede enhed KYV22 på Kyndbyværket kan køre som synkronkompensator. Enheden drives i så fald ved at damp fra hjælpedampkedlen trækker turbinen. Driftformen er relativ dyr ca. 6.500 kr/time. Omstilling fra synkronkompensatordrift til almindelig drift tager ca. en halv time.

Den primære kilde til aktiv spændingsregulering er de systembærende kraftværker. I forbindelse med skrotning af de ældste værker er det i samråd med Energi E2 vurderet om en eller flere af generatorerne kunne genanvendes som synkronkompensator. Det ville koste en ny bygning, et 132 kV felt samt et startarrangement, hvilket er billigt i forhold til en ny synkronkompensator (ca. 150 MVA eller 250 MVA). Investering i størrelsesorden 15 - 20 mio.kr plus skrotpris for generatoren.

Det har også været overvejet at anvende specielt gasturbineanlægget på Masnedø som synkronkompensator (ca. 70 MVA). For at opretholde gasturbineanlæggets startegenskaber (især starttid) er det nødvendigt at etablere en koblingsanordning mellem turbine/kompressor og generator samt et startarrangement. Investering i størrelsesorden 25 mio.kr.

Fordelen ved en synkronkompensator i forhold til en SVC er specielt egenskaberne under driftsforstyrrelser. Ulemperne ved synkronkompensatorer i forhold til SVC er tabene samt de højere vedligeholdelsesomkostninger. Der er kontakter på tekniker plan, men det har ikke været så aktuelt, at der er aftalt ejerforhold og betalingsforhold.

En overvejelse har været hvorvidt et statisk spændingsregulerende anlæg kunne reducere driftsomkostninger til rullende kraftværker. Hidtil har kravene til reserver medført, at kraftværkerne alligevel kørte, og i så fald er der ingen besparelse ved det statiske anlæg til spændingsregulering. Køb af systemydelse reserver og spændingsregulering er hidtil sket som en samlet pakke. Hidtil har det været forudsat at der er 3 systembærende kraftværker i drift såvel i øst som i vest.