

Elsystemanalys

Kompendium till kursen MJ1145 Energisystem

av

Lennart Söder

lennart.soder@ee.kth.se

16 april, 2015

| | |
|--|-----------|
| Introduktion: Funktionen i ett kraftsystem | 3 |
| 1. Växelspänning..... | 3 |
| 1.1 Enfas växelspänning..... | 3 |
| 1.2 Komplex effekt..... | 6 |
| 1.3 Symmetrisk trefas växelspänning..... | 7 |
| 2 Elkraftsystem | 10 |
| 2.1 Elkraftsystemets struktur..... | 10 |
| 2.2 Elektrisk karakteristik för en kraftledning | 13 |
| 2.2.1 Resistans | 14 |
| 2.2.2 Induktans..... | 15 |
| 2.2.3 Shunkapacitans | 17 |
| 2.2.4 Shunkonduktans..... | 18 |
| 2.3 Modeller för kraftledningar | 18 |
| 2.3.1 Modell för kort ledning..... | 19 |
| 2.3.2 Modell för medellång ledning..... | 22 |
| 2.3.3 Effektflöden på kort ledning | 23 |
| 2.3.4 Anslutning till kraftnät..... | 26 |
| 2.4 Ledningsförluster och spänningsfall | 28 |
| 2.4.1 Ledningsförluster på kort ledning..... | 28 |
| 2.4.2 Shunkondensator och shuntreaktor..... | 29 |
| 2.4.3 Seriekondensator..... | 30 |
| 2.5 Effektflödesberäkningar i elsystem – belastningsfördelning | 31 |
| 3 Upprätthållande av balans mellan pro-duktion och konsumtion i kraftsystem..... | 41 |
| 3.1 Primärreglering..... | 42 |
| 3.2 Sekundärreglering..... | 47 |
| 3.3 Vem ansvarar för balanshållningen?..... | 49 |
| 3.3.1 Primärreglering på elmarknaden..... | 50 |
| 3.3.2 Sekundärreglering på elmarknaden..... | 50 |
| 3.4 Marknadsaktörer | 52 |
| 3.4.1 De olika marknaderna | 53 |
| Bilaga 1: Hantering av elbalansen inom en timme..... | 54 |

Introduktion: Funktionen i ett kraftsystem

Ett kraftsystem består av kraftverk, generatorer samt de ledningar, kablar och transformatorer som kopplar ihop alla kraftverken med de olika elförbrukarna. Till detta kommer mät- informations- och skyddssystem som används för att hantera hela systemet på ett effektivt sätt.

Funktionen i kraftsystemet är att:

1. Se till att konsumenterna erhåller den efterfrågade effekten (t ex en 60 W-lampa), när de trycker på on-knappen. Detta ska fungera oavsett om det är haverier i kraftverk, blixten slår ner i en ledning, en utlandsförbindelse havererar, det blåser etc. Detta är detsamma som att kontinuerligt upprätthålla en balans mellan total produktion och total konsumtion. Mer om detta i kapitel 3, samt i Bilaga 1
2. Se till att konsumenter får en rimlig spänning, t ex ca 230 V, i vägguttaget. Om spänningen avviker för mycket fungerar inte utrustningen som avsett.
3. Punkten 1-2 ska upprätthållas med rimlig tillförlitlighet. Denna är aldrig 100,000... procent, eftersom detta är orimligt dyrt.
4. Punkt 1-3 ska upprätthållas på ett såväl ekonomiskt som hållbart sätt.

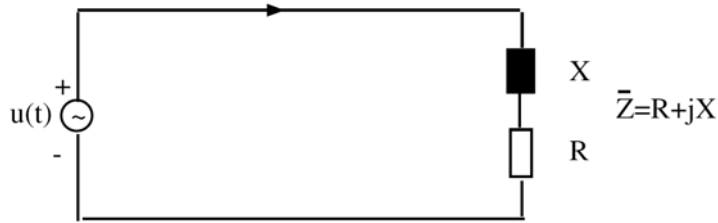
I detta kompendium behandlas punkten 1 i kapitel 3 och Bilaga 1 medan punkten 2 behandlas i kapitel 1-2.

1. Växelspänning

I detta kapitel sammanfattas de grundläggande egenskaperna för växelspänning växelström och effektstorheter i symmetriska trefasssystem.

1.1 Enfas växelspänning

Antag att en växelspänningskälla matar en impedans enligt figur 1.1.



Figur 1.1: Enfas växelspanningsmatning av impedans

Växelspänningen u ger upphov till växelströmmen i . Dessa storheter varierar med tiden enligt

$$\begin{aligned} u(t) &= U_M \cos \omega t \\ i(t) &= I_M \cos(\omega t - \varphi) \end{aligned} \quad (1.1)$$

där

U_M = toppvärdet för spänningen

I_M = toppvärdet för strömmen

$\omega = 2\pi f$ där f är frekvensen

$\varphi = \arctan \frac{X}{R}$ = fasförskjutning mellan spänning och ström

Den momentana effekten som impedansen Z i figur 1.1 konsumerar är

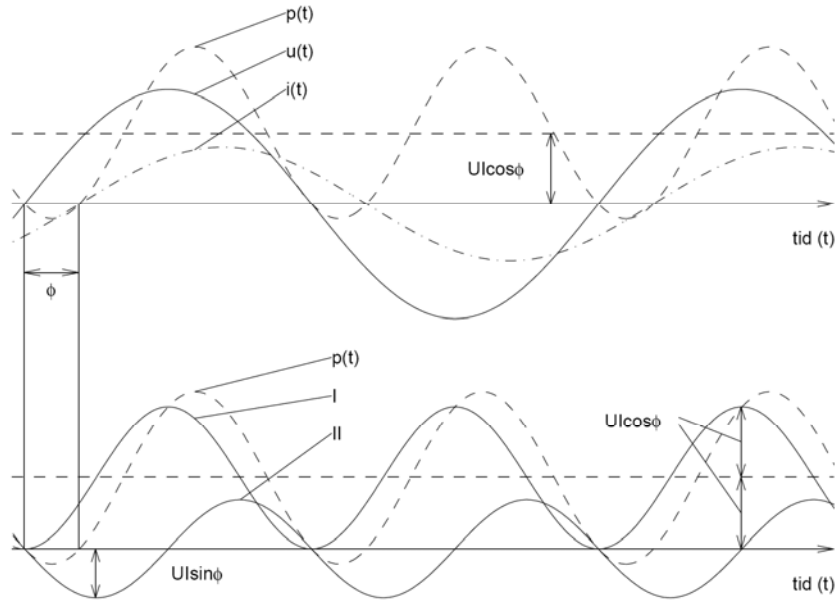
$$\begin{aligned} p(t) &= u(t) \cdot i(t) = U_M I_M \cos \omega t \cos(\omega t - \varphi) = \\ &= U_M I_M \cos \omega t [\cos \omega t \cos \varphi + \sin \omega t \sin \varphi] = \\ &= \frac{U_M}{\sqrt{2}} \cdot \frac{I_M}{\sqrt{2}} [(1 + \cos 2\omega t) \cos \varphi + \sin 2\omega t \sin \varphi] = \\ &= P(1 + \cos 2\omega t) + Q \sin 2\omega t \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$P = \frac{U_M}{\sqrt{2}} \cdot \frac{I_M}{\sqrt{2}} \cos \varphi = \text{aktiv effekt}$$

$$Q = \frac{U_M}{\sqrt{2}} \cdot \frac{I_M}{\sqrt{2}} \sin \varphi = \text{reaktiv effekt}$$

Som framgår av ekvation 1.2 kan den momentana effekten delas upp i två delar. En del med *medelvärdet* P som pulserar med dubbla frekvensen och en del med *amplituden* Q som också pulserar med dubbla frekvensen. I figur 1.2 visas spänningen, strömmen och effekten som funktion av tiden. I figuren gäller

beteckningen $V = \frac{U_M}{\sqrt{2}}$ och $I = \frac{I_M}{\sqrt{2}}$.



Figur 1.2: Spänningen, strömmen och effekten som funktion av tiden

Spänningens respektive strömmens effektivvärde, även kallat RMS-värde (RMS = Root Mean Square) definieras enligt

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u(t)^2 dt} \quad (1.3)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 dt} \quad (1.4)$$

Med sinusformad spänning och ström enligt ekvation 1.1 kan de respektive effektivvärdena beräknas enligt

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T U_M^2 \cos^2 \omega t} = U_M \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \left(\frac{1}{2} + \frac{\cos 2\omega t}{2} \right)} = \frac{U_M}{\sqrt{2}} \quad (1.5)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_M^2 \cos^2(\omega t - \varphi)} = \frac{I_M}{\sqrt{2}} \quad (1.6)$$

Exempel 1.1

Vilken medeleffekt utvecklar en resistor om 1210Ω som matas med en 50 Hz växelspänning med effektivvärdet 220 V.

Lösning

Den utvecklade effekten i resistorn kan beräknas som tidsmedelvärdet under en period enligt

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T R \cdot i(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T R \frac{u^2(t)}{R} dt = \frac{1}{R} \frac{1}{T} \int_0^T u^2(t) dt$$

vilket kan skrivas om enligt ekvation 1.3 som

$$P = \frac{1}{R} U^2 = \frac{220^2}{1210} = 40 \text{ W}$$

1.2 Komplex effekt

För beräkning erbjuder den komplexa metoden ett kraftfullt hjälpmedel varvid effektstorheter kan behandlas på ett elegant sätt.

Den komplexa enfasiga spänningen samt strömmen kan uttryckas enligt

$$\begin{aligned} U &= U e^{j \arg(U)} \\ I &= I e^{j \arg(I)} \end{aligned} \quad (1.7)$$

där

$$\begin{aligned} U &= \text{komplex spänning} \\ U &= U_M / \sqrt{2} = \text{spänningens effektivvärde} \\ I &= \text{komplex ström} \\ I &= I_M / \sqrt{2} = \text{strömmens effektivvärde} \end{aligned}$$

Den komplexa effekten definieras enligt

$$S = S e^{j \arg(S)} = P + jQ = UI^* = UI e^{j[\arg(U) - \arg(I)]} \quad (1.8)$$

där

$$S = \text{komplex effekt}$$

Med fasvinklar på spänning och ström enligt ekvation 1.1 dvs $\arg(U)=0$ och $\arg(I)=-\phi$ erhålls med ekvation 1.8

$$S = P + jQ = UI^* = UI e^{j\phi} = UI(\cos \phi + j \sin \phi) \quad (1.9)$$

Härur följer att

$$\begin{aligned} P &= S \cos \phi = UI \cos \phi \\ Q &= S \sin \phi = UI \sin \phi \end{aligned} \quad (1.10)$$

dvs P = aktiv effekt och Q = reaktiv effekt.

Exempel 1.2

Beräkna effektförbrukningen i en induktans på 3.85 H som matas med en 50 Hz växelspanning med effektivvärdet 220 V.

Lösning

Induktansens impedans kan först beräknas enligt

$$Z = j\omega L = j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 3.85 = j1210 \Omega$$

Den komplexa strömmen som flyter genom induktansen kan beräknas enligt

$$I = \frac{U}{Z} = \frac{220}{j1210} = -j0.1818 \text{ A}$$

varifrån den komplexa effekten kan beräknas enligt

$$S = UI^* = 220(-j0.1818)^* = 220(j0.1818) = j40 \text{ VA}$$

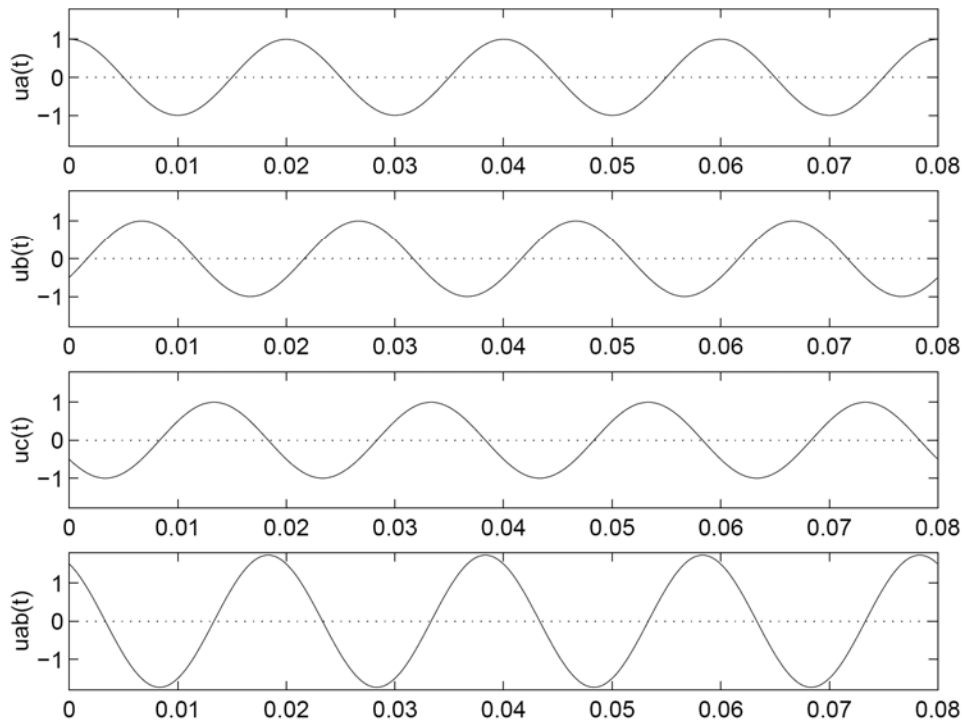
dvs $P = 0 \text{ W}$, $Q = 40 \text{ VAR}$.

1.3 Symmetrisk trefas växelspänning

Symmetrisk trefas växelspänning innebär att man har tre sinusformade spänningar som är sinsemellan fasförskjutna med 120° , och har samma toppvärde i förhållande till nollan. Tidsstorheterna för de tre spänningarna är

$$\begin{aligned} u_a(t) &= U_M \cos \omega t \\ u_b(t) &= U_M \cos(\omega t - 120^\circ) \\ u_c(t) &= U_M \cos(\omega t - 240^\circ) \end{aligned} \quad (1.11)$$

I figur 1.3 visas de tre spänningarna $u_a(t)$, $u_b(t)$ och $u_c(t)$.



Figur 1.3: De symmetriska spänningarna $u_a(t)$, $u_b(t)$, $u_c(t)$ och $u_{ab}(t)$, $f = 50 \text{ Hz}$, $U_M = 1$

I trefassammanhang brukar man ofta utnyttja spänningen mellan två faser, den så kallade *huvudspänningen*. Spänningen u_{ab} mellan fas a och b kan skrivas som

$$\begin{aligned} u_{ab}(t) &= u_a(t) - u_b(t) = U_M \cos \omega t - U_M \cos(\omega t - 120^\circ) = \\ &= \sqrt{3} \cdot U_M \cos(\omega t + 30^\circ) \end{aligned} \quad (1.12)$$

dvs huvudspänningen har en amplitud (och därmed effektivvärde, se ekvation 1.5) som är $\sqrt{3}$ gånger större än fasspänningens amplitud. Ett exempel är lågspänningsdistribution där fasspänningens effektivvärde är 230 V och huvudspänningens effektivvärde är $\sqrt{3} \cdot 230 = 400$ V.

Ekvation 1.12 visar också att u_{ab} ligger 30° före spänningen u_a . Huvudspänningen u_{ab} visas längst ner i figur 1.3.

Med antagandet att fäsförskjutningen mellan spänning och ström är ϕ (lika i varje fas pga symmetri) erhålls följande uttryck för de tre fasströmmarna :

$$\begin{aligned} i_a(t) &= I_M \cos(\omega t - \phi) \\ i_b(t) &= I_M \cos(\omega t - 120^\circ - \phi) \\ i_c(t) &= I_M \cos(\omega t - 120^\circ - \phi) \end{aligned} \quad (1.13)$$

För den totala symmetriska trefasiga effekten gäller

$$\begin{aligned} p_3(t) &= p_a(t) + p_b(t) + p_c(t) = u_a(t)i_a(t) + u_b(t)i_b(t) + u_c(t)i_c(t) = \\ &= \frac{U_M}{\sqrt{2}} \frac{I_M}{\sqrt{2}} [(1 + \cos 2\omega t)\cos \phi + \sin 2\omega t \sin \phi] + \\ &+ \frac{U_M}{\sqrt{2}} \frac{I_M}{\sqrt{2}} [(1 + \cos 2[\omega t - 120^\circ])\cos \phi + \sin 2[\omega t - 120^\circ] \sin \phi] + \\ &+ \frac{U_M}{\sqrt{2}} \frac{I_M}{\sqrt{2}} [(1 + \cos 2[\omega t + 120^\circ])\cos \phi + \sin 2[\omega t + 120^\circ] \sin \phi] + \\ &= 3 \frac{U_M}{\sqrt{2}} \frac{I_M}{\sqrt{2}} [\cos \phi + \\ &+ \underbrace{(\cos 2\omega t + \cos 2[\omega t - 120^\circ] + \cos 2[\omega t + 120^\circ])}_{=0} + \\ &+ \underbrace{(\sin 2\omega t + \sin 2[\omega t - 120^\circ] + \sin 2[\omega t + 120^\circ])}_{=0}] \\ &= 3 \frac{U_M}{\sqrt{2}} \frac{I_M}{\sqrt{2}} \cos \phi \end{aligned} \quad (1.14)$$

dvs den är konstant och pulserar inte vilket den enfasiga effekten gör. Detta är en mycket viktig anledning till att elkraft normalt överförs med tre faser. Motsvarande komplexa storheter är för spänningar:

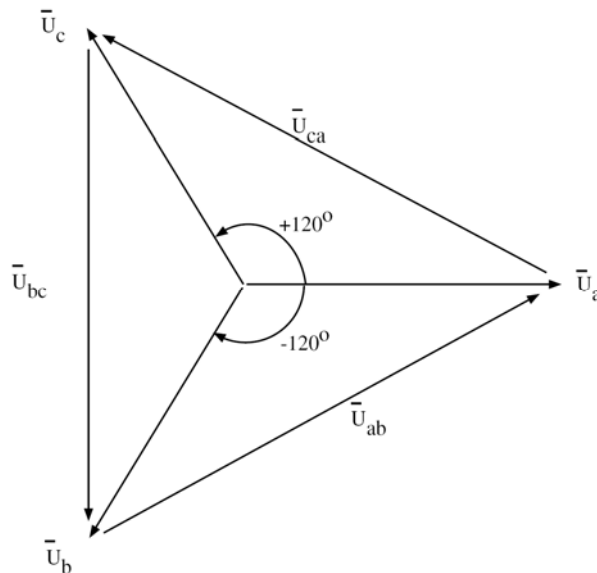
$$\begin{aligned} U_a &= U_f \angle 0^\circ \\ U_b &= U_f \angle -120^\circ \\ U_c &= U_f \angle 120^\circ \end{aligned} \quad (1.15)$$

De symmetriska spänningarna visas i figur 1.4. I figuren visas även de tre huvudspänningarna U_{ab} , U_{bc} och U_{ca} som även dessa tillsammans bildar ett symmetriskt trefassystem dvs de har samma amplitud och är sinsemellan fasförskjutna med 120° . På samma sätt som för tidsuttrycken kan det komplexa uttrycket för huvudspänningen U_{ab} skrivas som

$$U_{ab} = U_a - U_b = U_f(1 - e^{-j120^\circ}) = \sqrt{3} \cdot U_f \angle 30^\circ \quad (1.16)$$

varvid visats att huvudspänningens effektivvärde är $\sqrt{3}$ gånger större än fasspänningens effektivvärde. För strömmarna blir de komplexa uttrycken enligt följande :

$$\begin{aligned} I_a &= I \angle (0^\circ - \varphi) \\ I_b &= I \angle (-120^\circ - \varphi) \\ I_c &= I \angle (120^\circ - \varphi) \end{aligned} \quad (1.17)$$



Figur 1.4 De symmetriska spänningarna U_a , U_b , och U_c samt huvudspänningar och den trefasiga effekten

$$S_3 = U_a I_a^* + U_b I_b^* + U_c I_c^* = 3U_f I \cos \varphi + j3U_f I \sin \varphi = 3U_f I e^{j\varphi} \quad (1.18)$$

I ekvation 1.18 avser U_f effektivvärdet av fasspänningen. Om man istället utnyttjar huvudspänningens belopp $U = \sqrt{3} U_f$ erhålls

$$S_3 = 3U_f I e^{j\varphi} = \sqrt{3} U I e^{j\varphi} = \sqrt{3} U e^{j \arg(U)} I e^{-j(\arg(U) - \varphi)} = \sqrt{3} U I^* \quad (1.19)$$

När man i trefassammanhang nämner en spänningsnivå, t ex 10 kV, så avses normalt effektivvärdet av huvudspänningen. Detta gäller även i detta kompendium. Vad som också normalt gäller är att man till en spänning, som har huvudspänningens belopp, ansätter en vinkel. Denna vinkel avser normalt *fasspänningens* vinkel. Detta gäller även i detta kompendium.

2 Elkraftsystem

I detta kapitel behandlas ett urval av modeller och beräkningsmetoder för elsystem. Syftet med ett elsystem är att överföra elkraft från producenter och konsumenter. Det finns två grundläggande krav som en konsument har på elsystemet. Det ena är att spänningen i anslutningen skall vara något sånär konstant oavsett om konsumenten förbrukar mycket eller litet och oavsett från vilket kraftverk som elkraften kommer. Det andra kravet är att konsumenten vill kunna konsumera energi just när han/hon vill, dvs precis när man trycker på on-knappen skall det någonstans produceras exakt lika mycket som konsumenten gör av med, och detta oavsett om några kraftverk just då startas eller stoppas.

Först beskrivs i avsnitt 2.1 hur elkraftsystemet är uppbyggt. Modeller för kraftledningar utvecklas i avsnitt 2.2-2.4 och i 2.5 beskrivs även hur man beräknar spänningar, strömmar och effektflöden i större elkraftsystem. Analysen i dessa avsnitt förutsätter att man i elsystemet har en konstant frekvens och linjära komponenter dvs sinusformade spänningar ger upphov till sinusformade strömmar. Med olinjära komponenter i systemet, såsom t ex kraftelektronik, uppstår icke rent sinusformade strömmar och spänningar.

Hur balansen upprätthålls mellan produktion och konsumtion beskrivs i avsnitt 2.6-2.7. Där finns även en beskrivning av hur elmarknaden är organiserad.

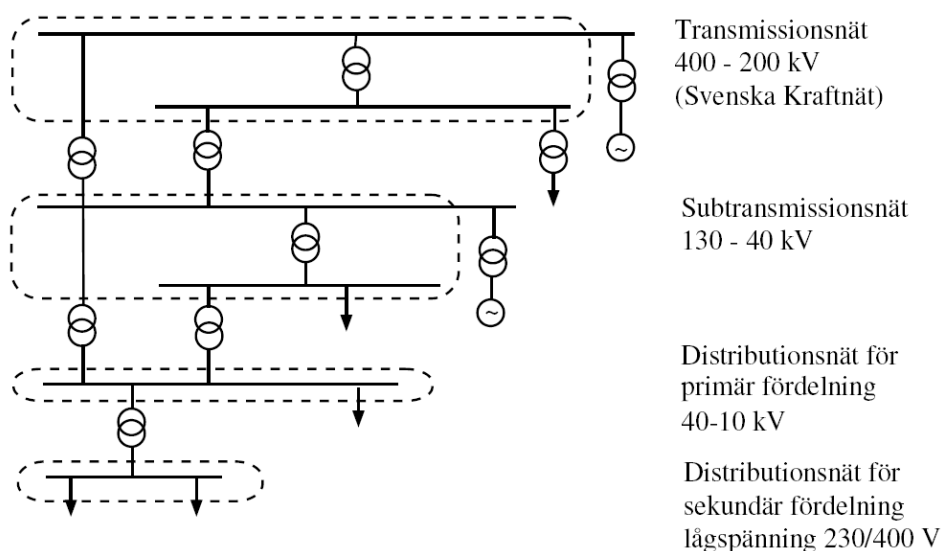
2.1 Elkraftsystemets struktur

Ett elkraftsystem består av produktionskällor som via kraftledningar och transformatorer överför elkraften till de slutliga konsumenterna. Elsystemet mellan producenter och konsumenter delas in i olika delar enligt Figur 2.1.

Transmissionsnätet, som i Sverige kallas stamnätet, förbinder alla stora energikällor och överför stora energimängder. Det svenska transmissionsnätet består av ca 15250 km ledningar, och är på 23 ställen förbundna med utlandet. I Figur 2.2 visas en översiktsbild över Sveriges och grannländernas transmissionssystem. Den primära uppgiften för transmissionssystemet är att överföra energi från produktionscentra till konsumtionscentra. Om man dessutom vill uppnå någon högre grad av effektivitet och tillförlitlighet måste även andra aspekter beaktas. Överföringssystemet gör det möjligt att optimera produktionen inom landet, dvs använda de billigaste energikällorna så långt det är möjligt, samt även handla på ett effektivt sätt med utlandet. Dessutom är det nödvändigt att klara av ledningsbortkopplingar, blixtnedslag, bortfall av kraftverk samt oväntade elförbrukningsvariationer utan att spänningens kvalitet minskas. Som framgår av Figur 2.1 är transmissionsnätet maskat, dvs det finns många parallella transmissionsvägar.

Det statliga affärsverket Svenska Kraftnät ansvarar för samtliga 400 kV ledningar och större delen av 220 kV ledningarna i Sverige. Dessutom äger man och ansvarar för de svenska utlandsförbindelserna som fanns vid bildandet av Svenska Kraftnät (dock ej

Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland och ej heller SwePol Link mellan Sverige och Polen då dessa tillkommit efter den 1 januari 1992), samt all transformering mellan 400 kV och 220 kV.



Figur 2.1 Elkraftsystemets struktur.

Subtransmissionsnät, i Sverige kallade *regionnät* har i varje belastningsregion helt eller delvis samma uppgifter som transmissionsnätet. Energimängder och överföringsavstånd är dock mer begränsade än för transmissionsnäten, och tekniskt ekonomiska rimliga driftspänningar har därför lägre värden. De är anslutna till transmissionsnätet i normalt högst två nätpunkter.

Distributionsnät, även kallat *fördelningsnät* överför och fördelar den elkraft som tas ut från ett subtransmissionsnäts fördelningsstationer till slutförbrukare av elkraft. Distributionsnäten drivs normalt radiellt dvs det finns endast en specifik matningsväg till varje enskild konsument.

Olika slutförbrukares elkraftuttag varierar mycket liksom vid vilken spänningsnivå uttaget sker. Allmänt gäller att ju större en belastning är, desto högre är den spänning vid vilken den tas ut.

De nominella systemspänningarna (effektivvärde för trefas huvudspänning) som utnyttjas för distribution av *högspänd elkraft* är normalt lägre än de som utnyttjas för transmission. I Figur 2.3 visas de spänningsnivåer som utnyttjas i Sverige. I speciella industrinät används, förutom de spänningar som visas i Figur 2.3, även 660 V och den icke normerade spänningen 500 V. Distribution av *lågspänd elkraft* till förbrukarna sker i trefasledning med neutralledare, varvid spänningen 400/230 V (huvudspänning/fasspänning) brukar användas.



Figur 2.2 Transmissionsnätet i Nordvästeuropa.

| | Nominell spänning kV | Benäm- ning | |
|-------------------------------|----------------------------|----------------|----------------------------|
| transmissions- nät | 1000 | | ultrahög spänning (UHV) |
| | 800 | 800 | extrahög spänning (EHV) |
| | 400 | 400 | |
| | 220 | 200 | |
| subtrans- missionsnät | 132 | 130 | högspänning |
| | 66 | 70 | |
| | 45 | 50 | |
| fördelningsnät högspänning | 33 | 30 | endast industrinät |
| | 22 | 20 | |
| fördelningsnät lågspänning | 11 | 10 | lågspänning |
| | 6.6 | 6 | |
| | 3.3 | 3 | |
| | 400/230 V | | |

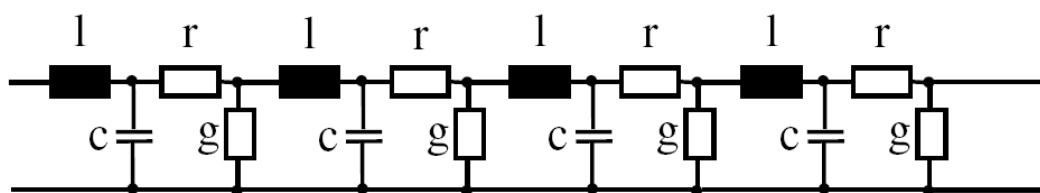
Figur 2.3 Standardspänningar för transmission och distribution. I Sverige utnyttjas maximalt 400 kV.

2.2 Elektrisk karakteristik för en kraftledning

Elektrisk energi överförs från kraftverk till konsumenter via friledningar, kablar och transformatorer. Nedan behandlas hur kraftledningar och kablar kan beskrivas med matematiska modeller som kan användas vid elnätsberäkningar vid symmetrisk trefas. Kraftledningar kräver stora markutrymmen och är bäst lämpade att användas på landsbygden och i glesbefolkade områden medan kablar lämpar sig bäst i stadsområden och tätbebyggda trakter. För överföring av effekt är anläggningskostnaden för kabel i storleksordningen 10 ggr större än för kraftledning (även kallad friledning).

Kraftledningar har resistans r på grund av ledarresistivitet och shuntkonduktans g på grund av läckströmmar i isolationen. Vidare har de induktans l på grund av de magnetiska fält som omger ledningen samt shuntkapacitans c på grund av det elektriska fältet mellan ledarna och mellan ledarna och jord. Dessa storheter anges per längdenhet och är kontinuerligt fördelade längs ledningens hela längd. Resistans och induktans ligger i serie och konduktans och kapacitans har karaktären av shuntar. Med antagande om symmetrisk trefas kan en principskiss för kraftledningens utseende skissas enligt

Figur 2.4.



Figur 2.4 En kraftledning med utefter sin längd fördelade storheter

Storheterna r , l , c och g bestämmer en kraftlednings egenskaper. Ledningar kan avbildas med enkla ekvivalenta kretsar vilka tillsammans med modeller för övriga systemkomponenter kan utgöra en modell för ett helt kraftsystem eller delar därav. Sådana modeller används för att analysera aktiva och reaktiva effektflöden i nätet, spänningsfall, förluster, kraftsystemets stabilitet och andra egenskaper vid störningar som t ex kortslutningar och pendlningar.

För de exakta härledningarna av nedanstående uttryck för induktans och kapacitans, hänvisas till grundläggande litteratur i teoretisk elektroteknik.

2.2.1 Resistans

Resistansen hos en ledare med tvärsnittsarean A [mm^2] och resistiviteten ρ [$\Omega\text{mm}^2/\text{km}$] är resistansen r :

$$r = \frac{\rho}{A} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (2.1)$$

Ledarmaterialet är antingen koppar vars resistivitet ρ är $17,2$ [$\Omega\text{mm}^2/\text{km}$] vid 20°C , eller aluminium vars resistivitet ρ är $27,0$ [$\Omega\text{mm}^2/\text{km}$] vid 20°C . Valet mellan aluminium och koppar betingas enbart av materialpriset.

Den effektiva växelströmsresistansen vid normal nätfrekvens (50-60 Hz) hos ledningar med liten tvärsnittsarea ligger mycket nära värdet på DC-resistansen. Vid grövre areor blir strömtätheten ej jämnt fördelad över hela tvärsnittet och man får då en koncentration av strömtätheten i de perifera delarna av ledaren. Detta fenomen kallas *strömförträngning* eller *skineffekt* och beror på ledarens inre magnetiska flöde. De strömbanor som ligger i centrum av ledaren omges av hela det inre flödet och får en mot detta svarande inre självinduktans. Strömbanor som ligger mer perifert kommer inte att omslutas av lika stort inre flöde och får följaktligen en lägre inre induktans.

En lednings resistans finns angiven i tillverkarens tabeller i vilka hänsyn tagits till skineffekten. Ledningars resistanser har ett värde som ligger mellan 10 - $0,01$ Ω/km .

Resistansen spelar ofta, i förhållande till reaktansen, en underordnad roll i fråga om högspända kraftledningars överföringsförmåga och spänningsfall. Hos ledningar för lägre spänning och vid förlustberäkningar är dock resistansen av stor betydelse.

2.2.2 Induktans

Induktansen l är i de flesta fall den viktigaste kraftledningsparametern. Den har stor inverkan på ledningens överföringsförmåga, spänningsfall och indirekt på dess förluster. Induktansen l för en kraftledning ges av följande formel:

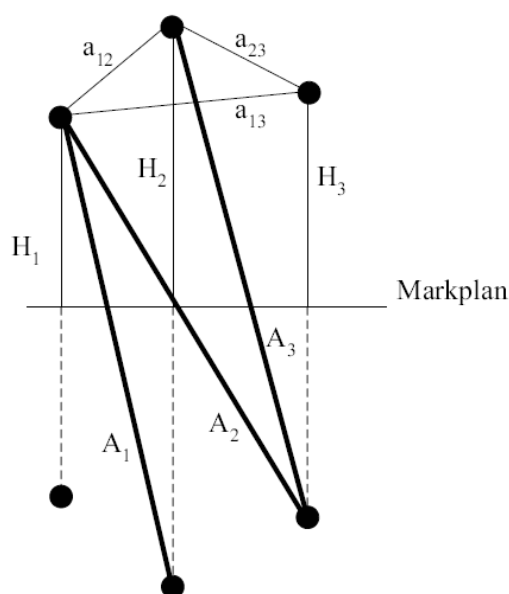
$$l = 2 \cdot 10^{-4} \left(\ln \frac{a}{d/2} + \frac{1}{4n} \right) \text{ [H/km, fas]} \quad (2.2)$$

där

$$a = \sqrt[3]{a_{12}a_{13}a_{23}} = \text{geometriska medelavståndet enligt Figur 2.5, [m]}$$

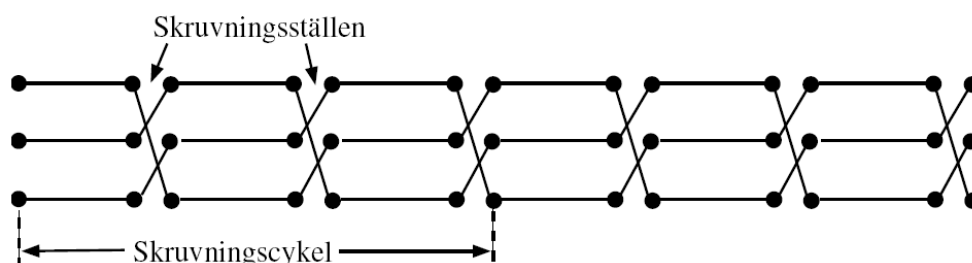
d = ledarens diameter, [m]

n = antalet ledare per fas



Figur 2.5 En kraftlednings geometriska storheter för beräkning av induktans och kapacitans.

Beräkningen av induktansen enligt (2.2) gäller under förutsättning att ledarmaterialet är omagnetiskt som t ex koppar och aluminium samt att kraftledningen är skruvad. De flesta långa kraftledningar är skruvade, se Figur 2.6.

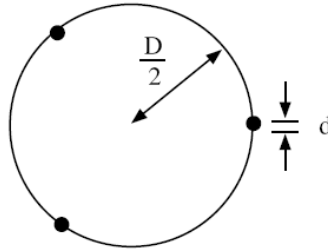


Figur 2.6 Skruvning av trefas kraftledning.

Detta innebär att vardera av de tre ledarna under en skruvningscykel intar samtliga tre möjliga platser i stolpen. Varje plats upptas under lika lång sträcka vilket innebär att varje fasledare i genomsnitt har samma data vad gäller avstånd till marken och av-

stånd till de andra ledarna. Detta medför en utjämning av den ömsesidiga induktansen mellan de tre faserna så att driftinduktansen l , induktansen per fas, blir lika stor hos de tre faserna.

I många fall utförs kraftledningar med multipelledare vilket betyder att man använder fler än en ledare per fas, se Figur 2.7.



Figur 2.7 Tvärsnitt av en multipelledare med 3 ledare per fas, dvs totalt 9 ledare vid trefas

Multipelledare medför både lägre reaktans hos ledningen och minskad korona (glimurladdningar). Radien $d/2$ i (2.2) ersätts i detta fall med den ekvivalenta radien

$$\left(\frac{d}{2}\right)_{\text{ekv}} = \sqrt[n]{n(D/2)^{n-1} \cdot (d/2)} \quad (2.3)$$

där

n = antal ledare per fas

$D/2$ = radien i den av ledarna omskrivna cirkeln, se Figur 2.7, m

d = en enskild ledares diameter, m

Utgående från induktansen l kan reaktansen x för en kraftledning beräknas enligt

$$x = \omega \cdot l = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot l \quad [\Omega/\text{km}, \text{fas}] \quad (2.4)$$

och är vid konstant frekvens f enbart beroende av det geometriska utförandet av ledningen.

Förhållandet mellan det geometriska medelavståndet a och ledningsdiametern d i (2.2) varierar inom ganska snäva gränser för olika kraftledningar. Detta beror på att ledningar för högre spänningar både har längre avstånd mellan faserna, a , och större lindiameter, d . Termen $1/4n$ i (2.2) har oftast mycket liten inverkan på induktansen jämfört med termen $\ln\left(\frac{a}{d/2}\right)$ i samma uttryck.

Reaktansen vid driftfrekvens för en friledning kan variera mellan 0,3 och 0,5 $\Omega/\text{km}, \text{fas}$ med ett typiskt värde på 0,4 $\Omega/\text{km}, \text{fas}$. Kabelreaktanser varierar mellan 0,08 och 0,17 $\Omega/\text{km}, \text{fas}$ där det högre värdet svarar mot de minsta ledareorna. Reaktansen hos kablar är alltså betydligt lägre än hos friledningar, vilket beror på att ledarna ligger närmare varandra. Jämför med (2.2) vilken dock enbart gäller för friledningar.

Exempel 2.1

Bestäm reaktansen hos en 130 kV friledning där ledarna ligger i ett plan och avståndet mellan två närliggande ledare är 4 m. Lindiametern är 20 mm. Gör samma beräkning med två ledare per fas på avståndet 30 cm från varandra.

Lösning

$$a_{12} = a_{23} = 4 \text{ [m]}, \quad a_{13} = 8 \text{ [m]}$$

$$d/2 = 0,01 \text{ [m]}$$

$$a = \sqrt[3]{4 \cdot 4 \cdot 8} = 5,04 \text{ [m]}$$

$$x = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot l = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 2 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\ln \frac{a}{d/2} + \frac{1}{4n} \right) =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 2 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\ln \frac{5,04}{0,01} + \frac{1}{4} \right) = 0,41 \text{ [\Omega/km, fas]}$$

Multipelledare (duplex)

$$\left(\frac{d}{2} \right)_{ekv} = \sqrt[n]{n(D/2)^{n-1} \cdot (d/2)} = \sqrt[2]{2(0,3/2)^{2-1} \cdot (0,02/2)} = 0,055 \text{ [m]}$$

$$x = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 2 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\ln \frac{5,04}{0,055} + \frac{1}{8} \right) = 0,29 \text{ [\Omega/km, fas]}$$

Reaktansen x minskar i detta fall med 28 %.

2.2.3 Shunkapacitans

För en trefas friledning som är skruvad kan kapacitansen c till jord per fas beräknas enligt

$$c = \frac{10^{-6}}{18 \cdot \ln \left(\frac{2H}{A} \cdot \frac{a}{(d/2)_{ekv}} \right)} \text{ [F/km, fas]} \quad (2.5)$$

där

$$H = \sqrt[3]{H_1 H_2 H_3} = \text{geometriska medelhöjden för ledarna enligt Figur 2.5.}$$

$$A = \sqrt[3]{A_1 A_2 A_3} = \text{geometriska medelavståndet mellan ledarna och deras spegelbilder i markplanet enligt 2.7.}$$

Av (2.5) framgår att marken har en viss inverkan på kapacitansen. Detta beror på att det elektriska fältet som bestämmer kapacitansen, påverkas av marken som är tillräckligt ledande för att bilda en ekvipotentialyta under kraftledningen.

Storleken av markens inverkan på kapacitansen bestäms av faktorn $2H/A$ i (2.5). Denna faktor har i allmänhet ett värde nära 2.

Antag nu att man har en kraftledning på relativt höga stolpar ($\Rightarrow A \approx 2H$) och att termen $\frac{1}{4n}$ i (2.2) kan försummas. Genom att multiplicera uttrycken för induktans och kapacitans, (2.2) och (2.5), erhålls:

$$l \cdot c = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln\left(\frac{a}{(d/2)_{ekv}}\right) \cdot \frac{10^{-6}}{18 \cdot \ln\frac{a}{(d/2)_{ekv}}} = \frac{1}{(3 \cdot 10^5)^2} \left[\frac{km}{s}\right]^{-2} = \frac{1}{c_0^2} \quad (2.6)$$

där c_0 = ljusets hastighet i km/s i vakuum.

Innebörden av (2.6) kan sägas vara att induktans och kapacitans för en friledning är inversen av varandra. Ekvation (2.6) är en god approximation för en friledning.

Shuntsusceptansen för en kraftledning är

$$b = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot c \quad [\text{S/km,fas}] \quad (2.7)$$

Ett typiskt värde för shuntsusceptansen för en friledning är $3 \cdot 10^{-6}$ S/km,fas. Kablar har betydligt högre värden, mellan $3 \cdot 10^{-5}$ - $3 \cdot 10^{-4}$ S/km,fas.

Exempel 2.2

Antag att en kraftledning har en shuntsusceptans som är $3 \cdot 10^{-6}$ S/km,fas. Utnyttja (2.6) till att uppskatta kraftledningens reaktans.

Lösning

$$x = \omega l \approx \frac{\omega}{c \cdot c_0^2} = \frac{\omega^2}{b \cdot c_0^2} = \frac{(100\pi)^2}{3 \cdot 10^{-6} (3 \cdot 10^5)^2} = 0,366 \quad [\Omega/\text{km}]$$

vilket stämmer väl överens med standardvärdet 0,4 Ω/km för en frilednings reaktans.

2.2.4 Shunktodontans

Shunktodontansen g hos en friledning representerar förluster på grund av läckströmmar längs isolatorkedjor. Det finns inga tillförlitliga data över shunktodontansen för friledningar och dessa är i mycket hög grad beroende av fuktighet, salthalt och föroreningar i den omgivande luften. För kablar representerar shunktodontansen förluster i det dielektriska isolationsmaterialet och data erhålls från tillverkarens tabeller.

De dielektriska förlusterna är t ex för en 12 kV PEX kabel med arean $240 \text{ mm}^2/\text{fas}$ 7 W/km,fas och för en 170 kV PEX kabel med samma area 305 W/km,fas. I samtliga beräkningar på kraftledningar i detta kapitel försummas shunktodontansen g .

2.3 Modeller för kraftledningar

I detta avsnitt skall vi ta fram modeller för två typer av kraftledningar. I avsnitt 0 beskrivs modellen för ”kort ledning”, i 2.3.2 beskrivs modellen för ”medellång ledning” och i 2.3.2 behandlas grunderna för effektflöden på korta ledningar.

Både friledningarna och kablar har sina elektriska karakteristiker r , x , g och b jämnt fördelade utefter hela sin längd, s.k. distribuerade parametrar.

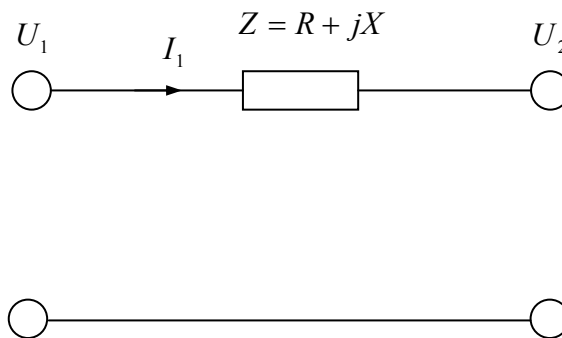
Figur 2.4 visar en approximation av storheternas fördelning. Generellt gäller att ju finare indelning man gör av ledningen, desto noggrannare blir beräkningsresultaten.

Vid en första anblick kan det tyckas förnuftigt att bilda en kraftledningsmodell vars totala serieresistans och serieinduktans beräknas som resistansen respektive induktansen per längdenhet gånger ledningens längd och motsvarande för shuntadmittansen. Denna approximation är acceptabel enbart för korta och medellånga ledningar. Vid långa ledningar måste man beakta storheternas r -, x -, g - och b -fördelning utmed hela ledningens längd. En sådan analys kan utföras med hjälp av differentialkalkyl.

Det finns inga absoluta gränser mellan korta, medellånga och långa ledningar. Allmänt kan man vid frekvensen 50 Hz som vägledning beteckna ledningar under 100 km som korta, mellan 100 km och 300 km som medellånga och över 300 km som långa. För kablar, vilka har betydligt högre värden för tvärkapacitansen, bör även kablar kortare än 100 km beskrivas med medellång modell. Längderna som nämns här är tumregler och val av modell beror på vilken noggrannhet i resultaten som eftersträvas. Nedan behandlas modeller för korta och medellånga ledningar.

2.3.1 Modell för kort ledning

För korta ledningar försummas shuntparametrarnas konduktans och susceptans eftersom strömmen genom dessa bara utgör delar av procent av ledningens märkström. Den ekvivalenta modellen för en kort ledning återges i Figur 2.8. Denna enfasiga modell av en trefasig ledning gäller under förutsättning att systemet drivs under symmetriska förhållanden.



Figur 2.8 Modell för en kort kraftledning mellan noderna 1 och 2.

Impedansen Z för ledningen beräknas enligt

$$\underline{Z} = R + jX = (r + jx) \cdot \text{längd} \quad [\Omega/\text{fas}] \quad (2.8)$$

där längd = ledningens längd i km och r och x är ledningens resistans och reaktans per km och fas.

Sambandet mellan huvudspänningar och fasström för den trefasiga ledningen i Figur 2.8 är:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot (R + jX) \cdot \underline{I}_1 \quad (2.9)$$

där beloppen för huvudspänningarna har likt tidigare följande relation till fas-spänningarnas belopp:

$$|\underline{U}_2| = \sqrt{3} \cdot |\underline{U}_{2-fas}|$$

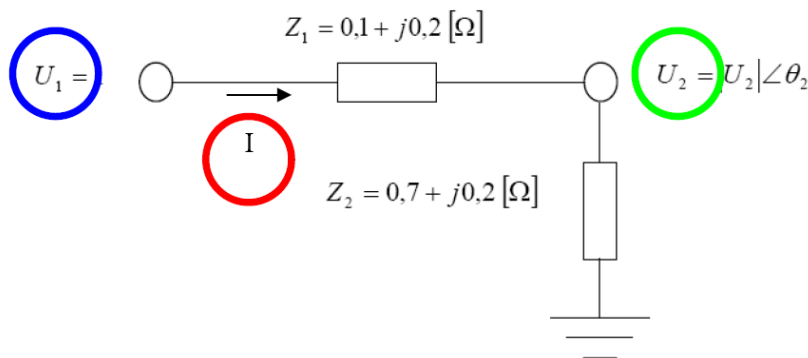
$$|\underline{U}_1| = \sqrt{3} \cdot |\underline{U}_{1-fas}|$$

Observera att $\sqrt{3}$ i (2.9) är en konsekvens av att spänningarna U_1 och U_2 representerar huvudspänningar samtidigt som strömmen I_1 representerar en fasström.

Exempel 2.3

Detta exempel visar vilka spänningar och strömmar som uppstår i ett mycket enkelt elsystem bestående av två seriekopplade impedanser. Man kan betrakta systemet som att Z_1 motsvarar impedansen i en kort ledning, medan Z_2 är impedansen i en elförbrukning.

Två seriekopplade impedanser matas med en spänning med effektivvärdet 1 V enligt figuren.



Figur 2.9 Två seriekopplade impedanser

- Beräkna Z_2 :s effektförbrukning samt effektfaktorn $\cos\varphi$ i nod 1 och 2 där φ är vinkeldifferensen mellan spänning och ström i respektive nod.
- Beräkna U_2 när Z_2 istället är kapacitiv: $\underline{Z}_2 = 0,7 - j0,5 \Omega$.

Lösning

a) Strömmen ut från den vänstra noden är:

$$I = \frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} = \frac{1}{0,1 + j0,2 + 0,7 + j0,2} = 1,118 \angle -26,57^\circ \text{ A}$$

Sambandet $\varphi = \arg(\underline{U}) - \arg(\underline{I})$ ger oss vinkeldifferensen mellan spänning och ström

$$\varphi_1 \text{ i nod 1: } \varphi_1 = \angle \underline{U}_1 - \angle \underline{I} = 0^\circ - (-26,57^\circ) = 26,57^\circ$$

och $\cos \varphi_1 = \cos(26,57^\circ) = 0,89$ induktiv. Effektfaktorn är induktiv eftersom φ_1 är positiv (strömmen ligger alltså efter spänningen).

$$\underline{U}_2 = \underline{Z}_2 \cdot \underline{I} = (0,7 + j0,2) \cdot 1,118 \angle -26,57^\circ = 0,814 \angle -10,62^\circ \text{ V}$$

dvs $\theta_2 = -10,62^\circ$.

Vinkeldifferensen φ_2 mellan spänning och ström i nod 2:

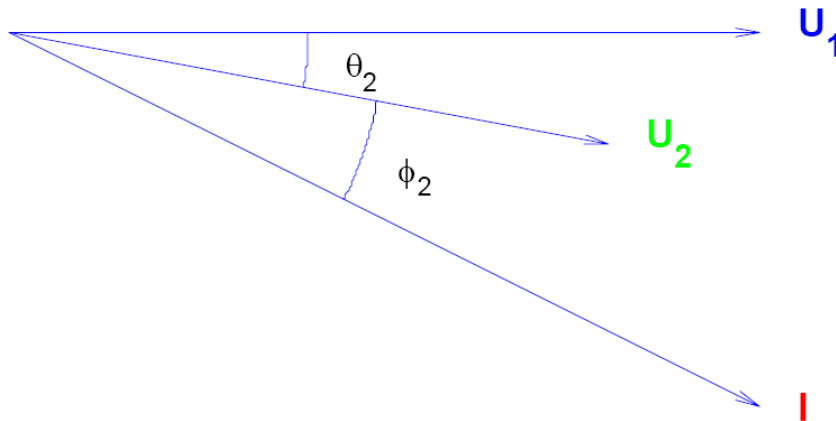
$$\varphi_2 = \angle \underline{U}_2 - \angle \underline{I} = -10,62^\circ - (-26,57^\circ) = 15,95^\circ$$

och $\cos \varphi_2 = \cos(15,95^\circ) = 0,96$ induktivt.

För att ta fram vinkeldifferensen φ_2 kunde vi även tagit argumentet av impedansen mellan nod 2 och jord enligt:

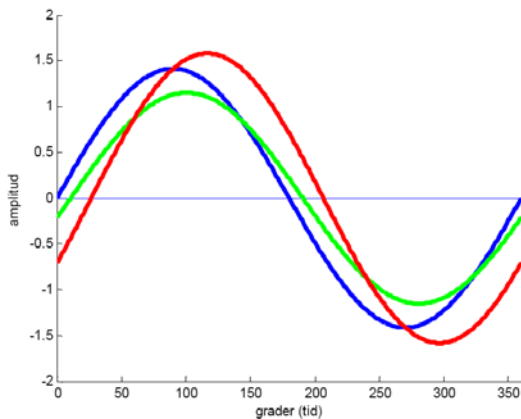
$$\varphi_2 = \angle \underline{Z}_2 = \arctan \frac{X}{R} = \arctan \frac{0,2}{0,7} = 15,95^\circ$$

Det är det snabbaste sättet att ta fram vinkeldifferensen mellan spänning och ström i nod 2.

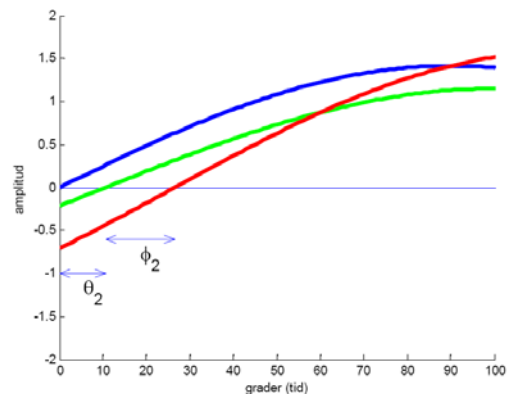


Figuren ovan visar resultatet i komplex form. Detta är samma typ av visardiagram som t ex kapitel 4.5; Skillnaden är att riktfasen här, \underline{U}_1 , går rakt åt höger. Visardiagrammet ovan har en direkt motsvarighet i tidsplanet, se figurerna nedan.

En hel period



Fokuserat till början



Effektförbrukningen i Z_2 kan beräknas enligt:

$$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \underline{Z}_2 \cdot I^2 = (0,7 + j0,2) \cdot 1,118^2 = 0,875 + j0,25 \text{ VA}$$

eller

$$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \underline{U}_2 \cdot \underline{I}^* = 0,814 \cdot 1,118 \angle (-10,62^\circ + 26,57^\circ) = 0,875 + j0,25 \text{ VA}$$

dvs i Z_2 konsumeras $P_2 = 0,875 \text{ W}$ resp. $Q_2 = 0,25 \text{ var}$.

$$\begin{aligned} \text{b) } \underline{U}_2 &= \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} \underline{U}_1 = \frac{0,7 - j0,5}{0,1 + j0,2 + 0,7 - j0,5} \cdot 1 = \frac{0,7 - j0,5}{0,8 - j0,3} = \\ &= 0,973 - j0,260 = 1,01 \angle -15,0^\circ \text{ V} \end{aligned}$$

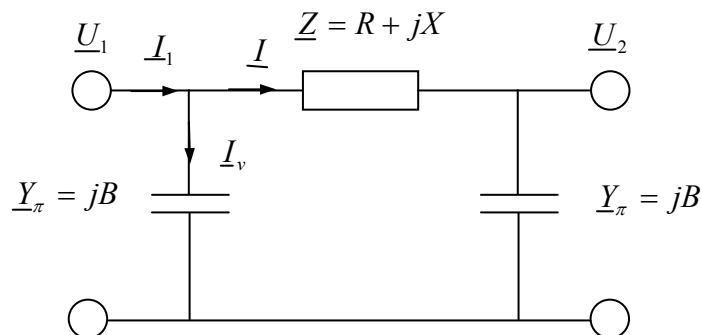
När Z_2 är kapacitiv höjs spänningen i nod 2 och blir i detta fall högre än spänningen i nod 1!

Slutsatser från detta exempel är att

- kapacitanser höjer spänningen – så kallad faskompensering Detta är en mycket vanlig metod i kraftsystemet för att höja spänningen nära en elförbrukning, dvs man ansluter kondensatorer.
- aktiv effekt kan skickas mot högre spänning i ett växelströmsnät. I Sverige förekommer detta t ex sommarnätter då elförbrukningen är låg. I dessa fall skickas effekt från norra till södra Sverige i långa ledningar. Kapacitansen i dessa långa ledningar, se figur 2.4, gör att spänningen höjs i södra Sverige, dvs effekt skickas mot högre spänning.
- effektfaktorn $\cos\varphi$ är olika i olika ändar av en ledning. Detta gör att man inte på något enkelt sätt kan se till att $\cos\varphi$ är så nära 1 som möjligt överallt, vilket är önskvärt för att få ner förlusterna, se vidare avsnitt 2.4.1.
- ledningars impedanser \ll elförbrukningars impedanser, vilket de måste vara för att man ska kunna erhålla ungefär samma spänningar över alla elförbrukningar vilka är förbundna med ledningar.

2.3.2 Modell för medellång ledning

För ledningar med längder mellan 100 och 300 km kan den tidigare nämnda shuntkapacitansen c i avsnitt 2.1.3 inte försummas. Den ekvivalenta modellen i Figur 2.8 utökas därför med shuntsusceptanser, vilket ger en π -ekvivalent enligt 2.10. Denna modell behövs också om man vill ha mer noggranna beräkningar jämfört med de man får vid användandet av modell för kort ledning.



Figur 2.10 Modell för en medellång kraftledning.

Fasimpedansen Z beräknas likt tidigare med (2.8) och fasadmittansen till jord Y_π beräknas enligt

$$\underline{Y}_\pi = jB = j \frac{b \cdot \text{längd}}{2} \text{ [S/fas]} \quad (2.10)$$

dvs shuntkapacitansen för en fas $b \cdot \text{längd}$ delas upp i två lika delar, en i var ände av ledningen. Ledningsmodellen i Figur 5.7 kallas för en π -ekvivalent sedan den har grafiska likheter med den grekiska bokstaven π . π -ekvivalenter av kraftledningar är en mycket vanlig och användbar modell för beräkningar i elsystemsammanhang.

Relationen mellan huvudspänningarna i nod 1 och nod 2 i Figur 2.10 fås ur:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{Z} \cdot \underline{I} \quad (2.11)$$

Med en ström I_v definierad som fasströmmen ner genom den vänstra shuntkapacitansen Y_π i Figur 2.10 såsom

$$\underline{I}_v = \underline{Y}_\pi \cdot \frac{\underline{U}_1}{\sqrt{3}} \quad (2.12)$$

fås följande uttryck för den överförda strömmen I :

$$\underline{I} = \underline{I}_1 - \underline{I}_v = \underline{I}_1 - \underline{Y}_\pi \cdot \frac{\underline{U}_1}{\sqrt{3}} \quad (2.13)$$

vilket insatt i (2.11) ger:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{Z} \cdot \left(\underline{I}_1 - \underline{Y}_\pi \cdot \frac{\underline{U}_1}{\sqrt{3}} \right) = \underline{U}_1 \cdot (1 + \underline{Y}_\pi \cdot \underline{Z}) - \sqrt{3} \cdot \underline{Z} \cdot \underline{I}_1 \quad (2.14)$$

2.3.3 Effektflöden på kort ledning

Den trefasiga komplexa effekten S_1 som matas in i ledningen från nod 1 i Figur 2.11 kan beräknas enligt (2.15).

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= \sqrt{3} \cdot \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^* = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_1 \left(\frac{\underline{U}_1^* - \underline{U}_2^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}^*} \right) = \frac{\underline{U}_1^2}{\underline{Z}^*} - \frac{\underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2^*}{\underline{Z}^*} = \\ &= \frac{\underline{U}_1^2}{R - jX} - \frac{|\underline{U}_1| \cdot |\underline{U}_2|}{R - jX} e^{j(\theta_1 - \theta_2)} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Genom att representera de två nodspänningarna i Figur 2.8 polärt med belopp och vinkel i (2.15) enligt

$$\underline{U}_1 = |\underline{U}_1| e^{j\theta_1} \quad (2.16)$$

$$\underline{U}_2 = |\underline{U}_2| e^{j\theta_2} \quad (2.17)$$

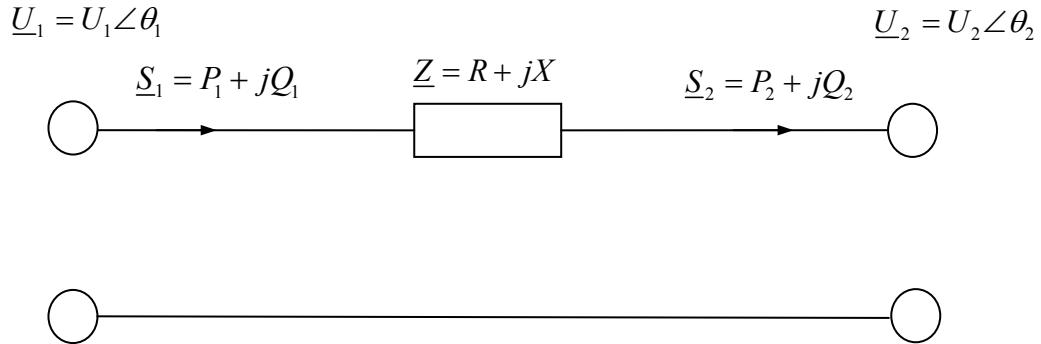
och genom att multiplicera täljare och nämnare med $R + jX$, formulera om exponentialfunktionen samt formulera vinkeldifferensen

$$\theta_{12} = \theta_1 - \theta_2 \quad (2.18)$$

kan vi slutligen skriva om (2.15) till:

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{U}_1^2}{Z^2} (R + jX) - \frac{|\underline{U}_1| \cdot |\underline{U}_2|}{Z^2} (R + jX) (\cos \theta_{12} + j \sin \theta_{12}) \quad (2.19)$$

I (2.19) är Z beloppet av impedansen $R + jX$.



Figur 2.11 Effektflöden på en kort kraftledning.

Genom att dela upp (2.19) i en reell resp. en imaginär del erhålls uttryck för aktiv och reaktiv trefaseffekt som matas in till ledningen från nod 1 enligt:

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z^2} R - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z^2} (R \cdot \cos \theta_{12} - X \cdot \sin \theta_{12}) \quad (2.20)$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{Z^2} X - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z^2} (R \cdot \sin \theta_{12} + X \cdot \cos \theta_{12}) \quad (2.21)$$

I mottagnoden 2 får vi på samma sätt uttrycken:

$$P_2 = -\frac{U_2^2}{Z^2} R + \frac{U_1 \cdot U_2}{Z^2} (R \cdot \cos \theta_{12} + X \cdot \sin \theta_{12}) \quad (2.22)$$

$$Q_2 = -\frac{U_2^2}{Z^2} X - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z^2} (R \cdot \sin \theta_{12} - X \cdot \cos \theta_{12}) \quad (2.23)$$

En viktig slutsats som kan dras från (2.20) – (2.23) är att om spänningarna i ledningens båda ändar är kända till belopp och vinkel samt ledningens impedans så är effektflödena därmed fullständigt kända. Detta innebär att om man i ett ledningssystem känner spänningarna i samtliga förgreningspunkter (noder) samt alla impedanser så är samtliga effektflöden därmed kända. Man brukar beskriva detta med att spänningarna definierar systemets tillstånd.

En annan viktig slutsats är att om man för den korta ledningen försummar resistansen R så blir uttrycken (2.20) och (2.22) för aktiv effekt i de båda ledningsändarna lika:

$$P_1 = P_2 = \frac{|U_1| \cdot |U_2|}{X} \sin \theta_{12} \quad (2.24)$$

Därför följer att en ledning som endast innehåller reaktans saknar aktiva effektförluster. Detta tas senare upp i avsnitt 0.

Även ekvationerna för det reaktiva effektflödet förändras då en kort ledning saknar resistans R . Vi får:

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{X} - \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cos \theta_{12} \quad (2.25)$$

$$Q_2 = -\frac{U_2^2}{X} + \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cos \theta_{12} \quad (2.26)$$

Exempel 2.4

Antag en kraftledning där spänningen i ena änden är $\underline{U}_1 = 225 \angle 0^\circ$ [kV] och i den andra änden $\underline{U}_2 = 211,72 \angle -3,56^\circ$ [kV]. Ledningen är 100 km lång och har $r = 0,04$ [Ω /km, fas] och $x = 0,4$ [Ω /km, fas]. Beräkna hur mycket effekt som matas ut från nod 1 till ledningen. Ledningen betraktas som kort.

Lösning

Ledningsimpedansen kan beräknas med (2.8):

$$\underline{Z} = R + jX = (r + jx) \cdot \text{längd} = (0,04 + j0,4) \cdot 100 = 4 + j40 \text{ } [\Omega]$$

$$Z^2 = R^2 + X^2 = 4^2 + 40^2 = 1616 \text{ } [\Omega^2]$$

Vinkeldifferensen θ_{12} blir:

$$\theta_{12} = \theta_1 - \theta_2 = 0 - (-3,56^\circ) = 3,56^\circ$$

Effektflödena in till ledningen från nod 1 kan beräknas med (2.20) och (2.21):

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z^2} R - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z^2} (R \cdot \cos \theta_{12} - X \cdot \sin \theta_{12})$$

$$= \frac{225^2}{1616} 4 - \frac{225 \cdot 211,72}{1616} (4 \cdot \cos 3,56^\circ - 40 \cdot \sin 3,56^\circ) = 80,89 \text{ MW}$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{Z^2} X - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z^2} (R \cdot \sin \theta_{12} + X \cdot \cos \theta_{12})$$

$$= \frac{225^2}{1616} 40 - \frac{225 \cdot 211,72}{1616} (4 \cdot \sin 3,56^\circ + 40 \cdot \cos 3,56^\circ) = 68,92 \text{ MVar}$$

För en högspänd kraftledning ($U > 70$ kV) så är normalt reaktansen betydligt större än resistansen, dvs $R \ll X$ i (2.20) och (2.22). Detta beror på att ledararean är stor vilket ger lägre resistans, medan reaktansen för friledningar alltid är ungefär $0,4$ [Ω /km, fas]. Dessa ekvationer kan då approximeras enligt:

$$P_1 \approx P_2 \approx \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \sin \theta_{12} \quad (2.27)$$

dvs tecknet på θ_{12} bestämmer åt vilket håll den aktiva effekten flödar på ledningen.

I (2.27) ser vi att "aktiv effekt går mot lägre vinkel", eftersom $\theta_{12} = \theta_1 - \theta_2$. Det gäller så gott som alltid, även för ledningar med större resistiv del.

Antag nu att spänningarna \underline{U}_1 och \underline{U}_2 nästan är i fas ($\theta_{12} \approx 0^\circ$, $\cos \theta_{12} \approx 1$) och att man har en dominerande reaktans på ledningen ($R \approx 0$). Det medför att den aktiva effektöverföringen är mycket låg. Ekvationerna (2.21) och (2.23) kan då skrivas om enligt:

$$Q_1 \approx \frac{U_1 \cdot (U_1 - U_2)}{X} \quad (2.28)$$

$$Q_2 \approx \frac{U_2 \cdot (U_1 - U_2)}{X} \quad (2.29)$$

Ekvationerna (2.28) och (2.29) visar att under dessa förutsättningar går det reaktiva effektflödet mot lägre spänning. Ekvationen gäller för korta ledningar. För medellånga ledningar tillkommer en reaktiv produktion i shuntkapacitansen. Lågt lastade medellånga kraftledningar ($|U_1| \approx |U_2|$) producerar därför reaktiv effekt. Detta gäller framförallt kablar vilka har betydligt högre shuntsusceptans B än friledningar. I (2.28) och (2.29) ser vi att "reaktiv effekt går mot lägre spänning" och det gäller ofta men är inte alls en lika generell regel som att "aktiv effekt går mot lägre vinkel".

Exempel 2.5

Beräkna hur mycket aktiv resp. reaktiv effekt som matas ut från nod 1 till ledningen i exempel 2.4 med de approximativa uttrycken (2.27) resp. (2.28).

Lösning

$$P_1 = \frac{225 \cdot 211,72}{40} \sin 3,56^\circ = 74,0 \text{ [MW]}$$

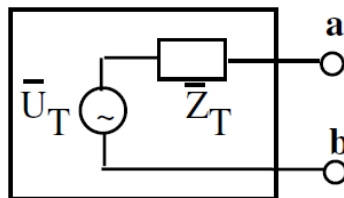
$$Q_1 = \frac{225 \cdot (225 - 211,72)}{40} = 74,71 \text{ [Mvar]}$$

vilket alltså ger rätt storleksordning och riktning men 9,25 % för litet värde för den aktiva effekten P_1 och 12,5 % för stort värde för den reaktiva effekten Q_1 .

2.3.4 Anslutning till kraftnät

Om man i en viss punkt i ett kraftnät tar ut effekt så sjunker normalt spänningen något i förhållande till hur mycket effekt som tas ut. För ett *starkt* nät gäller att spänningen är konstant även om effekt tas ut.

Enligt Thévenins teorem kan ett linjärt nät sett i en punkt ersättas med en konstant spänningskälla bakom en impedans. Antag t ex att man i en punkt kan ersätta hela det bakomliggande kraftnätet med en Thévenin-ekvivalent enligt Figur 2.12.



Figur 2.12. Thévenin-ekvivalent till en punkt i ett kraftnät

Antag att en metallisk kortslutning ($Z_k = 0$) inträffar i punkten, dvs mellan a och b. Med denna modell innebär det att man får en kortslutningsström (per fas) om

$$I_k = \frac{U_T}{\sqrt{3}Z_T} \quad (2.30)$$

Där U_T är matande nätets huvudspänningen. Som framgår av figuren 2.12 så blir spänningen i anslutningspunktet = U_T när strömmen som tas ut = noll. I vissa fall används begreppet **kortslutningseffekt** S_k för en punkt i ett kraftsystem. Denna definieras enligt

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_T I_k^* \quad (2.31)$$

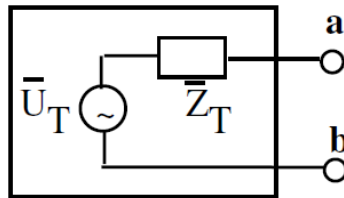
vilket alltså är den effekt som vid kortslutning utvecklas i Thévenin-impedansen. Eftersom denna impedans oftast är huvudsakligen reaktiv får också kortslutningseffekten en vinkel som ligger nära $+90^\circ$. Kortslutningseffekten är bl a intressant för att få en approximativ uppskattning på hur stor effekt man kan belasta en punkt med utan att få för stora spänningssänkningar (eller spänningshöjning vid effektproduktion).

Exempel 2.6

I en nod med kortslutningseffekten 500 MVA och $\cos\phi_k = 0$ induktivt, kopplas en impedanslast in med effekten 4 MW, $\cos\phi_{LD} = 0.8$ vid nominell spänning. Beräkna erhållen spänningssänkning i noden vid inkoppling av lasten.

Lösning

Antag spänningen A kV. Elsystemet kan då beskrivas enligt figuren nedan där man har kopplat in en impedans, Z_{LD} mellan punkter **a** och **b**.



Thévenin-ekvivalent till en punkt i ett kraftnät

Thévenin-impedansen kan beräknas enligt:

$$Z_T = \frac{U_T}{\sqrt{3}I_k} = \frac{U_T^2}{S_k^*} = \frac{A^2}{500 \angle -90^\circ} \quad (2.32)$$

Lastimpedansen kan beräknas enligt

$$Z_{LD} = \frac{U_{LD}^2}{S_{LD}^*} = \frac{A^2}{4/0.8} (0.8 + j0.6) \quad (2.33)$$

Genom enkel spänningsdelning kan spänningen över a-b när lasten är ansluten beräknas från spänningsdelning enligt

$$U_{ab} = A \frac{Z_{LD}}{Z_T + Z_{LD}} = A \frac{\frac{A^2}{5} (0.8 + j0.6)}{\frac{A^2}{-j500} + \frac{A^2}{5} (0.8 + j0.6)} = A \cdot 0.9940 \angle -0.455^\circ \quad (2.34)$$

Dvs en spänningssänkning om ca 0.6 procent.

Slutsats: En i en nod inkopplad last som har en skenbar märkeffekt som är 1 procent av kortslutningseffekten i noden orsakar en spänningssänkning i noden som också är ca 1 procent.

2.4 Ledningsförluster och spänningsfall

I detta kapitel skall vi utnyttja modellen för kort kraftledningar i avsnitt 2.2.1 till att beräkna aktiva och reaktiva effektförluster. I avsnitt 2.4.2 visas hur man lokalt kan höja spänningen med hjälp av shuntkondensatorer och i avsnitt 2.4.3 visas hur seriekompensering av en ledning reducerar ledningens totala induktans.

2.4.1 Ledningsförluster på kort ledning

Förluster på en trefas kort kraftledning är beroende av ledningens fasresistans R samt den aktuella fasströmmen I och kan skrivas enligt

$$P_f = 3 \cdot R \cdot I^2 \quad (2.35)$$

Om ledningen saknar resistans finns heller ingen effektförlust! Strömkvadraten i (2.35) kan skrivas om enligt

$$I^2 = \underline{I} \cdot \underline{I}^* = \frac{\underline{S}^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}^*} \frac{\underline{S}}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}} = \frac{S^2}{3 \cdot U^2} = \frac{P^2 + Q^2}{3 \cdot U^2} \quad (2.36)$$

där P , Q och U antingen representerar de båda effekterna och spänningen omedelbart före en resistans eller omedelbart efter.

Förlusterna för den korta ledningen i Figur 2.11 kan nu skrivas som antingen

$$P_f = R \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \quad (2.37)$$

eller

$$P_f = R \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \quad (2.38)$$

se beteckningarna i Figur 2.12. Som framgår av (2.37) och (2.38) så ger en fördubbling av överförd effekt P_1 resp. P_2 ungefär en fyrdubbling av förlusterna! Samtidigt ser vi att en fördubbling av nodspänningarna U_1 och U_2 gör att förlusterna minskar till ca en fjärdedel. Detta är anledningen till att vi önskar överföra elektrisk energi vid så hög spänning som möjligt.

I (2.37) ser vi att utgående från informationen i sändaränden av en ledning, dvs P_1 , Q_1 och U_1 kan vi beräkna den aktiva effektförlusten för ledningen. Även (2.38) ger oss den aktiva effektförlusten men i det fallet utgående från informationen i mottagaränden av en ledning, dvs P_2 , Q_2 och U_2 .

Om vi istället känner den aktiva effektinmatningen och effektutmatningen P_1 resp. P_2 till/från ledningen med t ex (2.20) och (2.22), kan förlusterna beräknas som

$$P_f = P_1 - P_2 \quad (2.39)$$

De reaktiva förlusterna orsakade av ledningens reaktans X blir:

$$Q_f = X \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \quad (2.40)$$

eller

$$Q_f = X \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \quad (2.41)$$

Av (2.37), (2.38), (2.40) och (2.41) framgår att förlusterna är proportionella mot kvadraten av den skenbara effekten, S^2 , och att överföring av reaktiv effekt ökar förlusterna. Man försöker därför i största möjliga mån att producera reaktiv effekt så lokalt som möjligt. Detta gäller förstås även aktiv effekt men då har produktionskostnaden en dominerande betydelse. Med detta menas att det vore alltför dyrt att anlägga lokala elkraftproduktioner vid nätets alla laster. Om det billigaste alltid vore att anlägga lokal elkraftproduktion skulle detta kapitel inte behöva skrivas.

Exempel 2.6

Antag samma ledning som i exempel 2.4 och beräkna de aktiva ledningsförlusterna. Ledningen belastas i nod 2 med effekten $P_D + jQ_D = 80 + j60$ MVA och spänningen där är 223 kV.

Lösning

Förlusterna beräknas utgående från nod 2 med (2.33) enligt:

$$P_f = R \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} = 4 \frac{80^2 + 60^2}{211,72^2} = 0,89 \text{ [MW]}$$

Förlusterna kan även beräknas utgående från nod 1 om vi tar hjälp av lösningen från exempel 2.7 (P_1 , Q_1 och U_1). Då kan förlusterna på kraftledningen beräknas med (2.37) enligt:

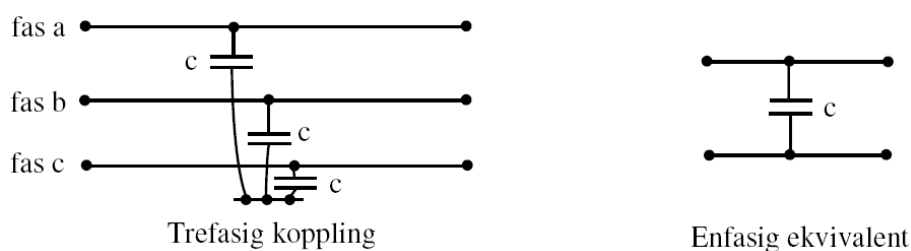
$$P_f = R \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} = 4 \frac{80,89^2 + 68,92^2}{225^2} = 0,89 \text{ [MW]}$$

eller med hjälp av (2.39):

$$P_f = P_1 - P_2 = 80,89 - 80 = 0,89 \text{ [MW]}$$

2.4.2 Shunkondensator och shuntreaktor

Som nämnts ovan i avsnitt 2.4.1 så orsakar överföring av reaktiv effekt att förlusterna på en kraftledning ökar. För att motverka detta kan man producera reaktiv effekt lokalt genom att koppla in *shunkondensatorer*. I Figur 2.13 visas hur en shunkondensator kopplas in mellan varje fas och jord samt dess enfasiga ekvivalent vilken kan användas vid beräkningar då symmetri råder i trefssystemet.



Figur 2.13 Y-kopplad shuntkondensator.

En shuntkondensator producerar reaktiv effekt vilken beror på spänningen U i inkopplingspunkten enligt

$$Q_{sh} = B_{sh} \cdot U^2 = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot c \cdot U^2 \quad (2.42)$$

Den ökande reaktiva produktionen på grund av shuntkondensatorn gör att spänningen i noden höjs, se exempel 2.8 Inkoppling av shuntkondensatorer kallas även *fas-kompensering*. Detta beror på att fäsförskjutningen mellan spänning och ström minskar när överföringen av reaktiv effekt på ledningen minskar.

För långa ledningar gäller att shuntkapacitansen inte kan försummas eftersom den producerar reaktiv effekt. Om en lång ledning överför en liten ström gör detta att ledningens reaktiva förluster, se ekv (2.40)-(2.41), understiger shuntkapacitansen reaktiva produktion och resultatet blir att dessa ledningar har en nettoproduktion av reaktiv effekt. I dessa situationer finns det stor *produktion* av reaktiv effekt. Det kan då vara nödvändigt att koppla in *shuntreaktorer* för att inte spänningarna skall bli för höga. Dessa kopplas in och modelleras på samma sätt som shuntkondensatorer med den skillnaden att shuntreaktorer *konsumerar* reaktiv effekt enligt (2.43).

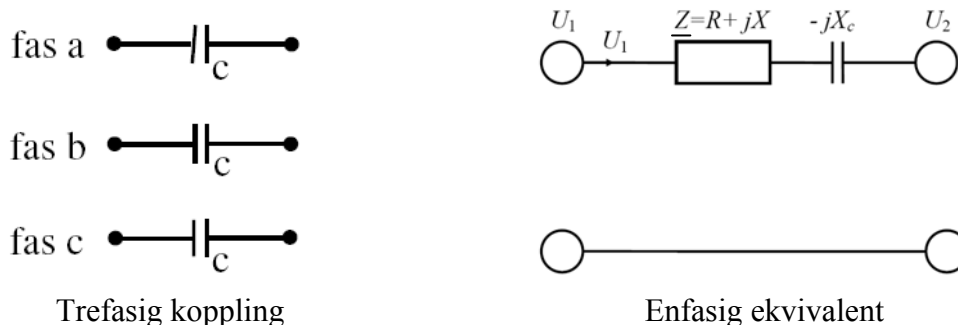
$$Q_{sh} = -\frac{U^2}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L} \quad (2.43)$$

2.4.3 Seriekondensator

Genom att studera (2.27) ser vi att maximalt överförbar effekt på en viss kraftledning vid given spänningsnivå kan approximeras till:

$$P_{1\max} \approx P_{2\max} \approx \max_{\theta_{12}} \left(\frac{U_1 \cdot U_2}{X} \sin \theta_{12} \right) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \quad (2.44)$$

Högerledet ovan fås för $\theta_{12} = 90^\circ$. I (2.44) ser vi att ju större reaktans X en ledning har desto lägre maximal effekt kan den överföra. Ett sätt att öka den överförbara



Figur 2.14 Seriekondensator.

mängden aktiv effekt på en ledning är därför att kompensera ledningens längsreaktans X genom att använda seriekondensatorer. I Figur 2.14 visas hur en seriekondensator kopplats in samt hur en ledning förenklat kan beskrivas då den är seriekompenserad.

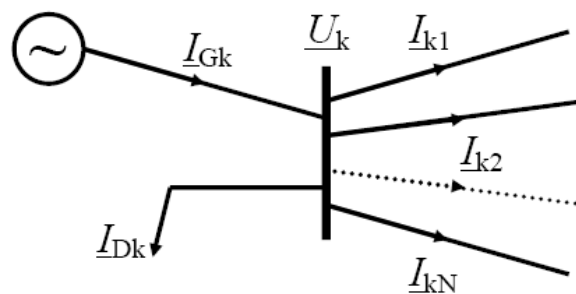
Uttrycket för maximalt överförbar effekt för en seriekompenserad ledning blir:

$$P_{1\max} \approx P_{2\max} \approx \frac{U_1 \cdot U_2}{X - X_C} \quad (2.45)$$

där det framgår att seriekompensering av en ledning gör att maximalt överförbar effekt ökar. Installation av seriekondensatorer gör också att spänningsfallet på kraftledningen minskar, se exempel 2.10

2.5 Effektflödesberäkningar i elsystem – belastningsfördelning

I detta avsnitt behandlas grunderna för beräkning av effektflöden i elsystem, dvs hur man utgående från kännedom om effektförbrukning och generering i ett elsystem kan beräkna vilka spänningar som erhålls i olika noder samt vilka strömmar och effekter som flyter i olika ledningar och transformatorer. Metodiken innebär att man formulerar ett ekvationssystem. Varje ekvation i ekvationssystemet är en tillämpning av Kirchoffs strömlag enligt vilken ström inte kan försvinna i en punkt. Lösningen till det uppställda ekvationssystemet ger spänningsnivåerna överallt i elsystemet. Metodiken är mycket vanligen och tillämpas dagligen i många elsystem där antalet noder kan röra sig om tusentals och upp till 10000 eller fler. Här presenteras dock enbart grunderna och dessa tillämpas på ett enkelt system med 3 noder.



Figur 2.15 Beskrivning av nod k i ett elsystem.

Tekniken för att utgående från vissa indata bestämma spänningen i samtliga punkter i ett kraftnät brukar benämnas *belastningsfördelning*. Med kunskap om spänningens belopp och fasvinkel i samtliga punkter är det relativt enkelt att beräkna hur ledningarna belastas, vilka förluster som uppstår etc.

I ett ledningssystem kan effektinmatningar och effektuttag ske på ett flertal punkter i systemet. Dessa punkter samt förgreningspunkter för ledningar benämns därvid ofta

noder. I Figur 2.15 visas hur noden k representeras vid antagandet om symmetrisk trefas.

Från generatorm levereras strömmen \underline{I}_{Gk} , lasten i noden drar strömmen \underline{I}_{Dk} och på ledningar till de övriga noderna går strömmarna $\underline{I}_{k1}, \underline{I}_{k2}, \dots, \underline{I}_{kN}$. Enligt Kirchoffs första lag måste summan av alla strömmarna till nod k vara noll dvs

$$\underline{I}_{Gk} - \underline{I}_{Dk} = \sum_{j=1}^N \underline{I}_{kj} \quad (2.46)$$

Strömmen \underline{I}_{kj} representerar en ström som går från nod k till nod j enligt Figur 2.14. Genom att konjugera (2.46) och multiplicera ekvationen med $\sqrt{3} \cdot \underline{U}_k$ nodspänningen erhålls följande uttryck

$$\sqrt{3} \cdot \underline{U}_k \cdot \underline{I}_{Gk}^* - \sqrt{3} \cdot \underline{U}_k \cdot \underline{I}_{Dk}^* = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_k \cdot \sum_{j=1}^N \underline{I}_{kj}^* \quad (2.47)$$

Detta kan skrivas om som uttryck för komplex effekt enligt

$$\underline{S}_{Gk} - \underline{S}_{Dk} = \sum_{j=1}^N \underline{S}_{kj} \quad (2.48)$$

där

$$\underline{S}_{Gk} = P_{Gk} + jQ_{Gk} = \text{av generatorm producerad komplex effekt i nod } k$$

$$\underline{S}_{Dk} = P_{Dk} + jQ_{Dk} = \text{av lasten förbrukad komplex effekt i nod } k$$

$$\underline{S}_{kj} = P_{kj} + jQ_{kj} = \text{transmitterad effekt}^1 \text{ från nod } k \text{ till nod } j$$

Effektbalansen i nod k enligt (2.48) måste givetvis gälla både för den reella och den imaginära delen av den komplexa effekten. Med P_{GDk} och Q_{GDk} som beteckningar för aktiv resp. reaktiv nettoproduktion i noden k erhålls uttryck enligt

$$P_{GDk} = P_{Gk} - P_{Dk} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^N P_{kj} \quad (2.49)$$

$$Q_{GDk} = Q_{Gk} - Q_{Dk} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^N Q_{kj} \quad (2.50)$$

där P_{kj} respektive Q_{kj} i högerleden är desamma som ekvationerna (2.20) och (2.21) vilka här kan skrivas om enligt:

$$P_{kj} = \frac{U_k^2}{Z_{kj}^2} R_{kj} - \frac{U_k \cdot U_j}{Z_{kj}^2} (R_{kj} \cdot \cos \theta_{kj} - X_{kj} \cdot \sin \theta_{kj}) \quad (2.51)$$

$$Q_{kj} = \frac{U_k^2}{Z_{kj}^2} X_{kj} - \frac{U_k \cdot U_j}{Z_{kj}^2} (R_{kj} \cdot \sin \theta_{kj} + X_{kj} \cdot \cos \theta_{kj}) \quad (2.52)$$

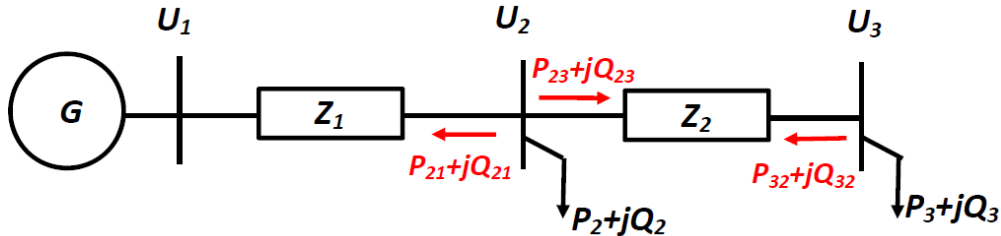
Detta innebär att för varje nod i systemet måste effektbalans råda för såväl den aktiva som den reaktiva effekten. Ekvationerna (2.49) och (2.50) visar att nettoproduktionen

¹ Transmitterad effekt betyder exporterad/importerad elektrisk effekt.

av aktiv och reaktiv effekt är lika med den aktiva och reaktiva effekt som transmitteras från nod k till övriga noder.

Exempel 2.8

En generator genererar el-effekt vid en given spänning . Denna effekt förbrukas i två laster som är anslutna i två olika punkter. Vilken spänning erhålls vid dessa elförbrukningar.



Spänningen U_1 är 30 kV, $Z_1=Z_2=2+j4 \Omega$, $P_2=P_3=5$ MW och $Q_2=Q_3=4$ MVar. Beräkna spänningarna U_2 och U_3 .

Lösning:

Detta problem kan formuleras som ett icke-linjärt ekvationssystem med 4 ekvationer där varje ekvation gäller nodbalans (dvs summaström=0 enligt Kirchoffs strömlag) för aktiv respektive reaktiv effekt för nod 2 och 3. Ekvationerna kan skrivas enligt

$$\begin{aligned} -P_2 &= P_{21} + P_{23} \\ -Q_2 &= Q_{21} + Q_{23} \\ -P_3 &= P_{32} \\ -Q_3 &= Q_{32} \end{aligned}$$

där effektöverföringar erhålls enligt ekvationerna 2.51 och 2.52

$$\begin{aligned} P_{21} &= \frac{U_2^2}{|Z_1|^2} R_1 - \frac{U_2 \cdot U_1}{|Z_1|^2} (R_1 \cdot \cos \theta_{21} - X_1 \cdot \sin \theta_{21}) \\ P_{23} &= \frac{U_2^2}{|Z_2|^2} R_2 - \frac{U_2 \cdot U_3}{|Z_2|^2} (R_2 \cdot \cos \theta_{23} - X_2 \cdot \sin \theta_{23}) \\ P_{32} &= \frac{U_3^2}{|Z_2|^2} R_2 - \frac{U_3 \cdot U_2}{|Z_2|^2} (R_2 \cdot \cos \theta_{32} - X_2 \cdot \sin \theta_{32}) \\ Q_{21} &= \frac{U_2^2}{|Z_1|^2} X_1 - \frac{U_2 \cdot U_1}{Z_1^2} (R_1 \cdot \sin \theta_{21} + X_1 \cdot \cos \theta_{21}) \\ Q_{23} &= \frac{U_2^2}{|Z_2|^2} X_2 - \frac{U_2 \cdot U_3}{Z_2^2} (R_2 \cdot \sin \theta_{23} + X_2 \cdot \cos \theta_{23}) \\ Q_{32} &= \frac{U_3^2}{|Z_2|^2} X_2 - \frac{U_3 \cdot U_2}{Z_2^2} (R_2 \cdot \sin \theta_{32} + X_2 \cdot \cos \theta_{32}) \end{aligned}$$

och

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

$$\theta_i = \text{fasvinkel för spänningen } U_i$$

$$\theta_1 = \text{referensvinkel} = 0$$

Detta ekvationssystem har 4 ekvationer och fyra okända variabler, (spänningsbelopp och spänningsvinklar i nod 2 och 3), dvs U_2 , U_3 , θ_2 och θ_3 . Detta gör att det är lösbart. Eftersom det är ett ickeinjärt ekvationssystem kan det finnas flera (matematiska) lösningar, men i praktiken brukar endast en vara intressant. Ointressanta lösningar är, t ex, om spänningsbelopp blir komplexa eller negativa (eftersom detta är fysikaliskt omöjligt)

Ekvationssystemet kan lösas i MATLAB med funktionen **fsolve** enligt nedan. Denna funktion styr några variabler så att en vektor får värdet noll. Varje element i vektorn motsvarar en ekvation i ekvationssystemet.

```
% trenodexempel.m
% Nod 1: spänning U1 = 30 kV
% Nod 2: elförbrukning P2 = 5 MW, Q2 = 4 MVA
% Ledning 1-2: R1 = 2 Ohm, X1 = 4 Ohm
% Nod 3: elförbrukning P3 = 5 MW, Q3 = 4 MVA
% Ledning 2-3: R2 = 2 Ohm, X2 = 4 Ohm

clear global
U1=30 ;
P2=5;
Q2=4;
R1=2;
X1=4;
Z1=abs(R1+j*X1) ;
P3=5;
Q3=4;
R2=2;
X2=4;
Z2=abs(R2+j*X2) ;
% tolerans vid beräkningarna
tole=1e-4 ;
options=optimset('TolX',tole,'TolFun',tole);
% x=[U2, theta2, U3, theta3] : vinklar i radianer
% x0 = startgissning
x0=[U1 0 U1 0]
x=fsolve('nodbalans',x0,options,P2,Q2,P3,Q3,R1,X1,Z1,R2,X2,Z2,U1)
```

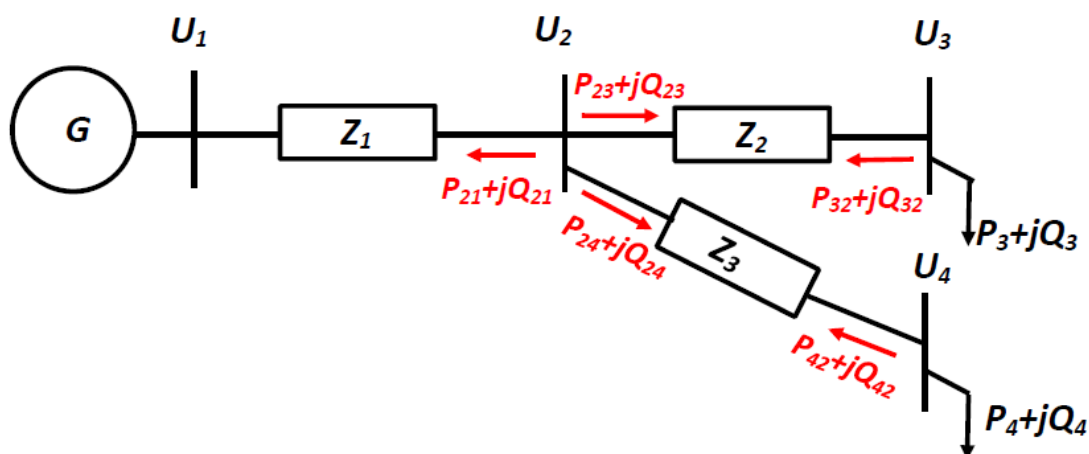
```
function g_x=nodbalans(x,P2,Q2,P3,Q3,R1,X1,Z1,R2,X2,Z2,U1)
% x=[U2, theta2, U3, theta3]
P21=x(1)^2/Z1^2*R1-x(1)*U1/Z1^2*(R1*cos(x(2)-0)-X1*sin(x(2)-0)) ;
P23=x(1)^2/Z2^2*R2-x(1)*x(3)/Z2^2*(R2*cos(x(2)-x(4))-X1*sin(x(2)-x(4))) ;
Q21=x(1)^2/Z1^2*X1-x(1)*U1/Z1^2*(R1*sin(x(2)-0)+X1*cos(x(2)-0)) ;
Q23=x(1)^2/Z2^2*X2-x(1)*x(3)/Z2^2*(R2*sin(x(2)-x(4))+X2*cos(x(2)-x(4))) ;
P32=x(3)^2/Z2^2*R2-x(3)*x(1)/Z2^2*(R2*cos(x(4)-x(2))-X2*sin(x(4)-x(2))) ;
Q32=x(3)^2/Z2^2*X2-x(3)*x(1)/Z2^2*(R2*sin(x(4)-x(2))+X2*cos(x(4)-x(2))) ;
% Alla följande nodbalanser ska bli = noll
g_x=[(P2+P21+P23) (Q2+Q21+Q23) (P32+P3) (Q32+Q3)] ;
```

När man använder dessa Matlab-filer blir resultatet: $x = [28.0975 \quad -0.0285 \quad 27.1359 \quad -0.0442]$, dvs $U_2=28,10$ kV, $\Theta_2=-0,0285$ radianer = $-1,63^\circ$, och $U_3=27,14$ kV, $\Theta_3= -0,0442$ radianer = $-2,53^\circ$. Detta innebär ett spänningsfall om 6.3 procent i nod 2 och 9,5 procent i nod 3 jämfört med nivån 30 kV.

Kommentar: Detta exempel visar ett mycket enkelt exempel av en *belastningsfördelning*, där syftet just är att uppskatta spänningar (och strömmar) under givna förutsättningar. Belastningsfördelning är en av de vanligaste beräkningarna i kraftsystem och kan gälla, t ex, uppskattningar av spänningar i olika punkter i Stockholm, Gotland, Sverige eller Europa. Ekvationssystemet kan vid stora system ha 1000-tals punkter (ett exempel är Chicago med 12000 punkter). Ett vanligt sätt att lösa systemet är med Newton-Raphsons metod.

Exempel 2.9

En generator genererar el-effekt vid en given spänning. Denna effekt förbrukas i två laster som är anslutna i två olika punkter. Ledningarna är anslutna enligt nedanstående figur. Vilken spänning erhålls vid dessa elförbrukningar.



Spänningen U_1 är 30 kV, $Z_1=Z_2=Z_3= 2+j4 \Omega$, $P_3=P_4=5$ MW och $Q_3=Q_4=4$ MVar. Beräkna spänningarna U_3 och U_4 .

Lösning:

Detta problem kan formuleras som ett icke-linjärt ekvationssystem med 6 ekvationer där varje ekvation gäller nodbalans (dvs summaström=0 enligt Kirchoffs strömlag) för aktiv respektive reaktiv effekt för nod 2 och 3. Ekvationerna kan skrivas enligt

$$\begin{aligned} -P_{21} &= P_{23} + P_{24} \\ -Q_{21} &= Q_{23} + Q_{24} \\ -P_3 &= P_{32} \\ -Q_3 &= Q_{32} \\ -P_4 &= P_{42} \\ -Q_4 &= Q_{42} \end{aligned}$$

där effektöverföringar erhålls enligt ekvationerna 2.51 och 2.52

$$\begin{aligned} P_{21} &= \frac{U_2^2}{|Z_1|^2} R_1 - \frac{U_2 \cdot U_1}{|Z_1|^2} (R_1 \cdot \cos \theta_{21} - X_1 \cdot \sin \theta_{21}) \\ P_{23} &= \frac{U_2^2}{|Z_2|^2} R_2 - \frac{U_2 \cdot U_3}{|Z_2|^2} (R_2 \cdot \cos \theta_{23} - X_2 \cdot \sin \theta_{23}) \\ P_{32} &= \frac{U_3^2}{|Z_2|^2} R_2 - \frac{U_3 \cdot U_2}{|Z_2|^2} (R_2 \cdot \cos \theta_{32} - X_2 \cdot \sin \theta_{32}) \\ P_{24} &= \frac{U_2^2}{|Z_3|^2} R_3 - \frac{U_2 \cdot U_4}{|Z_3|^2} (R_3 \cdot \cos \theta_{24} - X_3 \cdot \sin \theta_{24}) \\ P_{42} &= \frac{U_4^2}{|Z_3|^2} R_3 - \frac{U_4 \cdot U_2}{|Z_3|^2} (R_3 \cdot \cos \theta_{42} - X_3 \cdot \sin \theta_{42}) \\ Q_{21} &= \frac{U_2^2}{|Z_1|^2} X_1 - \frac{U_2 \cdot U_1}{Z_1^2} (R_1 \cdot \sin \theta_{21} + X_1 \cdot \cos \theta_{21}) \\ Q_{23} &= \frac{U_2^2}{|Z_2|^2} X_2 - \frac{U_2 \cdot U_3}{Z_2^2} (R_2 \cdot \sin \theta_{23} + X_2 \cdot \cos \theta_{23}) \\ Q_{32} &= \frac{U_3^2}{|Z_2|^2} X_2 - \frac{U_3 \cdot U_2}{Z_2^2} (R_2 \cdot \sin \theta_{32} + X_2 \cdot \cos \theta_{32}) \\ Q_{24} &= \frac{U_2^2}{|Z_3|^2} X_3 - \frac{U_2 \cdot U_4}{Z_3^2} (R_3 \cdot \sin \theta_{24} + X_3 \cdot \cos \theta_{24}) \\ Q_{42} &= \frac{U_4^2}{|Z_3|^2} X_3 - \frac{U_4 \cdot U_2}{Z_3^2} (R_3 \cdot \sin \theta_{42} + X_3 \cdot \cos \theta_{42}) \end{aligned}$$

och

$$\begin{aligned} \theta_{ik} &= \theta_i - \theta_k \\ \theta_i &= \text{fasvinkel för spänningen } U_i \\ \theta_1 &= \text{referensvinkel} = 0 \end{aligned}$$

Detta ekvationssystem har 6 ekvationer och sex okända variabler, (spänningsbelopp och spänningsvinklar i nod 2, 3 och 4), dvs U_2 , U_3 , U_4 , θ_2 , θ_3 och θ_4 . Detta gör att det är lösbart. Ekvationssystemet kan lösas i MATLAB med funktionen **fsolve** enligt nedan. Varje element i vektorn motsvarar en ekvation i ekvationssystemet.

```
% fyrnodexempel.m
% Nod 1: spänning U1 = 30 kV
% Ledning 1-2: R1 = 2 Ohm, X1 = 4 Ohm
% Nod 3: elförbrukning P3 = 5 MW, Q3 = 4 MVar
% Ledning 2-3: R2 = 2 Ohm, X2 = 4 Ohm
% Nod 4: elförbrukning P4 = 5 MW, Q4 = 4 MVar
% Ledning 2-4: R3 = 2 Ohm, X3 = 4 Ohm

clear global
U1=30 ;
P3=5;
Q3=4;
R1=2;
X1=4;
Z1=abs(R1+j*X1) ;
P4=5;
Q4=4;
R2=2;
X2=4;
Z2=abs(R2+j*X2) ;
R3=2;
X3=4;
Z3=abs(R3+j*X3) ;
% tolerans vid beräkningarna
tole=1e-4 ;
options=optimset('TolX',tole,'TolFun',tole);
% x=[U2, theta2, U3, theta3, U4, theta4] : vinklar i radianer
% x0 = startgissning
x0=[U1 0 U1 0 U1 0]
[x,FVAL,EXITFLAG]=fsolve('nod3balans',x0,options,P3,Q3,P4,Q4,R1,X1,Z1,R2,X2,Z2,R3,X3,Z3,U1)
```

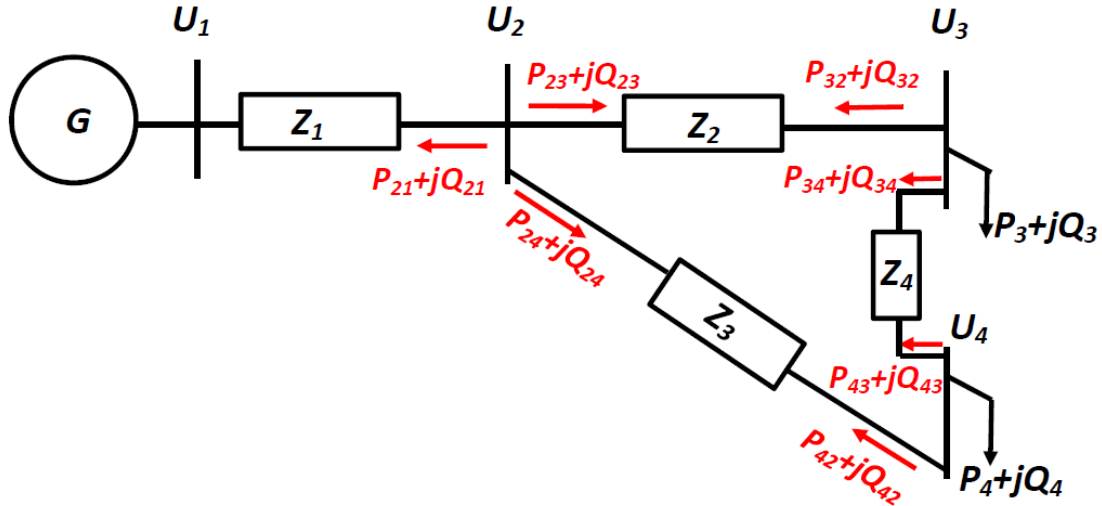
```
function g_x=nod3balans(x,P3,Q3,P4,Q4,R1,X1,Z1,R2,X2,Z2,R3,X3,Z3,U1)
% x=[U2, theta2, U3, theta3, U4, theta4]
P21=x(1)^2/Z1^2*R1-x(1)*U1/Z1^2*(R1*cos(x(2)-0)-X1*sin(x(2)-0)) ;
P23=x(1)^2/Z2^2*R2-x(1)*x(3)/Z2^2*(R2*cos(x(2)-x(4))-X2*sin(x(2)-x(4))) ;
P32=x(3)^2/Z2^2*R2-x(3)*x(1)/Z2^2*(R2*cos(x(4)-x(2))-X2*sin(x(4)-x(2))) ;
P24=x(1)^2/Z3^2*R3-x(1)*x(5)/Z3^2*(R3*cos(x(2)-x(6))-X3*sin(x(2)-x(6))) ;
P42=x(5)^2/Z3^2*R3-x(5)*x(1)/Z3^2*(R3*cos(x(6)-x(2))-X3*sin(x(6)-x(2))) ;
Q21=x(1)^2/Z1^2*X1-x(1)*U1/Z1^2*(R1*sin(x(2)-0)+X1*cos(x(2)-0)) ;
Q23=x(1)^2/Z2^2*X2-x(1)*x(3)/Z2^2*(R2*sin(x(2)-x(4))+X2*cos(x(2)-x(4))) ;
Q32=x(3)^2/Z2^2*X2-x(3)*x(1)/Z2^2*(R2*sin(x(4)-x(2))+X2*cos(x(4)-x(2))) ;
Q24=x(1)^2/Z3^2*X3-x(1)*x(5)/Z3^2*(R3*sin(x(2)-x(6))+X3*cos(x(2)-x(6))) ;
Q42=x(5)^2/Z3^2*X3-x(5)*x(1)/Z3^2*(R3*sin(x(6)-x(2))+X3*cos(x(6)-x(2))) ;
% Alla följande nodbalanser ska bli = noll
g_x=[(P21+P23+P24) (Q21+Q23+Q24) (P32+P3) (Q32+Q3) (P42+P4) (Q42+Q4)] ;
```

När man använder dessa Matlab-filer blir resultatet: $x = [28.0546 \quad -0.0285 \quad 27.0914 \quad -0.0443 \quad 27.0914 \quad -0.0443]$, dvs $U_2=28,05$ kV, $\Theta_2=-0,028$ radianer = $-1,63^\circ$, $U_3=27,09$ kV, $\Theta_3= -0,0443$ radianer = $-2,54^\circ$ och $U_4=27,09$ kV, $\Theta_4= -0,0443$ radianer = $-2,54^\circ$. Detta innebär ett spänningsfall om 6.5 procent i nod 2 och 9,7 procent i nod 3 och 4 jämfört med nivån 30 kV. "EXITFLAG" blir =1 när ett svar erhålls. Eftersom det är ett icke-linjärt ekvations-system kan det hända att ingen lösning erhålls. Detta ger EXITFLAG \neq 1. Detta motsvarar att det inte finns någon lösning. Om man, t ex, ansätter att konsumtionen i nod 3 ska vara 30 MW blir EXITFLAG = 0, dvs det är

inte fysiskt möjligt att överföra 30 MW till nod 3. 29 MW kan dock överföras, men då blir spänningen $U_3=17,01$ kV, dvs ett spänningsfall om 43,3 procent.

Exempel 2.10

En generator genererar el-effekt vid en given spänning. Denna effekt förbrukas i två laster som är anslutna i två olika punkter. Ledningarna är anslutna enligt nedanstående figur. Vilken spänning erhålls vid dessa elförbrukningar?



Spänningen U_1 är 30 kV, $Z_1=Z_2=Z_3=Z_4= 2+j4 \Omega$, $P_3=P_4=5$ MW och $Q_3=Q_4=4$ MVar. Beräkna spänningarna U_3 och U_4 .

Detta exempel är detsamma som 2.9 förutom att det här även finns ytterligare en förbindelse mellan punkt 3 och punkt 4:

Lösning:

Detta problem kan formuleras som ett icke-linjärt ekvationssystem med 6 ekvationer där varje ekvation gäller nodbalans (dvs summaström=0 enligt Kirchoffs strömlag) för aktiv respektive reaktiv effekt för nod 2 och 3. Ekvationerna kan skrivas enligt

$$\begin{aligned} -P_{21} &= P_{23} + P_{24} \\ -Q_{21} &= Q_{23} + Q_{24} \\ -P_3 &= P_{32} + P_{34} \\ -Q_3 &= Q_{32} + Q_{34} \\ -P_4 &= P_{42} + P_{43} \\ -Q_4 &= Q_{42} + Q_{43} \end{aligned}$$

där effektöverföringar erhålls enligt ekvationerna 2.51 och 2.52

$$\begin{aligned}
 P_{21} &= \frac{U_2^2}{|Z_1|^2} R_1 - \frac{U_2 \cdot U_1}{|Z_1|^2} (R_1 \cdot \cos \theta_{21} - X_1 \cdot \sin \theta_{21}) \\
 P_{23} &= \frac{U_2^2}{|Z_2|^2} R_2 - \frac{U_2 \cdot U_3}{|Z_2|^2} (R_2 \cdot \cos \theta_{23} - X_2 \cdot \sin \theta_{23}) \\
 P_{32} &= \frac{U_3^2}{|Z_2|^2} R_2 - \frac{U_3 \cdot U_2}{|Z_2|^2} (R_2 \cdot \cos \theta_{32} - X_2 \cdot \sin \theta_{32}) \\
 P_{34} &= \frac{U_3^2}{|Z_4|^2} R_4 - \frac{U_3 \cdot U_4}{|Z_4|^2} (R_4 \cdot \cos \theta_{34} - X_4 \cdot \sin \theta_{34}) \\
 P_{24} &= \frac{U_2^2}{|Z_3|^2} R_3 - \frac{U_2 \cdot U_4}{|Z_3|^2} (R_3 \cdot \cos \theta_{24} - X_3 \cdot \sin \theta_{24}) \\
 P_{42} &= \frac{U_4^2}{|Z_3|^2} R_3 - \frac{U_4 \cdot U_2}{|Z_3|^2} (R_3 \cdot \cos \theta_{42} - X_3 \cdot \sin \theta_{42}) \\
 P_{43} &= \frac{U_4^2}{|Z_4|^2} R_4 - \frac{U_4 \cdot U_3}{|Z_4|^2} (R_4 \cdot \cos \theta_{43} - X_4 \cdot \sin \theta_{43}) \\
 Q_{21} &= \frac{U_2^2}{|Z_1|^2} X_1 - \frac{U_2 \cdot U_1}{|Z_1|^2} (R_1 \cdot \sin \theta_{21} + X_1 \cdot \cos \theta_{21}) \\
 Q_{23} &= \frac{U_2^2}{|Z_2|^2} X_2 - \frac{U_2 \cdot U_3}{|Z_2|^2} (R_2 \cdot \sin \theta_{23} + X_2 \cdot \cos \theta_{23}) \\
 Q_{32} &= \frac{U_3^2}{|Z_2|^2} X_2 - \frac{U_3 \cdot U_2}{|Z_2|^2} (R_2 \cdot \sin \theta_{32} + X_2 \cdot \cos \theta_{32}) \\
 Q_{34} &= \frac{U_3^2}{|Z_4|^2} X_4 - \frac{U_3 \cdot U_4}{|Z_4|^2} (R_4 \cdot \sin \theta_{34} + X_4 \cdot \cos \theta_{34}) \\
 Q_{24} &= \frac{U_2^2}{|Z_3|^2} X_3 - \frac{U_2 \cdot U_4}{|Z_3|^2} (R_3 \cdot \sin \theta_{24} + X_3 \cdot \cos \theta_{24}) \\
 Q_{42} &= \frac{U_4^2}{|Z_3|^2} X_3 - \frac{U_4 \cdot U_2}{|Z_3|^2} (R_3 \cdot \sin \theta_{42} + X_3 \cdot \cos \theta_{42}) \\
 Q_{43} &= \frac{U_4^2}{|Z_4|^2} X_4 - \frac{U_4 \cdot U_3}{|Z_4|^2} (R_4 \cdot \sin \theta_{43} + X_4 \cdot \cos \theta_{43})
 \end{aligned}$$

och

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

θ_i = fasvinkel för spänningen U_i

θ_1 = referensvinkel = 0

Detta ekvationssystem har 6 ekvationer och sex okända variabler, (spänningsbelopp och spänningsvinklar i nod 2, 3 och 4), dvs U_2 , U_3 , U_4 , θ_2 , θ_3 och θ_4 . Detta gör att det är lösbart. Ekvationssystemet kan lösas i MATLAB med funktionen **fsolve** enligt nedan. Varje element i vektorn motsvarar en ekvation i ekvationssystemet.

```

% fyrnodexempel210.m
% Nod 1: spänning U1 = 30 kV
% Ledning 1-2: R1 = 2 Ohm, X1 = 4 Ohm
% Nod 3: elförbrukning P3 = 5 MW, Q3 = 4 MVar
% Ledning 2-3: R2 = 2 Ohm, X2 = 4 Ohm
% Nod 4: elförbrukning P4 = 5 MW, Q4 = 4 MVar
% Ledning 2-4: R3 = 2 Ohm, X3 = 4 Ohm
% Ledning 3-4: R3 = 2 Ohm, X3 = 4 Ohm

clear global
P2=0 ;
Q2=0 ;
U1=30 ;
P3=5;
Q3=4;
R1=2;
X1=4;
Z1=abs(R1+j*X1) ;
P4=5;
Q4=4;
R2=2;
X2=4;
Z2=abs(R2+j*X2) ;
R3=2;
X3=4;
Z3=abs(R3+j*X3) ;
R4=2;
X4=4;
Z4=abs(R4+j*X4) ;
% tolerans vid beräkningarna
tole=1e-4 ;
options=optimset('TolX',tole,'TolFun',tole);
% x=[U2, theta2, U3, theta3, U4, theta4] : vinklar i radianer
% x0 = startgissning
x0=[U1 0 U1 0 U1 0]
[x,FVAL,EXITFLAG]=fsolve('nod3balans2',x0,options,...
    P2,Q2,P3,Q3,P4,Q4,R1,X1,Z1,R2,X2,Z2,R3,X3,Z3,R4,X4,Z4,U1)

```

```

function
g_x=nod3balans2(x,P2,Q2,P3,Q3,P4,Q4,R1,X1,Z1,R2,X2,Z2,R3,X3,Z3,R4,X4,Z4,U1)
% x=[U2, theta2, U3, theta3, U4, theta4]
P21=x(1)^2/Z1^2*R1-x(1)*U1/Z1^2*(R1*cos(x(2))-X1*sin(x(2))-0) ;
P23=x(1)^2/Z2^2*R2-x(1)*x(3)/Z2^2*(R2*cos(x(2))-X2*sin(x(2))-x(4)) ;
P32=x(3)^2/Z2^2*R2-x(3)*x(1)/Z2^2*(R2*cos(x(4))-X2*sin(x(4))-x(2)) ;
P24=x(1)^2/Z3^2*R3-x(1)*x(5)/Z3^2*(R3*cos(x(2))-X3*sin(x(2))-x(6)) ;
P42=x(5)^2/Z3^2*R3-x(5)*x(1)/Z3^2*(R3*cos(x(6))-X3*sin(x(6))-x(2)) ;
P34=x(3)^2/Z4^2*R4-x(3)*x(5)/Z4^2*(R4*cos(x(4))-X4*sin(x(4))-x(6)) ;
P43=x(5)^2/Z4^2*R4-x(5)*x(3)/Z4^2*(R4*cos(x(6))-X4*sin(x(6))-x(4)) ;
Q21=x(1)^2/Z1^2*X1-x(1)*U1/Z1^2*(R1*sin(x(2))+X1*cos(x(2))-0) ;
Q23=x(1)^2/Z2^2*X2-x(1)*x(3)/Z2^2*(R2*sin(x(2))+X2*cos(x(2))-x(4)) ;
Q32=x(3)^2/Z2^2*X2-x(3)*x(1)/Z2^2*(R2*sin(x(4))+X2*cos(x(4))-x(2)) ;
Q24=x(1)^2/Z3^2*X3-x(1)*x(5)/Z3^2*(R3*sin(x(2))+X3*cos(x(2))-x(6)) ;
Q42=x(5)^2/Z3^2*X3-x(5)*x(1)/Z3^2*(R3*sin(x(6))+X3*cos(x(6))-x(2)) ;
Q34=x(3)^2/Z4^2*X4-x(3)*x(5)/Z4^2*(R4*sin(x(4))+X4*cos(x(4))-x(6)) ;
Q43=x(5)^2/Z4^2*X4-x(5)*x(3)/Z4^2*(R4*sin(x(6))+X4*cos(x(6))-x(4)) ;
% Alla följande nodbalanser ska bli = noll
g_x=[(P21+P23+P24+P2) (Q21+Q23+Q24+Q2) (P32+P34+P3) (Q32+Q34+Q3) ...
    (P42+P43+P4) (Q42+Q43+Q4)] ;

```

När man använder dessa Matlab-filer blir resultatet: $x = [28.0546 \quad -0.0285 \quad 27.0914 \quad -0.0443 \quad 27.0914 \quad -0.0443]$, dvs $U_2=28,05$ kV, $\Theta_2=-0,028$ radianer = $-1,63^\circ$, $U_3=27,09$ kV, $\Theta_3= -0,0443$ radianer = $-2,54^\circ$ och $U_4=27,09$ kV, $\Theta_4= -0,0443$ radianer = $-2,54^\circ$. Detta innebär exakt samma resultat som i problem 2.9.

Anledningen är att det både i exempel 2.9 och 2.10 är exakt samma förbrukning i punkt 3 och 4 och exakt samma impedans från dessa punkter till punkt 2. Detta gör att spänningen blir exakt densamma i punkt 3 och 4 (27,09 kV, vinkel -0,0443 radianer). När man i problem 2.10 har en extra ledning mellan två punkter med exakt samma spänning så innebär det att det inte flyter någon ström på denna ledning, och resultatet blir därmed i just detta fall, exakt detsamma som utan denna ledning.

3 Upprätthållande av balans mellan produktion och konsumtion i kraftsystem

Det är fysiskt omöjligt att ”göra av med el”, t ex använda en 60 W lampa, utan att det exakt samtidigt tillförs exakt samma mängd produktion på något sätt. Det är därmed fysiskt omöjligt att ”låna” energi. På samma sätt är det fysiskt omöjligt att producera el utan att denna exakt samtidigt konsumeras. Detta innebär därmed att i samtliga elsystem så gäller alltid att

$$\text{total elproduktion} = \text{total elkonsumtion inklusive förluster}$$

Detta är inte en ”önskan” utan gäller definitionsmässigt alltid. Ett extremt exempel är ett totalt haveri i elsystemet då ekvationen ovan innebär att det är noll på båda sidor, dvs ingen elproduktion och ingen elkonsumtion. I de flesta kraftverk finns dock en svängmassa, dvs rotern i generatoren som tillsammans med själva turbinen roterar. Detta innebär en upplagrad energi, dock väldigt liten i praktiken om man tittar på ett sådant kraftverk så gäller:

$$\text{turbineffekt} + \text{ändrad effekt i svängmassan} = \text{elproduktion}$$

Detta innebär i praktiken att om elproduktionen plötsligt ökar och turbineffekten (t ex mängden vatten genom ett vattenkraftverk) inte ökar exakt samtidigt, så kommer denna extra effekt istället från svängmassan som därmed bromsas och rotationshastigheten minskar. Se Bilaga 1 för en mer allmän beskrivning av detta.

På en kraftledning är effektöverföringen momentan, och det finns ingen egentlig lagring av el på elledningar vilket framgår av de tidigare avsnitten i detta kapitel. Detta innebär att så fort som elförbrukningen varierar så kommer därmed direkt denna variation bli en variation av den effekt som alla generatorer levererar till elsystemet. Den utmaning som kraftsystemet kontinuerligt måste hantera är att så fort ett kraftverk havererar (t ex ett större kraftverk som levererar 1000 MW) eller om vindkraftverkens produktion ändras, eller om en ledning till utlandet plötsligt stängs av, eller när elförbrukningar varierar så måste hela tiden balansen produktion = konsumtion upprätthållas. Detta benämns ”frekvensreglering” eftersom frekvensens

stabilitet avspeglar balansen som finns mellan den effekt som tas ut från systemet och den som matas in.

Frekvensregleringen i kraftsystemet avser hur balans mellan produktion och konsumtion kortsiktigt upprätthålls. Denna består av primär- och sekundärreglering.

3.1. Primärreglering

Primärreglering avser kraftsystemets förmåga att svara på plötsliga konsumtions- och/eller produktionsvariationer. Primärregleringen sköts separat för varje *synkront* kraftsystem.

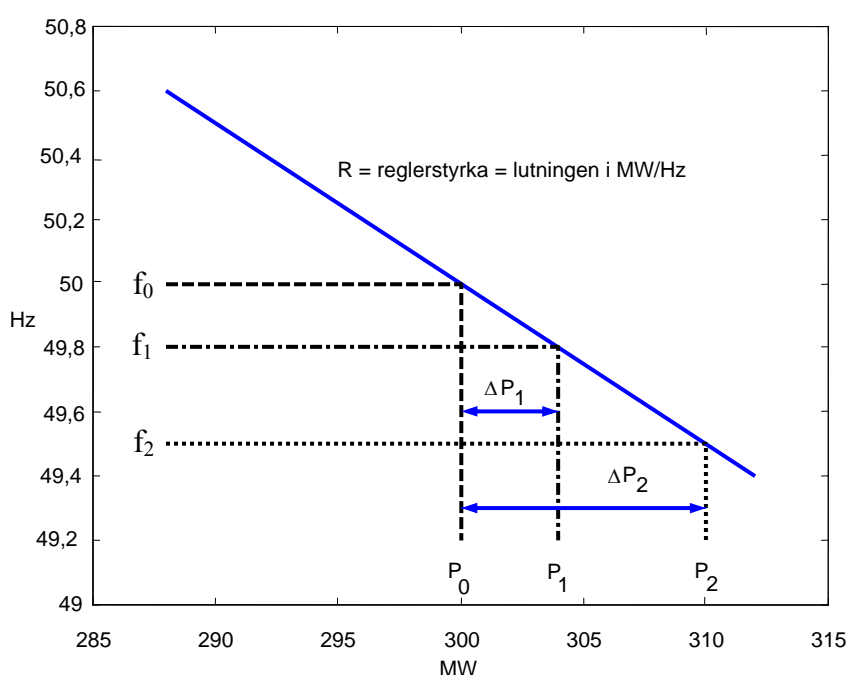
Med ett *synkront* kraftsystem avses ett kraftsystem där samtliga producenter och konsumenter är förbundna med varandra via transformatorer och växelströmsledning. För en kraftledning gäller att det måste vara samma elektriska frekvens i båda ändarna som medelvärde. Med olika frekvens i ändarna uppstår efter ett tag spänningar i ändarna som ligger i motfas vilket medför oacceptabelt stora strömmar på ledningen. Detsamma gäller transformatorer. Slutsatsen är alltså att i ett kraftnät som består av sammankopplade växelströmsledningar och transformatorer så är den elektriska frekvensen i genomsnitt densamma. Kortsiktigt kan frekvensen vara något olika men det medför effektpendlingar vilket inte behandlas i detta kapitel. Synkrona nät kan vara allt från en dieselgenerator som driver en enstaka last till multinationella nät som Norden, närmare bestämt Sverige, Finland, Norge och Själland.

I ett synkront nät måste det finnas någon form av primärreglering. Kortfattat kan funktionen beskrivas på följande sätt:

1. Antag att elförbrukningen ökar vid en given tidpunkt då frekvensen i systemet är 50,00 Hz. Antag även att produktionen är konstant just vid detta tillfälle.
2. Eftersom det ständigt måste vara balans mellan produktion och konsumtion så måste den ökande elförbrukningen tas någonstans ifrån. Balansen i systemet upprätthålls genom att energi tas från den i systemet upplagrade rotationsenergin. Denna energi finns i samtliga till nätet anslutna synkronmaskiner. Eftersom elektrisk energi tas ut från generatoren utan att det tillförs någon mekanisk energi, så utnyttjas den upplagrade rotationsenergin närmare bestämt i rotorerna till dessa maskiner och därtill kopplade turbinaxlar. I denna maskintyp finns nämligen en stark koppling mellan rotationshastighet och elektrisk frekvens. Detta gör att samtliga synkronmaskiner i ett synkront elektriskt nät (= förbundet med växelströmsledningar) roterar i princip i takt. Det kan tilläggas att samtliga större kraftverk >3 MW använder synkronmaskiner. Vid småskalig generering, <1 MW utnyttjas ofta asynkronmaskiner eller maskiner kopplade till nätet via kraftelektronik. Dessa har inte samma koppling mellan frekvens och rotationshastighet.
3. När energi tas från rotorerna så minskar rotationshastigheten. Detta medför i sin tur att den elektriska frekvensen minskar.
4. Frekvensen minskar vilket kan mätas i den frekvenskännande kontrollutrustningen som finns i vissa kraftverk. Denna kontrollutrustning fungerar på det sättet att om frekvensen går ner så ökas produktionen i förhållande till frekvensminskningen, se Figur 3.1. Figuren visar att vid frekvensen f_0 erhålls produktionen P_0 . Om frekvensen sjunker till f_1 ökar produktionen till P_1 , dvs med ΔP_1 . I figuren är högsta möjliga pådrag = P_2 vilket innebär att vid frekvensen f_0 är största möjliga pådrag ΔP_2 .

Det finns två viktiga parametrar vad gäller denna typ av reglering. Det ena är lutningen på kurvan, den s k *reglerstyrkan* vilken visar hur stort pådrag som kraftverket gör när frekvensen minskar. I figuren är reglerstyrkan 20 MW/Hz. Den andra parametern är hur stor marginal som finns tillgängligt i kraftverket, dvs ΔP_2 . I figuren är marginalen vid 50 Hz 10 MW och vid 49,8 Hz är den $P_2 - P_1 = 6$ MW. Alltså, när frekvensen sjunker i systemet aktiverar reglerstyrkorna produktionen vilket gör att produktionen ökar. Den totala reglerstyrkan för ett synkront kraftnät (dvs växelströmsmässigt sammankopplat) kan erhållas som summan av reglerstyrkorna för alla kraftverk i systemet.

5. På grund av reglerstyrkorna så fortsätter produktionen i dessa kraftverk att öka så länge som frekvensen fortsätter att sjunka. När frekvensen är stabil så råder balans mellan produktion och konsumtion i systemet.



Figur 3.1 Beskrivning av reglerstyrka.

I denna beskrivning har en lastökning antagits som det som aktiverar primärregleringen. Det måste tilläggas att ett produktionsbortfall ger samma konsekvens. En lastminskning och/eller produktionsökning ger dock motsvarande effekt med den skillnad att frekvensen istället ökar vilket leder till produktionsminskning i kraftverk med inställd reglerstyrka.

Några viktiga konsekvenser av primärregleringens funktion är följande:

- Pådraget i ett visst kraftverk är enbart kopplat till frekvensminskningen i systemet och i princip oberoende av var någonstans i systemet som orsaken till frekvensminskningen finns. Om till exempel ett kärnkraftverk i Sydsverige snabbstoppas, så sjunker frekvensen i hela det Nordiska kraftsystemet. Detta medför i sin tur att reglerstyrkorna ger en ökad produktion i såväl svenska, finska, norska som danska kraftverk. Detta gör att flödena på transmissionsnätet automatiskt ändras eftersom produktionen flyttas från kärnkraftverket i Sydsverige till andra kraftverk i Sverige, Norge, Finland och Danmark.

- En annan konsekvens av primärregleringen är att man får ett bestående frekvensfel (pga att primärregleringen är en p-reglering) så länge som ingen annan produktion tillförs förutom den som aktiverats av reglerstyrkorna.

Det som beskrivits här är en grundläggande funktion hos alla växelströmssystem där produktionen styrs av konsumtionen och inte tvärt om. Vad som alltså är nödvändigt för att frekvenshållningen i systemet skall fungera är att man i tillräckligt många kraftverk ställer in reglerstyrka och att man totalt håller tillräckligt med marginaler för att kunna möta oförutsedda konsumtions- och produktionsändringar.

Som framgår av beskrivningen ovan så finns det en stark koppling mellan samtliga kraftverk i hela växelströmsnätet. Antag hypotetiskt att all reglerstyrka fanns i Norge. Då skulle alla spontana variationer i Sverige balanseras av norska kraftverk vilket skulle ge stora variationer i transmissionen mellan Sverige och Norge. Därför är man tvungen att fördela reglerstyrkorna i nätet på ett lämpligt sätt så att även näten klarar att överföra de kraftflöden som primärregleringen orsakar. Detta har man i Norden löst genom att Nordel har utfärdat rekommendationer som Svenska Kraftnät har åtagit sig att följa. Nordel är en samarbetsorganisation bestående av de större kraftproducenterna i Norden samt de systemansvariga.

Tabell 3.1 Exempel på primärregleringens samordning i det synkrona Nordel-systemet.

| Land | Reglerstyrka [MW/Hz] | Frekvensreglerreserv [MW] | Dimensionerande felfall [MW] | Fördelning dimensionerande felfall [%] | Momentan störningsreserv [MW] |
|---------|----------------------|---------------------------|------------------------------|--|-------------------------------|
| Norge | 2000 | 200 | 1200 | 31 | 313 |
| Sverige | 2500 | 250 | 1160 | 30 | 303 |
| Finland | 1250 | 125 | 784 | 21 | 205 |
| Danmark | 250 | 25 | 685 | 18 | 179 |
| Norden | 6000 | 600 | 1200 | 100 | 1000 |

De regler som man kommit överens om visas i tabell 3.1. Med Danmark avses endast Själland eftersom Jylland frekvensmässigt är sammankopplat med Tyskland.

Kolumnerna i tabellen förklaras på följande sätt:

Reglerstyrka är den totala reglerstyrkan för varje land. Uppdelningen mellan länderna görs i förhållande till nivån på den årliga elförbrukningen. Siffrorna ändras varje år efter hur stor elförbrukningen var i respektive land under året före. Den totala reglerstyrkan i hela Nordelsystemet skall vara minst 6000 MW/Hz.

Frekvensreglerreserv är den mängd effekt som reglerstyrkorna i kolumnen före aktiveras när frekvensen sjunker från 50 Hz till 49,9 Hz. Det normala för Nordel-systemet är att man vill hålla frekvensen inom $50 \pm 0,1$ Hz. Vid ett momentant frekvensfall till 49,9 Hz skall denna reserv aktiveras inom 2-3 minuter.

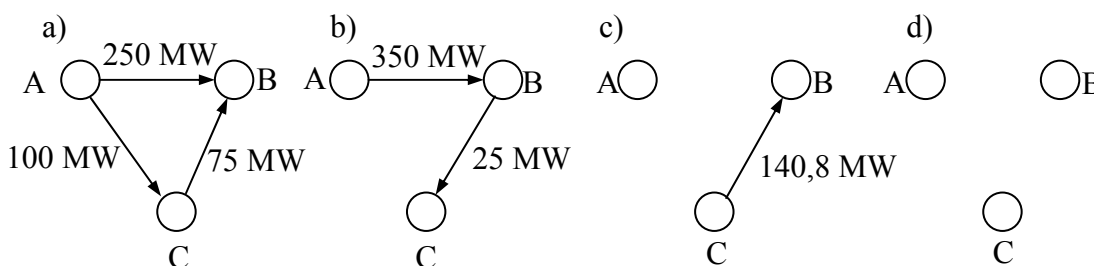
Dimensionerande felfall är det största produktionsbortfall som kan inträffa i varje land. Dessa stora bortfall inträffar relativt sällan men då de inträffar sjunker frekvensen under 49,9 Hz. Detta medför krav på ytterligare reserv. Ett plötsligt fel i ett land påverkar frekvensen i samtliga länder vilket medför att reserver aktiveras i alla länder. Inom Norden har man därför kommit överens om att fördela dessa nödvändiga reserver i förhållande till hur stora de största felen är i respektive land. Denna kolumn uppdateras i praktiken varje vecka.

Fördelning dimensionerande felfall: I denna kolumn skalas de olika dimensionerande felfallen om så att summan blir 100 %.

Momentan störningsreserv visar hur mycket extra reserv man måste ha för att klara bortfall av stora enheter. Den reserv i MW som finns i denna kolumn är den mängd som skall ha aktiverats vid frekvensen 49,5 Hz. Den skall öka linjärt inom området 49,9 – 49,5 Hz. Som framgår av tabellen så är det största felet bortfall av 1200 MW medan total reserv endast är 1000 MW. Denna skillnad beror på att om man tappar ett större kraftverk så sjunker frekvensen i systemet och spänningen runt kraftverket ifråga. Eftersom elförbrukningen normalt är både frekvens- och spänningsberoende så minskar förbrukningen vid dessa tillfällen. Detta gör att inte hela produktionsbortfallet behöver ersättas. Det kan tilläggas att som momentan störningsreserv så kan man förutom reglerstyrkor i kraftverk utnyttja lastbortkoppling, t ex elpannor som kopplas bort om frekvensen understiger 49,9 Hz. De olika värdena för olika länder beror på totalt krav enligt siffran längst ner och fördelas mellan länderna enligt kolumnen före.

Exempel 3.1

Tre kraftsystem A, B och C samkörs via tre förbindelseledningar AB, BC och AC enligt nedanstående figur.



Figur 3.2 Olika driftsituationer för de tre kraftsystemen i exemplet.

Reglerstyrkan i respektive system är $R_A = 650 \text{ MW/Hz}$, $R_B = 500 \text{ MW/Hz}$ och $R_C = 450 \text{ MW/Hz}$. Förbindelseledningarna är försedda med skyddssystem som efter en viss tidsfördröjning kopplar bort ledningarna när effektflödet överstiger: $P_{AB} = 300 \text{ MW}$, $P_{BC} = 120 \text{ MW}$ och $P_{AC} = 150 \text{ MW}$.

Vid en frekvens på 50,00 Hz och en överföring mellan systemen enligt figur a) inträffar en kortslutning på ledningen AC, vilken därmed omedelbart kopplas bort av skyddssystemet. Beräkna resulterande frekvenser och effektflöden på förbindelseledningarna.

Lösning

Sedan ledning AC bortkopplas är elförbrukningen och produktionen i alla områden densamma. Detta innebär att 100 MW istället för att gå på ledningen AC måste gå från A till C via B. Detta visas i figur b). Ledningen AB överför därmed 350 MW vilket är över maxgränsen och medför att den efter en viss tid kopplas ur. Systemet splittras då upp i två delsystem: A och B+C enligt figur c). Enligt definitionen på reglerstyrka, se Figur 7.18 erhålls för system A:

$$P_{GENA_NY} = P_{GENA_0} - R_A (f_{A_NY} - f_{A_0}) \Rightarrow$$

$$f_{A_NY} = f_{A_0} - \frac{P_{GENA_NY} - P_{GENA_0}}{R_A} = 50 - \frac{X - 350 - X}{650} = 50 + \frac{350}{650} = 50,54 \text{ Hz}$$

X representerar den initiala produktionen i delsystem A.

Detta kan förklaras på följande sätt: Efter bortfallet av ledningen mellan A och B blir det en överproduktion i A. Detta medför att synkronmaskinernas rotorerna lagrar upp överskottet i form av rotationsenergi. Därmed ökar frekvensen. Inställda reglerstyrkor i A gör att produktionen minskar när frekvensen ökar, jämför med Figur 3.1. När frekvensen ökat till 50,54 Hz blir det åter balans mellan produktion och konsumtion i system A. Därmed stabiliseras frekvensen vid denna nivå.

För system B+C erhålls:

$$P_{GENB+C_NY} = P_{GENB+C_0} - (R_B + R_C)(f_{B+C_NY} - f_{B+C_0}) \Rightarrow$$

$$f_{B+C_NY} = f_{B+C_0} - \frac{P_{GENB+C_NY} - P_{GENB+C_0}}{R_B + R_C} = 50 - \frac{Y + 350 - Y}{500 + 450} = 50 - \frac{350}{950} = 49,63 \text{ Hz}$$

Y representerar den initiala produktionen i delsystem B+C.

Minskad effekttillförsel från A gör alltså att frekvensen i system B+C sjunker och den stabiliseras vid 49,63 Hz då reglerstyrkorna har gjort att bortfallet på 350 MW kompenseras genom ökad produktion i B och C. Produktionsökningen i delsystem B är:

$$P_{GENB_NY} = P_{GENB_0} - R_B(f_{B_NY} - f_{B_0}) \Rightarrow$$

$$P_{GENB_NY} - P_{GENB_0} = -R_B(f_{B_NY} - f_{B_0}) = -500 * (49,63 - 50) = 184,2 \text{ [MW]}$$

Produktionsökningen i delsystem C är:

$$P_{GENC_NY} = P_{GENC_0} - R_C(f_{C_NY} - f_{C_0}) \Rightarrow$$

$$P_{GENC_NY} - P_{GENC_0} = -R_C(f_{C_NY} - f_{C_0}) = -450 * (49,63 - 50) = 165,8 \text{ [MW]}$$

Före felet på ledningen AB hade C ett nettoinflöde om 25 MW. Produktionsökningen om 165,8 MW gör istället att system C får ett utflöde om $165,8 - 25 = 140,8$ MW, se figur c). Nivån kan också förklaras på följande sätt: System B hade före felet en import om 350 MW från A och exporterade 25 MW till C, dvs en total import om 325 MW. Efter felet ökades den egna produktionen med 184,2 MW. Importen blir då istället $325 - 184,2 = 140,8$ MW vilket importerar från C.

Ledning BC har en maxgräns på 120 MW vilket gör att den kopplas ur efter en viss tid av skyddssystemet vid en last om 140,8 MW. Detta visas i figur d). De resulterande frekvenserna blir:

$$P_{GENB_NY} = P_{GENB_0} - R_B(f_{B_NY} - f_{B_0}) \Rightarrow$$

$$f_{B_NY} = f_{B_0} - \frac{P_{GENB_NY} - P_{GENB_0}}{R_B} = 49,63 - \frac{Z + 140,8 - Z}{500} = 49,63 - \frac{140,8}{500} = 49,35 \text{ Hz}$$

$$P_{GENC_NY} = P_{GENC_0} - R_C(f_{C_NY} - f_{C_0}) \Rightarrow$$

$$f_{C_NY} = f_{C_0} - \frac{P_{GENC_NY} - P_{GENC_0}}{R_C} = 49,63 - \frac{W - 140,8 - W}{450} = 49,63 + \frac{140,8}{450} = 49,94 \text{ Hz}$$

Z resp. W representerar den initiala produktionen i delsystemen B resp. C.

Jämfört med läget före bortkoppling av förbindelsen BC så minskade alltså frekvensen i delsystem B eftersom systemet tappade import. För delsystem C ökade frekvensen eftersom den tappade exporten ledde till överproduktion.

3.2 Sekundärreglering

Antag att det uppstår en obalans mellan produktion och konsumtion. Som ovan beskrivits så medför detta att primärregleringen aktiveras. Detta rättar då till obalansen. En följd blir dock att:

- Man får en frekvens som avviker från 50,00 Hz
- Reserver utnyttjas vilket medför att man inte har några reserver om något nytt inträffar.

Den reglering som används för att åtgärda problemen i listan ovan kallas **sekundärreglering**. Dess funktion är att:

1. Återställa frekvensen till f_0 (50,00 Hz)
2. Se till så att det integrerade tidsfelet t_i inte blir för stort. Tidsfelet är den tidsavvikelse som en klocka som drivs av nätfrekvensen visar jämfört med korrekt tid. Avvikelsen kan beräknas som:

$$t_i = \int_0^t \frac{1}{f_0} \cdot [f(t) - f_0] dt \quad (3.1)$$

där t = löpande tid i sekunder

f_0 = den nominella frekvensen (50,00 Hz)

$f(t)$ = nätfrekvens som funktion av tid

Inom Nordel har man kommit överens om att tidsavvikelsen skall vara inom intervallet ± 10 sekunder. I praktiken håller man inte så strikt på denna gräns men om man låter den skena iväg mot mycket stora nivåer så innebär det att man i praktiken inte har en genomsnittlig frekvens på 50,00 Hz.

3. Ersätta utnyttjad primärreserv så att nya oförutsedda last- och produktionsändringar kan inträffa.

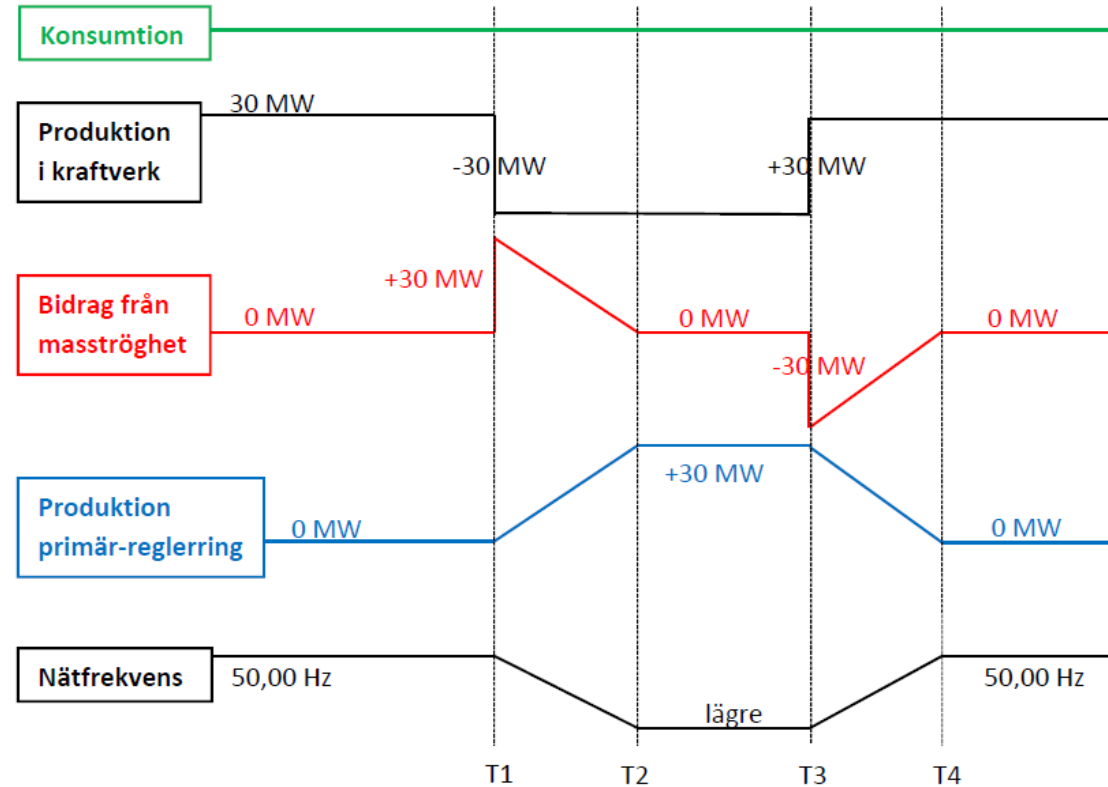
Antag att en större produktionsanläggning fallit bort. Primärregleringen ersätter då detta bortfall och en ny, stabil och lägre frekvens erhålls. Därmed har också en del reservkraft utnyttjats. Om man sedan startar upp ett nytt kraftverk, så stiger alltså frekvensen enligt resonemanget ovan vid primärregleringen. Detta gör att inställda reglerstyrkor i primärregleringskraftverk minskar produktionen i dessa. Problem 1 och 3 ovan åtgärdas alltså av att man startar upp ett nytt kraftverk. Problem 2 åtgärdas genom att man startar upp ”för mycket” om man haft underfrekvens under för lång tid. Det måste tilläggas att om ett kraftverk fallit ifrån i t ex Sydsverige så måste ett nytt (sekundärreglerings-) kraftverk startas upp så nära som möjligt om inte transmissionen skall ändras alltför mycket.

Den ovan beskrivna funktionen för sekundärregleringen är en nödvändig fysisk funktion som alltid måste finnas. I många kraftsystem tillämpas så kallad AGC (Automatic Generation Control) där reglerystemen i kraftverken förutom inställd reglerstyrka även har ett börvärde bl a för frekvensen som man reglerar efter. AGC

tillämpas dock inte i det Nordiska synkrona kraftsystemet utan här sköts sekundärregleringen manuellt från systemansvarigas kontrollrum.

Exempel 3.2

Här följer en illustration av hur primär- och sekundärregleringen kan fungera i ett kraftsystem. I exemplet antas att **elförbrukningen** är konstant och att reglerstyrkan är 300 MW/Hz.



Figur 3.3 Primär- och sekundärreglering i ett kraftsystem.

Vid tiden $t = T1$ snabbstoppar ett **kraftverk**, 30 MW. Underproduktionen i kraftsystemet gör att energiförbrukningen då direkt istället tas över av de **roterande massorna** i systemet. Konsekvensen blir att **frekvensen** börjar sjunka. När frekvensen sjunker aktiveras **primärregleringen** och de kraftverk som har reglerstyrka inställd börjar öka sin produktion. När primärregleringen aktiverar produktion behövs inte lika mycket från masströgheten. Vid tiden $t = T2$ (vilket i Norden är ca $T1+30$ sekunder) har produktionen ökat 30 MW och balansen i systemet är återställd, vilket innebär att bidrag från masströgheten inte behövs och frekvensen är konstant. Med, t ex, en total reglerstyrka om 300 MW/Hz så innebär detta att den nya frekvensen blir 49,9 Hz.

De systemansvariga anser i detta exempel att frekvensen inte är acceptabel och ger order (antar bud) om att 30 MW nya kraftverk skall startas. Detta är detsamma som manuellt styrd sekundärreglering. Detta sker vid tiden $t = T3$, se övre kurvan i figuren. Överproduktionen i kraftsystemet gör då att de **roterande massorna** i systemet får ta upp överskottsenergin varvid rotationshastigheten ökar. Konsekvensen blir att **frek-**

vensen börjar öka. När frekvensen ökar aktiveras **primärregleringen** och de kraftverk som har reglerstyrka inställd börjar minska sin produktion. Vid tiden $t=T4$ har produktionen minskat 30 MW och balansen i systemet är återställd och frekvensen är nu åter 50,0 Hz.

3.3 Vem ansvarar för balanshållningen?

En central del vid driften av kraftsystemet är vem som ansvarar för att balansen mellan produktion och konsumtion upprätthålls. I praktiken innebär det att man har ansvar för åtminstone primärregleringen och ofta även sekundärregleringen, se avsnitt 0. Detta kallas ofta för *systemansvar*. Angående systemansvaret så föreskriver lagen att

Den myndighet som regeringen utser skall ha systemansvaret för el. Med systemansvar för el avses det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el.

Regeringen har genom *Förordningen om systemansvaret för el*, utsett Svenska Kraftnät att inneha detta systemansvar.

Svenska Kraftnät har för detta ändamål inrättat en balanstjänst. Balanstjänstens tekniska funktioner är primärreglering och sekundärreglering. De som gör affärer med balanstjänsten kallas *balansansvariga*. En *balansansvarigs* funktion framgår av Ellagen:

En elanvändare är skyldig att se till att det finns någon, som har åtagit sig det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i elanvändarens uttagspunkt (balansansvar).

Det är den som åtagit sig detta balansansvar som kallas balansansvarig. Balansansvaret innebär att de balansansvariga är ekonomiskt ansvariga för att det *varje timme* tillförs lika mycket el som tas ut i konsumenternas uttagspunkter. För att kunna vara ansvarig för detta, mäts timvärden (MWh/h) för alla uttagspunkter och inmatningspunkter till stamnätet. Den totala balansen registreras sedan hos Svenska Kraftnät och Svenska Kraftnät debiterar därefter de balansansvariga för deras obalanser.

Som framgår av denna beskrivning så är de balansansvariga endast *ekonomiskt* ansvariga för sina balanser. De är alltså *inte* tekniskt ansvariga för att det kontinuerligt tillförs lika mycket effekt som det tas ut. Dessutom gäller deras ansvar endast *timvärden*. Antag t ex att en balansansvarigs kunder totalt tar ut 1500 MW under första halvtimmen och 2500 MW under den andra halvtimmen samtidigt som den balansansvarige producerar totalt 2000 MW under hela timmen. Detta medför i så fall att den balansansvarige har uppfyllt sitt balansansvar genom att lika många MWh har tillförts som det har tagits ut under denna timme.

Att hålla den fysiska balansen är alltså Svenska Kraftnäts skyldighet. Detta innebär i praktiken primär- och sekundärreglering. Hur Svenska Kraftnät hanterar detta i det nya systemet beskrivs nedan.

3.3.1 Primärreglering på elmarknaden

Som framgår av beskrivningen i avsnitt 3.16 så styrs frekvensen genom att man styr produktionen. Samordningen mellan de olika länderna i Norden har funnits så länge som det funnits kraftnätsförbindelser mellan länderna. Det som tillkommit efter avregleringen är att Svenska Kraftnät som inte äger produktion blivit ansvarig för att hålla frekvensen. Problemet med att Svenska Kraftnät inte äger någon egen produktion har man löst genom att från producenter köpa tjänsten frekvenshållning, dvs primärreglering. Detta kallas i balanstjänsten för *automatisk balanskraft*.

Upphandlingsförfarandet går ut på att den balansansvarige lämnar bud på Frekvensstyrd Normaldriftreserv (FCR-N) respektive Frekvensstyrd Störningsreserv (FCR-D). Det görs dels för morgondagen och dels för dagen efter morgondagen. Det innebär att buden lämnas in D-1 respektive D-2 i förhållande till driftdygnet D och att Svenska Kraftnät upphandlar reglerresurserna vid dessa tillfällen. Detaljerad information på:

http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/Faktablad/Upphandling-och-rapportering-av-primarreglering-fran-16-nov-2012-20140120.pdf

3.3.2 Sekundärreglering på elmarknaden

På den avreglerade marknaden är Svenska Kraftnät ansvariga för frekvenshållningen och därmed även för sekundärregleringen. Om denna inte fungerar kan ju inte frekvensen hållas.

Eftersom Svenska Kraftnät inte äger någon produktion måste även tjänsten sekundärreglering inköpas. Detta kallar man för *Reglerkraft* och marknaden kallas för *Reglermarknaden*. Funktionen är alltså att Svenska Kraftnät skall kunna köpa in uppregering när frekvensen är för låg och nedreglering när frekvensen är för hög. Om man har transmissionsproblem så kan det i vissa fall vara nödvändigt att mer exakt specificera i vilken region av landet som regleringen måste ske. En viktig fråga är också i hur stor utsträckning Svenska Kraftnät skall åtgärda en felfrekvens och hur mycket som skall åtgärdas i grannländerna.

Angående uppdelningen mellan länderna så har man inom Nordel kommit överens om att Sverige och Norge tillsammans är ansvariga för att inte tidsfelet skall bli större än ± 10 sekunder, se ekvation (3.1).

Angående buden på reglerkraft så måste de ha ett utseende enligt följande :

- bud skall gälla för en viss timme samt 10 minuter före denna.
- bud måste vara färdigreglerade inom 10 minuter.
- för snabba bud gäller 5 minuter.
- bud måste vara inom intervallen ± 25 -500 MW.
- man måste meddela inom vilket område som budet ligger. Sverige är indelat i fyra områden mellan vilka det ibland kan föreligga nätbegränsningar.
- pris för budet i kr/MWh.
- man får bara betalt om budet antas.
- bud kan lämnas tidigast 14 dygn före och senast 30 minuter före driftimme.

Utgående från dessa bud så fattar Svenska Kraftnät kontinuerligt beslut under varje timme vilka bud som skall antas. Hur mycket reglerkraft som behövs beror på vilka obalanser som inträffar under timmen. Utgående från behovet antar man sedan buden i följande prioritetsordning:

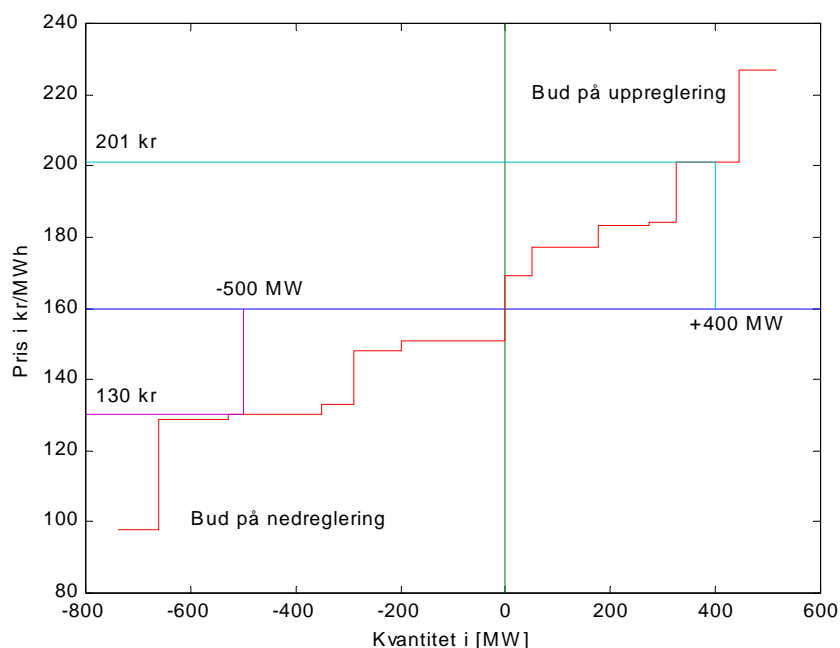
1. I första hand efter pris
 - Billigast uppregleringsbud först
 - Dyrast nedregleringsbud först
2. I andra hand efter tid, dvs tidigast lämnade bud antas först vid lika bud.
3. I undantagsfall kan bud också prioriteras efter hur stor volym som behövs, hur snabb reglering som är möjlig eller i vilket område som regleringen är möjlig

I figur 3.4 beskrivs hur prissättningen går till. Buden läggs in efter varandra. I exemplet så är *Balansgrundpriset* 160 kr/MWh. Detta pris är det som gäller för *NordPools spotmarknad för området Sverige* för timmen ifråga, se avsnitt 0.

I figuren visas ett exempel där det under en timme behövs en uppreglering med 400 MW. Detta innebär att så många bud måste antas så att summan av dessa är 400 MW. De billigaste buden antas i första hand. I figuren visas detta som att det sista antagna budet kostar 201 kr/MWh. Detta innebär att samtliga som har lämnat uppregleringsbud erhåller 201 kr/MWh för den totala energi som uppregleringen innebär. I praktiken innebär detta att Balanstjänsten köper denna energi av de som lämnat buden till priset 201 kr/MWh.

I figuren visas också ett exempel där en nedreglering om 500 MW visar sig vara nödvändig. Som framgår av figuren så medför detta att nedregleringspriset blir 130 kr/MWh för att summan av alla bud skall bli 500 MW. Detta innebär att de som lämnat antagna bud köper given energimängd från Balanstjänsten till priset 130 kr/MWh.

Som framgår av detta så får alltså Balanstjänsten en kostnad för att hålla balansen inom timmen. Å andra sidan så får de balansansvariga företagen betala Balanstjänsten om de inte håller sina balanser. Antag t ex att alla bolag utom bolag A håller sina balanser under en viss timme, dvs de tillför systemet lika mycket som de tar ur. Bolag A tar dock ut 400 MW mer än producerat under hela timmen. Antag också att reglerbud enligt Figur 3.4 gäller. Balanstjänsten måste då handla in uppreglering enligt ovan för priset 201 kr/MWh. Detta pris är också det som bolag A får betala för sitt produktionsunderskott, totalt $201 \cdot 400 = 80400$ kr för denna timme.



Figur 3.4 Beskrivning av prissättning för reglerkraft

3.4 Marknadsaktörer

Aktörerna på den nya elmarknaden kan delas upp i fysiska aktörer, finansiella aktörer och Svenska Kraftnät. Svenska Kraftnäts roll som systemansvarig har beskrivits ovan. Nedan följer en kort översikt över de andra två typerna av aktörer.

Fysiska aktörer är alla de som på något sätt är anslutna till nätet. Är man ansluten till nätet måste man därmed ha mätning på den energi (timmedelvärde) som tas ut eller tillförs. Fysiska aktörer är alltså konsumenter, producenter och nätbolag. På den nya marknaden är nätbolag aktörer så tillvida att de måste handla in den förlustenergi som näten konsumerar. Tillsammans utgör de fysiska aktörerna kraftsystemets totala produktion och konsumtion.

Finansiella aktörer är alla de aktörer som inte själva äger eller förvaltar någon elförbrukning och/eller produktionsresurs. Finansiella aktörer är t ex **Elmäklare** vilka är mellanhänder mellan köpare och säljare av elenergi. De finansierar sin verksamhet genom att ta betalt för tjänsten att sammanföra andra aktörer. En annan finansiell aktör är **Elhandlaren** vilka köper in och säljer elenergi. De kan t ex köpa in från producenter eller från elbörsen, se avsnitt 3.2. De säljer sedan energin till olika kunder. Elhandlare tar en större risk än elmäklare, eftersom de finansierar sin verksamhet med prisskillnad mellan inköp och försäljning. En elhandlare kan t ex garantera att en konsument får köpa till ett visst pris i framtiden. Om priset på börsen blir högt kan elhandlaren förlora på avtalet, om det blir lågt kan elhandlaren istället vinna. Denna typ av avtal kallas terminshandel.

Det kan tilläggas att fysiska aktörer självklart även kan agera som finansiella aktörer. En finansiell aktör kan även vara balansansvarig eftersom balansansvaret endast är ett

finansiellt åtagande. En balansansvarig finansiell aktör måste då försöka att handla sig i balans innan aktuell timme.

3.4.1 De olika marknaderna

Det finns ett antal olika marknader inom det nya systemet. Dessa kan delas upp i fysiska marknader och finansiella marknader. De fysiska marknaderna innebär att balansregistreringen hos Svenska Kraftnät påverkas. Om t ex balansansvarigt bolag A köper 200 MWh av balansansvarigt bolag B för en viss timme så beaktas detta av Svenska Kraftnät när man avgör hur väl de olika bolagen skött sina balanser. De olika fysiska marknaderna består av:

Automatisk balanskraft. Denna ”handelsvara” har beskrivits ovan i avsnitt. Varan innebär bl a att en viss reglerstyrka ställs in i vissa kraftverk. Köpare är Svenska Kraftnät och säljare är balansansvariga kraftproducenter.

Reglermarknad. Denna marknad finns beskriven ovan i avsnitt. Varan är upp- eller nedreglering i kraftverk. Varan kan även, för frekvenser under 49,9 Hz, vara bortkoppling av elförbrukning. Köpare är Svenska Kraftnät och säljare är normalt elproducenter, men skulle också kunna vara konsumenter som erbjuder sig att koppla bort last. Detta kräver dock att konsumenten är balansansvarig.

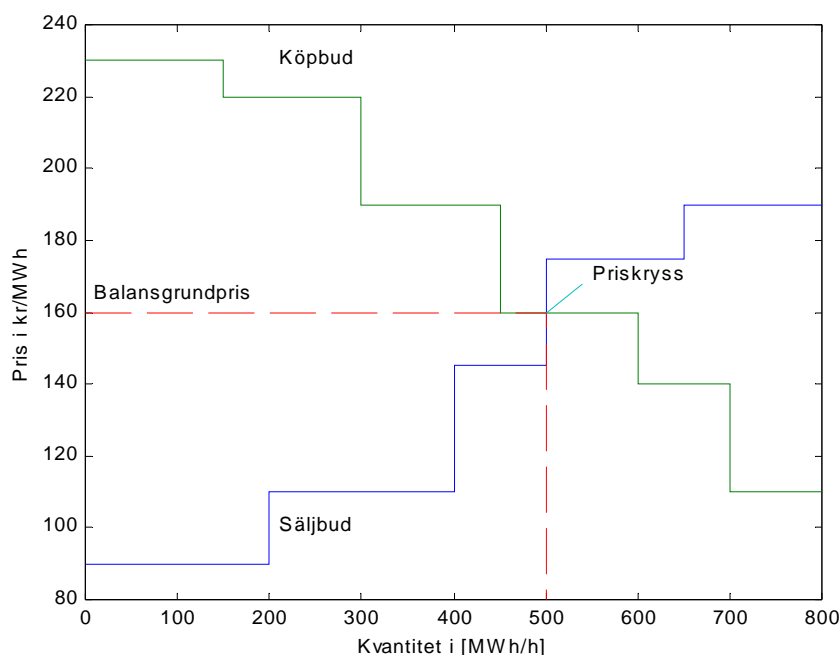
Bilateral handel. Bilateral handel innebär avtal direkt mellan två parter. De två parterna är t ex kraftbolag-kraftbolag, kraftbolag-elkonsument, kraftbolag-elhandlare, elhandlare-elkonsument osv. Avtalstyperna som finns är bl a:

- Fast kraft, vilket innebär en given konstant effekt under en given tidsperiod.
- Energikontrakt, där köparen kan välja hur energin skall tas ut under en given tidsperiod.
- Självbetjäningskontrakt, vilket innebär att köparen får konsumera vad som behövs inom givna gränser och sedan betala för detta. Denna typ av kontrakt innebär normalt att säljaren också är balansansvarig. För denna kontraktstyp är oftast den ena parten en elkonsument.

Elbörsen. På denna börs, även kallad ”NordPool Spothandel” kan man lägga bud. För en viss timme kan köp- och säljbud lämnas senast kl 12-13 dagen före, avseende samtliga timmar under dygnet. Priset sätts av priskryss, se Figur 1.18. Alla bud till vänster om priskrysset i Figur 3.4 antas och alla får betalt (vid säljbud) eller får betala (vid köpbud) enligt det erhållna priskrysset. Vid nätbegränsningar kan Sverige/Norge delas upp i olika prisområden, där priskryss sätts för utbud/efterfrågan i varje område. Detta kan då ge olika pris i olika områden. Det är det erhållna priskrysset för område Sverige som benämns *Balansgrundpris*. På Elbörsen får från svensk sida endast de Balansansvariga agera. Dessutom måste de först träffa ett Aktörsavtal med Elbörsen. Elbörsen är Norsk-Svensk så bud lägges även av norska aktörer.

ELBAS Denna handelsplats öppnades den 1 mars 1999. Marknaden består av en finsk och en svensk timmarknad. Man kan lägga bud för en specifik timme under ett dygn från kl 14:00 dygnet före (då priser och volymer från Nordpools spothandel bekräftats) fram till 2 timmar före aktuell timme. På ELBAS skickas buden ut elektroniskt och om man är intresserad av budet kan man ”klicka” på det. Något ”priskryss” enligt Nordpool beräknas alltså inte. Ett bud kan till exempel bestå av 10 MW/h under

5 timmar. Om man accepterar budet måste man därmed anta hela budet för samtliga timmar. På Nordpool finns ingen koppling mellan timmarna. Fördelen med ELBAS är att bud kan antas närmare aktuell driftstimme, samt att timmar kopplas ihop, vilket är bra för värmekraftverk vilka inte bör köras upp och ner mellan olika timmar.



Figur 3.5 Beskrivning av prissättning på NordPools Spothandel.

Samtliga affärer registreras före timmen och resultaten från mätningar från samtliga punkter rapporteras in efter timmen till Svenska Kraftnät. Därefter görs en avräkning där man summerar hur balansen är för varje balansansvarig. Obalanser debiteras enligt de priser för obalanser som erhållits på reglermarknaden.

Förutom de fysiska marknaderna finns det en finansiell marknad. Denna marknad går ut på att man skall kunna prissäkra sig för framtiden. Antag t ex att man tror sig behöva 100 MWh/h under en vecka som inträffar om en månad. Kraften har man tänkt att köpa på Elbörsen. Vilket pris som då kommer att gälla är idag okänt eftersom det beror på de bud som kommer att läggas då. En möjlighet man har då är att köpa denna kraft av en finansiell aktör till ett givet pris. Den finansiella aktören tar därmed den finansiella risken för om priset blir högre eller lägre än det avtalade. Denna typ av affärer kallas *terminshandel*. Den påverkar inte balansansvarigas registrering hos Svenska Kraftnät eftersom affären bara beaktar priset och inte vem som handlar av vem. På Elbörsen finns denna typ av affärer strukturerade som en veckomarknad, ”NordPool, Finansiell handel”, för framtida veckor (4 veckor - 3 år).

Bilaga 1: Hantering av elbalansen inom en timme

El kan i princip inte lagras. Detta innebär att så fort som el konsumeras så kommer denna produceras i en generator och även tvärtom, dvs så fort som el produceras så måste den

konsumeras. Detta gäller alltid och är en fysisk grundlag som man inte kan göra någonting åt. Detta innebär i praktiken att så fort som man tänder en lampa så kommer denna el produceras någonstans i en generator. På motsvarande sätt så gäller det att exakt samtidigt som el produceras i ett vindkraftverk eller vattenkraftverk (eller något annat kraftverk) så konsumeras den någonstans. Ett annat exempel är när man får ett snabbstopp i ett kraftverk (t ex ett kärnkraftverk om 1000 MW), så kopplas normalt inte konsumenter bort, utan exakt samtidigt ökas istället elproduktionen i andra kraftverk.

El kan alltså inte "försvinna"! Det finns fysiskt sett vare sig "elöverskott", eller "elbrist". Det finns alltid en viss mängd förluster i ett elsystem, men dessa är normalt ett par procent (i Sverige ca 10%) av konsumtionen om man ser hela kedjan från produktion i kraftverk via ledningar ända till konsument. Förlusterna består av att kraftledningar och transformatorer värms upp något när man skickar ström genom dessa. Detta innebär i praktiken att den totala produktionen (= vad generatorerna matar in på elnätet) alltid blir högre än vad konsumenterna tar ut från elnätet. Ibland används orden "elbrist" och "elöverskott". Men dessa ord är snarare ekonomiska beteckningar. "Elbrist" betyder att någon skulle vilja konsumera el, men den finns just då inte tillgänglig där konsumenten finns eller till det pris som konsumenten vill betala. "Elöverskott" innebär på motsvarande sätt att det finns kraftverk som skulle kunna producera el om det fanns konsumenter som var beredda att konsumera mer om de ville betala vad elen kostar.

Det är en kontinuerlig utmaning i elsystemet att upprätthålla en exakt balans mellan produktion och total konsumtion inklusive förluster i elnäten. För närvarande (2013) är den största utmaningen i det svenska och nordiska elnätet när man av någon anledning får ett snabbstopp i ett kärnkraftverk. När detta händer (vilket sker ungefär en gång per år i varje kärnkraftverk) så försvinner momentant en elproduktion om ungefär 1000 MW, vilket är elproduktionen i ett större kärnkraftverk. Precis när detta händer så ska alla elkonsumenter fortsätta att få sin el som vanligt, dvs de kan inte längre få sin el från kärnkraftverket utan istället från någon annan energikälla! Den energikälla som då alltid står i "reserv" är att alla generatorer (i vattenkraftverk, kärnkraftverk och andra) i hela det nordiska elsystemet står och snurrar. Precis när kärnkraftverket snabbstoppas så kommer energin istället från den upplagrade energin i alla dessa snurrande generatorer, den så kallade svängmassan.

Ett sätt att förklara hur balansen upprätthålls i ett elsystem är att dra en parallell med en cykel, se figuren nedan

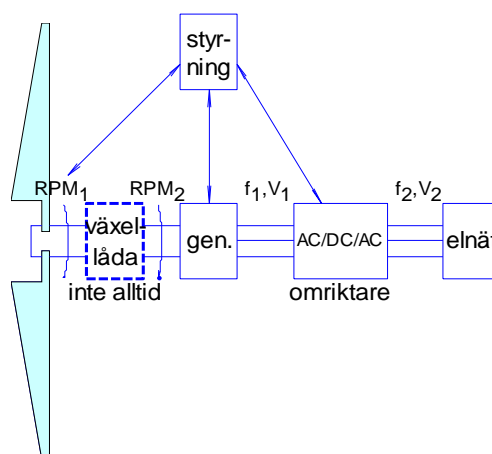
| <p style="text-align: center;">Cykel</p>  | <p style="text-align: center;">Elsystem</p>  |
|--|---|
| <p>1a: Vi utgår från att några på cykeln trampar och några bromsar. Luftmotstånd och hjulmotstånd är "förluster" och en del av bromsandet. Om man på hela cykeln trampar lika mycket som man bromsar så går cykeln med en konstant hastighet.</p> | <p>1b: Detta motsvarar att man i elsystemet (till exempel hela det Nordiska elsystemet vilket visas i figuren) har samma totala produktion som konsumtion. Denna balans innebär att alla större generatorer (med så kallade synkrongeneratorer där den elektriska frekvensen är direkt kopplad till hur fort generatorn snurrar) snurrar lika fort och man har en konstant frekvens i hela elsystemet. Den är normalt 50 Hz, dvs växelspänningen byter polaritet från plus till minus exakt 50 gånger per sekund.</p> |
| <p>2a: Om nu någon på cykeln plötsligt slutar trampa för att han får ont i benet så börjar cykeln sakta in. Den stannar inte direkt eftersom det finns en viss masströghet i cykeln som beror på vikten hos alla personer och på själva cykeln.</p> | <p>2b: Detta motsvaras av ett något kraftverk plötsligt stannar. Då börjar elsystemet gå lite "långsammare" och frekvensen sjunker något. Den börjar sjunka direkt på samma sätt som cykeln direkt börjar sakta in. Men frekvensen sjunker inte språngvis eftersom det finns en viss mängd rörelseenergi, dvs en svängmassa i turbiner mm vilka driver generatorerna.</p> |
| <p>3a: När hastigheten på cykeln minskar (samma hastighet på hela cykeln) så finns det några av de som trampar som har en hastighetsmätare. När de ser att hastigheten minskar så kan de trampa mer för att kompensera för den som fick ont i benet. När övriga cyklister ökat sin kraft på pedalerna så mycket att hastigheten är konstant, så har det blivit balans mellan trampare och bromsare.</p> | <p>3b: Detta motsvaras av att det på flera kraftverk, i Norden, framför allt vattenkraftsverk, finns frekvensmätare där den elektriska frekvensen mäts kontinuerligt (samma i hela Nordiska elsystemet). När frekvensen minskar ökas elproduktionen i dessa kraftverk ända tills produktionen ökat så mycket så att den tidigare minskade produktionen i ett kraftverk kompenseras. När detta skett är frekvensen åter stabil. Allt detta sker helt automatisk oavsett vad som orsakat obalansen: havererat kraftverk, vinden minskar i något kraftverk, någon ökar sin elkonsumtion, någon startar ett kraftverk etc. Därefter startas lämpliga kraftverk upp genom manuell reglering så att den automatiska reserven återställs.</p> |

Kortsiktig balanshållning i ett elsystem

En central frågeställning är därmed det som framgår av ruta 2b-3b. När t ex vindkraften varierar innebär den momentana reaktionen på detta att variationen balanseras av ändrad mängd rörelseenergi i turbiner och de roterande delar i synkronmaskiner som är direkt kopplade till elnäten, någonstans i Norden. Dvs det är den samlade svängmassan som gör att ändringar inte går så fort. Om man tar ut för mycket rörelseenergi så snurrar turbinerna långsammare vilket resulterar i en lägre frekvens vilket i sin tur gör att framför allt vattenkraftverk läser av den sjunkande frekvensen och då ökar mängden vatten till turbinerna vilket ökar produktionen och stabiliserar frekvensen. Detta kallas "primärregleringen" som är det första steget i "frekvensregleringen" vars syfte är att upprätthålla en balans mellan produktion och konsumtion. Vi har samma frekvens i det nordiska systemet (Sverige, Finland, Norge och Själland) och man kan se det som att vi i Norden (ej Island och Jylland) sitter på samma cykel.

Nästa steg i frekvensregleringen är "sekundärreglering" där vissa kraftverk automatiskt mäter av ändrad frekvens vilket i sin tur gör att dessa ändrar sin produktion. Det sista steget i frekvensregleringen är "tertiärregleringen" (historiskt kallad sekundärreglering i Norden) där manuella beslut tas i kontrollrum om vilka kraftverk som ska startas eller stoppas inom varje enskild timme.

En fundamental fråga som börjat diskuteras på senare år är storleken på svängmassan vilket är den totala mängden rörelseenergi som finns i systemet. Detta kan jämföras med cykelparallellen i figuren ovan. Om cykeln och cyklister i figuren skulle vara viktlösa skulle cykeln tvärstanna om någon bromsar eller accelerera oändligt snabbt om någon ökar kraften på tramporna. I kraftsystemet finns denna svängmassa, som gör att man inte får plötsliga frekvensfall, i de roterande massorna i det Nordiska elsystemets samtliga stora generatorer, så kallade synkrongeneratorer (de har en rotationshastighet som är direkt kopplad, = synkront, till nätfrekvensen – normalt 50 Hz). Alla stora kraftverk, såväl vattenkraft, industriellt mottryck, kraftvärme som kärnkraft har denna typ av generatorer. I vindkraftverk finns det dock en omriktare mellan själva turbinen som är kopplad till generatorn och elnätet, se figur **Error! Reference source not found.**



Vindkraftverk: Bladen (= turbinen) roterar vilket gör att generatorns rotor roterar vilket medför att el genereras med frekvensen f_1 och spänningen V_1 . Denna omriktas sedan till nät frekvensen $f_2 = 50$ Hz och samma spänning som på elnätet.

Det finns därmed en svängmassa även i ett vindkraftverk bestående av turbinen, axeln och rotorn i generatoren. I dagsläget gör dock omriktaren att denna roterande massa inte kan användas direkt på samma sätt som generatorer kopplade direkt till elnätet. För solceller finns ingen svängmassa alls, utan genereringen kopplas direkt till elnätet via en omriktare.

För Sveriges del har inga detaljerade studier gällande just problematiken kring svängmassa gjorts för en situation där en mycket stor andel av elförsörjningen skulle komma från sol- och vindkraft. Det finns dock flera studier och erfarenheter som är relevanta för denna fråga.

- A. På Gotland kommer all produktion från vindkraft. Gotland är förbundet med fastlandet med en likströms-kabel. Detta innebär att det på Gotland inte finns någon svängmassa i generatorerna, och likströmskabeln innebär att fastlandets svängmassa inte finns direkt tillgänglig på Gotland. Lösningen är att man på Gotland alltid har två synkronmaskiner som snurrar, men som vare sig har produktion eller konsumtion (utom vissa förluster). Dessa benämns "synkronkompensatorer". Detta kan ses som en lösning på ett system med enbart "mass-lös" generering.
- B. På Irland har man gjort en detaljerad analys av hela öns (Irländska republiken + Nordirlands) möjlighet att ha en stor andel vindkraft. Redan idag har man ibland situationer med hälften av elproduktionen från vindkraft. Irland har en likströms-kabel till Skottland och man håller på att få igång en ny likströmskabel mellan Irland och Storbritannien. Rapporten är omfattande och många utmaningar studerats, inklusive frågan om svängmassa. Detta är en speciell utmaning på Irland eftersom det är en ö med enbart likströmsförbindelser till omvärlden. Man har tagit fram ett speciellt index "Operation Metric 1" som avser $OM1 = \{ (vindkraft [MW] + import [MW]) / (elförbrukning [MW] + export [MW]) \}$. Slutsatsen är att OM1 kan vara upp till 60-80 procent, men man måste då vidta olika åtgärder. Dessa är 1) Mer så kallade reaktiva resurser behövs, vilka används för att hålla spänningen i systemet, 2) Se till att samtliga vindkraftverk uppfyller nätanslutningskraven en så kallad "grid code", 3) Ändring av parametrar i ROCOF-skydden; dessa skydd (Rate Of Change Of Frequency) kopplar bort olika utrustningar (elförbrukning och vindkraftverk) om frekvensen ändras för fort, 4) Närmare studier av kortslutnings-strömmar för olika situationer. Man har utgått från att vare sig vindkraften eller likströmsförbindelserna till ön kan bidra med någon svängmassa av betydelse. Men de har inte studerat detta närmare.
- C. Portugal har en relativt stor andel vindkraft. Landet är förbundet med Spanien med växelströmsledning, dvs energin i svängmassan kan överföras från det ena systemet till det andra (mas sitter på samma cykel). Dessutom är Spanien förbundet till det centraleuropeiska systemet (och dess svängmassa) genom växelströmsledning till Frankrike. Kapaciteten på förbindelsen Portugal-Spanien är ca 1200 MW. Portugal har haft en vindkraftsandel av total konsumtion om upp till 93 procent. Den 15 november 2009 hade man 70 procent, den 31 oktober 2010 75 procent, den 15 maj 2011 81 procent och den 13 november 2011, kl 4:30 var andelen 93 procent. Anledningen till att man kan ha högre andel än studierna från Irland är kopplingen till Spanien. För den 13 november 2011, kl 4:30 var andelen 93 procent av konsumtionen, men vid detta tillfälle importerades 90 MW och om man räknar som andel av produktionen inklusive pumpkraftverk (som kan gå som "förbrukning" då de pumpar, men som har

synkronmaskiner som koppling till elnätet) så var andelen 78 procent vid detta tillfälle. I Portugal har man planerat in ett forskningsprojekt gällande problematiken kring svängmassa vid hög andel vindkraft och nödvändig primärreglering.

- D. Frågan om svängmassa har kommit upp mer på senare tid och som framgår ovan så finns det speciella utmaningar på öar som studerar stor andel vindkraft och som inte har växelströmsförbindelser till omgivande system. Detta har medfört att man på Irland praktiskt utreder möjligheten att starkare koppla den existerande svängmassa i vindkraftverken så att den kommer till nytta till elsystemet. Detta innebär i praktiken att man mäter frekvensen på elnätet, f_2 , och om den ändras så styr man omriktaren så att den upplagrade rörelseenergin i turbin och rotor snabbt kan skickas ut på elnätet genom omriktaren. I praktiken är det ett styrsystem som införs. På Irland har systemoperatörerna EirGrid (Irländska republiken) och Soni (Nordirland) beslutat genomföra en test med detta där GE-Energy kommer testa sin teknik WindINERTIA control.
- E. En intressant möjlighet är även att använda existerande kraftverk som svängmassa även om man inte genererar i dessa. I Sverige har vi sedan länge i vissa fall haft vattenkraftverk infasade (dvs turbinen roterar och generatoren är inkopplad) på elnätet utan generering. Syftet har varit att ha marginaler om man plötsligt får ett avbrott i ett stort kärnkraftverk och snabbt behöver öka produktionen. Då behöver inte vattenkraftverket snurra igång, utan det räcker med att man ökar vattenpådraget vilket gör att man snabbare får igång produktionen. Detta ökar svängmassan i systemet trots att detta inte varit huvudsyftet. Ett annat exempel är kärnkraftverket Zion vid Lake Michigan i USA. Detta togs ur drift den 15 januari 1998. Båda generatorerna har blivit ombyggda till synkronkompensatorer för att stabilisera elnätet i norra Illinois. Ombyggnaden gällde två 1220 MVA synkrogeneratorer Syftet var främst att hålla spänningen vilket också är en bra egenskap hos synkrogeneratorer.
- F. En annan intressant möjlighet är att styra likströmsförbindelser. Detta är möjligt med den nyare likströmstekniken HVDC-VSC (High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter). För att denna teknik snabbt ska kunna reagera på behov i ena änden så krävs att det finns svängmassor i andra änden och att det finns marginaler att överföra mer. I princip är det samma funktion som i ett vindkraftverk, se figuren, dvs det finns en upplagrad energi i de roterande massorna, och genom att styra omriktarna så kan denna energi snabbt levereras till den andra sidan av omriktarna. Men detta kräver en fungerande styrning. Det finns också förslag på att DC-ledningens kapacitans kan användas som kortsiktig energilagring, men detta har troligen mindre potential.
- G. Ett sätt att få in mer svängmassa i systemet är att betala för denna och idén är då att de som kan erbjuda denna till lägsta kostnad också får betalt för detta. På Irland har man föreslagit en speciell produkt: "Synchronous Inertial Response (SIR)": Den föreslagna SIR-produkten definieras som "den kinetiska energin (vid nominell frekvens) av en reglerbar synkrogenerator, reglerbar synkronkompensator eller reglerbar synkron elförbrukning multiplicerad med en SIR- Faktor (SIRF)". Mer detaljer finns presenterade i.
- H. I Danmark har man vid flera tillfällen mer vindkraftsproduktion än elförbrukning. Man har vid dessa tillfällen krav på att ha 2-3 konventionella kraftverk igång, så kallad "must-run" (Soder, o.a., 2012). I Danmark planerar man för en ytterligare ökad mängd vindkraft. Därför har systemoperatören Energinet.dk renoverat två gamla

synkrongeneratorer i område DK1 (Jylland) och kommer att beställa en ny 270 MVA-maskin till område DK2 (Själland) till sommaren 2013. Utöver detta pågår ett anbudsförfarande för ytterligare två 200 MVA synkronmaskiner (eller motsvarande tjänst från en kraftverksägare) att installeras nästa år (DK1 och DK2). Det finns flera orsaker till "must-run"-kravet: Kontinuerlig spänningsstyrning, dynamiskt spänningsstöd, kortslutningseffekt och (framtida behov av) svängmassa. Men den främsta anledningen till att titta på synkronmaskiner är kravet att på ett säkert driva högspända likströms-förbindelser med LCC-teknik. För detta bidrag är den gamla tekniken fortfarande överlägsen när det gäller respons och överbelastningskapacitet.

Referenser

L. Söder: Statisk analys av elsystem, KTH, 2011, kompendium i kursen EG2021 Elsystem del 1.

L. Söder och M. Amelin: Effektiv drift och planering av kraftsystem, KTH, 2012, kompendium i kursen EG2050 Systemplanering.

L. Söder: På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige: En studie om behovet av reglerkraft. Version 2.0

<http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=10&pid=diva2:609917>