

PRISBERÄKNING FÖR ATT LÄMNA BUD TILL PRIMÄRREGLERINGEN

Svenska Kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för elkraft, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el och naturgas. Svenska Kraftnät utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, miljövänlig och ekonomisk elförsörjning. Därmed har vi också en viktig roll i klimatpolitiken. Svenska Kraftnät har närmare 400 anställda, de flesta vid huvudkontoret i Sundbyberg. Vi har även kontor i Sundsvall, Halmstad och Sollefteå. Ytterligare flera hundra personer sysselsätts på entreprenad för drift och underhåll av stamnätet runt om i landet. År 2009 var omsättningen cirka 6 900 miljoner kronor. Mer information finns på vår webbplats www.svk.se.

SVENSKA KRAFTNÄT

BOX 1200
172 24 SUNDBYBERG
STUREGATAN 1

WWW.SVK.SE

TEL 08 475 80 00
FAX 08 475 89 50

Detta faktablad beskriver metoder för att uppskatta kostnaderna för primärreglering.

Bud till primärregleringen ska enligt balansansvarsavtalet vara baserade på den faktiska kostnaden för regleringen. Kostnadsberäkningarna som beskrivs i detta faktablad är tänkta att användas som utgångspunkt när buden till primärregleringen prissätts.

1 KOSTNADER TILL FÖLJD AV VERKNINGSGRADSFÖRLUSTER

Verkningsgradsförluster innebär att en större volym vatten krävs per producerad MW och kan uppstå vid primärreglering då en maskin är inställd för produktion vid den bästa verkningsgraden. Avvikelse i frekvensen gör att maskinen reglerar effekten uppåt eller nedåt, och när den är inställd på bästa verkningsgrad leder all reglering till en försämrad verkningsgrad. För maskiner som däremot inte är inställda för produktion vid bästa verkningsgrad leder regleringen till att maskinen körs lika ofta på en fördelaktigare verkningsgrad som på en sämre verkningsgrad.

Hur omfattande förändringarna i verkningsgraden blir till följd av reglering är till största delen kopplad till vilken typ av turbin maskinen har, men det kan även finnas stor skillnad mellan maskiner med turbiner av samma typ. För att undvika komplicerade beräkningar av individuella försämringar i verkningsgraden per maskin är det lämpligt att istället räkna med en generell försämring baserad på den egna maskinparken.

2 KOSTNADSBERÄKNINGAR FÖR PRIMÄR- REGLERINGENS PRODUKTER

Upphandlingen av primärregleringen är från och med den 1 april 2011 uppdelad mellan de olika produkterna Frekvensstyrd Normaldriftsreserv (FNR) och frekvensstyrd störningsreserv (FDR). FNR används vid normal drift ($49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$) medan FDR används vid störd drift, dvs. när frekvensen sjunker under $49,9 \text{ Hz}$ ($49,5 \text{ Hz} \leq f < 49,9 \text{ Hz}$).

Beräkningarna är uppdelade i ett antal olika fall för att kunna täcka de olika kostnaderna som kan uppstå beroende på hur turbinerna i en anläggning behöver köras för att skapa utrymme för primärreglering. Det slutliga budet kan vara en sammanvägning av olika kostnader.

Beräkningarna av kostnaderna utgår bland annat från priset på el, och det är också den faktor som påverkar reglerkostnaden mest. Vid bedömningen av vilket pris som ska användas, kan hänsyn tas till att den volym vatten som förbrukas i samband med frekvensregleringen annars skulle ha kunnat användas för energiproduktion vid ett annat tillfälle. Priset som används bör vara det al-

ternativa pris som elproducenten anser sig kunna ha fått på en annan marknad. Det gäller för den del av produktionen som försvinner på grund av att aggregaten får mindre gynnsamma inställningar för att kunna bidra till primärregleringen. Om maskinen är optimalt inställd och det ändå finns utrymme för reglerresurser, är kostnaden för att erbjuda den liten och buden bör då utgå från formelerna som beskrivs i grundfallen 2.1.1 respektive 2.2.1

Till stor del är metoderna för att beräkna kostnaderna för att tillhandahålla reserver i form av FNR och FDR lika. Den enda skillnaden är hur kostnaderna beräknas för grundfallet, vilket beskrivs i avsnitt 2.1.1, jämför formel 2.1.1, som gäller för FNR, och formel 2.2.1 som gäller för FDR.

Följande beteckningar är generella i alla formeler i avsnitt 2.1 och 2.2. Från den 1 april 2011 är det möjligt att lämna bud till primärregleringen även i Euro.

K = Reglerkostnaden [SEK/MW]

P_1 = Inställd effekt vid 50 Hz

P_2 = Inställd effekt med icke optimal verkningsgrad

ΔP = Flyttad effekt, timmedelvärde [MW]

E = Elpris [SEK/MWh]

ΔE = Prisdifferens mellan aktuell tidpunkt och tidigare planerad tidpunkt (Prisdifferens mellan höglast och låglast alternativt prisdifferens mellan vintervattenpris och aktuellt pris) [SEK/MWh]

t = tid [h], $t = 1$ används vid budgivning

R = Aggregatets möjliga reservbidrag [MW]

2.1 FREKVENSSSTYRD NORMALDRIFTSRESERV (FNR)

2.1.1 Grundfall utan omplanering av produktion

Det kan antas att avvikelser i frekvens vid normal drift, dvs vid avvikelser på maximalt 0,1 Hz, sker i stort sett kontinuerligt och aggregatens kostnader p.g.a. de verkningsgradsförsämringar som då uppstår kan uppskattas med formel 2.1.1. Även en situation där reglerstyrkeläget ändras omfattas av formel 2.1.1:

$$K = P_2 \cdot \left[\frac{\eta_1 - \eta_2}{\eta_2} \right] \cdot \frac{E \cdot t}{R}$$

Där: η_1 = Verkningsgrad vid 50 Hz

η_2 = Verkningsgrad vid frekvensavvikelse (standardavvikelsen)

2.1.2 Grundfall med omställning av börvärde

Ibland kan börvärdet behöva ställas om till en lägre effekt för att skapa utrymme för primärreglering. När produktion planeras med ett effektbörvärde som inte motsvarar den bästa verkningsgraden, blir det i genomsnitt inte några förluster kopplade till frekvensavvikelsen, däremot blir följden en permanent försämring i verkningsgrad.

Om man utgår från formel 2.1.1 kan kostnaden uppskattas enligt formel 2.1.2:

$$K = P_2 \cdot \left[\frac{\eta_1 - \eta_2}{\eta_2} \right] \cdot \frac{E \cdot t}{R}$$

Där: η_1 = Bästa verkningsgrad

η_2 = verkningsgrad vid P_2

Generellt ger detta högre reglerkostnader än i grundfallet utan omplanering (2.1.1) eftersom försämringen i verkningsgrad oftast blir markant högre.

2.1.3 Grundfall med omplanering

Om produktionen planeras om från höglast till låglast för att skapa mer reglerresurser, innebär det en lägre ersättning än planerat på grund av det lägre priset vid låglast jämfört med höglast. Kostnaderna för att i detta fall erbjuda primärreglering uppskattas enligt formel 2.1.3:

$$K = \Delta P \cdot \frac{\Delta E \cdot t}{R}$$

Kostnader enligt formel 2.1.1 alternativt formel 2.1.2 tillkommer.

2.1.4 Grundfall med spill

Då Svenska Kraftnät annonserar att det finns ytterligare behov av primärreglering, än vad som kommit in i form av bud, och vattenflödet är högt, kan det vara nödvändigt att spilla vatten för att kunna tillhandahålla mer reglerresurser. Kostnader kan då uppskattas enligt formel 2.1.4:

$$K = P_s \cdot \frac{E \cdot t}{\Delta R}$$

Där: P_s = Spilld effekt [MW]

ΔR = reglertillskottet [MW]

Kostnader enligt formel 2.1.1 alternativt formel 2.1.2 tillkommer. Det finns möjlighet att ta hänsyn till ytterligare kostnader orsakade av exempelvis höga vattenflöden och spill i kringliggande kraftverk (egna och andras).

2.1.5 Omplanering från vintervattenpriser

Då produktion planeras om från vintern till en tidigare tidpunkt för att skapa mer reglerresurser kan kostnaderna uppskattas enligt formel 2.1.5:

$$K = \Delta P \cdot \frac{\Delta E \cdot t}{R}$$

Det är den uppskattade skillnaden i marknadspriset mellan vintervattenpriset och nytt vattenpris som är avgörande för hur stor reglerkostnaden blir.

Kostnader enligt formel 2.1.1 alternativt formel 2.1.2 tillkommer.

2.1.6 Starta aggregat och köra på minimal last

Då ett aggregat startas och körs på minimal last för att kunna bidra med reglerresurser uppstår kostnader dels pga verkningsgradsförluster (en-

ligt formel 2.1.1 alternativt 2.1.2) och dels för att flytta effekt (enligt formel 2.1.3). Kostnaden kan uppskattas enligt formel 2.1.6, vilken är baserad på formlerna 2.1.1/2.1.2 och 2.1.3:

$$K = P_2 \cdot \left[\frac{\eta_1 - \eta_2}{\eta_2} \right] \cdot \frac{E \cdot t}{R} + \Delta P \cdot \frac{\Delta E \cdot t}{R}$$

Där: η_1 = Bästa verkningsgrad
 η_2 = Verkningsgrad vid P_2

2.2 FREKVENSSTYRD STÖRNINGSRESERV (FDR)

2.2.1 Grundfall utan omplanering av produktion

Det är sällan frekvensen sjunker under 49,9 Hz och kostnaden för att tillhandahålla FDR är därmed i grundfallet låg och approximeras i detta faktablad med att verkningsgradsförsämringen är försumbar.

Kostnader för att aggregaten ska tillhandahålla FDR kan uppskattas med formel 2.2.1, med värden på som ligger nära noll, dvs. en minimal försämring av verkningsgraden.

$$K = P_1 \cdot \Delta \eta \cdot \frac{E \cdot t}{R}$$

Där: $\Delta \eta$ = Försämringen i verkningsgrad vid normal drift där frekvensen ändras med max. 0,1 Hz.

Formlerna 2.1.2-2.1.6 i avsnittet ovan för FNR är direkt tillämpliga även vid uppskattningar av kostnaderna för FDR. I fall som beskrivs i avsnitt 2.1.3-2.1.5 tillkommer det kostnader enligt formel 2.2.1 alternativt formel 2.1.2 (med värden för FDR).

3 ÖVRIGA KOSTNADER

Utöver de kostnader som redovisas i fallen i avsnitt 2, tillkommer kostnader för slitage på maskinernas mekaniska och hydrauliska delar. Slitaget och kostnaderna för slitaget är individuellt för varje maskin, framför allt varierar det mellan maskiner med olika typer av turbiner. Kaplanturbiner har högre slitagekostnader än Franscisturbiner.

Balansansvarsavtalet medger att bud kan lämnas med ett visst utrymme för vinst- och riskpålägg. Exempel faktorer som kan motivera ett pålägg på budet är risk för:

- > missar i prognoserna (flöden, priser och tillgänglighet i exempelvis kärnkraft),
- > spill,
- > aggregat är upplåsta på andra marknader,
- > haveri och återköp.

VILL DU VETA MER?

Har du frågor om något i detta faktablad kan du kontakta operativ.balanstjanst@svk.se.