

Kraftsituationen vintern 2006/2007

En rapport från Energimarknadsinspektionen

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: forlaget@energimyndigheten.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: [konsultera förlaget] ex

EMIR [erhålls från förlaget]

ISSN 1653-8056

Förord

Energimarknadsinspektionen vid Statens energimyndighet har till uppgift att bidra till en väl fungerande och öppen elmarknad genom att följa och analysera utvecklingen på elmarknaden.

Sommaren 2006 var ovanligt nederbördsfattig, både i Sverige och i övriga Norden. Under långa perioder var tillrinningen till vattenkraftverkens magasin långt under det normala. Dessutom var ett antal svenska kärnkraftsreaktorer avställda under sommaren och hösten. Sammantaget bidrog detta till att det fanns en begränsad potential för elproduktion under den kommande vintern 2006/2007.

Syftet med rapporten är att bedöma risken för elenergi-brist under vintern 2006/2007. Rapporten redogör för två möjliga scenarier för kraftsituationen under den kommande vintern samt att analysera hur marknaden förväntas hantera dessa scenarier. Rapporten syftar även till att redogöra för åtgärder som kan vidtas för att undvika elenergi-brist under kommande vinter.

Arbetet har letts av Maria Persson vid Energimarknadsinspektionen. Därutöver har Stefan Hellmer och Tommy Johansson vid Energimarknadsinspektionen samt Mikael Toll vid Statens energimyndighet deltagit i arbetet. Synpunkter på rapporten har lämnats av Norges vassdrags- och energidirektorat (NVE), Svenskt Näringsliv och Affärsverket Svenska kraftnät.

Eskilstuna i december 2006

Håkan Heden
Chef Energimarknadsinspektionen

Sammanfattning och slutsatser

Under våren och sommaren 2006 var tillrinningen till de nordiska vattenkraftverkens magasin långt under det normala. I mitten av september uppvisade de nordiska vattenmagasinen ett underskott på cirka 30 TWh, vilket är 29 procent under det normala. Därutöver var ett antal svenska kärnkraftsreaktorer avställda under sommaren och hösten. Med anledning av detta gjorde Energimarknadsinspektionen i september bedömningen att det förelåg en risk för elenergi-brist vintern 2006/2007.

Syftet med rapporten är att bedöma risken för elenergi-brist under vintern 2006/2007. Rapporten redogör för två scenarier för kraftsituationen under kommande vinter samt analysera hur marknaden förväntas hantera dessa scenarier. Rapporten syftar även till att redogöra för åtgärder som kan vidtas för att undvika elenergi-brist under kommande vinter.

I nuläget bedömer Energimarknadsinspektionen att det inte kommer att uppstå någon energi-brist under vintern 2006/2007. Detta under förutsättning att de tekniska och metrologiska förhållandena är stabila genom perioden. Skulle däremot tillrinningen minska med tjugo procent och att fem kärnkraftsreaktorer tas ut drift, vilket är förutsättningarna i ett av de två scenarier som beskrivs i rapporten, ökar risken för elenergi-brist.

Elmarknaden, liksom andra konkurrensutsatta marknader, ska på marknadens egna villkor hantera förändringar i utbud och efterfrågan och kontinuerligt upprätta en pris- och kvantitetsmässig jämvikt. Det innebär att en elenergi-brist egentligen inte ska kunna uppstå på en konkurrensutsatt elmarknad.

Elmarknaden kännetecknas av att efterfrågesidan (förbrukarsidan) inte reagerar på prisförändringar på kort sikt, det vill säga att efterfrågan är oflexibel. Det innebär att det i en situation med begränsat utbud av el kan krävas mycket höga priser för att få förbrukarna att reducera sin elkonsumtion som är tillräcklig för att jämvikt ska upprättas, när utbudet är lika stort som efterfrågan.

Energimarknadsinspektionen anser att det är viktigt att så långt som möjligt låta marknaden själv hantera en eventuell elbristsituation. Marknadsingripanden som syftar till att snabbt öka elproduktionen eller sänka efterfrågan riskerar att skada marknadens funktion och kan få långsiktiga konsekvenser på, exempelvis, investeringar i nytt utbud och sänkt förtroende för marknadens förmåga att hantera obalanser.

Det finns ett antal åtgärder som kan vidtas för att undvika elenergi-brist. En del åtgärder syftar till att minska efterfrågan, medan andra syftar till att göra konsumtionen mera priskänslig. Båda fallen är både pris- och konsumtionsminskande.

Energimarknadsinspektionen skiljer i rapporten på *marknadsbaserade* åtgärder och åtgärder som avser påverka marknaden *exogen* (yttre påverkan).

Ur ett marknadsperspektiv är det viktigt att undvika exogena åtgärder som ingriper/påverkar på marknads funktionssätt. Sådana åtgärder riskerar att skada marknadsaktörernas förtroende för marknads funktionssätt vilket kan få konsekvenser för en effektiv prisbildning och investeringar i ny elproduktionskapacitet.

Marknadsbaserade åtgärder har inte någon exogen påverkan på marknaden och åsidosätter inte heller marknads spelregler. Sådana åtgärder syftar istället till att, utifrån existerande spelregler, förenkla för marknads aktörer att fatta beslut om utbud och efterfrågan utifrån marknads förändrade villkor, det vill säga göra marknaden mera flexibel.

Energimarknadsinspektionen anser att det är väsentligt att det skyndsamt utvecklas metoder för att stimulera priskänsligheten på efterfrågesidan. En prisrespons på efterfrågan är marknadsmässigt att föredra framför marginalproduktion av dyr värmekraft. Ett exempel på marknadslösning under vintern 2006/2007 är att erbjuda den elintensiva industrin tilläggsavtal som ger företagen möjlighet att sälja tillbaka el som inte förbrukas. Fördelen med denna metod är att den understödjer marknads förmåga att lösa obalanser på ett marknadsmässigt sätt som är både företags- som samhällsekonomiskt lönsamt. Metoden kan dessutom på längre sikt minska behovet av andra mera radikala åtgärder och gör det möjligt för fler aktörer att känna av, reagera och eventuellt tjäna på prisförändringar. Därutöver minskas de finansiella riskerna genom att antalet och nivån på pristoppar minskar

I rapporten redogör Energimarknadsinspektionen för fyra åtgärder; vädjan, informationskampanj, regeringsdirektiv statlig verksamhet och effektreserv som energireserv som skulle kunna vidtas om marknaden inte klarar av att hantera situationen med eskalerande elpriser. Utifrån åtgärdernas effekt på marknaden och förberedelsestid anser Energimarknadsinspektionen att en vädjan är den första åtgärden som bör tillgripas, därefter följer en informationskampanj, regeringsdirektiv för statlig verksamhet och sist effektreserv som energireserv. Dessa åtgärder bör vidtas i nämnd ordning då eskalerande priser indikerar en uppkommande elbrist.

Energimarknadsinspektionen understryker dock att ansvarsfördelningen och resursfördelningen för dess åtgärder måste klargöras. Det finns för närvarande exempelvis inga tydliga riktlinjer för när åtgärderna ska tas i bruk för att kunna hantera en eventuell elenergi-brist. Därmed finns en uppenbar risk att åtgärderna inte når full effekt.

Rapporten berör också kort andra tänkbara åtgärder som kan vidtas vid elenergi-brist. Energimarknadsinspektionens anser dock att inga av dessa åtgärder

är lämpliga under vintern 2006/2007 eftersom ansvars- och rollfördelningen behövs ses över tillsammans med en översyn av de juridiska och tekniska hinder som föreligger dessa åtgärder.

Innehåll

Sammanfattning och slutsatser	4
1 Inledning	9
1.1 Bakgrund.....	9
1.2 Syfte.....	9
1.3 Metod.....	9
1.4 Disposition.....	10
1.5 Avgränsningar.....	10
1.6 Energimarknadsinspektionens och Energimyndighetens roll.....	10
2 Slutsatser och rekommendationer	12
2.1 Allmänna slutsatser.....	12
2.2 Rekommendationer.....	12
3 Kraftsituationen fram till den 1 december	14
3.1 Den hydrologiska utvecklingen.....	14
3.2 Faktorer som har bidragit till kraftsituationen.....	16
3.3 Prisutveckling.....	20
4 Scenarier för kommande vinter	25
4.1 Bakgrund.....	25
4.2 Normalscenario.....	26
4.3 Extremscenario.....	30
5 Åtgärder för att undvika elenergi- brist	34
5.1 Teoretisk genomgång.....	34
5.2 Marknadsbaserad åtgärd.....	36
5.3 Marknadspåverkande åtgärder.....	40
6 Referenser	45

Tabellförteckning

Tabell 1: Andel kunder per avtalstyp (%).....	23
Tabell 2: Förutsättningar för normalscenariot	26
Tabell 3: Förutsättningar för extremscenariot	30
Tabell 4:Skattning av andel svensk elintensiv industri med avseende på typ av avtal för köp av elenergi	38

Figurförteckning

Figur 1:Tillrinning och magasinsutveckling under 2006 i förhållande till ett normalår.....	15
Figur 2: Vattenkraftproduktionen totalt i Sverige och Norge för åren 2004- 2006.	16
Figur 3: Den svenska kärnkraftproduktionen 2004-2006	17
Figur 4:Överförd effekt mellan Sverige/Polen respektive Sverige/Danmark och Tyskland	19
Figur 5: Systempriser 2006.....	20
Figur 6: Systempriser 2002 och 2006	21
Figur 7:Elprisförändring i procent 2002-2005 för energiintensiva industrier	23
Figur 8: Prisutveckling på slutkundsmarknaden för lägenhetskunder och villakunder (exklusive skatter och elcertificatsavgift)	24
Figur 9: Beräknade magasinsutvecklingen för normalscenariot.....	27
Figur 10: Sannolikhetsfördelningen för olika magasinsinnehåll vecka 17 2007 för normalscenariot.....	28
Figur 11: Beräknade magasinsutvecklingen för extremscenariot i förhållande till normalscenariot.....	31
Figur 12:Sannolikhetsfördelningen för olika magasinsinnehåll vecka 17 2007	32
Figur 13: Prishöjningseffekt av sänkt utbud	35
Figur 14: Efterfrågepåverkande åtgärder	36
Figur 15: Tilläggsavtalets påverkan på marknaden	37

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Vid årsskiftet 2005/2006 låg nivåerna i de nordiska vattenmagasinen nära en för årstiden normal nivå¹. Under våren 2006 växte dock ett underskott fram i vattenmagasinen till följd av att det föll onormalt lite snö under vintern. Sommaren var ovanligt torr, både i Sverige och i övriga Norden, vilket medförde att tillrinningen till vattenkraftverkens magasin var långt under det normala. I mitten av september uppvisade de nordiska vattenmagasinen ett underskott på cirka 30 TWh, vilket är cirka 29 procent mindre än under ett normalår.² Dessutom var ett antal svenska kärnkraftsreaktorer avställda under sommaren och hösten. Detta bidrog till att Energimarknadsinspektionen i september 2006 bedömde att det under vintern 2006/2007 skulle finnas en begränsad förmåga att producera el och att det därför förelåg en risk för elenergibrist³.

1.2 Syfte

Syftet med rapporten är att redogöra för:

- risken för elenergibrist vintern 2006/2007.
- två scenarier för kraftsituationen vintern 2006/2007 samt analysera hur elmarknaden förväntas hantera dessa scenarier.
- åtgärder som kan vidtas för att undvika elenergibrist vintern 2006/2007.

1.3 Metod

För att ta fram scenarier för kraftsituationen vintern 2006/2007 har analysmodellen PoMo (Power Model) använts.⁴ PoMo är en prognosmodell som kan användas för känslighetsanalyser och scenariobaserade prognoser. PoMo räknar ut en sannolikhetsfördelning för både priser och fyllnadsgrader i vattenmagasin utifrån osäkerhet i tillrinning, förbrukning och bränslepriser. Målfunktionen för PoMos beräkningar är kostnadsminimering. Enligt ekonomisk teori ska en marknad som präglas av perfekt konkurrens vara en marknad där kostnaderna är så låga som möjligt. Simuleringen av marknadens utveckling vecka för vecka bakåt i tiden har visat på en mycket god överensstämmelse mellan PoMos beräknade priser och de faktiska systempriserna på den nordiska elmarknaden.

¹ Med normalnivå menas mediannivån för åren 1950 till 2000.

² I Sverige förbrukar vi cirka 150 TWh per år.

³ Elenergibrist får inte förväxlas med effektbrist. Effektbrist uppstår när förbrukningen av el är större än produktionen och eventuellt importen vid en viss tidpunkt. En elenergibrist är när produktionskapaciteten av el inte är tillräcklig för att tillgodose marknadens efterfrågan på el.

⁴ PoMo är utvecklad och utvecklas löpande av EME Analys och Tentum.

En svaghet med PoMo är att modellen på ett alltför enkelt sätt representerar vattenkraften i det nordiska systemet. PoMo använder sig av ett enda vattenmagasin, som blir gemensamt för Sverige och Norge. De gör att modellen inte lyckas fånga upp behovet av överföringar mellan Sverige och Norge och därför inte heller kan beräkna prisområdesskillnader. För systempriset⁵ har PoMo dock beräknat de faktiska systempriserna med hög tillförlitlighet under såväl torr- som våtår.

Arbetet med att redogöra för åtgärder för att undvika elenergi-brist genomfördes genom litteraturstudier, telefonintervjuer och möten med berörda myndigheter och branschens aktörer. Arbetet genomfördes av dels Combitech på uppdrag av Energimyndigheten (kap 5), dels EME Analys på uppdrag av Energimarknadsinspektionen (kap 5).

1.4 Disposition

I kapitel 2 redovisas slutsatser och rekommendationer. Kapitel 3 redogör för kraftsituationen fram till den 1 december medan kapitel 4 redogör för två scenarier för kraftsituationen under kommande vinter. I det sista kapitlet introduceras de åtgärder som är tänkbara för att undvika elenergi-brist under kommande vinter.

1.5 Avgränsningar

Till följd av de låga nivåerna i de nordiska vattenmagasinen och avställandet av ett antal kärnkraftsreaktorer minskade under hösten utbudet av de relativt billiga produktionsslagen. Det medförde att systempriset på Nord Pool steg. De elkonsumenter som under hösten hade någon form av rörligtavtal, tillsvidareavtal eller behövt omförhandlat sitt avtal kände av de stigande priserna. Denna rapport fokuserar inte på vilka konsekvenser de stigande elpriserna fick på stora som små elkonsumenter

1.6 Energimarknadsinspektionens och Energimyndighetens roll

Enligt 1 § i förordning (2004:1200) med instruktion för Statens energimyndighet är Energimyndigheten en central förvaltningsmyndighet för frågor om användning och tillförsel av energi. Myndigheten ska vidare, enligt 3 § i förordningen, planera, samordna, och i den utsträckning som regeringen föreskriver, genomföra ransoneringar och andra regleringar som gäller användningen av energi. I frågor om planering och samordning skall myndigheten samråda med Krisberedskapsmyndigheten.

Energimarknadsinspektionen är en självständig del av Statens energimyndighet. Enligt 9 § i förordningen har Inspektionen till uppgift att besluta om föreskrifter

⁵ Systempriset är det pris som råder på Nord Pool spot då inga överföringsbegränsningar råder på den nordiska elmarknaden.

och besluta i ärenden som rör myndighetens uppgifter enligt ellagen (1997:857) med undantag för frågor om försörjningstrygghet enligt lagen om vissa rörledningar. Inspektionen har även till uppgift att bidra till en väl fungerande elmarknad genom att följa och analysera utvecklingen på marknaden.

2 Slutsatser och rekommendationer

2.1 Allmänna slutsatser

Den metrologiska utvecklingen under hösten 2006 har varit gynnsam både temperaturmässigt och nederbördsfylligt. De problem som förutsågs i september för kommande vinter har reducerats. I nuläget bedömer Energimarknadsinspektionen därför att det inte kommer att uppstå någon energibrist under vintern 2006/2007. Detta under förutsättning att de tekniska och metrologiska förhållandena är stabila genom perioden.

Det innebär dock inte att de i rapporten genomgånga och redovisade åtgärderna kan ignoreras. Framförallt bör marknadsbaserade åtgärder, som t.ex. tilläggsavtal, utvecklas och introduceras för att på längre sikt bli ett bestående inslag på elmarknaden. På en väl fungerande marknad där marknadens aktörer ges möjlighet att utan några hinder anpassa sig efter de rådande spelregler minskar behovet av extraordinära åtgärder som marknadsingripanden, ett behov som på lång sikt borde upphöra.

Vidare måste generellt rollfördelningen, ansvarsfördelningen, resursfördelningen etc. för de marknadspåverkande åtgärderna klargöras. Det finns för närvarande inte tydliga riktlinjer för vem som ska besluta om omfattningen av dessa åtgärder samt när åtgärderna ska tas i bruk för att kunna hantera en eventuell elenergibrist.

2.2 Rekommendationer

Elmarknaden, liksom andra konkurrensutsatta marknader, ska själv hantera förändringar i utbud och efterfrågan och kontinuerligt upprätta en pris- och kvantitetsmässig jämvikt. Elmarknaden uppvisar dock en efterfrågan som inte reagerar nämnvärt på prisförändringar på kort sikt. Det innebär att det i en situation med fallande eller litet utbud kan krävas mycket höga priser för att få den reduktion i efterfrågan som är tillräcklig för att jämvikt ska upprättas.

Energimarknadsinspektionen anser att det är viktigt att så långt som möjligt låta marknaden själv hantera en eventuell elbristsituation. Marknadsingripanden som syftar till att snabbt öka elproduktionen eller sänka efterfrågan riskerar att skada marknadens funktion och kan få långsiktiga konsekvenser på exempelvis investeringar i nytt utbud och sänkt förtroende för marknadens förmåga att hantera obalanser.

Energimarknadsinspektionen anser att det är väsentligt att det skyndsamt utvecklas metoder för att stimulera priskänsligheten på efterfrågesidan. En prisreaktion hos förbrukarna är marknadsmässigt att föredra framför marginalproduktion av dyr värmekraft. Ett exempel på marknadslösning under vintern 2006/2007 är att erbjuda den elintensiva industrin tilläggsavtal som ger

företagen möjlighet att sälja tillbaka el som inte förbrukas (åtgärden beskrivs närmare i avsnitt 5.3). Fördelen med denna metod är att den understödjer marknadens förmåga att lösa obalanser på ett marknadsmässigt sätt som är både företags- som samhällsekonomiskt lönsamt. Metoden, som kontinuerligt bör utvärderas och utvecklas, kan dessutom på längre sikt minska behovet av andra mera radikala åtgärder och gör det möjligt för fler aktörer att känna av, reagera och eventuellt tjäna på prisförändringar. Därutöver minskas de finansiella riskerna genom att antalet och nivån på pristoppar minskar

Om marknaden under vintern 2006/2007 själv inte klarar av att hantera situationen med eskalerande elpriser som indikator, finns ett antal åtgärder som påverkar marknaden genom att försöka begränsa efterfrågan, men med förväntat marginella effekter på marknadens funktionssätt. I rapporten redogör Energimarknadsinspektionen för fyra åtgärder; vädjan, informationskampanj, regeringsdirektiv för statlig verksamhet och effektreserv som energireserv. Utifrån åtgärdernas effekt på marknaden och förberedelsestid anser Energimarknadsinspektionen att vädjan är den första åtgärden som bör tillgripas, därefter följer informationskampanj, regeringsdirektiv för statlig verksamhet och sist effektreserv som energireserv. Dessa åtgärder bör vidtas i nämnd ordning då eskalerande priser indikerar en uppkommande elbrist.

Energimarknadsinspektionen har inte synpunkter om vad som är ett högt elpris utan fokuserar på orsakerna bakom ett eskalerande elpris. Om dramatiskt ökande priser beror på oväntade och långvariga tekniska eller metrologiska förhållanden, exempelvis händelser eller en rad händelser beskrivna i avsnitt 4.3, bör ovanstående åtgärder övervägas.

Energimarknadsinspektionen understryker dock att ansvarsfördelningen, resursfördelningen etc. för dess åtgärder måste klargöras. Det finns för närvarande exempelvis inga tydliga riktlinjer för när åtgärderna ska tas i bruk för att kunna hantera en eventuell elenergi-brist, därmed finns en uppenbar risk att åtgärderna inte når full effekt.

Rapporten berör också kort andra tänkbara åtgärder som kan vidtas vid elenergi-brist. Energimarknadsinspektionens anser dock att inga av dessa åtgärder är lämpliga under vintern 2006/2007 eftersom ansvars- och rollfördelningen behövs ses över tillsammans med en översyn av de juridiska och tekniska hinder som föreligger dessa åtgärder.

3 Kraftsituationen fram till den 1 december

Under sommaren och i början av hösten 2006 förändrades kraftsituationen till följd av avställda kärnkraftsreaktorer och låg tillrinning till vattenmagasinen.

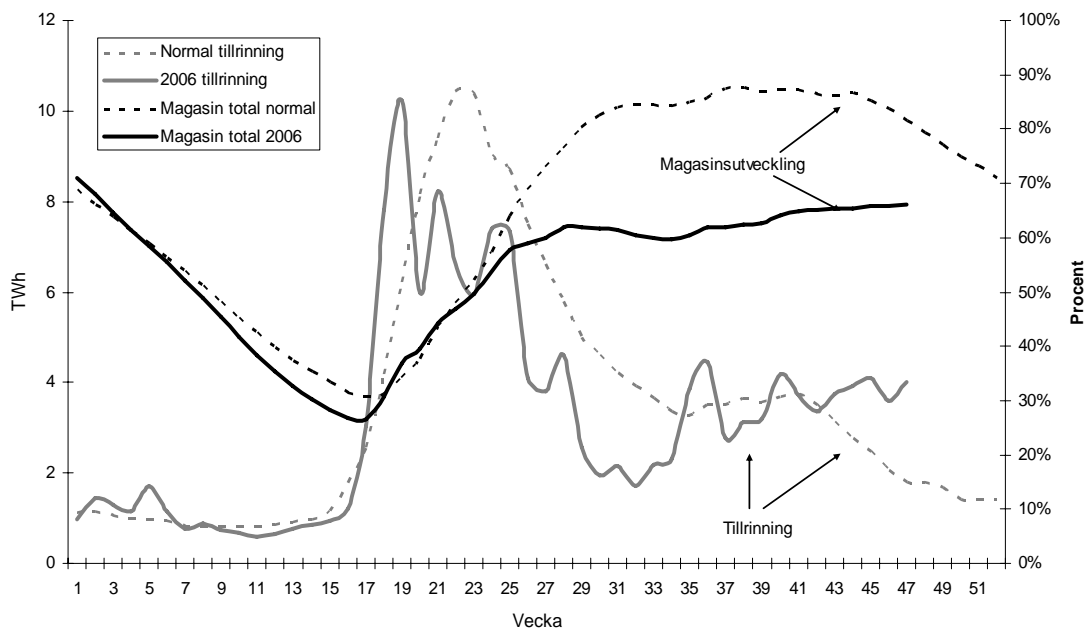
Kapitlet inleds med en beskrivning av den hydrologiska utvecklingen fram till den 1 december. Därefter följer en redogörelse av övriga faktorer som har bidragit till kraftsituationen under hösten. Kapitlet avslutas med en beskrivning av prisutvecklingen.

3.1 Den hydrologiska utvecklingen

Hydrologin har alltid varit mycket betydelsefull för det nordiska kraftsystemet, vilket beror på att både Sverige och Norge har en stor andel vattenkraft i sin produktionsmix.

Nederbörden och därmed tillgången på vattenresurser varierar kraftigt från år till år, vilket ger upphov till så kallade ”våtår” och ”torrår”. Definitionen för dessa begrepp baseras på den hydrologiska utvecklingen i förhållande till ett normalt år. Med ”normal” menas ofta medianåret baserat på historiska statistiska serier från mitten av 1900-talet och fram till idag.

Den hydrologiska utvecklingen under 2006 har varit dramatisk, vilket till stor del beror på att det kom avsevärt mindre snö än normalt i både Sverige och Norge under vintern 2005/2006. En kort och intensiv vårflod följdes av betydligt mindre tillrinning under sommaren och inledningen av hösten. Det var under denna period som det stora underskottet i vattenmagasinen byggdes upp och förstärktes. I mitten av september uppgick underskottet i de svenska och norska vattenmagasinen totalt till drygt 30 TWh (29 procent) i förhållande till ett normalår. Ytterligare några TWh underskott tillkom eftersom markvattennivåerna var betydligt lägre än normalt.



Figur 1: Tillrinning och magasinsutveckling under 2006 i förhållande till ett normalår

Källa: Svensk Energi, Nord Pool

I figur 1 åskådliggörs tillrinningen i Norge och Sverige totalt med heldragen (2006) och streckad (normal) kurva och relaterar till den vänstra y-axeln. Heldragen kurva för magasinsutvecklingen visar utvecklingen för 2006 och relaterar till högra y-axeln. Den streckade kurvan för magasinsutvecklingen visar utvecklingen för ett normalt år.

Figuren visar att efter vårfloden 2006 följde en ovanligt torr sommar (vecka 20-34), då tillrinningen i både Norge och Sverige låg markant under det normala (14 TWh mindre tillrinning än normalt i Norge och drygt 11 TWh mindre tillrinning än normalt i Sverige). Det bidrog till att underskottet i norska och svenska vattenmagasin tilltog successivt under sommaren och i mitten av september (vecka 37) totalt uppgick till drygt 30 TWh (29 procent) i förhållande till ett normalår.

Ett så stort hydrologiskt underskott är ovanligt i nordens och även i jämförelse med 2002 som var det hittills värsta torråret sedan avregleringen. Fram till i början av november (vecka 45) har magasinsfyllnaden varit lägre än för motsvarande period 2002. Under de allra sista veckorna har dock tillrinningen varit avsevärt större än under tidigare år, varför återhämtningen har varit snabb. Vid ingången av december månad 2006 var underskottet i vattenmagasinen 6,7 TWh mindre än vid motsvarande period 2002.

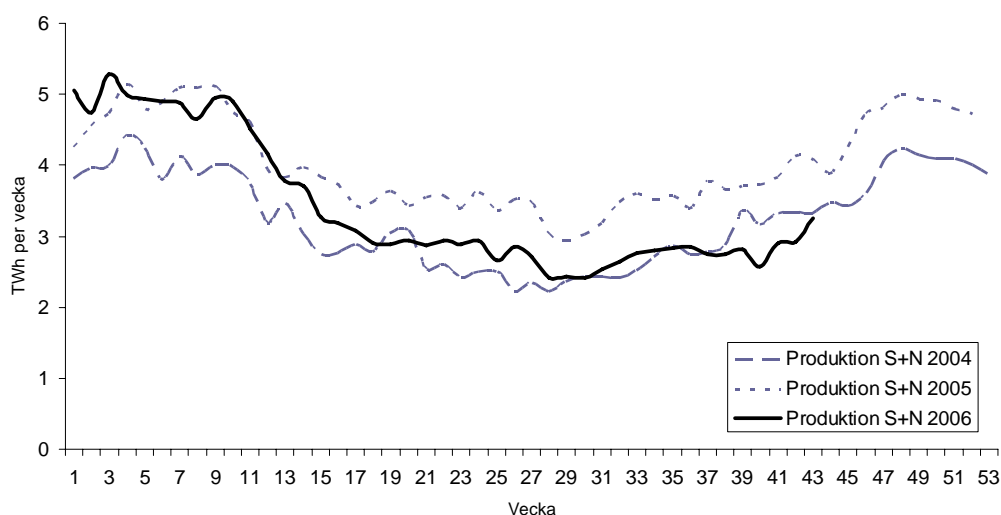
3.2 Faktorer som har bidragit till kraftsituationen

Vid sidan om tillrinningen, som under stora delar av våren och sommaren 2006 var avsevärt lägre än normalt, finns en rad andra faktorer som i varierande grad bidrog till att prognosen för hösten och vintern såg bekymmersamma ut.

3.2.1 Låg produktion i vattenkraftverk

Både svenska och norska vattenkraftproducenter bjöd ut stora mängder kraft under vintern 2005/2006 och i början av våren. Figur 2 visar hur mycket vattenkraft som producerades under 2006 jämfört med motsvarande period 2004 och 2005.

Trots att producenterna visste att snömagasinen var mycket tunnare än normalt och därmed skulle ge en mindre och/eller mer kortvarig vårfloed än vanligt, valde de att till och med mars 2006 (vecka 14-15) bjuda ut och producera ungefär lika mycket vattenkraft som under 2005. År 2005 var snömagasinen betydligt större än 2006.



Figur 2: Vattenkraftproduktionen totalt i Sverige och Norge för åren 2004-2006.

Källa: Svensk Energi, Nord Pool

Figur 2 visar att vattenkraftproduktionen 2006 låg i nivå med 2005 års produktion ända fram till början av april (vecka 13-14). Denna relativt offensiva produktion inom svensk/norsk vattenkraft bidrog, med facit i hand, till att underskottet senare under året blev så omfattande.

3.2.2 Avställda kärnkraftsreaktorer

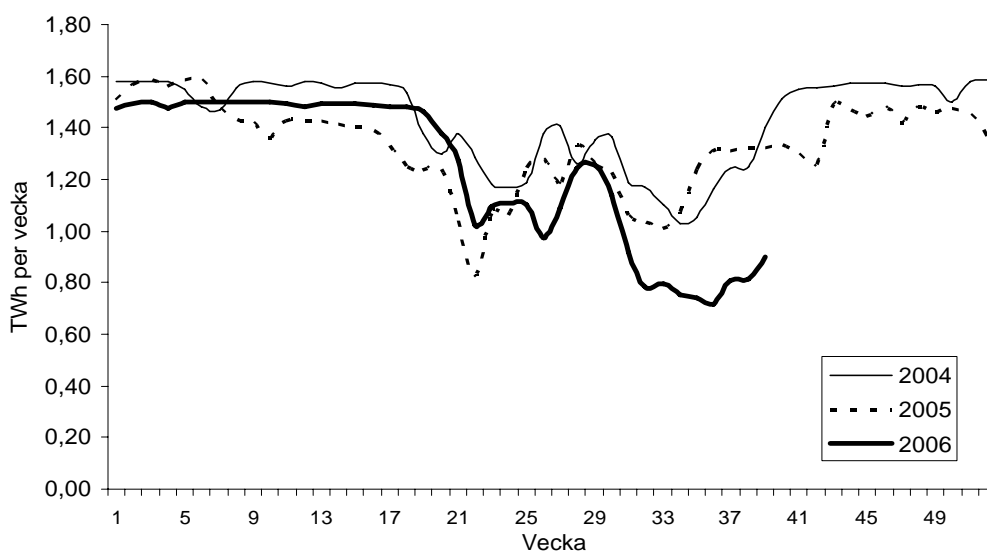
Den 25 juli inträffade en incident vid Forsmark som indikerade att säkerhetssystemen på anläggningen inte fungerade som avsett. Statens Kärnkraftinspektion (SKI) beslutade därför om avstängning av samtliga svenska reaktorer med liknande konstruktion i skyddssystemen till dess att

kärnkraftföretagen kunde redogöra för att säkerhetsrutinerna fungerade tillfredsställande.

De reaktorer som stängdes av var:

- Forsmark 1 (1006 MW)
- Forsmark 2 (1006 MW)
- Oskarshamn 1 (495 MW)
- Oskarshamn 2 (630 MW)⁶

Samtliga reaktorer var avställda under perioden 25 juli – 28 september. Detta motsvarade ett produktionsbortfall på cirka 4,2 TWh. Efter den 28 september har samtliga reaktorer med undantag av Oskarshamn 1⁷ successivt återtagits i drift. Först tillbaka i drift var Forsmark 1 den 28 september. Den 8 oktober följde Oskarshamn 2 och i slutet av oktober även Forsmark 2. Perioden 28 september – 1 december har inneburit en ytterligare produktionsbortfall motsvarande cirka 1,6 TWh. Sammanlagt har avställningen av de svenska kärnkraftreaktorerna orsakat ett produktionsbortfall på cirka 5,8 TWh.⁸



Figur 3: Den svenska kärnkraftproduktionen 2004-2006

Källa: Svensk Energi

Fram till början av maj (vecka 18-19) låg produktionen i de svenska kärnkraftverken i nivå med de två senaste åren. I förhållande till 2005 var produktionen 2006 något högre. Från vecka 30 (den vecka då incidenten i Forsmark inträffade) och framåt är årets produktion betydligt lägre än de två senaste åren.

⁶ Källa SKI.

⁷ Enligt OKG beräknas Oskarshamn 1 vara tillbaka i drift i januari 2007.

⁸ Det ska dock noteras att flera av de avställda kärnkraftverken även klarade av sina årliga revisioner i samband med den av SKI framtvungade avställningen. Av det skälet är den faktiska "förlorade" energimängden något mindre än det bortfall vi beräknat ovan.

3.2.3 Störningar och tillgänglighet i värmekraftanläggningar

De störningar som har förekommit under 2006 är i allt väsentligt att betrakta som normala. Framför allt är det kolkondenskraftverken i Finland och Danmark som av olika skäl har tvingats avbryta elproduktionen under ett eller ett par dygn i taget. Normalt sker detta utan några dramatiska prisseffekter och det energibortfall som störningarna orsakar är sällan av någon större dignitet.

Till följd av den bristfälliga hydrologin under året har ett par oljekondensanläggningar i Sverige, Stenungssund och Karlshamn, blivit tillgängliga, som annars är ur drift.

3.2.4 Överföringsbegränsningar mellan länder

Under hösten har det varit ett antal störningar på överföringskapaciteten mellan de nordiska länderna samt mellan Norden och omkringliggande länder. Avbrott och begränsade kapaciteter på dessa kablar är inte ovanliga och inträffar varje år. I samband med de höga priser och det stora magasinsunderskott som rådde under hösten 2006 var det dock angeläget att kunna importera så mycket energi som möjligt.

De huvudsakliga störningar som har inträffat under hösten har varit:

- Överföringsbegränsningar inom Polen har hindrat alternativt begränsat exporten till Sverige
- Periodvisa störningar i överföringen mellan Finland-Sverige
- Reducerad kapacitet (-120 MW) mellan Danmark-Sverige
- Avbrott på kabeln Skagerrak 3 (500 MW) mellan Danmark och Norge

Även om den teoretiska mängden ytterligare energi som skulle ha kunnat överföras från omkringliggande länder till Norden under hösten uppgår till ett par TWh, har bortfallet i praktiken varit relativt litet. Det är i princip endast störningarna i överföringen från Polen till Sverige som definitivt utgjort ett bortfall, eftersom priserna i Polen kontinuerligt har legat under den nordiska och därmed skulle ha givit upphov till import till Norden.

Överföringen mellan Sverige/Norge och Danmark/Tyskland baseras på prisskillnader i båda riktningar, vilket redogörs närmare för nedan.

3.2.5 Import och export

De överföringsförbindelser som finns mellan Sverige och Polen samt mellan Sverige/Danmark och Tyskland används till överföring av kraft från den billigaste regionen till den dyrare. Det är prisskillnaden mellan marknaderna som styr i vilken riktning elen flödar.



Figur 4: Överförd effekt mellan Sverige/Polen respektive Sverige/Danmark och Tyskland

Anm: positiv = import negativt = export
Källa: Nord Pool

I figur 4 visas import och export av el mellan Sverige och Polen respektive Sverige och Tyskland.

Över kabeln från Polen råder normalt sett import till Sverige, eftersom prisnivån i Polen under de senaste åren generellt har varit lägre än i Sverige. Detta gällde även under 2006. Den genomsnittliga importerade effekten från Polen sedan inledningen av vecka 37 (11 september) var 131 MW. Den maximala effekten för import är 600 MW. Skillnaden mellan faktisk import och maximal import sedan vecka 37 (11 september) uppvisar ett energibortfall motsvarande cirka 1 TWh.

Överföringen med Tyskland varierade kraftigt under hösten, se figur 4. Det generella mönstret har varit att Norden importerade mest under kvällar och helger medan överföringen under dagtid vardagar var mer dynamisk. Störst import rådde under höstens inledning, då priserna i Norden var som högst. Från månadsskiftet oktober-november exporterades successivt mer kraft till Tyskland från Sverige och Danmark. Den genomsnittliga importerade effekten från Tyskland har varit cirka 105 MW sedan i början av september (vecka 37). Den maximala effekten för import är cirka 2100 MW. Om de nordiska priserna konstant hade varit högre än de tyska hade ytterligare 4,0 TWh el kunnat importeras från Tyskland till Norden under hösten.

3.2.6 Förbrukning

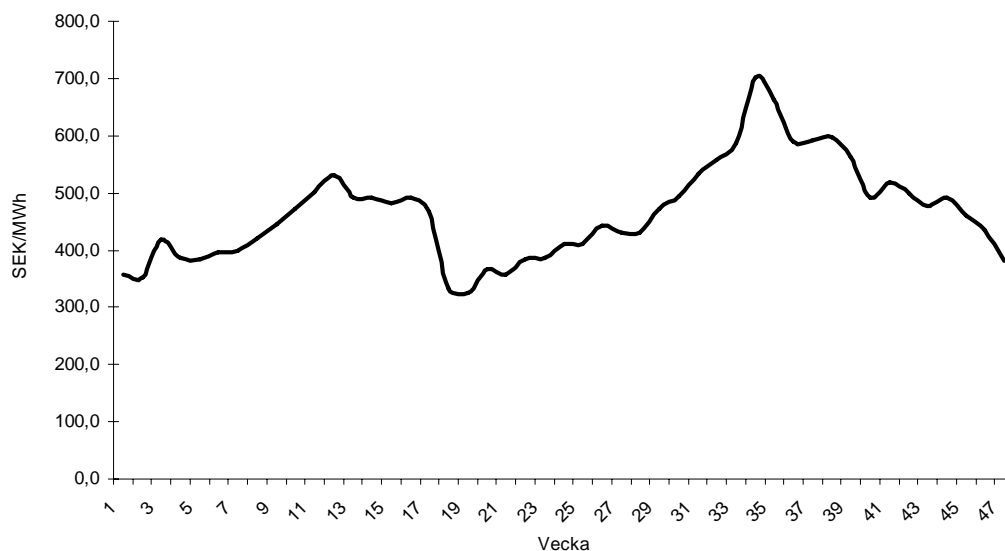
Förbrukningen av el i Norden har ökat med någon procent de senaste åren. Under 2006 har denna utveckling avstannat. I Sverige och Norge minskade elförbrukningen under 2006. I Finland ökade förbrukningen medan förbrukningen i Danmark i stort var oförändrad i förhållande till tidigare år.

Det är för tidigt att dra några långtgående slutsatser om vilka orsakerna är till att förbrukningen har stagnerat under 2006. Två sannolika förklaringar är dock minskad efterfrågan från den elintensiva industrin i framförallt Norge. Det milda och varma vädret gör också att efterfrågan på el för uppvärmning minskar.

3.3 Prisutveckling

3.3.1 Prisutvecklingen på Nord Pool

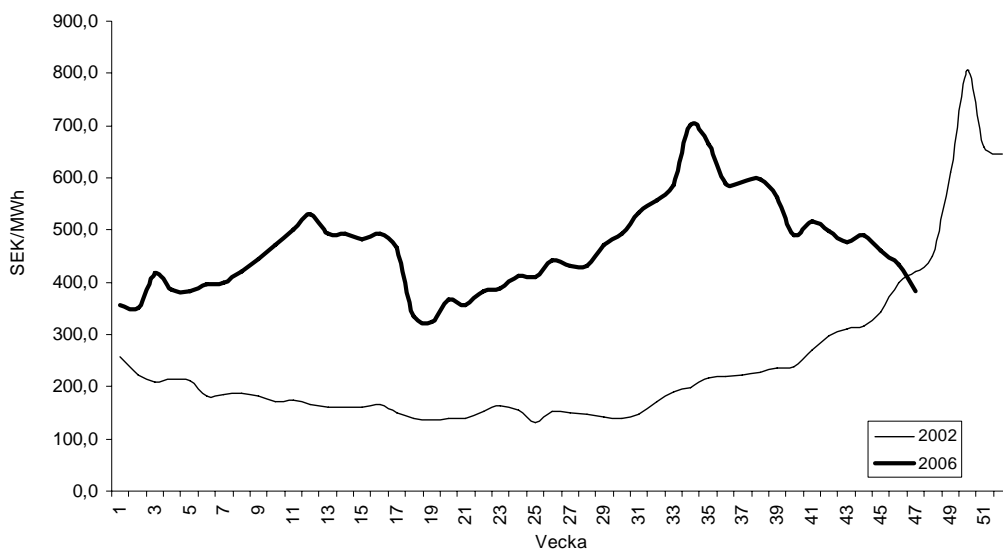
Systempriset på Nord Pool Spot är den gemensamma prispreferensen på den nordiska elmarknaden. Priset bestäms av marknadskrysset som bildas då allt utbud och all efterfrågan har summerats.



Figur 5: Systempriser 2006

Källa: Nord Pool

I figur 5 presenteras utvecklingen av Nord Pools systempris under 2006. Det stigande systempriset från mitten av juni (vecka 25) och framåt är ett tecken på en tilltagande brist i vattenmagasinen och att vattenkraftproducenterna under denna period minskade sina bud till Nord Pool i syfte att spara vatten.



Figur 6: Systempriser 2002 och 2006

Källa: Nord Pool

Att jämföra prisutvecklingen mellan olika år är alltid vanskligt, eftersom det är svårt att isolera effekten av enskilda faktorer. Den kanske mest intressanta jämförelsen gällande den hydrologiska utvecklingen är att sätta 2006 i förhållande till 2002, som var det senaste och hittills värsta torråret.

I figur 6 presenteras utvecklingen av Nord Pools systempris under 2002 och 2006. En skillnad mellan 2002 och 2006 är introduktionen av handel med utsläppsrätter, vilken har bidragit till en generell justering av systempriserna. Även andra faktorer som inte har med torrårsproblematiken att göra, har påverkat nivåerna på systempriset. Exempelvis har bränslepriserna för kol och olja stigit kraftigt samtidigt som det andra kärnkraftsaggregatet i Barsebäck har tagits ur drift.

Det som tydligast kännetecknar marknaden under dessa två torrår är därför i första hand inte prisnivån utan formen på systempriskurvan. År 2002 inträffade stegringen av systempriserna under slutet av året medan utvecklingen under 2006 var som mest dramatisk under sommaren och början av hösten.

Systempriset låg under en kort period i augusti/september 2006 på så höga nivåer att oljekondens blev lönsamt att producera. Förtjänsten på produktion i oljekondens var visserligen minimal, men med priser uppemot 750-800 SEK/MWh fanns ändå ett par relativt moderna oljekondenskraftverk som kunde konkurrera. Sedan slutet av september har systempriset dock sjunkit och det är sedan dess kolkondens (några av de minst effektiva verken) och kraftvärme (antingen inom Norden eller via import från huvudsakligen Tyskland) som har varit de prissättande värmeslagen på marknaden.

Till följd av att systempriset etableras där utbud och efterfrågan för Norden som helhet möts, kan det uppstå prisområden på grund av att överföringskapaciteten inte räcker för att helt jämna ut obalanser mellan utbud och efterfrågan inom varje område. Priset blir lägre än systempriset i det exporterande prisområdet och högre än systempriset i det importerande prisområdet.

Sverige och Finland består av vardera ett prisområde. Danmark är uppdelat i Västdanmark (framförallt Jylland) och Östdanmark (framförallt Själland) medan Norge kan delas upp på olika sätt beroende på bland annat kraftsituationen, men har oftast kunnat delas upp i två till tre olika prisområden.

Norge var det land som under hösten 2006 drabbades hårdast av överföringsbegränsningar inom det nordiska systemet. Inledningsvis under hösten följdes priserna i Sverige och Norge åt på en nivå som var högre än för Norden i övrigt. Detta är logiskt, eftersom Sverige och Norge är de länder som är mest direkt beroende av vattenkraften. Från inledningen av oktober har de svenska priserna fallit mer än de norska, vilket är en följd av bland annat magasinsunderskottet har återhämtats bättre i Sverige än i Norge och att kärnkraften kommit tillbaka i drift vilket innebär att svenska producenter kan bjuda ut mer kraft till lägre priser än tidigare.

3.3.2 Prisutveckling på slutkundsmarknaden

Industrikunder

Av industrikunderna är basindustriföretagen de mest elintensiva. Basindustrin är en råvaruförädlare bransch och processerna som krävs för att exempelvis bryta malm, omvandla träd till papper eller göra aluminium är väldigt elintensiva. Basindustrin stod för tjugoåtta procent av den totala elanvändningen i Sverige under 2005, vilket motsvarade 41,9 TWh.

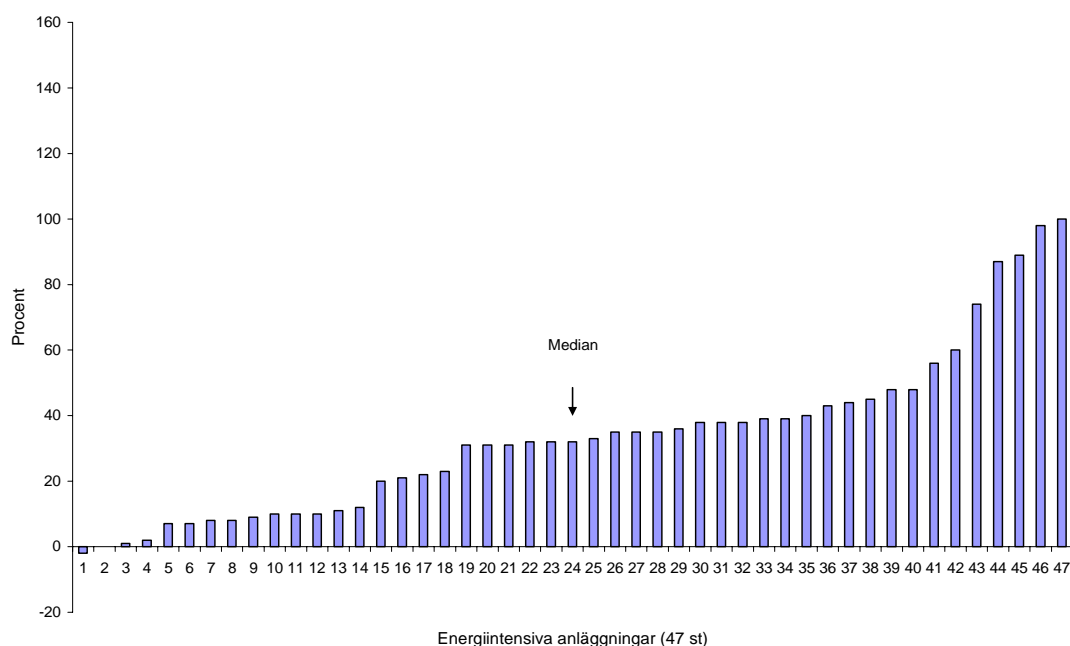
Sedan 1993 har elanvändningen inom basindustrin ökat med 20 procent, samtidigt som produktionen har ökat med 50 procent.

Elpriserna för stora industriella användare⁹ ökade med 33 procent mellan åren 2005 och 2006.¹⁰ I den enkätundersökning, från Ungernet AB¹¹, som Energimarknadsinspektionen tagit del av visar resultatet att elprisförändringen, för 45 elintensiva industrier, på medianen var 32 procent högre år 2005 jämfört med 2002. Figur 7 visar hur elprisförändringen (på medianen) har sett ut för 47 elintensiva industrier mellan åren 2005 och 2002.

⁹ De mest elintensiva industrierna går inte under namnet stora industriella användare.

¹⁰ Källa SCB (de mest elintensiva industrierna ingår inte i statistiken)

¹¹ Ungernet AB (2006); ”Enkät svar från energiintensiva industrier februari 2006”



Figur 7: Elprisförändring i procent 2002-2005 för energintensiva industrier

Källa: Ungernet AB (2006)

Företrädare för basindustrin är oroad över utvecklingen och anser att de stigande elpriserna kan slå igenom i form av minskade nyinvesteringar. På längre sikt kan ökade elpriser få sådana konsekvenser att verksamheter inom basindustrin väljer att flytta sin produktion från Sverige. Det finns även en oro hos industrin att elpriserna befinner sig på en hög nivå när eventuella omförhandlingar ska göras av de bilaterala elavtalen.

Hushållskunder

Sedan elmarknadsreformen 1996 kan kunder teckna olika typer av avtal för köp av elenergi. Kunder som varken bytt elhandelsföretag eller omförhandlat sitt avtal har i regel ett tillsvidareavtal. I tabell 1 visas fördelningen av kunder per avtalstyp. Ett- och treårsavtalen är de vanligaste valen för de hushåll som gjort ett aktivt val.

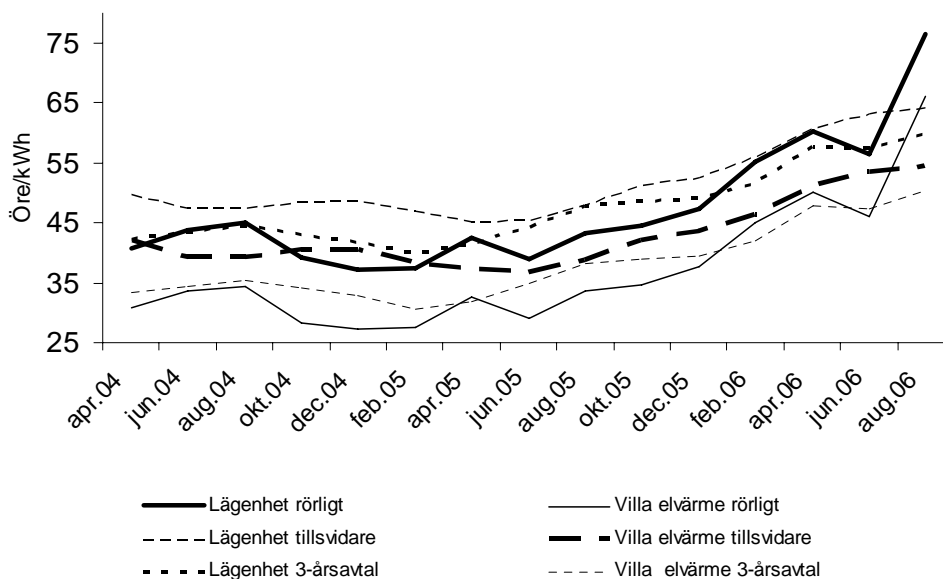
Tabell 1: Andel kunder per avtalstyp (%)

Typ av kontrakt	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Tillsvidarepris	65,1	63,7	65,2	57,4	52,2	49,1
Rörligt pris (spot)	1,9	2,2	2,8	3,7	3,7	6,2
1-årspris	19,9	16,6	11,4	15,1	17,6	17,7
2-årspris	9,4	10,4	9,2	8,7	9,6	9,4
3-årspris	3,6	7,2	11,4	15,7	16,9	17,6

Källa: SCB

Elenergi priset för kunder med rörligt pris förändras varje månad beroende på systemprisutvecklingen på Nord Pool. Priset beräknas exempelvis utifrån föregående månads genomsnittliga systempris på Nord Pool. Med bundet tidsbestämt avtal kommer kunden överens med sitt elhandelsföretag om ett fast

pris per kWh som gäller under avtalsperioden. Figur 7 visar prisutvecklingen på slutkundsmarknaden från 2004 och framåt för lägenhetskunder och villakunder med elvärme.



Figur 8: Prisutveckling på slutkundsmarknaden för lägenhetskunder och villakunder (exklusive skatter och elcertificatsavgift)

Källa: SCB

Som framgår av figuren har den kraftiga prisökningen på Nord Pool under 2006 framför allt påverkat kunder med rörligt avtal och tillsvidareavtal. De hushållskunderna som har fastprisavtal, cirka femtio procent, exponeras inte av de stigande elpriserna på kort sikt. Ökningen i det rörliga priset som inleddes i juli månad 2006 är ett tecken på att marknaden reagerade på den låga fyllnadsgraden i vattenmagasinen och att vattenkraftproducenterna under denna period minskade sina bud till elspot i syfte att spara vatten. I takt med att magasinstryckningen förbättrades under senhösten började emellertid de rörliga priserna falla.

4 Scenarier för kommande vinter

Energimarknadsinspektionen har valt att redogöra för två scenarier för kraftsituationen kommande vinter med start punkt från den 1 december 2006.

För att ta fram scenarier för kraftsituationen under vintern 2006/2007 har analysmodellen PoMo (PowerModel) använts. PoMo är en prognosmodell som kan användas för känslighetsanalyser och scenariebaserade prognoser. PoMo räknar ut en sannolikhetsfördelning för både priser och fyllnadsgrader i vattenmagasin utifrån osäkerhet i tillrinning, förbrukning och bränslepriser.

Det är viktigt att poängtera att modellen inte bara räknar med *ett* tänkbart utfall för tillrinning och förbrukning. De normalserier som modellen använder är behäftade med sannolikhetsfunktioner. Det gör att PoMo för varje vecka får ett varierbart antal delscenarier att räkna på. I beräkningarna för denna rapport har vi använt en upplösning på 200 delscenarier. Det innebär att det inom respektive scenario ryms möjligheter för såväl liten som stor tillrinning respektive förbrukning baserat på den historiska osäkerheten under alla veckor.

Kapitlet inleds med en kort bakgrund om de variabler som ingår i scenarierna. Därefter följer en redogörelse för ett normalscenario dvs. ett scenario som bygger på en fortsättning av vintern, där en rad faktorer utvecklas på ett statistiskt normalt sätt. Kapitlet avslutas med en redogörelse för ett extremscenario vilket innebär att tillrinningen minskar och där fem kärnkraftsreaktorer är avställda. Samtliga scenario efterföljs av en analys av hur elmarknaden förväntas hantera kraftsituationen.

4.1 Bakgrund

4.1.1 Hydrologi

Under vintermånaderna (december-mars) är tillrinningen i det nordiska systemet mycket låg, eftersom nederbörden framförallt faller ned som snö. Tillrinningen till vattenmagasinen inträffar normalt under den andra hälften av april. Enligt de tillrinnings- och magasinsserier som använts som indata i PoMo förväntas magasinen börja fyllas på kring vecka 17 (i mitten/slutet av april), vilket av detta skäl är en viktig tidpunkt på året då risken för elenergibrist diskuteras. Senare års mildare vintrar kan peka på en tidigare vårflod, vilket skulle minska torrårsproblematiken. I scenarierna utgår vi dock från en okorrigerad tillrinningsstatistik med början 1931.

Vattenmagasinen i Sverige och Norge fylls på i stora mängder i samband med snösmältningen. Eftersom en stor del av vattenkraften finns i norra Sverige och/eller på hög höjd i Norge sker en del av snösmältningen sent, och slutar inte förrän i juli månad (hög höjd nära glaciärer). I södra Norden på låg höjd sker dock

snösmältningen snabbare, och nederbörden kan efter detta även falla ned som regn.

Under vår och sommar sker tillrinning huvudsakligen i form av regn. Från juli/augusti fram till höstmånaderna upphör snösmältningen, och tillrinningen sker enbart i form av regn, vilket ger en lägre tillrinning/magasinsupbyggnad än under våren och sommaren.

De statistiska serier som normalscenariot bygger på baseras på data mellan åren 1950-2005. För den hydrologiska statistiken används så långa tidsserier som möjligt. Vad gäller förbrukningen har de senaste tre till fem åren fått en större vikt för att fånga upp hur förbrukningsmönstret över året har förändrats bland annat med avseende på de senaste årens konvertering i hushåll från elvärme till bland annat olika typer av värmepumpar.

4.1.2 Energitillskott från importförbindelser

Med normaldygns- och veckoreglering är importkapaciteten från omkringliggande länder till Nord Pool cirka 4000 MW (knappt 0,7 TWh per vecka) enligt indata i PoMo. Om importmöjligheterna begränsas kommer fler värmekraftverk i Norden att startas tidigare. Det gör att de exakta importkapaciteterna inte är absolut avgörande för marknadens möjligheter att upprätthålla fysisk balans¹². Importförbindelserna samverkar med produktionsåtgärder i Norden för att få vattnet i magasinerna att räcka till vårfloden 2007.

4.2 Normalscenario

4.2.1 Förutsättningar

Normalscenariot bygger på en fortsättning av vintern, där en rad faktorer utvecklas på ett statistiskt sett normalt sätt. Tabell 2 är en sammanställning av de förutsättningar som ligger till grund för normalscenariot.

Tabell 2: Förutsättningar för normalscenariot

Faktor	Antagande
Tillgänglighet på värmekraft	Normal
Tillgänglighet på kärnkraft	Normal
Tillrinning	Normal
Förbrukning	Normal
Magasininnehåll	Faktiska
Bränslepriser	Faktiska
Utsläppsrätter	Faktiska

Anm: Med faktiska menas de värden som gällde för den 1 december 2006

¹² Med fysisk balans menas att produktion och import samt konsumtion och export väger jämt.

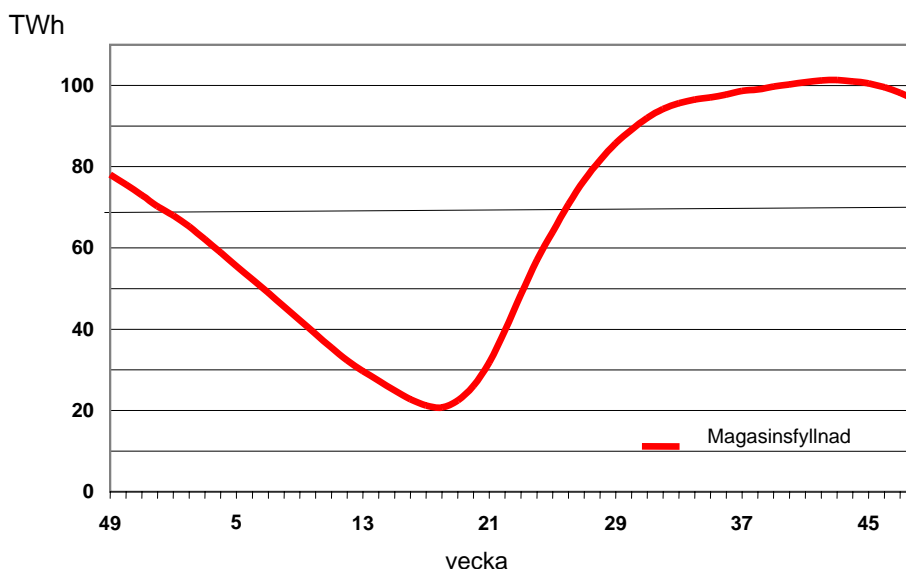
4.2.2 Utfall

Beräknad prisutveckling på Nord Pool

Terminspriserna reflekterar marknadens förväntade utveckling. I normalscenariot hamnar det beräknade systempriset, med start 1 december, i ett spann mellan 400-510 SEK/MWh för resten av vintern med ett successivt fall från cirka 500 SEK/MWh i slutet av mars/början av april 2007 (vecka 13) till cirka 360 SEK/MWh i slutet av april (vecka 17), då vårfloden normalt inleds. De beräknade priserna i normalscenariot stämmer väl överens med de terminspriser som råder på marknaden.¹³

Beräknad magasinsutveckling

Figur 9 visar den beräknade magasinsutvecklingen från 1 december och två år framåt givet förutsättningarna för normalscenariot.



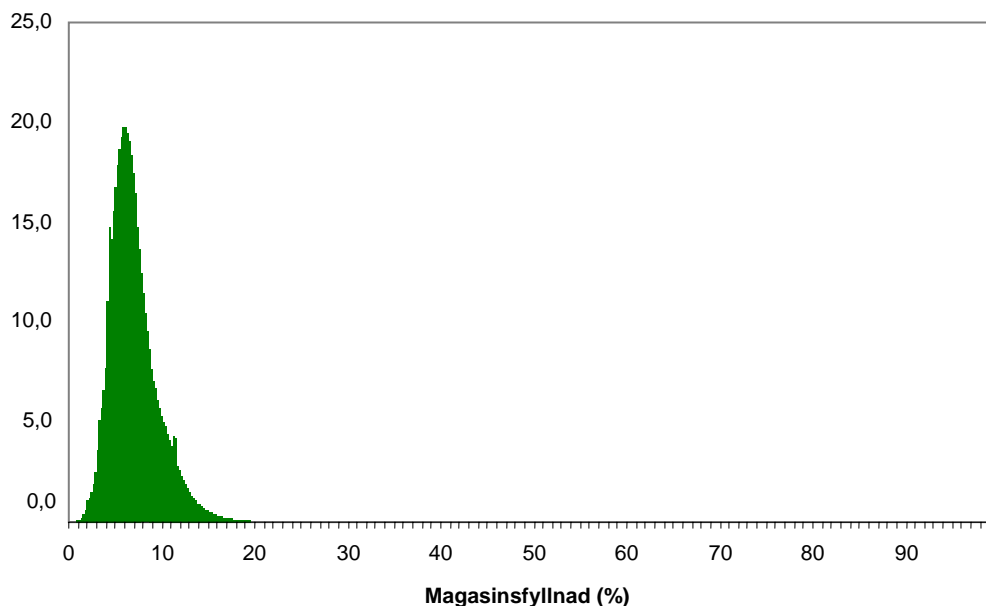
Figur 9: Beräknade magasinsutvecklingen för normalscenariot

Källa: EME Analys

Vid en normal utveckling får marknaden inga större problem att klara av situationen, vilket innebär att magasinen noterar sin lägsta nivå i slutet av april 2007 (vecka 17) kring 20 TWh. Den lägsta nivå som magasinen fysiskt kan tänkas nå¹⁴ enligt modellens inställningar är 15 TWh. Det finns således en marginal på cirka 5 TWh.

¹³ Jämförelse med priserna på Nord Pool den 1 december 2006.

¹⁴ Den parameter som i modellen kallas för "min-magasin" är i praktiken den lägsta nivå som magasinen fysiskt kan tänkas nå. Bland annat till följd av att det finns flerårsmagasin i systemet och att man inte kan tömma ned alla magasin till noll samtidigt, kan min-nivån inte vara lika med noll. Bedömningar av systemets beskaffenhet indikerar att min-nivån i praktiken ligger i spannet 10-15 TWh. Den nivå som ger bäst överensstämmelse mellan PoMos beräkningar och den fysiska marknaden är 15 TWh.



Figur 10: Sannolikhetsfördelningen för olika magasinsinnehåll vecka 17 2007 för normalscenariot

Källa: EME Analys

Figur 10 visar sannolikhetsfördelningen för olika magasinsinnehåll vecka 17 2007. Figuren visar hela utfallsrummet som prognoskörningen med PoMo ger upphov till. Osäkerheten i tillrinning, förbrukning och i bränslepriserna gör att modellen räknar med ett stort antal tänkbara utfall. I denna körning är upplösningen (antalet delscenarier) satt till 200.

Nollpunkten i figuren utgör modellens inställda min-magasin (15 TWh). Ju större del av sannolikhetskurvan som ligger i kontakt med y-axeln, desto större är risken för elenergibrist till följd av tomma vattenmagasin.

Figuren visar att det finns viss risk för att magasinerna töms till miniminivån för att klara försörjningen fram tills vårfloden fyller på magasinerna på nytt. Det är dock bara de allra mest ogynnsamma utfallen (någon procents sannolikhet) i ett normalscenario som ger magasinssnivåer ner mot nollpunkten.

4.2.3 Konsekvenser

Säkerhetskrav på Nord Pool

För att kunna handla på Nord Pools spotmarknad krävs det att aktörerna har ett konto med tillräcklig likviditet för att täcka sju dagars nettoköp. Vid höga systempriser ökar likviditetskraven. Det kan ställa till problem framför allt för mindre elhandelsföretag utan egen produktion att ha tillräcklig likviditet.

Sannolikt kommer de aktörer som klarade Nord Pools säkerhetskrav under början av hösten 2006 att klara normalscenariot utan problem. Både system- och terminspriser är lägre i detta scenario jämfört med priserna i september 2006.

Marknadens förmåga att upprätthålla fysisk balans

Av samma skäl som ovan kommer det sannolikt inte vara några problem för marknaden att upprätthålla fysisk balans mellan utbud och efterfrågan i normalscenariot. De är dock viktigt att notera att detta bara gäller energibalansen. Det kan naturligtvis fortfarande uppstå situationer då tillfällig effektbrist gör att marknaden inte klarar av att etablera fysisk balans i det korta perspektivet.

Begränsningar i transmissionsnätet inom Sverige och Norden

I normalscenariot är belastningarna på elsystemet förhållandevis små. PoMo gör vissa förenklingar jämfört med den verkliga situation som kan inträffa fram till vårfloren 2007. Eftersom PoMo räknar med Sverige, Norge och Finland som ett prisområde blir inte överföringskapaciteten mellan dessa länder begränsad, vilket medför en viss underskattning av problem och kostnader. Detta utgör inga större begränsningar eftersom överföringskapaciteterna mellan de nordiska länderna är relativt stora. Överföringskapaciteterna från Danmark, Tyskland och Polen beaktas på ett korrekt sätt i PoMo.

Det kan naturligtvis också uppstå interna överföringsbegränsningar inom respektive nordiskt land. I Sverige blir problemet att klara de vanligaste begränsningarna att överföra vattenkraft från norr till söder, genom snitt 2¹⁵ (Gävle) och snitt 4¹⁶ (södra Sverige), mindre än normala fall. Det beror på att vattenkraftsproduktionen troligen blir lägre än normalt. Istället kommer det importeras från söder, och transporteras norrut. Några av de svenska kondenskraftverk som tidigare lagts i malpåse (Stenungsund och Karlshamn) är beredda att startas upp på relativt kort varsel, varför energibalansen i södra Sverige också är förstärkt i förhållande till de senaste åren. Detta torde medföra mindre risk för problem i det svenska stamnätet.

Överföringsbegränsningar i västkustsnittet uppstår oftare än vanligt, eftersom kapaciteten mellan Danmark och Norge (kabeln som går direkt mellan Jylland och Norge) har varit 500 MW mindre än normalt. Begränsningar uppstår med andra ord när Norge måste importera el söder ifrån.

Ytterligare överföringsbegränsningar i andra delar av Norden är till exempel:

- Överföringsbegränsningar i det norska stamnätet, som beror på att vissa områden har ett större vattenunderskott än andra.
- Problem i Finland att överföra kraft från södra till norra Finland, för vidare transport till Sverige via Haparanda.

¹⁵ Med snitt 2 menas den strukturella begränsning som uppstår för kraftöverföring genom Hälsingland och norra Dalarna i höjd med Söderhamn.

¹⁶ Med snitt 4 menas den strukturella begränsning som uppstår för kraftöverföring genom Sverige i höjd med Halmstad och söder om Oskarshamn.

- Överföringsbegränsningar i norra Jylland. Problemen att transportera kraft norrut är större än att transportera den söderut i Jylland.

4.3 Extremscenario

4.3.1 Förutsättningar

Extremscenariot består av följande förutsättningar:

1. Tjugo procent lägre tillrinning än normalt från 1 december till 15 april. Detta ger ett energibortfall (i form av minskade vattenkraftreserver) på cirka 4,6 TWh under vinterperioden totalt.
2. Fem kärnkraftsreaktorer tas ur drift från 1 december till 15 april, till exempel:
 - Forsmark 1-3
 - Ringhals 1-2

Totalt ger detta ett effektbortfall på cirka 4800 MW. Med en varaktighet på 20 veckor motsvarar det ett energibortfall på cirka 16 TWh.

Att fem kärnkraftsreaktorer tas ur drift är inte orealistiskt då detta inträffade under åren 1991 och 1992.

Tabell 3 är en sammanställning av de förutsättningar som ligger till grund för extremscenariot.

Tabell 3: Förutsättningar för extremscenariot

Faktor	Antagande
Tillgänglighet på värmekraft	Normal
Tillgänglighet på kärnkraft	Fem reaktorer ur drift
Tillrinning	20 % mindre än normal
Förbrukning	Normal
Magasininnehåll	Faktiska
Bränslepriser	Faktiska
Utsläppsrätter	Faktiska

Anm: Med faktiska menas de värden som gällde för den 1 december 2006

4.3.2 Utfall

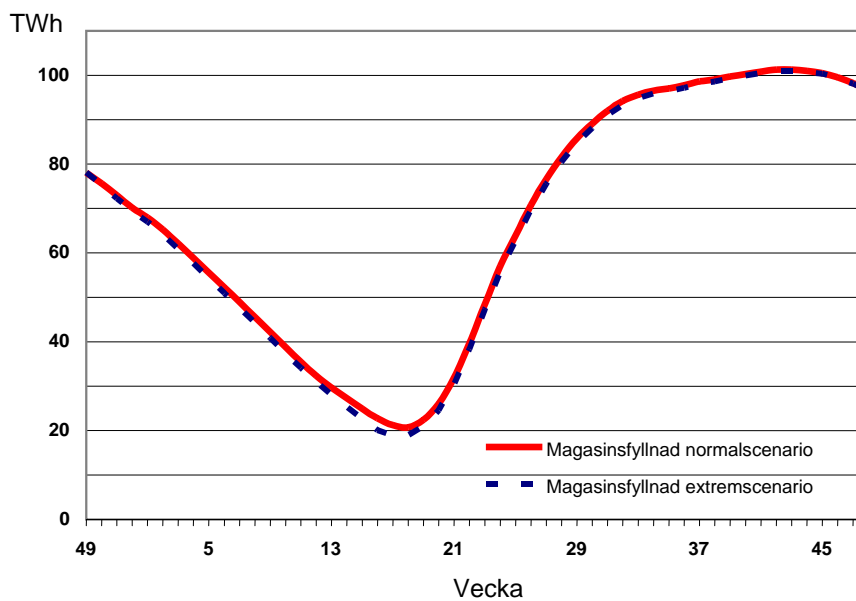
Beräknad prisutveckling på Nord Pool

Systempriset hamnar i extremscenariot på en betydligt högre nivå för resten av vintern än i normalscenariot. Med bortfallet av fem kärnkraftsreaktorer och tjugo procent lägre tillrinning än normalt går marknaden miste om stora volymer i utbudet av billig kraft samtidigt som den förväntade förbrukningen är oförändrad. Detta ställer marknaden inför stora påfrestningar, där de vattenresurser som finns vid ingången till prognosperioden kommer att behöva nyttjas hårt fram till vårfloden för att undvika elenergibrist. Systempriset kommer i extremscenariot att ligga väsentligt över 1 000 SEK/MWh för perioden fram till i slutet av april 2007

(vecka 17). De beräknade priserna befinner sig dock långt ifrån pristaket på Nord Pool som ligger på 2000 EUR/MWh.

Beräknad magasinsutveckling

I figur 11 visas den beräknade magasinsutvecklingen från 1 december och två år framåt för extremscenariot och normalscenario.

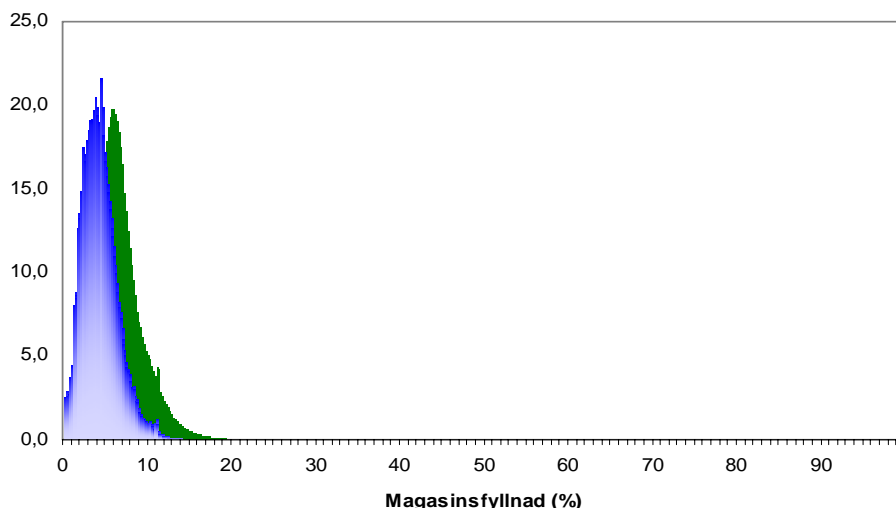


Figur 11: Beräknade magasinsutvecklingen för extremscenariot i förhållande till normalscenario

Källa: EME Analys

I extremscenariot bottenar magasinen på en nivå som är 1-2 TWh lägre än i normalscenario. Det finns fortfarande en viss marginal ned mot mininivån 15 TWh.

Figur 12 visar sannolikhetsfördelningen för olika magasinsinnehåll i slutet av april 2007 (vecka 17) för extremscenariot och normalscenario.



Figur 12: Sannolikhetsfördelningen för olika magasinsinnehåll vecka 17 2007

Anm: Den bakre figuren visar normalscenariot och den främsta figuren visar extremscenariot
 Källa: EME Analys

Figuren visar att risken för tomma vattenmagasin före vårfloden ökar markant vid extremscenariot i förhållande till normalscenariot. Det genomsnittliga värdet för magasinsinnehållet vecka 17 ligger 4-5 TWh över mininivån på 15 TWh, men sannolikhetskurvan visar att det finns en betydande risk för elenergiobrist.

4.3.3 Konsekvenser

Säkerhetskrav på Nord Pool

I extremscenariot blir systempriset högre än vad de var under inledningen av hösten och kommer att stanna på höga nivåer fram till vårfloden 2007. I praktiken kan priserna komma att genomgå flera stora uppgångar och fall under tiden fram till vårfloden, eftersom balansen kommer att vara mycket känslig och direkt beroende av löpande nederbörd och tillrinning. Eftersom nederbörd och tillrinning kan variera ganska kraftigt från vecka till vecka finns det en risk för att vissa elproducenter och elhandelsföretag inte kommer att klara Nord Pools säkerhetskrav. Konsekvensen blir i så fall en eller flera konkurser bland elhandelsföretagen och en därpå följande komplicerad situation för de bolag som måste ta över leveranserna på kort varsel i ett mycket kritiskt läge. Detta kan komma att beröra både små som stora elförbrukare.

Marknadens förmåga att upprätthålla fysisk balans

Risken för elenergiobrist torde vara låg även i detta scenario. Det beror på att marknadsaktörerna ges mycket lång tid att ge sina bidrag att stärka energibalansen fram till vårfloden 2007 till en mycket hög betalning. Av samma skäl föreligger det inte heller någon större risk för att budgivningen på Nord Pool inte ska ge något priskryss, det vill säga att priset inte sätts vid den punkt där utbud och efterfrågan möts. Företagens interna krafttransaktioner, fysiska fastkraftaffärer¹⁷

¹⁷ Fastkraft är en i förväg, genom avtal, bestämd mängd energi per tidsenhet som inte påverkas av verklig förbrukning. Fastkraftsaffärer är därmed handel med fastkraft.

på kraftmarknaden och bud på Nord Pools spotmarknad ger tillsammans med balansavräkningen/marknaden den totala fysiska balansen, som bedöms kunna klaras i detta scenario.

Begränsningar i transmissionsnätet inom Sverige och Norden

Sammantaget är det möjligt att resultaten i PoMo i detta scenario innebär betydande underskattningar av problemen och kostnaderna att möta förbrukningen med produktion respektive import. Detta eftersom PoMo inte räknar in begränsningar i överföring mellan Sverige, Norge och Finland.

I extremscenariot är riskerna för överföringsbegränsningar betydligt större än vid normalscenariot. Överföringarna på utlandsförbindelserna mellan framförallt Sverige och Finland kommer att utgöra en begränsning under en stor del av tiden. Detta är ett stort problem som PoMo inte beaktar. Stora mängder kraft kommer att överföras söderifrån och via slingan från södra Finland till Sverige via Haparanda, vilket skapar mer överföringsbegränsningar i det finska stamnätet. Detta kan även medföra problem vid snitt 2 (Gävle) i det svenska stamnätet om samtidigt den svenska vattenkraftproduktionen i norr skulle vara stor. Troligen kommer de svenska kraftföretagen att spara på vattnet, varför denna risk inte ska överdrivas. Riskerna för interna överföringsbegränsningar i det norska stamnätet blir betydande, liksom riskerna för interna överföringsbegränsningar i norra Jylland.

Risken för stora överföringsbegränsningar i västkustsnittet ökar till följd av begränsade möjligheter för Norge att importera el direkt via kabalen mellan Jylland och Norge. Kapaciteten mellan Danmark och Norge har varit 500 MW mindre än normalt.

Begränsningarna vid import från Danmark, Tyskland och Polen behandlar PoMo korrekt.

5 Åtgärder för att undvika elenergibrist

Den metrologiska utvecklingen under senare delen av hösten 2006 var gynnsam både temperaturmässigt och nederbördsmissigt. De problem som förutsågs i september för kommande vinter har reducerats och Energimarknadsinspektionen ser i nuläget inte att vintern 2006/2007 kommer att vara utsatt för något exceptionellt ansträngt energiläge. Detta förutsätter att de tekniska och metrologiska förhållandena är stabila genom perioden.

Skulle däremot hela eller delar av extremscenariot, som beskrevs i kapitel 4, inträffa ökar sannolikheten för ett ansträngt energiläge. För att undvika detta finns det ett antal åtgärder som är möjliga att vidta. Vilken effekt dessa åtgärder får på marknadens funktion beror på hur respektive åtgärden är utformad samt om det är en marknadsbaserad-, eller marknadspåverkande åtgärd.

Kapitlet inleds med en teoretisk genomgång av marknadens funktion och reaktion på åtgärder som syftar till att dämpa förbrukningen eller öka produktionen av el. Därefter följer en beskrivning av en marknadsbaserad åtgärd vars syfte är att öka förbrukningsflexibiliteten hos stora elanvändare. Kapitlet avslutas med en beskrivning av marknadspåverkande åtgärder som skulle kunna användas vid en relativt snabbt uppkommen elenergibrist under vintern 2006/2007. De åtgärder som är möjliga att vidta under kommande vinter efterföljs av en bedömning om åtgärdens påverkan på elmarknadens funktion.

5.1 Teoretisk genomgång

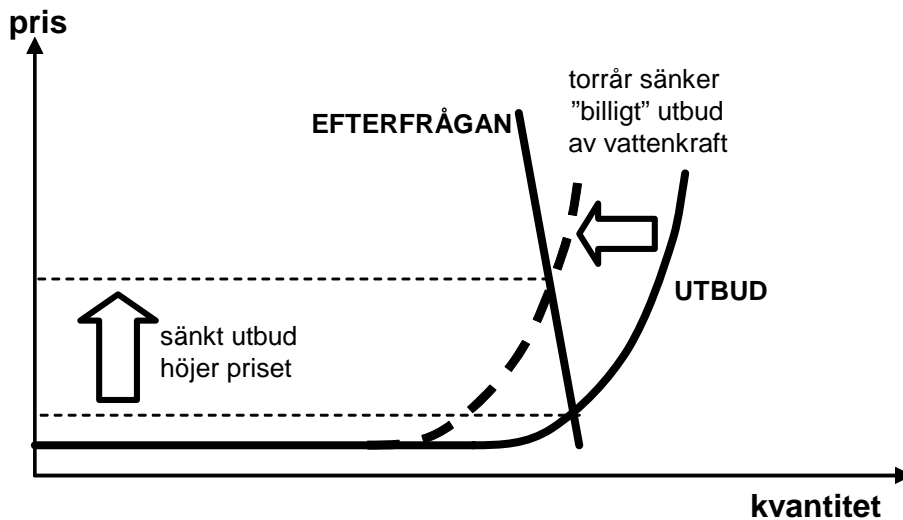
Elmarknaden, liksom andra konkurrensutsatta marknader, ska på marknadens egna villkor hantera förändringar i utbud och efterfrågan och kontinuerligt upprätta en pris- och kvantitetsmässig jämvikt. Det innebär att en elenergibrist egentligen inte ska kunna uppstå på en konkurrensutsatt elmarknad. Samverkan mellan pris och kvantitet ska kontinuerligt upprätthålla marknadsbalans.

Elmarknaden kännetecknas av en mycket oflexibel efterfrågan på kort sikt. Det innebär att det i en situation med begränsat utbud kan krävas mycket höga priser för att få den reduktion i efterfrågan som är tillräcklig för att jämvikt ska upprättas. I teorin kan den oflexibla efterfrågan leda till en situation där utbud och efterfrågan inte möts och en elenergibrist inträffar.

Det finns många orsaker till att efterfrågan på elmarknaden är oflexibel på kort sikt. Dels är behovet av el ”inbyggt” i både industrins och hushållens infrastruktur, dels köps el i stor utsträckning på fastprisavtal vilket innebär att en prisökning inte vidarebefordras ner till förbrukaren som därmed inte upplever något incitament att reagera på prisökningen. Förbrukaren ser inte heller effekten

av sina förbrukningsförändringar förrän efter ett år, då mätaren läses av och avräkningsfakturan kommer. Förbrukaren har därför svårt att anpassa sin energianvändning till priset. En viss förbättring av denna situation åstadkoms i takt med att månadsvis avläsning

Figur 13 visar principen för hur ett sänkt utbud, orsakat av exempelvis ett torrår, påverkar elmarknaden.

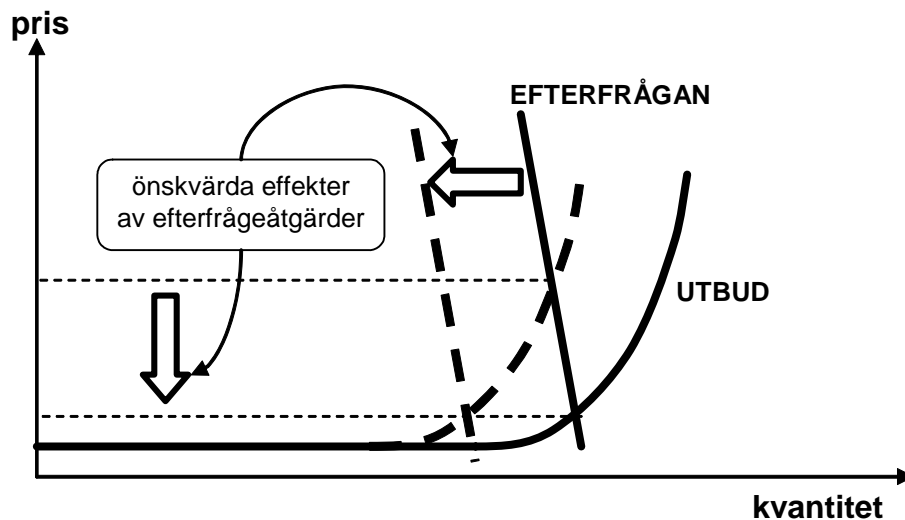


Figur 13: Prishöjningseffekt av sänkt utbud

Den horisontella delen av utbudskurvan representerar utbudet av den elenergi som har den lägsta marginalkostnaden, huvudsakligen kärnkraft och vattenkraft. Efter hand som dyrare värmekraft tas i bruk blir utbudskurvan brantare. Efterfrågekurvens branta lutning illustrerar den låga priskänsligheten. Det innebär att stora förändringar i pris bara marginellt påverkar efterfrågan. Ett torrår sänker utbudet av vattenkraft vilket medför att dyrare elproduktion behövs för att tillgodose efterfrågan. Priskrysset, det vill säga där utbudskurvan och efterfrågekurvan möts, inträffar vid ett signifikant högre pris men bara vid marginellt lägre volym.

Föreliggande analys antar att marknaden alltid kan identifiera en jämvikt mellan utbud och efterfrågan, det vill säga att ett "priskryss" alltid uppkommer. Dock kan detta priskryss uppstå vid mycket höga elpriser.

Det finns ett antal åtgärder som kan vidtas för att undvika elenergi-brist. En del åtgärder syftar till att minska efterfrågan (skiftar efterfrågekurvan inåt), medan andra syftar till att göra konsumtionen mera priskänslig (minska efterfrågekurvens lutning). Båda fallen är både pris- och konsumtionsminskande. I figur 14 visas principen för hur åtgärder som syftar till att minska efterfrågan påverkar elmarknaden.



Figur 14: Efterfrågepåverkande åtgärder

Energimarknadsinspektionen skiljer i rapporten på marknadsbaserade åtgärder och åtgärder som avser påverka marknaden *exogen* (yttre påverkan).

De exogena åtgärderna delas upp i åtgärder som *påverkar* marknaden, dvs. flyttar på efterfråge- eller utbudskurvan, och åtgärder som *ingriper* på marknads funktionssätt, exempelvis genom att påverka prissättningsmekanismen.

Ur ett marknadsperspektiv är det viktigt att undvika åtgärder som ingriper/påverkar på marknads funktionssätt, exempelvis genom pristak, prisstopp eller återreglering av hela eller delar av marknaden. Sådana åtgärder riskerar att störa prisbildningen på marknaden. Sådana åtgärder kan även skada marknadsaktörernas förtroende för marknads funktionssätt vilket kan få konsekvenser för en effektiv prisbildning och investeringar i ny elproduktionskapacitet.

Marknadsbaserade åtgärder har ingen exogen påverkan på marknaden och åsidosätter inte heller marknads spelregler. Dessa åtgärder ska istället, utifrån existerande spelregler, förenkla för marknads aktörer att fatta beslut om utbud och efterfrågan utifrån marknads förändrade marknadsmässiga villkor, det vill säga göra marknaden mera flexibel.

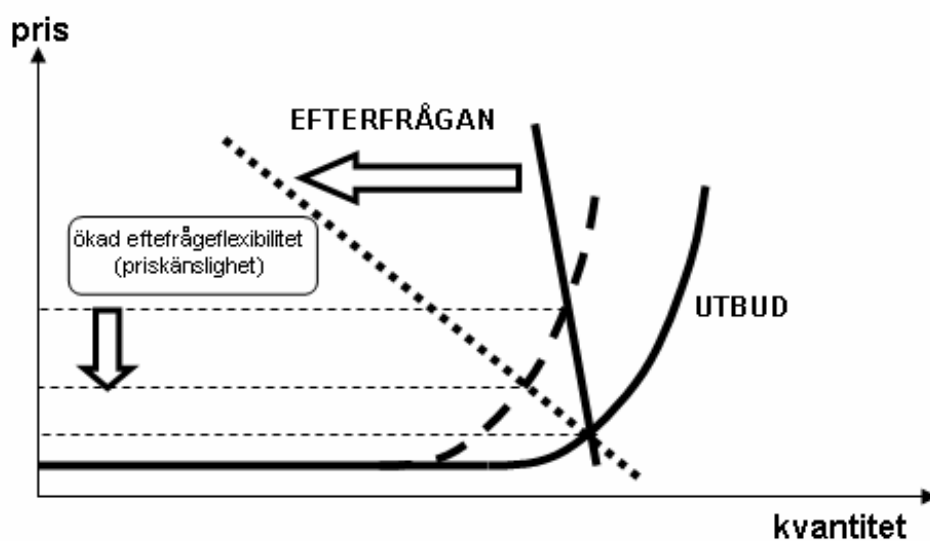
5.2 Marknadsbaserad åtgärd

Det är ur ett marknadsperspektiv viktigt att låta marknaden på egen hand hantera eventuella elenergi-brister så långt som möjligt. För att underlätta för marknaden att hantera sådana situationer bör marknadsbaserade åtgärder utvecklas och introduceras för att på längre sikt bli ett bestående inslag på elmarknaden.

5.2.1 Åtgärder möjliga vintern 2006/2007- Tilläggsavtal

Med tilläggsavtal avses här ett avtal som erbjuder elintensiva industriföretag att sälja tillbaka den el som planenligt skulle ha använts i den egna produktionen. Om elenergipriserna blir tillräckligt höga kan detta vara mer lönsamt än att förbruka elen i den egna produktionen. Skillnaden mellan avtalat pris och Nord Pools spotpris kan vara så stort det överstiger den intäkt elen skulle ha genererat till företaget om den förbrukats. Det är då önskvärt både ur ett företagsekonomiskt och ur ett samhällsekonomiskt perspektiv, att återförsäljning sker. Åtgärden stimulerar således till ökad flexibilitet på marknaden på dess egna villkor utan yttre påverkan.

Figur 15 visar hur en marknadsbaserad åtgärd som tilläggsavtal skall kunna verka.



Figur 15: Tilläggsavtalets påverkan på marknaden

Redan i dag förekommer avtal på den nordiska elmarknaden som gör det möjligt för elintensiva företag att sälja tillbaka kraft. Om denna möjlighet skulle erbjudas till fler företag ökar efterfrågans flexibilitet vilket ger en större respons på efterfrågan vid prishöjningar.

Återförsäljning av elenergi skulle förenklat kunna gå till på följande sätt:

1. Kunden anmäler till sitt elhandelsföretag att de vill minska sin elförbrukning under en viss period.
2. Elhandelsföretaget minskar sina elinköp från Nord Pool spot. Normalt har industriföretaget via sitt elhandelsföretag prissäkrat merparten av sin elförbrukning med hjälp av terminskontrakt. Den säkrade förbrukningen kan då säljas på terminsmarknaden. Det betyder att de får tillbaka mellanskillnaden mellan det höga spot- alternativt terminspriset och de terminspriser de säkrat tidigare för sin förbrukning.

Om avtalet mellan kunden och elhandelsföretaget är ett traditionellt fastprisavtal måste elhandelsföretaget få del av den vinst som effektreduktionen innebär. Det kan uppnås genom ett tilläggsavtal mellan elhandelsföretaget och industriföretaget.

Anpassningsmöjligheter hos elintensiv industri

Den elintensiva industrin har en begränsad betalningsförmåga för el. Vid en mer långvarig elenergibrist skulle, i många fall, all produktion kunna dras ned och el enbart användas för att skydda fabriksanläggningarna från frysskador etc. I andra fall kan produktionen begränsas under vissa tider, exempelvis helger. Om elintensiv industri finner det lönsamt att sälja tillbaka el finns således här en relativt stor sparpotential.

Vid en långvarig bristsituation finns i många fall inga möjligheter att använda lager av mellanprodukter i en produktionslinje, utan antingen producerar företagen över hela linjen eller så producerar de inte någonting överhuvudtaget. Vid längre bristsituationer finns dock i vissa fall möjligheter att köpa vissa elintensiva mellanprodukter från andra företag i samma bransch. Det kan exempelvis röra sig om stålämnen som kan köpas från annat företag istället för egen produktion i elkrävande elektrostålugn. Då kan i detta exempel de mindre elkrävande valsverken fortsätta driften som vanligt. Detta gäller till skillnad från kortvarigare effektbristsituationer då företagen ofta kan räkna med att mellanlager ska räcka för att enbart stänga de mest elkrävande processerna, och produktionen kan fortsätta i de mindre elkrävande processerna.

Bedömning av kontraktstrukturen i svensk elintensiv industri

Huvuddelen av den elintensiva industrin känner av rådande spotpriser via sina elavtal. Det är ett resultat av att de har någon form av så kallad portföljlösning. Här skiljer man på det ”fysiska” inköpet av el som sker till spotpris och prissäkringar som sker med hjälp av finansiellt avräknade prissäkringsprodukter, normalt ”terminer”.

Enligt Energimarknadsinspektionens bedömning känner cirka sjuttio procent av de elintensiva industriföretagen i Sverige av kortsiktiga förändringar i spotpriset med gällande avtal. Omkring trettio procent har fastprisavtal och känner således inte av kortsiktiga förändringar i spotpriset. Bedömningen baseras på en viktning i förhållande till elanvändningen. Tabell 4 visar en skattning av andel svensk elintensiv industri med avseende på typ av avtal för köp av elenergi.

Tabell 4: Skattning av andel svensk elintensiv industri med avseende på typ av avtal för köp av elenergi

	GWh/år	Procent
Fastprisavtal och liknande	5375	28
Avtal där elanvändaren känner av spotpriset genom köp eller försäljning	13510	72
Totalt	18885	100

Källa: EME Analys

Planering mot terminsmarknaden, inte spotmarknaden

Att göra produktionsneddragningar i ett industriföretag är normalt förenat med betydande fasta kostnader i form av stopp- och startkostnader. För att kunna bedöma lönsamheten i en viss åtgärd (effektreduktion) behöver företagen därför veta hur stor vinsten av en förbrukningsreduktion är per tidsenhet. Planeringen kommer därför att ske med utgångspunkt på priserna på terminsmarknaden och inte priserna på spotmarknaden.

En svårighet med detta kan vara att de volymer som handlas på terminsmarknaden inte överensstämmer med den förbrukningsreduktion som företagen väljer att göra. Vad denna eventuellt ökade riskexponering betyder i de enskilda fallen får bedömas individuellt.

Om förbrukningsreduktioner hos ett företag framförallt innebär höga rörliga kostnader och försumbara fasta stopp- och startkostnader är det rationellt att göra dessa mot rådande spotpriser. Vinsterna med förbrukningsreduktionerna skulle därutöver kunna säkras genom att elterminer säljs vid en viss tidpunkt som kan ligga senare än tidpunkten då förbrukningsreduktionen inleds, vilket kan ge stor lönsamhet om terminspriserna ökar under tiden. Om priset på el istället sjunker kan industriföretaget istället välja att starta sin produktion igen.

Företag som känner av spotpriserna i rådande kontrakt

De företag som känner av kortsiktiga förändringar i spotpriset utgör en klar majoritet av de elintensiva företagen. Deras kontrakt medger redan i utgångsläget möjlighet att göra lönsamma reduktioner av industriproduktionen genom att minska sina inköp från spotmarknaden (som görs indirekt via elhandelsföretagen).

Därmed är det inte sagt att de verkligen kommer att nyttja möjligheterna att göra lönsamma återförsäljningar av el. Här kan det underlätta med information som pekar på möjligheten för industriföretagen att sälja tillbaka elenergi som ett sätt att öka lönsamheten. Det är troligt att många industriföretag inte tänker på denna möjlighet, eftersom de av tradition alltid velat ha en jämn och hög produktion vilket normalt är bäst ur industriell synpunkt.

Om inte avtalet mellan industriföretaget och elhandelsföretaget innehåller möjlighet för industriföretaget att kunna sälja elterminer via elhandelsföretagets försorg bör detta vara möjligt att reglera i ett tilläggskontrakt.

Företag med fastprisavtal

Företag som har fastprisavtal har i utgångsläget inga incitament att reducera sin elförbrukning när spotpriserna är höga. Däremot är lönsamheten i att göra förbrukningsreduktioner lika stor som ovan för industriföretaget och elhandelsföretaget tillsammans. I detta fall krävs en ny överenskommelse mellan industriföretaget och elhandelsföretaget som reglerar hur de totala vinsterna ska fördelas mellan parterna och som säkerställer att ingen av parterna riskerar att förlora på återförsäljning av elenergi.

5.2.2 Åtgärder ej möjliga vintern 2006/2007- Enprisavräkning av förbrukningsbalansen

Nordel¹⁸ har våren 2006 i rapporten ”Balance Management – Common principles for cost allocation and settlement” presenterat två alternativ för en harmoniserad balansavräkning i Norden. Det första av dessa två alternativ innebär att förbrukningsobalanser avräknas enligt en så kallad enprismodell, medan produktionsbalanser avräknas med en så kallad tvåprismodell. Enprisavräkning på förbrukningsobalansen innebär att samma princip används för att avräkna obalanser oavsett om det aktuella företagens obalans ökar eller minskar den totala obalansen i systemet, vilket inte är fallet dag.

En fördel med den föreslagna modellen jämfört med dagens tvåprisavräkning på samtliga balanser är att den nackdel små aktörer har i tvåprissystemet försvinner eftersom storleken på balansomsättningen får mindre betydelse då enprismodellen används för att avräkna konsumtionsobalanser. Svenskt Näringsliv har i sitt remissvar på Nordels utredning förordat en lösning med enprisavräkning av förbrukningsobalanser och menar att enprisavräkning skulle leda till en betydligt större flexibilitet på efterfrågesidan. Enprisavräkning har i vissa sammanhang framförts som en förutsättning för ökad efterfrågefleksibilitet vid sidan om timmätning.

5.3 Marknadspåverkande åtgärder

Om marknaden själv, på grund av oväntade och långvariga tekniska eller fysiska problem, inte klara av att hantera en elenergiöverskott med eskalerade priser, finns ett antal marknadspåverkande åtgärder som kan vidtas för att undvika elenergiöverskott. Combitech redovisade under 2006 på uppdrag av Energimyndigheten åtgärder för att undvika eller hantera en elenergiöverskott i Sverige.¹⁹ Nedan redogörs för de åtgärder som Energimarknadsinspektionen bedömer som möjliga att använda vid en relativt snabbt uppkommen elenergiöverskott vintern 2006/2007.

5.3.1 Åtgärder möjliga vintern 2006/2007

Som påpekats tidigare i rapporten bedömer Energimarknadsinspektionen risken för fysisk elenergiöverskott under vintern 2006/2007 som liten. Skulle däremot hela eller delar av det extrema scenario som beskrevs i kapitel 4 inträffa och marknaden själv inte kan hantera en situation med eskalerande priser²⁰ som följd finns det ett antal marknadspåverkande åtgärder att vidta. De åtgärder som Energimarknadsinspektionen bedömer vara realistiska alternativ för vintern 2006/2007 är *vädjan, informationskampanj, regeringsdirektiv för statlig verksamhet och effektreserven som energireserv*.

¹⁸ De nordiska systemoperatörernas samarbetsorganisation

¹⁹ Kapitel 5.3 baseras på rapporten ”Åtgärder för att hantera långvarig elöverskott – fördjupning” (2006). Rapporten är framtagen av Combitech på uppdrag av Energimyndigheten och syftade till att inventera, sammanställa och översiktligt värdera åtgärder som skulle kunna vidtas vid elenergiöverskott.

²⁰ Höga elpriser fungerar inte alltid som en förbrukningsdämpandesignal eftersom många elkonsumenter idag har fastprisavtal och reagerar inte på stigande elpriser.

Ansvarsfördelningen och beredskapen för dessa åtgärder är i nuläget inte utvecklade för att nå optimal effekt.

Skulle ett beslut fattas om att vidta någon marknadspåverkande åtgärd är det viktigt att ett sådant beslut även förankras med marknadens aktörer. Vidare bör även ett beslut förankras med övriga nordiska länders ansvarig myndighet. Det finns därför ett behov av internationell samordning.

Vädjan

Vädjan används inför eller i början av en elenergibrist i syfte att sänka elförbrukningen. I händelse av en annalkande elenergibrist skulle en vädjan lämpligen innefatta:

- saklig information om den aktuella situationen
- vädjan till allmänheten om att minska sin elförbrukning
- några konkreta exempel på åtgärder som i princip alla kan vidta för att minska sin egen elförbrukning

Energimyndigheten har under hösten 2006 förberett en vädjan i syfte att undvika en elenergibrist i Sverige kommande vinter. Åtgärdens potential beror till stor del på hur budskapet förs fram och vilka kommunikationskanaler som används. Åtgärden kan därutöver stimulera till en långsiktig rationell elanvändning och elsparande.

En vädjan fordrar inga lagändringar, utan kan beslutas av Energimyndigheten inom ramen för myndighetens befogenheter. Vädjan i radio och TV kan ske i form av så kallade myndighetsmeddelanden med stöd av Radio- och TV-lagen.²¹ Kravet är att meddelandet är av stor vikt för allmänheten. Andra kommunikationskanaler som kan användas vid en vädjan är presskonferenser och fakta- och bakgrundsunderlag till journalister för presentation i tidningar, radio och TV.

Åtgärdens påverkan på marknadens funktion är begränsad. En vädjan syftar till att sänka efterfrågan på el vilket medför en minskad förbrukning och därmed även ett lägre jämviktpreis. Prisbildningen påverkas inte utan elpriset sätts på marknaden som tidigare.

De finansiella marknaderna agerar utifrån förväntningar. En vädjans formulering, styrka och budskap kan påverka marknadens förväntningar och kan därmed också påverka, exempelvis, det korta terminspriset.

Om vädjan ges mycket utrymme i media kan detta även få konsekvenser för balansansvariga företag. Genom förändrade förbrukningsmönster hos hushållen, vilket är en trolig följd av en vädjan, får de balansansvariga företagen svårare att uppskatta eventuella volymminskningar. Detta får en dubbel effekt då de flesta balansansvariga företag har samma problem. Den samlade körplanen för Svenska

²¹ Radio- och TV-lag (1996:844).

Kraftnät riskerar då att bli för låg vilket leder till nedreglering och högre kostnader än normalt.

Informationskampanj

Syftet med en informationskampanj är att med hjälp av information få elanvändare medvetna om en föreliggande kris och ge dem information om lämpliga förbrukningsdämpande åtgärder.

Energimyndigheten har under hösten 2006 förberett en informationskampanj i syfte att undvika en elenergibrist i Sverige vintern 2006/2007. Kampanjen vänder sig till samtliga svenska hushåll och ska motivera dem att på kort sikt minska sin elförbrukning. Utgångspunkten för kampanjen är att den dels ska öka förståelsen för hur elmarknaden fungerar, dels ska uppmana hushållen att minska sin elanvändning och ge dem elspartips som ger en snabb effekt.

Åtgärdens potential beror bland annat på hur väl sparbudskapen formuleras och differentieras för respektive målgrupp, vilka kommunikationskanaler som används och variationer i budskapen under perioden. Energimyndighetens informationskampanj är tänkt att kunna starta cirka fyra veckor efter att beslut om genomförande har tagits. Kampanjperioden bedöms kunna bedrivas under sex till åtta veckor. Tänkbara informationskanaler är exempelvis TV, direktutskick till hushåll, annonsering i press och webbinformation.

En informationskampanj från Energimyndigheten kräver inga lagändringar.

Åtgärdens påverkan på marknadens funktion är begränsad. En informationskampanj syftar till att sänka efterfrågan på el vilket medför en minskad förbrukning och därmed även ett lägre jämviktspris. Prisbildningen påverkas inte utan elpriset sätts på marknaden som tidigare.

De finansiella marknaderna agerar utifrån förväntningar. En informationskampanj formulering, styrka och budskap kan påverka marknadens förväntningar och kan därmed också påverka, exempelvis, det korta terminspriset.

Om informationskampanjen ges mycket utrymme i media kan detta även få konsekvenser för balansansvariga företag. Genom förändrade förbrukningsmönster hos hushållen, vilket är en trolig följd av en informationskampanj, får de balansansvariga företagen svårare att uppskatta eventuella volymminskningar. Detta får en dubbel effekt då de flesta balansansvariga företag har samma problem. Den samlade körplanen för Svenska Kraftnät riskerar då att bli för låg vilket leder till nedreglering och högre kostnader än normalt.

Regeringsdirektiv för statlig verksamhet

Regeringen reglerar via årliga regleringsbrev verksamheten hos statliga myndigheter, inklusive statliga affärsverk och länsstyrelser. Åtgärden innebär att regeringen vid en potentiell elenergibrist kompletterar regleringsbreven med mål

avseende myndigheternas elsparande och restriktioner avseende förbrukning av el. Vid en sådan situation kan Energimyndigheten bistå med underlag vid framtagande av sådana mål.

Åtgärden skulle omfatta samtliga verksamheter som styrs via regleringsbrev. Det finns för närvarande cirka tvåhundra statliga myndigheter, affärsverk och länsstyrelser i Sverige.

Besparingspotentialen beror i hög grad på hur regeringen väljer att utforma sparmålen i regleringsbreven. De statliga myndigheterna svarar för en mycket begränsad del av landets totala elanvändning. Åtgärdens potential är således mycket liten. Det bör dock tilläggas att åtgärden kan ha en psykologisk effekt på övriga elanvändare att de lättare ta till sig andra sparbudskap.

Det föreligger inga juridiska hinder mot att genomföra åtgärden. Det är regeringen som utfärdar regleringsbreven, vilket i dagsläget bör klaras av inom cirka fyra veckor. Om det finns färdiga sparkrav formulerade kan den tiden kortas ytterligare.

Påverkan på marknadens funktion är obefintlig. Åtgärden syftar till att selektivt minska efterfrågan på el vilket medför en minskad konsumtion och därmed även ett lägre jämviktspris. Prisbildningen påverkas inte utan elpriset sätts på marknaden som tidigare.

Effektreserv som energireserv

Den av Svenska Kraftnät upphandlade effektreserven kan förutom vid effektbristsituationer även nyttjas för andra ändamål som exempelvis elenergiobrist. Efter tillåtelse från Svenska Kraftnät får ägarna till produktionsanläggningarna använda dem för egen produktion. Av naturliga skäl råder ingen sådan begränsning när det gäller förbrukningsreduktion.

Eftersom elpriset vid elenergiobrist sannolikt är mycket högt, har anläggningsägarna ett naturligt incitament att kontakta Svenska Kraftnät och anhålla om att få använda dessa. Enligt Svenska Kraftnät är deras policy generellt att vara restriktiv i att tillåta att de produktionsanläggningar som ingår i effektreserven används av anläggningsägarna själva. I en situation där den svenska energibalansen är hotad kommer dock nyttjande av dessa produktionsanläggningar att beviljas.

Effektnivån på de produktionsanläggningar som ingår i effektreserven uppgår till cirka 1500 MW. Resterande anläggningar, cirka 500 MW, utgörs av förbrukningsreduktion.

Påverkan på marknaden vid en elenergiobrist bedöms vara marginella. Vid mycket höga priser kommer effektreserven som energireserv att bjudas in som ytterligare utbud och detta kommer att ha en prisdämpande effekt. Effektreservens storlek är känd av marknadens aktörer vilket gör att den inte behäftad med stora osäkerhetsproblem.

6 Referenser

Combitech, (2006), ”Åtgärder för att hantera långvarig elbrist – fördjupning”
dnr: 17-06-542

Förordning (2004:1200) med instruktion för Statens energimyndighet

Nordel, (2006), ”Balance Management – Common principles for cost allocation and settlement

Nord Pool: www.nordpool.com

Statens Kärnkraftsinspektion: www.ski.se

Statistiska Centralbyrån: www.scb.se

Svensk Energi: www.svenskenergi.se

Radio- och TV-lag (1996:844)

Ungernet AB, (2006), ”Enkät svar från energiintensiva industrier februari 2006”