

Elmarknaden i Norden 2011

Vattenfalls syn på utvecklingen

Introduktion

Vattenfall fick under 2010 ett nytt uppdrag. Vi ska generera en marknadsmässig avkastning och vara ett av de bolag som leder utvecklingen mot en miljömässigt hållbar energiproduktion. I vår strategi ligger att den samlade koldioxidbelastningen ska minska, att vi arbetar med sex energikällor och att vi har tre huvudmarknader som är Sverige, Tyskland och Nederländerna.

Det är naturligt att vårt arbete följs med stort intresse. Kundernas förväntningar är att elen ska levereras säkert, orsaka så lite utsläpp och miljöpåverkan som möjligt samt att priset ska vara konkurrenskraftigt. I spänningsfältet mellan dessa krav på säkerhet, miljö och pris verkar Vattenfall.

Kallt väder och för lite elproduktion orsakade pristoppar

Elpriserna steg kraftigt vid några tillfällen förra och förrförra vintern. En rapport från de nordiska tillsynsmyndigheternas samarbetsorganisation NordREG har analyserat sådana pristoppar. Orsaker som lyfts fram i rapporten är det kalla vädret som drev upp efterfrågan och en kombination av olika brister i produktionsförmågan och överföringskapaciteten inom den nordiska elmarknaden. Omfattande moderniseringsprojekt inom den svenska kärnkraften och låga nivåer i de nordiska vattenkraftsmagasinen var två viktiga faktorer som tidvis begränsade förmågan att producera tillräckligt med el.

Nivåerna i vattenmagasinen påverkas av nederbörden. Nu när det under hösten har regnat mycket är elpriset ovanligt lågt och inför kommande vinter är vattenmagasinen välfyllda. Men för att framöver undvika pristoppar behöver vi angripa alla de bakomliggande faktorer som kan

påverkas. Kapaciteten att föra över el behöver byggas ut inom Norden, men också mellan den nordiska marknaden och näraliggande områden. Och produktionskapaciteten behöver bli större. För att balansen i elsystemet ska kunna upprätthållas krävs också att den nya kraft som planeras byggs ut på rätt sätt. Och för att vi ska kunna dra full nytta av vindkraften är det viktigt att vattenkraftens reglerkapacitet inte begränsas.

Aktiva kunder bidrar positivt

Elmarknadens kunder kan också bidra till att pristoppar undviks. Stora elkonsumenter visar nu ett ökande intresse att delta på elmarknaden med erbjudande om att minska elanvändningen.

Många av elmarknadens kunder överväger långa elavtal för att undvika osäkerheten med rörligt pris. Vattenfalls privatkunder är särskilt aktiva i det avseendet – av dem är det hela 75 procent som har fast pris. Vattenfall tecknar även långa avtal med större kunder inom industrin. Dessa avtal sträcker sig ända till år 2022 och omfattar hela 92 terawatt-timmar.

Det krävs stora investeringar i elproduktion och elnät

På kort och medellång sikt ökar både ny vindkraft, ny finsk kärnkraft och höjd effekt i svensk kärnkraft kapaciteten i den nordiska elförsörjningen. Vattenfall planerar att investera 30 miljarder kronor i ny och renoverad produktions- och distributionskapacitet i Sverige de närmaste fem åren. För att en hög investeringstakt ska vara möjlig på längre sikt krävs goda förutsättningar för att bygga ut vindkraften och att utveckla vattenkraften, men också stabila förutsättningar för att på sikt kunna ersätta befintliga kärnkraftreaktorer med nya.

Vi vill göra de investeringar i vindkraft, vattenkraft, kärnkraft, biokraft och smarta elnät som krävs för en väl fungerande elmarknad i Sverige och Norden. Vi vill också driva vidare arbetet med energi-effektivisering – en viktig del i insatserna för att nå klimatmål och för att undvika pristoppar. Vi argumenterar också för ytterligare investeringar i ny överföringskapacitet. Vattenfall tänker fortsätta att vara en central aktör för att möta Sveriges behov av el och värme som vi gjort i mer än 100 år. För att denna strävan ska bli framgångsrik behöver vi ett nära samarbete med myndigheter och politiska beslutsfattare, liksom med storkunder och privatkunder. Staten äger och driver genom Svenska Kraftnät större delen av kablarna för överföring mellan

Innehåll

Elmarknaden - bakgrund.....



4

Hur sätts elnätspriset?.....

8

Vattenfalls syn på elmarknadens utveckling.....

10



länder – här måste vi samarbeta om hur utbyggnaden ska gå till. Politiska beslutsfattare har stort inflytande över tillståndsprocesserna för nya vindkraftverk och för ny kärnkraft. Här måste vi finna en förtroendefull dialog så att de nödvändiga investeringarna blir av och att de nya anläggningarna utformas på ett sätt som accepteras av kringboende och andra berörda.

För Vattenfall är det viktigt med gott lokalt stöd och stabila politiska förutsättningar för att det ska vara aktuellt med investeringar. Bara när en ny anläggning accepteras av det omgivande samhället är det försvarbart att göra en så stor och långsiktig investering som en ny vindkraftpark, en ny kärnkraftreaktor eller ett utbyggt vattenkraftverk. Sveriges hantering av kärnavfallsfrågan är i detta sammanhang ett föredöme

Kärnkraften är central för elförsörjningen – idag och i framtiden

Kärnkraften står för en stor del av den svenska elförsörjningen. När alla tio kärnkraftreaktorer i Sverige är i normal drift uppgår deras andel av elförsörjningen till ungefär hälften.

Det omfattande moderniseringsprogram som nu pågår är nödvändigt att genomföra. Det kommer att ge utökad och mer stabil produktion och förlängd livslängd på anläggningarna. Men just det moderniseringsarbetet har inneburit tillfälliga reduceringar av produktionskapaciteten.

Även om det finns förklaringar till den bristande tillgängligheten i kärnkraften – som att det under lång tid fanns ett politiskt fastställt slutdatum för svensk kärnkraft – så måste vi ändå konstatera

att vi inte kan vara nöjda med hur Vattenfall som företag klarat dessa uppgraderingar. Förseningarna har inte varit acceptabla. Vattenfalls ledning är fast besluten att företaget ska prestera bättre framöver.

Vattenfall inleder analysarbete kring ny kärnkraft i Sverige

Trots att vi sammantaget investerar totalt 50 miljarder kronor för att förlänga livstiden på reaktorerna måste dessa anläggningar ersättas förr eller senare. Nästan 80 procent av alla befintliga kärnkraftreaktorer i Europa förväntas vara utfasade till år 2030. För att utfasningen av våra existerande reaktorer ska kunna ske på ett sätt som inte äventyrar balansen på den nordiska elmarknaden med turbulens och nya pristoppar som följd ska vi redan nu förbereda den situationen. Därför har Vattenfall inlett ett intensifierat analysarbete för att klargöra förutsättningarna för nya kärnkraftreaktorer i Sverige.

Riksdagen har med beslutet om den nya kärntekniklagen gjort det möjligt att ersätta befintliga reaktorer med nya. Vårt analysarbete handlar nu om hur vi ska gå till väga för att möta de höga säkerhets- och miljökrav som ställs. Analysen ska också visa vilka kriterier som måste vara uppfyllda för att en investering i nya reaktorer ska vara lönsam och i enlighet med de avkastningskrav som ställs på Vattenfall.

Vattenfall kan bättre, och ska bli bättre. Vattenfall vill vara pådrivande utan att tappa fokus på leverans, miljö och säkerhet. Det är i handling vi visar vår förmåga och bygger vårt förtroende.

“För att framöver undvika pristoppar behöver vi angripa alla de bakomliggande faktorer som kan påverkas. Kapaciteten att föra över el behöver byggas ut inom Norden, men också mellan den nordiska marknaden och närliggande områden.”



Øystein Løseth

VD Vattenfall
Oktober 2011

Bakgrund

Elmarknaden

Innan 1996, då den svenska elmarknaden avreglerades, fick man som kund inte själv välja vilket elbolag som skulle leverera elen. Det lokala elbolaget hade monopol på både handel och distribution av el. De större elproducenterna, cirka tio stycken, svarade gemensamt för produktionsplaneringen på kort och lång sikt.

Det fanns flera skäl till varför man 1996 avreglerade marknaden och öppnade elhandeln för konkurrens. För det första ville man komma från den kostnadsbaserade prissättningen.

På en marknad med kostnadsbaserad prissättning betalar kunderna den totala kostnaden för elproducenternas verksamhet. Producenterna har nästan inga incitament att hålla nere kostnaderna och man bygger därför för mycket produktion för att vara på den "säkra sidan". Kunderna betalar ju ändå samtliga kostnader.

På så sätt fungerade elmarknaderna i hela Europa. Vi fick ett mycket stort produktionsöverskott och en ineffektiv hantering av drift och underhåll.

Sverige hade trots ineffektiviteten relativt låga elpriser tack vare en stor andel vattenkraft, som till större delen byggdes upp under mitten av förra seklet. Till detta kom sedan en snabb utbyggnad av kärnkraft med förhållandevis låga totala kostnader.

Fördelen för samhället med konkurrensutsättningen är att överkapaciteten försvinner och drift- och underhållskostnaderna pressas ner. Nu när stora delar av den gamla produktionskapaciteten i Sverige (kärnkraft) och i övriga Europa (kol- och kärnkraft) ska börja ersättas kommer konkurrensen

på marknaden att garantera kostnadseffektivitet. Detta kommer att bli till stor fördel för samhället och för elkunderna och givetvis också för miljön. Att värna miljön kostar pengar, och eftersom samhällets resurser inte är obegränsade bör åtgärderna vara så kostnadseffektiva som möjligt.

Skälet till att de nordiska länderna har en gemensam elmarknad är både geografiskt och tekniskt. Dessutom skulle säkert Vattenfall, Statkraft och Fortum av konkurrensskäl betraktas som för stora i Sverige, Norge respektive Finland om marknaderna fortfarande var nationella. För Norge och Sverige faller det sig till exempel naturligt att med en så lång gemensam landgräns också ha ett stort utbyte av el. Därtill har både Sverige och Norge mycket vattenkraft som passar väl ihop med övrig kraft i Norden. När det är så kallade torrår kan vattenkraften ersättas genom att andra kraftverk ökar produktionen, och då ofta med fossilkraft. En gemensam marknad gör sammantaget att elsystemet blir mer robust, och mer kostnadseffektivt.

Skulle Norden isolera sig mot omvärlden skulle det krävas extra utbyggnad av produktionsanläggningar för att hantera torrår. Vattenkraftens variation mellan ett svårt torrår och ett kraftigt våtår motsvarar i Norden 90 TWh, det vill säga närmare 23 procent av den totala elproduktionen i Norden på cirka 400 TWh.

Det skulle bli samhällsekonomiskt mycket dyrt att bygga 30-40 TWh enbart för att säkra torrårskapaciteten i Norden när sådan kapacitet redan finns på kontinenten.

För att säkerställa att elmarknaden fungerar på ett så effektivt och transparent sätt som möjligt finns en rad olika övervakningsfunktioner. Energi-marknadsinspektionen (EI) har exempelvis utsett oberoende observatörer till kärnkraftsstyrelserna, bildat ett nytt elmarknadsråd samt medverkat till att bilda ett nordiskt insynsråd vid Nord Pool, den nordiska elbörsen.

Avregleringen av elmarknaden är också en viktig del av EU-gemensamma ambitioner att underlätta ett fritt flöde av varor och tjänster på den inre marknaden. En integrerad och konkurrensutsatt europeisk elmarknad kommer på sikt att gynna alla kunder.

Handel med utsläppsrätter är ett viktigt styrmedel på europeisk nivå för att minska utsläppen av växthusgaser från energi- och industrisektorn. Det har medfört att priset på el har stigit. För elintensiv industri i Europa finns därför konkurrensnackdelar gentemot icke-europeiska konkurrenter så länge utsläppshandeln bara är europeisk och inte global. Denna fråga måste lösas med politiska initiativ.

“En integrerad och konkurrensutsatt europeisk elmarknad kommer på sikt att gynna alla kunder”

Efter de två senaste vintrarnas höga elpriser, under korta perioder extremt höga, har elmarknaden fått kritik.

Forskare och experter på elmarknaden har flera gånger, genom ett stort antal undersökningar och forskningsrapporter, konstaterat att elmarknaden som sådan fungerar och att utbud och efterfrågan bestämmer marknadspriset på elmarknaden som på alla andra konkurrensutsatta marknader, samt att ingen otillbörlig marknadspåverkan förekommer. Se till exempel Energimarknadsinspektionens rapport Övervakning och transparens på elmarknaden från 2010.

När en konkurrensutsatt marknad levererar ett marknadspris som överensstämmer med det totala systemets marginalkostnad fungerar konkurrensen. Elmarknaden är ett bra exempel på en konkurrensutsatt marknad där marknadspriset blir lika med det totala systemets marginalkostnad. Trots detta sviktar förtroendet betänkligt för elmarknaden.

Varför betalar kunderna idag ett högre elpris än före avregleringen? Vid sidan av behovet av ny produktions- och överföringskapacitet är det framförallt tre faktorer som gör att elpriserna är högre.

- 1. Elskatten.** Innan elmarknaden avreglerades betalade de mindre svenska elkunderna 9 öre/kWh i elskatt. I år betalar elkunderna 28,3 öre/kWh i elskatt.
- 2. Elcertifikat.** Från och med 2004 infördes ett speciellt stöd till förnybar elproduktion. Alla elkunder får betala en elcertifikatavgift som idag är cirka 3-4 öre/kWh och ingår i elpriset som betalas till elleverantören.
- 3. Utsläppsrätter.** Från och med 2005 måste alla som använder fossila bränslen ha utsläppsrätter. Elpriset motsvaras oftast av marginalkostnaden för att producera el i fossileldade kraftverk, och blir därmed beroende av priset på fossila bränslen och utsläppsrätter. Idag utgör elprishöjningen på grund av utsläppshandeln drygt 11 öre/kWh.

En elkund med elvärme som förbrukar 20 000 kWh per år och som i september 2011 köpte el från Vattenfall och valde ett fast treårsavtal fick betala 55,2 öre/kWh plus elskatt och moms, vilket blir totalt 106,2 öre/kWh. Cirka hälften av detta pris utgörs av elskatt, elcertifikatkostnad och merkostnad på grund av utsläppshandeln.

Hur sätts priset på el?

I Oslo finns världens största och första internationella elbörs – Nord Pool. Den är navet i den nordiska elmarknaden och det är på Nord Pools spotmarknad som marknadspriset på el avgörs. Nord Pool Spot ägs gemensamt av systemoperatörerna i Norge (Statnett), Sverige (Svenska Kraftnät), Finland (Fingrid) och Danmark (Energinet.dk).

De flesta elproducenter säljer sin elproduktion via elmarknaden. Det är främst Nord Pools spotmarknad som är den normala försäljningsplatsen. Idag handlas 74 procent av all el i Norden via Nord Pool. Elspot är namnet på den kortsiktiga handeln med fysiska elkontrakt. Elproducenterna lägger in bud före kl 12 om hur mycket el de är beredda att leverera för olika priser under nästkommande dygns samtliga 24 timmar. Elhandlarna lägger in bud (som motsvarar den mängd el de tror att kunderna kommer att förbruka nästkommande 24 timmar), samt hur mycket de är villiga att betala för elen.

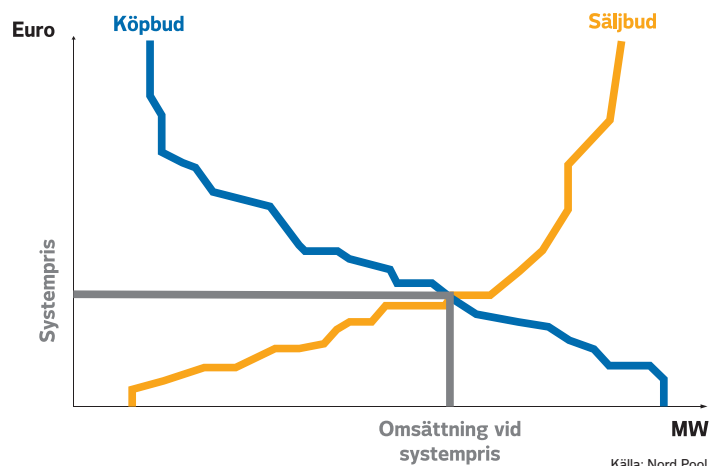
Baserat på buden från köpare och säljare etableras ett marknadspris på el, eller systempris för varje enskild timme. Marknadspriset kan sedan variera något mellan olika regioner av marknaden, beroende på de fysiska överföringsbegränsningar som ibland inträffar. Tack vare konkurrens pressas marknadspriset ner till marginalkostnaden för den el som krävs för att möta efterfrågan varje timme, vilket ofta är i nivå med kostnaden för att producera el med kol eller naturgas. Det innebär att elpriset ofta blir beroende av vad fossila bränslen och utsläppsrätter kostar. Kolkraft och naturgas är de dominerande energikällorna på kontinenten och kommer att för lång tid framåt påverka elpriserna även i Norden under vissa av årets timmar. Marginalkostnaden på elmarknaden är alltså ingen prissättningsmetod utan ett resultat av väl fungerande konkurrens.

Det finns cirka 340 köpare och säljare som är aktiva på spotmarknaden, och varje dag läggs cirka 1 500 bud. År 2015 kommer hela den nordiska slutkundsmarknaden för el att bli

gemensam, vilket innebär att kunderna fritt kan välja leverantör över gränserna.

En fråga som har kommit upp i debatten under senare tid har varit huruvida en kärnkraftägare medvetet kan reducera sin produktion på ett sådant sätt att man tjänar mer pengar på resterande kärnkraft samt all övrig produktion.

De flesta elproducenter, däribland Vattenfall, prissäkrar en stor del av sin elproduktion i förväg, via avtal på den finansiella terminsmarknaden, i syfte att jämna ut fluktuationer i resultatet mellan åren. Höga spotpriser på den nordiska elbörsen påverkar enbart den elproduktion som inte är prissäkrad. Det som händer är att den borttagna kärnkraftproduktionen leder till en förlust för producenten, speciellt om spotpriset stiger kraftigt. Det innebär också att det inte finns någon poäng med att stänga av ett kärnkraftverk för att tjäna pengar på övrig produktion.



Principfigur, i verkligheten är köpbudskurvan (efterfrågan) mer vertikal.



Källa: Svensk Energi

Vattenkraft är ett bra och kostnadseffektivt sätt att reglera vindkraft. Produktionen kan mer eller mindre på sekunder regleras upp eller ner. Det görs idag och kommer även i framtiden att vara ett bra alternativ. Vattenkraften kan användas för reglering direkt på marknaden eller som ett instrument i kombination med vindkraft.

Vattenkraften har dessutom mycket låga utsläpp av koldioxid, även i ett livscykelperspektiv, och den är kostnadseffektiv. En stor fördel med det nordiska energisystemet är att vi har mycket vattenkraft. Det finns drygt 47 000 MW installerad vattenkraft i Norden, varav cirka 13 000 MW i Sverige.

Att spotpriset stiger, om kärnkraft fallit bort, beror på att utbudet av relativt billig elproduktion måste ersättas av betydligt dyrare elproduktion och/eller reduktion av elförbrukningen. Det måste alltid råda balans mellan utbud och efterfrågan.

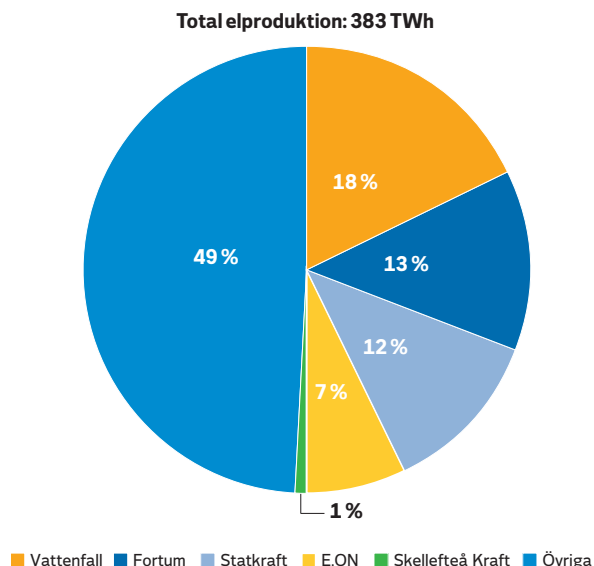
Ett viktigt sätt att skapa balans är att använda den reglerbara delen av vattenkraften som är mycket flexibel. Det innebär att vattnet kan sparas för produktion när marknaden behöver elen som bäst, det vill säga vid höga elpriser. Den reglerbara vattenkraften bidrar därför till en dämpande effekt på marknadspriset på el både lång och kort sikt. För att kunna ställa om det europeiska elproduktionssystemet mot mer förnybart kan vattenkraften i Norden få ett ökat värde just på grund av sin flexibla produktion.

Elområden

Den 1 november 2011 delar Svenska Kraftnät in Sverige i fyra elområden. Anledningen till denna indelning är att göra det tydligare var det finns ett behov att bygga ut stamnätet, samt att tydligare visa var elproduktionen behöver ökas för att kunna möta de behov som finns i det området. Eftersom de nordiska länderna många gånger är glest befolkade, behöver elen ofta transporteras över långa sträckor och svår terräng för att nå slutanvändaren. Man talar om olika flaskhalsar i stamnätet som gör att överföringskapaciteten under vissa tider på dygnet inte alltid räcker till. Det är dessa flaskhalsar man vill rätta till genom en indelning av Sverige i olika elområden.

Diagrammet längst ned på sidan visar marknadsandelen för de fem största elproducenterna i Norden. Under rubriken Övriga döljer sig drygt 300 såväl större som mindre elproducenter.

Top-5 elproducenter i Sverige och deras totala produktion i Norden (2010)



Vad är reglering och varför är det viktigt?

För att elsystemet ska fungera måste det alltid råda balans mellan elproduktion och elförbrukning. Detta är en unik egenskap hos elmarknaden. Olika energikällor har olika egenskaper, och inte alla energikällor kan snabbt ställa om produktionen för att hantera tillfälliga toppar eller dalar i konsumtionen.

Som komplement till spotmarknaden finns därför en produkt på Nord Pool som heter Elbas. Merparten av all el handlas på dygnskontrakten, men ofta inträffar saker som innebär att marknadens aktörer behöver finjustera utbuds- eller efterfrågeprognosen. Det kan till exempel vara att det blåste mer eller mindre än förväntat, vilket påverkar vindkraftens produktion, eller att ett kärnkraftsblock måste tas av nätet. Finjusteringen av produktions- eller konsumtionsprognosen kan göras med hjälp av Elbas efter det att Elspot har stängt, fram till strax före den timme då elleveransen ska ske.

När en aktuell timme inleds övergår regleringen till en reglermarknad som administreras av stamnätsoperatören, i Sverige Svenska Kraftnät. Reglermarknaden är till för de aktörer som har tillgång till reglerbar produktion och/eller förbrukning. Det kan till exempel röra sig om vattenkraftverk, eller stora industrier som kan öka eller minska sin konsumtion.

Förutom reglermarknaden finns också automatisk primärreglering. Denna primärreglering består i Norden av automatisk reglering av vattenkraft och innebär att vattenkraftgeneratorerna känner av avvikelser i frekvensen. Avvikelser uppstår när produktion eller konsumtion varierar. Vid en avvikelse nedåt från den normala frekvensen på 50 Hz drar vattenkraftverkens regulatorer automatisk på mer produktion. På liknande sätt drar regulatorerna ner produktionen när frekvensen överstiger 50 Hz.

Att frekvensen varierar är naturligt och beror på variationer i elförbrukningen och även i variationer i den del av elproduktionen som inte är styrbar, exempelvis vindkraft. Det går nämligen inte att i detalj veta hur mycket en vindkraftägare kan sälja på spotmarknaden.

När timmen tagit slut vet man definitivt hur mycket vindkraft som producerats. Skillnaden mellan vad man sålt på spotmarknaden (och på Elbas) och den verkliga produktionen blir en obalans som ägaren av vindkraftverket får betalt för om obalansen är positiv. Om obalansen är negativ får ägaren i stället betala för obalansen.

Ett viktigt sätt att ta hand om en växande vindkraftproduktion i Europa är att bygga flera transmissionsledningar för att knyta ihop en större elmarknad. EU har en vision om en helt integrerad elmarknad vilket kräver ökad transmission mellan dagens regionala elmarknader men också inom vissa länder, främst i Tyskland. En process vad gäller

utökad transmissionskapacitet till övriga Europa pågår. För Norden innebär detta möjligheter att exportera relativt billig elproduktion, varpå dyrare elproduktion med höga koldioxidutsläpp på kontinenten kan ersättas. Det innebär stora vinster ekonomiskt, och från klimatsynpunkt. Dessutom kan nordisk vattenkraft därmed bidra till att reglera vindkraft även på kontinenten.

Vad kostar det att bygga ny elproduktion?

Det tyska kärnkraftsbeslutet får konsekvenser för både Tyskland och de omkringliggande länderna, inklusive den nordiska energimarknaden. Behovet av ny elproduktion ökar ytterligare och med det följer en ökad efterfrågan på investeringar i nya kraftverk. Kostnaden för respektive produktionsslag är en viktig faktor som kommer att ligga till grund för kommande investeringsbeslut. En ny studie från elbranschens forskningsorganisation, Elforsk, visar att vattenkraft och kärnkraft har lägst kostnad vid en utbyggnad.¹ Samtidigt bedöms kostnaderna för vindkraft minska på sikt i och med att teknikutvecklingen går mot mer kostnadseffektiva vindkraftsturbiner. När man värderar olika kraftslag måste även hänsyn tas till hur reglerbar kraftslaget är, det vill säga möjligheten att kunna styra elproduktionen till tider då behovet av el är som störst.

Vattenkraften kommer att ha en fortsatt viktig roll i att upprätthålla en stabil och effektiv energimarknad. Den är en förutsättning för ett långsiktigt hållbart energisystem med en elproduktion baserad på en ökad andel förnybar energi. Utöver dess klimatomåttliga fördelaktiga egenskaper är vattenkraft det billigaste kraftslaget, oavsett inverkan av skatter, avgifter och elcertifikat. Kärnkraft har i sin tur lägre kostnad än vindkraft, om inte skatter, avgifter och elcertifikat beaktas, medan vindkraften är billigare när hänsyn tas till dessa kostnader.

Vindkraften förlorar dock en del i värde eftersom den inte går att reglera eller styra som andra kraftslag.

Utan skatter och bidrag ligger kostnaderna enligt Elforsk på följande nivåer:

- *Vattenkraft* (90 MW el) 36 öre/kWh
- *Kärnkraft* (1600 MW el) 44 öre/kWh
- *Landbaserad vindkraft* 57 öre/kWh för en anläggning med enstaka verk, samt för en mindre park på 10 MW och 59 öre för en större park på 60 MW (där kostnaden inkluderar högre torn). Beräkningarna är gjorda i 2010 års kostnadsnivå och med 6 procent kalkylränta.

En förutsättning för att landbaserad vindkraft ska bli lönsam idag är stöd från elcertifikat. Då har endast avfallskraftvärme och vattenkraft lägre produktionskostnader.

Överföringskapacitet

Elmarknadspolitiken har som mål att åstadkomma en effektiv elmarknad med väl fungerande konkurrens som ger en säker tillgång på el till internationellt konkurrenskraftiga priser. En gemensam europeisk elmarknad är nödvändig för ett effektivt utnyttjande av gemensamma produktionsresurser i Norden. De delar av elnätet som idag inte är tillräckliga för att överföra el från produktionsanläggningar till områden där elkonsumtionen äger rum, så kallade flaskhalsar, ska byggas bort, både i det nordiska elnätet och mellan Norden och kontinenten. För att uppnå detta krävs omfattande investeringar i det svenska stamnätet såväl som utökad överföringskapacitet till kontinenten. Drivkrafterna bakom investeringarna är både den förväntade kraftiga utbyggnaden av förnybar elproduktion (främst vindkraft), problem till följd av begränsningar i den internationella överföringskapaciteten, integration med andra marknader, krav på en mer robust elförsörjning till storstäder samt ökade-

behov av att rusta upp äldre anläggningar (till exempel effekthöjningar i den svenska kärnkraften).

Affärsverket Svenska Kraftnät bildades inför elmarknadens avreglering med uppdrag att förvalta och utveckla det svenska stamnätet. Under de första tio åren investerade Svenska Kraftnät sammanlagt 3 500 miljoner kronor i ny kapacitet och reinvesteringar i stamnätet. Det framtida investeringsbehovet bedömdes då vara begränsat. Situationen har sedan dess helt förändrats, bland annat till följd av omställningen till ett långsiktigt hållbart energisystem med begränsade koldioxidutsläpp samt en fördjupad integration av den europeiska elmarknaden. Svenska Kraftnät räknar även framöver med att investera i storleksordningen 3 500 miljoner kronor - men nu varje år istället för under tio år som tidigare.

Som rapporten senare kommer att visa förväntas produktionskapaciteten i det nordiska området växa i snabbare takt än efterfrågan. Detta ökar behovet av fler

elnätsförbindelser till kontinenten. För att marknaderna ska fungera effektivt krävs också att till exempel Tyskland genomför kraftfulla investeringar i sitt eget elnät. Utan sådana satsningar riskerar kraften att låsas in i norra Tyskland, utan möjlighet att transporteras vidare söderöver.

Ett stort hinder för denna utveckling är att tillståndsprocessen för nya ledningar och kablar är oerhört komplicerad och utdragen.

Åtgärder för utveckling av infrastruktur och förbättrat tillträde till gränsförbindelser för att stärka förutsättningarna för fungerande elmarknader är en central del i EU:s tredje inre marknadspaket som antogs 2009, samt i Energy Infrastructure Package från 2010. Också försörjningstryggheten är viktig i ett EU-perspektiv. Genom utveckling av medlemsstaternas energimarknader och utbyggda överföringsförbindelser kan de länder som idag energimässigt fungerar som "öar" få tillträde till den inre energimarknaden.

Hur sätts elnätspriset?

När Sveriges elmarknad avreglerades bestämde staten att elnätsverksamheten skulle skiljas från elproduktion och handel med el. Produktion och handel med el är idag konkurrensutsatta marknader, medan nätverksamheten är ett så kallat naturligt monopol.

Konsumenter kan idag fritt välja vilket företag de vill köpa sin el från. Däremot är elnätsverksamheten ett monopol och som konsument kan man inte byta elnätsföretag. Därför regleras elnätsverksamheten. I Sverige är det Energimarknadsinspektionen (EI) som är tillsynsmyndighet och har ansvaret för att granska elnätsföretagen.


Ett av EI:s uppdrag är att se till så att nätföretag inte sätter för höga eller oskäligen priser för kunderna. Det är också viktigt att skapa förutsättningar för elnätsföretagen att kunna tillhandahålla

ett långsiktigt hållbart elnät. Det betyder att näten ska hålla en hög kvalitet för att undvika avbrott, och att nätföretagen ska anpassa sina nät till kraven på ökad andel förnybar el, till exempel vindkraft.

Hittills har elnätföretagens tariffer kontrollerats i efterhand av EI genom en granskning av elnätföretagens intäkter. Detta är inte förenligt med den gemensamma lagstiftningen inom EU och måste därför ändras. Från och med 2012 kommer elnätsföretagens avgifter istället granskas på förhand. Förhandsreglering innebär att EI bestämmer på förhand hur

mycket intäkter nätföretagen får ta ut av sina kunder. Elnätsföretagen får nu istället en så kallad intäktsram för en fyraårsperiod, 2012-2015 blir en första sådan period. Utgångspunkten för EI:s bedömning är att nätföretagens intäkter ska täcka skäligena kostnader i verksamheten och ge en rimlig avkastning till ägarna.

Den stora fördelen är att elnätstarifferna nu bestäms på förhand och därmed ökar förutsägbarheten för såväl elnätskunder som för elnätsföretagen.



I mars 2011 lämnade elnätsföretagen in sina förslag på hur mycket intäkter de behöver under de kommande åren för att klara sitt arbete. El granskar och kontrollerar nu dessa förslag. Senast i oktober 2011 kommer El att fastställa intäktsramarna. Denna intäktsram utgör ett tak när elnätsföretagen fastställer sina elnätspriser.

Alla nätföretag har olika förutsättningar för att bedriva sin verksamhet. Ibland är det långt mellan elnätskunderna och ibland ligger de nära varandra. Olika typer av terräng innebär också olika typer av kostnader för nätföretagen. Därför varierar avgifterna beroende på var kunderna finns i landet. De senaste åren har även kraven på nätföretagen ökat när det handlar om elavbrott. Det innebär att företagen gjort stora investeringar för att minska avbrotten och därmed ökat kvaliteten vad gäller elleveranserna.

Målsättningen med den nya regleringen är att skapa långsiktigt stabila avgifter samtidigt som elnätet kan förnyas, byggas ut och anpassas till målen om ökad förnybar elproduktion.

Det svenska elnätet genomgår ett omfattande moderniseringsarbete, både för att höja kvaliteten i leveranserna (färre avbrott genom nedfallsskyddade kablar och nedgrävning av kablar) och för att möjliggöra anslutning av fler kraftverk, särskilt vindkraftverk som är geografiskt utspridda. Under de senaste åren har Vattenfall isolerat och grävt ner cirka 1100 mil ledningsnät i områden som varit hårt drabbade av avbrott på grund av oväder.

Från 2004 och fram till och med 2010 har Vattenfall sammantaget investerat 16 miljarder kronor i nätverksamheten för att förbättra leverans kvaliteten och uppfylla ökade myndighetskrav. Vattenfall ser även i framtiden ett stort behov av att

utveckla distributionsnäten för att möta kundernas och samhällets krav på ett el-distributionsnät med hög leveranskvalitet. Elnäten behöver även utvecklas och byggas om för att kunna möta kravet på ökad flexibilitet både vad det gäller uttag och inmatning i form av decentraliserad elproduktion och ökad andel förnybar, intermittent kraft, genom vad som brukar kallas "Smart Grids".

Under perioden 2012 till och med 2015 kommer Vattenfall att investera cirka 12 miljarder kronor i nätverksamheten för att bland annat möta dessa krav. De ökade investeringarna innebär att elnätspriserna kommer att behöva höjas jämfört med dagens nivå. Vidtagna och planerade effektiviseringar kan endast delvis kompensera för ökade kapitalkostnader under tillsynsperioden. Lönsamheten i distributionsverksamheten har också varit låg. Vi kan därför förvänta oss prisökningar under kommande år.

Kund- och samhällsnytta sätter ramarna för nätbolagen



Vattenfalls syn på elmarknadens utveckling

Efterfrågan på el stiger försiktigt fram till 2030 och utbudet ökar kraftigt

Vattenfall genomför regelbundet prognoser över hur elmarknaden förväntas utvecklas under kommande år för att skapa ett bra beslutsunderlag för framtida investeringar och övriga marknadsbeslut. Den allra färskaste prognosen över elmarknaden i Norden visar att efterfrågan på el stiger försiktigt, samtidigt som utbudet - det vill säga produktionen - ökar kraftigt under tiden fram till 2030.

Efter finanskrisen sjönk efterfrågan på el dramatiskt, från cirka 395 TWh per år i Norden år 2008, till cirka 370 TWh per år 2009. Det dramatiska efterfrågefallet berodde på att den elintensiva industrin i Norden kraftigt drog ned på sin produktion. Återhämtningen har inte varit lika kraftfull, med en uppgång på 10 TWh mellan 2009 och 2010. Vattenfalls prognos för den framtida elanvändningen i Norden visar att vi inte kommer att nå upp till motsvarande 2008 års nivå förrän allra tidigast 2020, kanske till och med inte förrän 2025. Då ska vi samtidigt komma ihåg att tillväxten i de nordiska länderna har varit god det senaste året och att BNP i stort sett är tillbaka på samma nivå som före krisen. Även industrin har i princip hämtat in förlorad mark. Skillnaden i efterfrågan beror delvis på ett pågående energieffektiviseringsarbete inom industrin, men också på att en del industriverksamhet försvunnit.

Under tiden fram till 2020 beräknas efterfrågan på el öka med 23 TWh i Norden. Det motsvarar ungefär den årliga produktionen vid Ringhals kärnkraftverk med sina fyra reaktorer. Prognosen för tiden fram till år 2030 är naturligtvis behäftad med större osäkerheter, men visar på en uppgång på cirka 5 TWh, jämfört med 2020. Totalt skulle efterfrågan på el mellan 2009 och 2030 då öka med cirka 28 TWh. En mängd faktorer spelar naturligtvis in, däribland priset på el, utvecklingen av den internationella efterfrågan på nordiska industriprodukter, och utvecklingen av fordonssektorn. Om vi till exempel skulle få en snabbare utveckling av elektrifiering av fordonsflottan än förutsett, skulle efterfrågan på el också öka.

Produktionskapacitet faller bort

Under tiden fram till 2030 kommer många kraftverk att falla för åldersstrecket och läggas ned. I Norden handlar det om ett produktionsbortfall motsvarande närmare 56 TWh, eller cirka 14 procent av den totala produktionskapaciteten. Investeringar i kraftsektorn måste alltså kompensera för den kapacitet som faller bort, och ta höjd för ökningen i efterfrågan.

För svensk räkning handlar det om 24 TWh som kommer att försvinna till 2030, vilket främst beror på att den svenska kärnkraften då har börjat passera sin tekniska och ekonomiska livslängd.



Stora investeringar planeras i Norden

Vattenfall har inventerat existerande investeringsplaner bland nordiska kraftbolag, och även analyserat effekterna av de stödsystem för förnybar energi som används i de olika nordiska länderna, för att se hur trenden framöver ser ut. Prognosen påverkas även av hur utvecklingen av överföringskapacitet ser ut, såväl inom Norden som mellan Norden och kontinenten.

Elprisprognosen är i sin tur en viktig faktor vid investeringsbeslut. Prognosen ska ses som ett dynamiskt redskap, där olika parametrar påverkar varandra. Mer om det i avsnittet om elpriset.

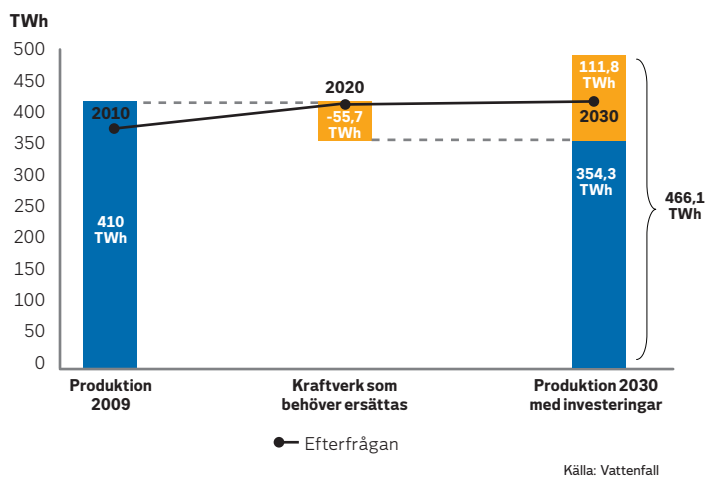
Det första diagrammet till höger visar prognosen över utvecklingen av både produktionskapacitet och efterfrågan mellan 2009 och 2030. Som synes är tillväxten av ny kapacitet stark, samtidigt som efterfrågan inte ökar i lika snabb takt.

Skillnaden mellan produktionskapacitet och efterfrågan var 2009 cirka 40 TWh. Denna skillnad ökar till drygt 58 TWh år 2030. En viss reservkapacitet är nödvändig. Alla kraftverk kan inte producera hela tiden, efterfrågan är ojämnt utspridd över dygnet, och den nordiska marknaden är dessutom sammankopplad med kontinenten. El flödar ständigt fram och tillbaka över gränserna. När produktionskapaciteten ökar, ökar också möjligheterna till gränsöverskridande handel.

I det andra diagrammet till höger är produktionskapaciteten uppdelad i tre olika kategorier. Även om el är en homogen produkt spelar det stor roll för systemet vilken typ av kraftverk som används vid produktionen. Man kan dela in energikällorna i tre olika typer; intermittent kraft (icke-reglerbara och fluktuerande) såsom vind- och solkraft, baskraft (kraftverk som kan producera el i stora volymer, drift- och leveranssäkert) exempelvis kärnkraft och kolkraft, samt reglerbar kraft (kraftkällor som snabbt kan ställas om för att parera för efterfråge- eller utbudssvängningar) såsom vattenkraft. I avsaknad av infrastruktursutveckling förutsätter en ökning av den intermittenta kraften också en ökning av reglerkapaciteten för att inte sårbarheten i systemet ska öka. I nuläget är detta inte ett problem i Norden, men om prognoserna för investeringar slår in kan det skapa obalanser.

Diagrammet visar att tillväxten i produktionskapacitet är betydande i Norden fram till 2030 – cirka 56 TWh netto – och att fem sjättedelar av all tillväxt sker inom intermittent kraft, nästan ute-

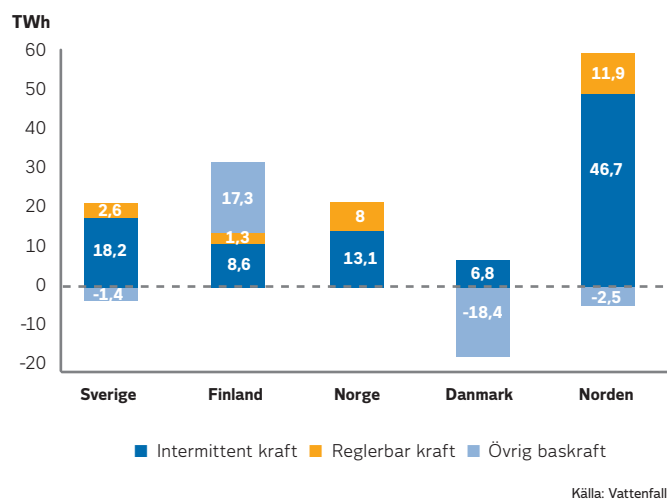
Vattenfalls prognos över utbud och efterfrågan mellan 2009 och 2030



slutande vindkraft. Ny baskraft kommer att behövas eftersom utfasningen av dansk kolkraft och svensk kärnkraft leder till minskad baskraftkapacitet i Norden fram till 2030. Den reglerbara kraften utgörs i Norden av vattenkraft, och här är tillväxten måttlig - totalt 12 TWh - varav 8 TWh i Norge, 2,6 TWh i Sverige, och 1,3 TWh i Finland.

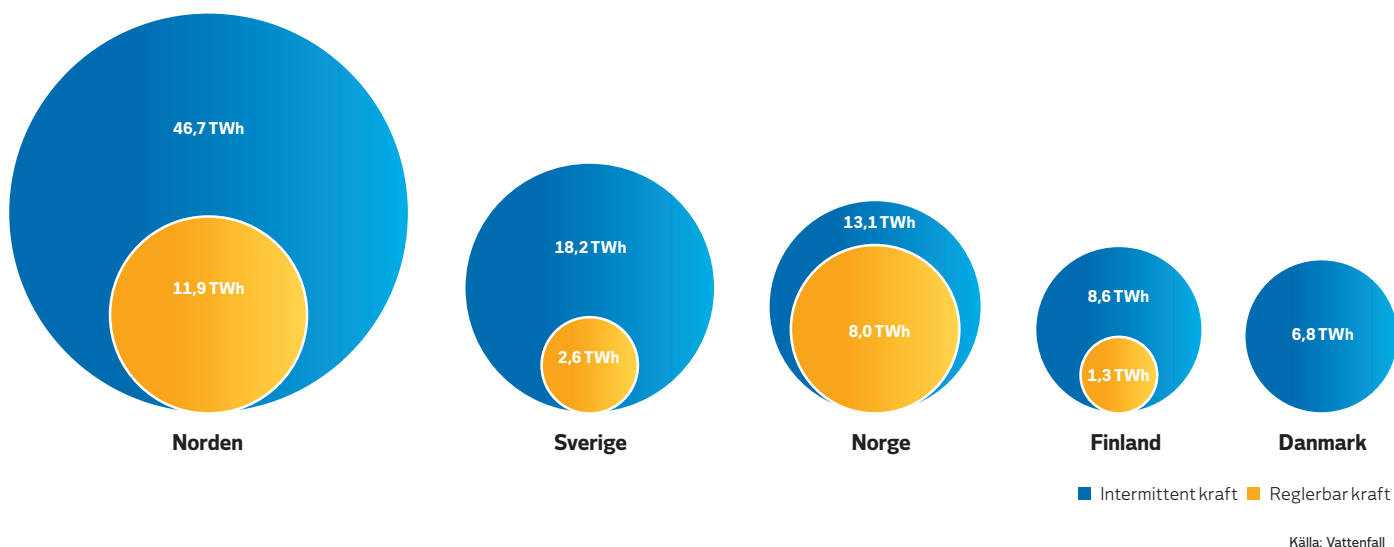
Rent matematiskt täcker investeringarna gott och väl både den kapacitet som kommer att falla bort och den väntade efterfrågeökningen. Dock finns frågetecken kring hur den stora ökningen av intermittent kraft kommer att kunna hanteras av systemet. Behovet av nätförstärkningar är helt uppenbart, då en stor del av de planerade kraftverken kommer att uppföras i områden långt ifrån de nordiska befolkningscentra.

Vattenfalls prognos för ny produktionskapacitet i Norden för tiden fram till 2030



Cirkarna nedan representerar investeringar i ny kapacitet fram till 2030 – fördelat på intermittent kraft och reglerbar kraft. Storlekarna på cirkarna är skalenliga. Fördelningen tyder på en kraftig övervikt för intermittent kraft, vilket kan leda till att vindkraftens fulla potential inte kan utnyttjas. För att säkerställa vindkraftens värde i framtiden krävs därför att reglerkapaciteten också utvecklas. En viktig fråga i detta sammanhang är att inte EU:s vattendirektiv genomförs på ett sådant sätt att vattenkraften begränsas. Dessutom är ökad överföringsförmåga till andra regioner central för att kunna utnyttja den intermittenta kraften fullt ut.

Relationen mellan investeringar i reglerbar kraft och intermittent kraft i de nordiska länderna fram till 2030



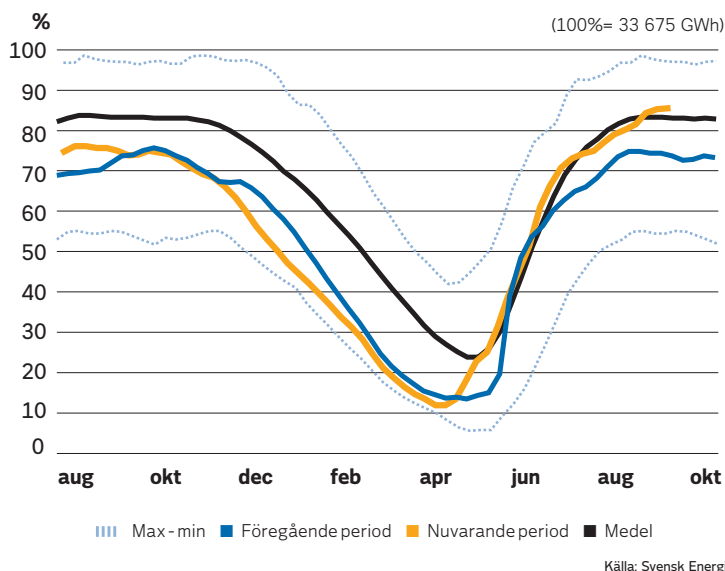
Hur ser prognosen för elpriset ut?

Vattenfall gör kontinuerligt prognoser över prisutvecklingen i Norden och övriga länder som Tyskland, Polen och Nederländerna där Vattenfall har verksamheter.

Inför den kommande vintern finns det faktorer som både talar för ett lägre och ett högre elpris. Den relativa osäkerhet som råder kring kärnkraftens tillgänglighet bidrar till att sätta press uppåt på elpriset. Samtidigt är vattenmagasinen välfyllda (se diagrammet till höger), vilket bidrar till en nedåtpress på priset. Om det ekonomiska läget i omvärlden förvärras kan efterfrågan på el bli lägre, vilket också bidrar till att pressa ned priset. Samtidigt innebär införandet av elområden i Sverige att konsumenter i mellersta och södra Sverige får en något högre elräkning.

Mot bakgrund av den relativt måttliga tillväxten av efterfrågan på el, och den stora ökningen av installerad kapacitet (netto 56 TWh fram till 2030) i prognosen, kommer Norden även framöver ha ett lägre elpris än kontinenten. På medellång sikt (fram till 2020) finns det press nedåt på elpriset – beroende på stor tillkommande kapacitet. Efter 2020 är trenden, enligt Vattenfalls prognos, lätt uppåtgående, mycket beroende på att avvecklingen av existerande svensk kärnkraft då inleds, relativt stora mängder dansk och finsk kolkraft läggs ner, samtidigt som den tyska kärnkraftsavvecklingen påbörjas. Osäkerheter finns, bland annat kring investeringar i ny kärnkraft i Norden. Det finns större potential till investeringar i ny kärnkraft än de som ligger i investeringsprognosen, men de är i hög grad beroende

Fyllnadsgrad i vattenmagasinen



av nuvarande och framtida elprisnivåer, samt av investeringsförutsättningarna. Ett större tillskott av sådan produktion skulle ytterligare sätta press på de nordiska elpriserna.

Prognosen över elpriset är förstas inte statisk, utan tvärtom beroende av en rad olika faktorer. Däribland utvecklingen av bränslekostnader, begränsningen av koldioxidutsläpp, investeringskostnader, finansieringskostnader, överföringskapacitet och mycket annat. Annorlunda uttryckt, de investeringsplaner som prognosen är baserad på kommer endast att genomföras om vissa förutsättningar är uppfyllda, framförallt att man kan få en rimlig avkastning på investeringen.



Vad gäller överföringskapaciteten blir den än viktigare när en så stor del av den ökande produktionskapaciteten består av intermitterant kraft, som inte kan garanteras avsättning på den nordiska marknaden vid varje given tidpunkt. Större överföringskapacitet gör att överproduktion i Norden kan föras över till Nordeuropa, vilket ökar lönsamheten i vindkraftsinvesteringar i Norden.

Investeringar för framtiden

Kärnkraftens tillgänglighet och elpriset

Under vintern 09/10 steg elpriset i Norden periodvis kraftigt. En bidragande orsak till det var den låga tillgängligheten i den svenska kärnkraften. Detta berodde främst på att flera svenska reaktorer genomgår omfattande moderniseringsprogram, för att anpassa säkerheten till nya krav samt för att förlänga livstiden. Samtidigt höjs även kapaciteten. Vattenfall investerar tillsammans med övriga ägare cirka 25 miljarder kronor i våra två kärnkraftsanläggningar mellan 2003–2014. Ytterligare 25 miljarder investeras därefter fram till 2030.

En viktig förutsättning för kärnkraften har varit det politiska beslut som fattades på 80-talet om att kärnkraften skulle vara avvecklad till 2010. Detta beslut skapade stor osäkerhet om kärnkraftens framtid och hämmade investeringar. Säkerheten var aldrig hotad, men det är stor skillnad på att upprätthålla driftsäkerhet i en anläggning som ska drivas i ytterligare ett tiotal år, och en som ska framtidssäkras för drift i flera decennier. När nu möjligheterna ges för förlängd produktion krävs omfattande investeringar för att säkerställa långsiktig drift.

Den internationella erfarenheten av sådana genomgripande moderniseringsprogram är begränsad.

Med facit i hand kan konstateras att utmaningarna var större än förväntat, och planeringen inte optimal.

Tillgängligheten i Vattenfalls svenska anläggningar under 2009 och 2010 var 71 procent. Målet är att komma upp i en tillgänglighet på 90 procent eller däröver, vilket Vattenfalls anläggningar i Sverige haft tidigare.

Redan första halvåret 2011 visade fyra av Vattenfalls anläggningar i Sverige tillgänglighetsvärden över 90 procent. Forsmark 1 och Ringhals 2, som även i år haft stora ombyggnader, kommer dock inte upp till 90 procent. Dessutom har Ringhals 4 gått in i sin revisionsperiod, vilket gör att tillgängligheten för det blocket blir cirka 83 procent första halvåret. Sammantaget visar Vattenfalls svenska anläggningar en tillgänglighet på 85 procent första halvåret 2011.

Med genomförda uppgraderingar, och om den höga inplanerade tillgängligheten i kärnkraften blir framgångsrik, kommer priseffekterna under kommande vintrar att bli mindre dramatiska för konsumenterna, förutsatt att annan kapacitet också har normal tillgänglighet och att vinterkylan inte är extrem.

För mer information om elmarknaden i Norden,
besök www.vattenfall.se



Vattenfall AB (publ)
162 87 Stockholm, Sverige
Besökare: Sturegatan 10

T +46 8 739 50 00

För mer information,
besök gärna www.vattenfall.se

