

Ny baskraft till konkurrenskraftiga priser

En rapport om huvudalternativen för ny produktionskapacitet av baskraft i det svenska elsystemet

Innehåll

1. Inledning	3
2. Sammanfattning	4
3. Direktiv och arbetssätt	8
4. Två huvudalternativ för ny baskraft i det svenska systemet	9
- ny kärnkraft ersätter kärnkraft som fhas ut	
- gaskraft i ett svenskt perspektiv	
- andra alternativ som bedöms mindre realistiska	
5. Kostnadsjämförelse mellan alternativen – referat av studier	17
6. Miljöaspekter på ny baskraft	24
7. Tillståndprocesser för kommande produktion av baskraft	28
- prövning av ny kärnkraft	
- prövning av ny gaskraft	
- prövning av nätutbyggnad	
8. Förberedelser inom lagstiftning och myndigheter för att hantera tillkommande produktionskapacitet	34
- gällande lagstiftning inom området	
- eventuella behov av ny lagstiftning	
- ansvariga myndigheters förutsättningar	
9. Kapaciteten i infrastruktur	35
- kraftnätets kapacitet, nuvarande och planerad	
- utbyggnad av nät för gasdistribution	
10. Tidsperspektiv för uppförande av ny produktionskapacitet	38
11. Förutsättningar för energianvändning i ett EU- och globalt perspektiv	39
- Globala klimat och energiöverenskommelser	
- EU:s målsättningar på klimat- och energiområdet	
12. Svensk elproduktion och den nordiska marknaden	45
13. Den svenska energipolitiken	57
- Energiuppgörelsen 2009	
- Energi frågor i den svenska politiska debatten	
14. Huvudslutsatser	63
15. Källor	69

Använda förkortningar/definitioner och utländska termer i rapporten:

Baskraft

Kraft som i princip kan tillföras systemet varje timme på dygnet, oavsett väder och vind. Produktionen kan ske på en hög och jämn nivå.

CCGT

Combined Cycle Gas Turbin. Teknologi där elektricitet produceras både genom gasturbinens direkta produktion och genom att överskottsvärmen förångas och driver ytterligare en kraftgenerator

OCGT

Open Cycle Gas Turbin. Teknologi där gasturbinen driver en generator som producerar elektricitet

Nuclear

Kärnkraft, olika generationer av teknologi

Coal ASC

Advanced Slugging Combustor

Coal IGCC

Integrated Gasification Combined Cycle. Teknologi där kolet förångas och används på samma sätt som i CCGT ovan

Onshore

Vindkraft på land

Offshore

Vindkraft till havs

Solar PV

Solar and photovoltaic. Solcellsteknologier

Geotherm

Energi som är lagrad i jordskorpan, t ex bergvärme

O&M

Operation & Maintenance. Drift och underhåll

Back-end

Den del av en livscykel som beskriver vad som händer när primäranvändningen är klar. T ex avfall och hantering av använt kärnbränsle

NOAK

Nth of a kind. I UK används olika former av stödsystem för teknik som är redan etablerad (NOAK) eller som är helt ny (FOAK)

FOAK

First of a kind

1. Inledning

SKGS arbetar med den svenska basindustrins energifrågor och är ett samarbete mellan de olika branschorganisationerna Skogsindustrierna, Innovations- & Kemiindustrierna i Sverige, SveMin och Jernkontoret. Förkortningen SKGS står för Skogen, Kemin, Gruvorna och Stålet.

SKGS har i ett uppdrag den 10 februari 2014 beställt en utredning som redovisar de praktiska, ekonomiska och juridiska förutsättningarna för att ersätta dagens kärnkraft med ny baskraft, i den takt som den nuvarande kraftproduktionen tas ur drift av åldersskäl.

Med baskraft förstås här sådan kraft som i princip kan tillföras systemet varje timme på dygnet, oavsett väder och vind. Där produktionen kan ske på en hög och jämn nivå. Baskraften är mer eller mindre reglerbar, och kan balansera den intermittenta kraft som produceras av sol och vind och som är väderberoende. Även de dagar när det inte blåser, eller när solen inte lyser, behöver efterfrågan på kraft kunna tillgodoses på ett säkert sätt, till rimliga priser.

Energiproduktion är per definition verksamhet som har mer eller mindre påverkan på miljön. Det må gälla reglering av vattendrag för dammar till kraftverken, långvarigt radioaktivt avfall från kärnkraftverk, natur- och kulturhänsyn vid drift av vindkraftverk eller utsläpp av koldioxid vid eldning av kol, olja och naturgas.

Det svenska elsystemet, inordnat i en nordisk marknadslösning, har under årtionden kännetecknats av mycket låga koldioxidutsläpp. I riksdagens energipolitiska beslut 2010 bestämdes att ett s k tredje ben skulle stimuleras, vid sidan av vattenkraft och kärnkraft, för att minska sårbarheten i elsystemet. Sedan dess har vindkraftens andel av den svenska elproduktionen vuxit kraftigt, men vindkraft bedöms av Svenska Kraftnät vara baskraft endast till 6 procent av den totala potentiella produktionsförmågan.

Den här utredningen belyser en rad olika utmaningar för baskraften framöver. Utredningen sätter in svenska behov i ett internationellt och ett regionalt EU-perspektiv. Analyser görs av befintlig lagstiftning när det gäller olika tillståndsproucesser för uppförande av ny kraftproduktion. En redovisning görs av de ekonomiska kalkyler för tillkommande kraftproduktion som gjorts inom EU och internationellt.

Med hänsyn till de politiska målsättningarna angående klimat och naturvård, riktas fokus i rapporten på framför allt två alternativ för framtida ny baskraft: ny kärnkraft respektive gaskraft. Gasturbiner brukar framhållas som ett högst möjligt alternativ av många debattörer, i förlängningen drivna av biogas. Det finns ytterligare möjliga alternativ, som kolkraft, utbyggd vattenkraft och havsbaserad vindkraft, men dessa bedöms av olika skäl i sammanhanget vara mindre sannolika.

Frågan om gaskraft och försörjningen av gas har under utredningens gång fått förnyad uppmärksamhet ur ett säkerhetspolitiskt perspektiv. EU:s beroende av rysk gas har satts under lupp och det är rimligt att se en långsiktig förändring där beroendeförhållandet gentemot Ryssland kraftigt minskas. I rapporten beskrivs hur dagens gasförsörjning ser ut. Självklart behöver eventuellt utökad gasanvändning i Sverige fortsatt diskuteras också ur försörjningssynpunkt.

Utredningen har inte specifikt analyserat kraftslag som inte utgör baskraft, till exempel vindkraft och solenergi, eftersom det inte har ingått i direktiven.

Det är utredarens förhoppning att rapporten ska kunna ge en bred bild över den rådande situationen vad gäller tillgången till kraftförsörjning i Sverige och därmed bidra till en konstruktiv diskussion i en för näringslivet, privatkonsumenter och beslutsfattare viktig samhällsfråga.

2. Sammanfattning

Utredningen har haft till uppgift att försöka besvara ett antal viktiga frågeställningar. Det är frågor som är intressanta för att ange grundläggande förutsättningar för de långsiktiga investeringar som det handlar om när vi talar om produktionsanläggningar för elektricitet.

Hur ser behovet av ny baskraft ut?

Utfasningen av den befintliga svenska kärnkraften innebär att det sammanlagt faller bort effekt motsvarande ca 10 700 MW under perioden fram till ca 2040. Det innebär att ca 40 procent av den installerade produktionskapaciteten för elektricitet faller bort ur systemet.

Även om den utfasade kärnkraften ersätts med en mycket kraftig utbyggnad av främst vindkraft och genom energieffektivisering, finns det aktörer som menar att det kommer att uppstå en brist på upp till ca 5 000 MW i slutet av tidsperioden. Som Svenska Kraftnät redovisat kommer det att kunna uppstå brister i systemet redan när de tre äldsta reaktorerna fasas ut, fram till år 2025.

Bedömningar om de framtida bristerna i tillgång på kraft är frågor som med all säkerhet kommer att fortsätta belysas under kommande år.

Det svenska elsystemet är tekniskt dimensionerat för en frekvens på 50 Hz, med en tillåten svängning på 0,1 Hz. Det är Svenska Kraftnät som har ansvaret att tillse att den balansen hålls, och det är olika aktörer på elbörsen Nord Pool som aktivt säkerställer att balansen hålls. Därför övervakas systemet hela tiden så att produktion och förbrukning av elektricitet hålls i balans.

Med en ökad andel av intermittert (ojämn) tillförsel av elektricitet från vind och sol behöver reglermöjligheterna i systemet öka.

Ytterligare studier behöver göras för att finna acceptabla lösningar på kraftkapaciteten både på kort och lång sikt.

Vilka huvudalternativ finns för ny baskraft?

Det finns i teorin ett antal olika möjligheter att producera elektricitet som kan utgöra så kallad baskraft. Dessa är vattenkraft, kärnkraft, gaskraft, bio-massa och kolkraft.

Det är tekniker som har en tillgänglighet mellan 70 och 90 procent av installerad kapacitet. Som jämförelse kan nämnas att vindkraftens tillgäng-

lighet på motsvarande sätt har i olika studier bedömts vara ca 6 procent av installerad kapacitet.

Av olika skäl är det rimligt att se att de praktiskt möjliga lösningarna för sådan kompletterande baskraft i det svenska systemet är kärnkraft och gaskraft.

Vattenkraft går att utöka i begränsad omfattning med nu gällande lagstiftning som ger skydd till ett stort antal vattendrag. Kolkraft är inte politiskt acceptabelt med de stora utsläpp av koldioxid som sådan produktion ger upphov till, även om man finner en lösning att lagra koldioxid genom så kallad CCS-teknik. Idag är dock denna möjlighet starkt begränsad då det saknas tillräcklig acceptans bland beslutsfattare och allmänhet att tillåta lagring av koldioxid.

Vilka typer av kostnader är förknippade med de olika alternativen?

Oavsett val av teknisk lösning går det att beskriva kostnaderna för de olika alternativen i några huvudposter. Det är kapitalkostnader för investeringen i nya kraftverk, drift och underhållskostnader för anläggningarna under deras livslängd, eventuella skatter och avgifter för bränslen och utsläpp, kostnader för hantering av avfall och avveckling av uttjänta anläggningar, kostnader för elsystemet såsom nätanslutning etc, kostnader för tillstånd att uppföra anläggningarna.

De totala produktionskostnaderna räknat per kilowattimme elektricitet med de olika komponenterna ovan inräknade varierar självklart för olika anläggningar. Olika studier visar att de ligger mellan ca 40 öre och ca 100 öre per kilowattimme, beroende på val av produktionsform. (Alla nämnda produktionsslag inräknade.)

Gaskraften har en lägre kapitalkostnad som är relativt lätt att kontrollera. Ny kärnkraft har höga kapitalkostnader och ett behov av bättre kostnadskontroll men samtidigt relativt låga rörliga kostnader.

Vilka miljöaspekter är förknippade med alternativen?

Gaskraftens miljöaspekter beror på vilken gas som används. Med naturgas blir utsläpp av koldioxid en belastande faktor, som kan mildras med så kallad CCS-teknik, dvs avskiljning av koldioxiden i processen och separat hantering av denna, antingen som produkt för industriändamål eller för lagring. **Biogas leder inte till nettoutsläpp av koldioxid förutsatt att råvaran som används tas från hållbart brukad skog med nettotillväxt.**

Både naturgas och biogas består i huvudsak av metan och är till naturen väldigt lika. Skillnaden mellan dem är sättet de framställs på. Naturgas och biogas kan användas på samma sätt och i samma typ av anläggningar och nät. En utbyggnad av dagens naturgasnät möjliggör därför en övergång till ökad användning av biogas i takt med att biogasproduktionen ökar.

Den största delen av kärnkraftens miljöpåverkan sker vid framställningen av bränslet. Vid uranbrytning uppstår en lokal förändring av landskapet som vid vilken annan gruvbrytning som helst. Och precis som vid annan gruvverksamhet ska miljön återställas efter avslutad gruvdrift.

Det radioaktiva avfallet som uppkommer vid drift av kärnkraftverken är låg-, mellan- och högaktivt avfall. Det lågaktiva avfallet består mest av begagnad skyddsutrustning, till exempel plastdukar och städmaterial. Större delen av detta avfall bränns i en ugn för radioaktivt avfall i Studsvik. Askan och rökgasfilter därifrån tas om hand som medelaktivt avfall.

Det medelaktiva avfallet är begagnade filter- och jonbytarmassor från reaktorsystemens reningsutrustning. Detta avfall gjuts in i betongkokiller vid driftavdelningarna och körs sedan till SFR, Slutförvar för kortlivat radioaktivt avfall, som finns i anslutning till Forsmarks kärnkraftverk.

Det högaktiva avfallet utgörs av det använda reaktorbränslet. Det förvaras under några år under vatten, som måste kylas, i reaktorernas egna bränslebassänger. Därefter transporteras

det i speciella behållare till mellanlagret för använt bränsle. Detta mellanlager, CLAB, finns i anslutning till Oskarshamnsverket.

Slutförvar

Det använda kärnbränslet måste hållas åtskilt från människor under mer än 100 000 år. Det långa tidsperspektivet ställer stora krav på granskningen av projektet. Kärnkraftsindustrin (Svensk Kärnbränslehantering AB) ansökte den 16 mars 2011 om att få bygga ett slutförvar där det använda kärnbränslet kapslas in i kopparkapslar och förvaras 500 meter ner i berggrunden. Kopparkapslarna ska också omges av bentonitlera. Svensk Kärnbränslehantering AB:s förslag är att slutförvaret ska byggas i Östhammars kommun, i nära anslutning till Forsmarks kärnkraftverk.

Sedan dess har Strålsäkerhetsmyndigheten granskat ansökan, som omfattar tusentals sidor, och begärt in kompletteringar. I slutet av april 2014 skickades ansökan på remiss till andra myndigheter och organisationer. Remissförfarandet är en del av myndighetens granskning. Det är regeringen som fattar beslut om kärnkraftsindustrin ska få bygga ett slutförvar. Strålsäkerhetsmyndighetens uppgift är att granska att slutförvaret kan byggas på ett strålsäkert sätt, det vill säga att det får så liten påverkan på människa och miljö som möjligt. Dessutom lämnar myndigheten ett yttrande till Mark- och miljödomstolen som är den instans som prövar ansökan mot de krav som finns i miljöbalken.

Hur ser tillståndsprocesserna ut?

Tillståndsprocesserna när det gäller nya kärnkraftsreaktorer finns fastlagda när det gäller lagstiftning. Till denna skall läggas ett flertal olika förordningar, varav de flesta återstår att ta fram under hand som tillståndsprocessen löper. Eftersom det inte byggts nya reaktorer i Sverige på trettio år finns ett stort behov av nya, anpassade förordningar som tar hänsyn till de krav och förväntningar som gäller idag.

I stora drag ser gången ut enligt följande.

Sökanden upprättar och lämnar in ansökan om tillåtlighet och tillstånd enligt miljöbalken och tillstånd enligt kärntekniklagen.

1. Mark- och miljödomstolen bereder ärendet enligt miljöbalken, håller huvudförhandling. Prövar enligt miljöbalken – yttrande.
2. Strålsäkerhetsmyndigheten bereder ärendet enligt kärntekniklagen – yttrande. Samordning sker med mark- och miljödomstolens arbete enligt punkt 1.
3. Kommunfullmäktige tillstyrker eller avstyrker verksamheten.
4. Regeringen beslutar om tillåtlighet enligt miljöbalken. Regeringen beslutar också om tillstånd enligt kärntekniklagen och samt om tillståndsvillkor.
5. Mark- och miljödomstolen håller ny huvudförhandling. Ger tillstånd och meddelar villkor enligt miljöbalken.
6. Strålsäkerhetsmyndigheten beslutar om eventuella ytterligare villkor enligt kärntekniklagen respektive strålskyddslagen samt prövar enligt regeringens tillståndsvillkor.

När det gäller ny gaskraft är processen enklare, men likväl viktig ur ett flertal perspektiv.

En ansökan om att anlägga gaskraftverk skall prövas enligt Miljöbalken och i enlighet med berörd länsstyrelse samt berörd kommuns översikts- och detaljplaner.

Till detta ska läggas nödvändiga tillstånd när det gäller anslutning till elnät respektive gasnätsutbyggnad

Vilka förberedelser finns när det gäller lagstiftning och inom myndigheter för att ta ställning till ansökningar om tillstånd för nya anläggningar?

Utredningen visar att den befintliga lagstiftningen synes vara tillfyllest för att hantera de ärenden som kan bli aktuella när befintlig kärnkraft fasas ut ur det svenska systemet.

För hantering av beredning av tillstånd till kärnteknisk verksamhet finns till stor del beredskap inom de berörda myndigheterna. Den myndighet som har det största beredningsansvaret, Strålsäkerhetsmyndigheten, har behov av att förstärka sina resurser och öka antalet medarbetare för att hantera de nyligen startade processerna. För detta tar myndigheten ut avgifter av den sökande för att täcka självkostnaden.

Beredning av nya gaskraftverk är något som redan hanteras och synes klaras tillfullo inom berörda myndigheter.

Hur lång tid förväntas de olika beslutsprocesserna ta för att ge tillstånd till nya anläggningar?

Beslutsprocesserna när det gäller ny kärnkraft är mycket långa, av uppenbara skäl. Det är många intressenter som ska hinna ta del av planerna och kunna delta i beredningsprocessen.

Eftersom det inte byggts någon ny reaktor på trettio år i Sverige så är det idag ingen som med säkerhet kan säga hur lång tid själva beslutsprocessen för nya reaktorer tar. Uppskattningsvis handlar det om cirka tio år.

När det gäller ny gaskraft är beslutsprocessen betydligt kortare. Förutsatt att det inte uppstår några komplikationer under processen så är bedömningen att det tar ca två-tre år att bereda och besluta om nödvändiga tillstånd. Det är erfarenheten av de två verk som anlagts senast i Sverige, 2006 respektive 2009.

Hur lång tid bedöms det ta att uppföra nya kraftverk?

Även här skiljer det sig markant åt mellan de olika teknikerna.

Att uppföra ett kärnkraftverk tar någonstans mellan fem och åtta år, innan det har fått sitt drifttillstånd, dvs innan det är klart att kontinuerligt leverera elektricitet till nätet.

Motsvarande tidsperiod för ett gaskraftverk är **under gynnsamma förutsättningar och vid användning av en befintlig anläggningsplats två till tre år.**

Det innebär att den sammanlagda planerings- och uppförandetiden för nya reaktorer uppgår till ca femton år.

För nya gaskraftverk är motsvarande sammanlagda tidsperiod **under fördelaktiga omständigheter** ca fem-sex år.

Huvudslutsatser

Utredningen beskriver också ett antal huvudslutsatser som syftar till att stimulera en fortsatt bred och initierad debatt om utmaningarna för svensk framtida försörjning av elektricitet.

- Sverige kommer att ha behov av ytterligare kapacitet av kraftproduktion när befintlig kärnkraft fasas ut. Behovet kan komma att uppgå till ca 5 000 MW när samtliga dagens tio reaktorer fasats ut. Detta även när en fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraft enligt dagens målsättningar räknas in i den totala kapaciteten.
- För att stödja investeringar i ny kraftproduktion krävs framför allt långsiktiga spelregler. Den marknadsbaserade modell som finns i Norden med en kraftbörs fungerar för närvarande, men riskerar att urholkas om och när andra former för prissättning införs.
- I takt med att intermittent kraft i form av vind och sol byggs ut ökar behovet av tillgänglig reglerkraft för att hantera skiftande vädermässiga förutsättningar. I det perspektivet måste särskild hänsyn tas till vattenkraften, inte minst när frågor som kan påverka dess regleringsförmåga hanteras. Ökad minimitappning och andra begränsningar i hur vattenkraften kan utnyttjas skulle bidra till att försämra dess förmåga att balansera den ökande andelen vindkraft.
- En ökad integration mellan Norden och Tyskland skulle kunna maximera användningen av produktionsresurserna. Det förutsätter politiska beslut som gör att svensk vattenkraft kan utnyttjas så effektivt som möjligt, möjligen även i kombination med någon form av stabil basproduktion.
- Det är också angeläget att konsumenternas roll att kunna bidra till såväl energieffektivisering som systemoptimering stärks. Demand Side Management (DSM), dvs att genom

elpriset styra konsumenternas användning till de ur systemsynpunkt mest optimala tiderna på dygnet kan vara lösningen på detta. Ska detta kunna fungera optimalt är det dock nödvändigt att konstruktionen av olika avtal gör att det är möjligt för konsumenten att dra nytta av sina medvetna val.

- Det finns ett starkt behov av långsiktiga politiska spelregler. Riksdagens år 2010 beslutade politik, med öppenhet för, och stöd till, förnybar produktion, möjlighet till nya reaktorer i enlighet med fastlagd lagstiftning utan statliga ekonomiska subventioner och naturgas som övergångslösning, synes tjäna Sveriges behov väl. Med en starkare parlamentarisk förankring skulle många tänkbara investerare bättre förmås att fördjupa sina intressen på energiområdet.
- Eventuella ekonomiska incitament till stöd för ny produktionskapacitet, inom ramen för den fastlagda politiken, bör följa långsiktiga uppgörelser inom EU på klimat- och energiområdet. Mest önskvärt skulle vara en gemensam lösning på EU-nivå med någon form av system liknande den svenska modellen med certifikat.
- Inom Sverige behöver fokus läggas på att säkerställa tillräcklig effektkapacitet i landets södra elområden, dvs 3 och 4. Det är också där som största bortfallet sker när nuvarande kärnkraft fasas ut. Även kapaciteten i nät till, och mellan, dessa områden behöver förstärkas. Det innebär att ny produktionskapacitet, när det gäller stora verk, med fördel kan lokaliseras till platser med befintlig verksamhet och befintlig anslutning när så är möjligt.
- Att planera för, och investera i, nya kärnkraftsreaktorer är en tidskrävande och omfattande process. Från det att en ansökan om att få tillstånd att bygga en reaktor lämnas in till berörda myndigheter till dess att reaktorn är klar för kontinuerlig drift i systemet, får man räkna med i storleksordningen minst 15 år. Det finns därför ett stort intresse att följa den process som Vattenfall startat.
- När det gäller ny gaskraft i Sverige förutses framför allt en utbyggnad av s k regionala

nät där gasen leds från en deponicentral ut till olika kunder, inklusive tankställen utefter nätet. I takt med att biogaskapaciteten byggs ut kan dessa nät sedan nyttjas för biogas.

- Större kunder, främst inom industrin, bör fortsatt studera möjligheten till långsiktiga avtal om elleveranser med olika leverantörer i Norden och dess närområde.
- Det är framför allt viktigt att stimulera en bred debatt om Sveriges framtida elförsörjning som baseras på långa tidsperspektiv och en helhetssyn. Kraftförsörjning till alla delar av landet är en uppgift som berör många delar av samhället och många politikområden.

3. Direktiv och arbetssätt

Direktiv

Den befintliga svenska kärnkraften kommer fasas ut under en 20-årsperiod, från kring 2020 till kring 2040. Därmed försvinner den elproduktion som de senaste åren stått för cirka 40 procent av elförsörjningen i Sverige.

En del av den elproduktion som upphör kommer att ersättas med vindkraft. Den befintliga vindkraftens tekniska livslängd löper emellertid också ut under samma period som kärnkraften fasas ut.

För att säkerställa ett konkurrenskraftigt system för elförsörjning i Sverige behövs omfattande investeringar i ny baskraft.

Av de alternativ som står till buds för ny baskraft så är det ersättningskärnkraft och gasturbiner som bäst uppfyller kravet på konkurrenskraftiga kostnader, enligt den rapport om kostnader förknippade med olika energikällor som EU-kommissionen publicerade i december 2013.

Med riksdagsbeslutet om energipolitiken 2010 slogs en beslutsprocess för ny kärnkraft fast. En ansökan om att få uppföra en ny anläggning ska prövas enligt kärntekniklagen av Strålsäkerhetsmyndigheten. Mark- och miljödomstolen ska pröva en ansökan enligt miljöbalken. Berörd kommun ska ta ställning enligt plan- och bygglagen. Ytterst tar regeringen sedan ställning till frågan om tillåtlighet. Svenska Kraftnät anger förutsättningarna för att föra ut kraften från anläggningen till marknaden.

Även när det gäller nya gaskraftverk är det miljöbalken samt plan- och bygglagen som vägleder tillståndsprövningar. Till det kommer frågeställningar om infrastruktur för tillförsel av naturgas. Bedömningar av försörjningstrygghet behöver göras liksom en kartläggning av avtalsförhållanden med gasleverantörer. Hur infrastrukturen för att föra ut kraften till marknaden ska ordnas är en öppen fråga, då det inte finns någon given plats för produktionsanläggningarna som i fallet med kärnkraftverk.

Utredaren ska belysa bland annat följande frågor:

- Hur ser behovet av ny baskraft ut?
- Vilka huvudalternativ finns för ny baskraft?
- Vilka typer av kostnader är förknippade med de olika alternativen?
- Vilka miljöaspekter är förknippade med alternativen?
- Hur ser tillståndsprocesserna ut?
- Vilka förberedelser finns när det gäller lagstiftning och inom myndigheter för att ta ställning till ansökningar om tillstånd för nya anläggningar?
- Hur lång tid förväntas de olika beslutsprocesserna ta för att ge tillstånd till nya anläggningar?
- Hur lång tid bedöms det ta att uppföra nya kraftverk?

Uppdragsgivare

SKGS, basindustrins energisamarbete (Skogen, Kemin, Gruvorna och Stålet), är uppdragsgivare för denna utredning om alternativ för baskraft.

Utredare

Jöran Hägglund, tidigare statssekreterare på Näringsdepartementet och tidigare chef för public- and regulatory affairs på Vattenfall har utsetts att utreda alternativ för ny baskraft enligt dessa direktiv.

Tidsplan

Utredarens rapport skall presenteras senast den 15 juni 2014.

Arbetsätt

Under utredningen har följande arbetsätt använts.

Intervjuer har genomförts med ett tiotal företrädare för olika myndigheter och sakkunniga inom området.

Underlag har inhämtats från en lång rad internationella och nationella källor. I slutet av denna rapport finns en förteckning över referensmaterial som använts i utredningen.

Analyser har gjorts av de politiska förutsättningarna för att uppnå långsiktigt, politiskt breda ramvillkor på energipolitikens område.

Med tanke på den begränsade tid som stått till utrednings förfogande har utredaren antagit ett generellt angreppssätt, dvs medvetet undvikit att återge alla underlagsberäkningar och bilagor till olika studier som refereras i utredningen.

Istället har eftersträvat att ge en översiktlig bild av utmaningarna och förutsättningarna för att säkerställa ny baskraft i det svenska elsystemet, integrerat i en nordisk marknadslösning.

4. Två huvudalternativ för ny baskraft i det svenska systemet

Behövs ny baskraft?

Ett fungerande elsystem förutsätter att produktion och konsumtion i varje givet ögonblick är lika stora. Om produktion och konsumtion inte matchar varandra ökar eller minskar frekvensen i elnätet vilket kan få konsekvenser som elavbrott och minskad livslängd på elektrisk apparatur. En jämn elförsörjning är avgörande, inte minst för basindustrin, där elavbrott på enstaka millisekunder kan orsaka produktionsstopp på flera timmar. Därför är inte bara produktionskapaciteten viktig när man tittar på ett energislag. Även möjligheten att anpassa tillgången till efterfrågan är viktig.

Produktion av vindkraft är svår att anpassa efter behov utan styrs istället av vindförhållanden. Detta betyder att i ett system med hög andel vindkraft kommer det vara god tillgång på el när vinden blåser och låg tillgång på el när vinden inte blåser. Samtidigt är det politiskt beslutat att vindkraft har företräde till elsystemet. När det blåser går därför all producerad vindkraft in i det nordiska marknadssystemet oavsett hur behov eller efterfrågan ser ut i just det enskilda ögonblicket. Detta leder till konsekvenser när det gäller behovet att reglera andra delar av elsystemet, exempelvis genom vattenkraft, gaskraft eller genom att anpassa konsumtionen.

I Sverige är 97 procent av produktionen koldioxidfri och leveranssäkerheten är 99,98 procent.

Baskraft kan tillföras systemet varje timme på dygnet, oavsett väder och vind. Produktionen kan ske på en hög och jämn nivå.

Elsystemets funktion

- Kärnkraften, del av vattenkraften samt kraftvärme utgör det som här beskrivs som baskraft.
- Reglerkraft består i Sverige av vattenkraft. Vattnet är idealiskt som reglerresurs eftersom det kan lagras i vattenmagasinen för att användas vid behov, exempelvis under en kall vinter. Reglerkraftens möjlighet till mer kortsiktig upp- och nedreglering blir också allt viktigare i takt med utbyggnaden av vindkraft där produktionen varierar kraftigt över tid.
- Viss förnybar kraft, vindkraft och solceller, är väderberoende. Behovet av reglerkraft ökar när sådan väderberoende elproduktion byggs ut.
- Kablar behövs för överföring av producerad el till slutkunder. Elproduktion som varierar på grund av väder kräver ökad kapacitet i kablarna.
- Elmarknaden är en förutsättning för ett optimalt utnyttjande av produktionsresurserna till mest effektiva pris för kunderna.

Framtida elanvändning i Sverige

År 2007 stod vattenkraft och kärnkraft för 90 procent av Sveriges elproduktion. Enligt Energimyndigheten förväntas motsvarande siffror för år 2030 vara 81 procent. Den förändrade andelen beror delvis på att vindkraften producerar mer el och därmed ökar sin andel av elproduktionen.

Sveriges elanvändning förväntas enligt Energimyndigheten uppgå till 150 TWh år 2030 vilket är en ökning med 4 TWh jämfört med år 2007.

Det är främst industrin som ökar sin användning, en ökning på 8 TWh, på grund av att industriproduktionen antas öka.

Transportsektorn beräknas öka sin elanvändning med hela 17 procent, men från en så låg nivå att ökningen endast motsvarar 0,5 TWh.

Däremot förväntas sektorn bostäder och service etc minska sin elanvändning med 8 procent vilket motsvarar knappt 6 TWh. Minskningen beror framför allt på ett ökat användande av värmepumpar för uppvärmning istället för direktverkande el.

Både biobränslebaserad kraftvärme och vindkraft förväntas öka sin elproduktion, mycket tack vare att elcertifikatsystemet ökar efterfrågan på el från förnybara energikällor. Samtidigt minskar användningen av fossila bränslen.

Den biobränslebaserade elproduktionen förväntas öka till 15 TWh år 2030. Samma år förväntas vindkraften producera 12 TWh och avfallskraftvärme förväntas producera 3 TWh el.

Kärnkraften antas expandera genom effekthöjningsprogrammen och en energiutnyttjningsgrad på 82 procent. En genomsnittlig årsproduktion beräknas vara 73 TWh år kring 2030. Värt att notera är dock att den bedömningen inte har tagit hänsyn till eventuell utfasning av någon reaktor fram till dess. Det är rimligt att anta att åtminstone tre reaktorer tagits ur drift kring år 2030.

En kombination av kraftig expansion av kraftproduktion och en måttlig ökning av den totala elanvändningen leder till att Sverige skulle kunna exportera runt 25 TWh el år 2030. Det ligger i nivå med exporten 2012.

Intressant för denna utredning är att i framskrivningen ingår även att befintlig kärnkraft beräknas öka sin produktion med 8 procent fram till 2030 genom de olika uppdateringsprogram som genomförs för de svenska kärnkraftsverken.

Om man istället tänker sig ett scenario där samtliga reaktorer tagits ur drift vid samma tidpunkt, uppstår ett rejält underskott i balansen mellan produktion och konsumtion.

Svenska Kraftnät har regeringens uppdrag att regelbundet redovisa effektbalansen i det svenska systemet. I deras rapport ”Integrering av vindkraft, 2013-03-13, sammanfattar de konsekvenserna för elförsörjningen i en framtid med utbyggt vindkraft och minskad kärnkraft enligt följande:

De nordiska uppregleringsreserverna består huvudsakligen av vattenkraft. Eftersom vattenkraften är en billig och förnyelsebar energikälla riskerar den knappast att läggas ner. De uppregleringsreserver av vattenkraft som är tillgängliga idag förväntas alltså vara bestående, oberoende av utbyggnaden av vindkraft.

De gasturbiner som ingår i störningsreserven kommer att finnas kvar oberoende av vindkraftens utveckling. För kondenskraftverken och de övriga gasturbinerna är dock utvecklingen osvis. I scenarier med stort elenergiöverskott i Sverige föreligger en risk att de läggs ner. Risken för nedläggning av kondenskraftverk och gasturbiner ökar eftersom effektreserven planeras bli avvecklad fram till och med år 2020.

Markalmodellen, som Energimyndigheten använder i sin långsiktsprognois för den svenska energianvändningen, är en modell som används för att skapa scenarier för bland annat elproduktion och elanvändning med ekonomiska parametrar. I BID-modellen simuleras elspotmarknaden baserat på scenarier där användaren gör antagan-

dena om bl a tillgänglig produktionskapacitet respektive elanvändning. Att båda modellerna visar på samma resultat indikerar att kondenskraftverken och gasturbinerna inte skulle användas på elspotmarknaden i scenarier där Sverige har ett stort elenergiöverskott. Kondenskraftverken och gasturbinerna används dock främst som reserv även idag.

Hur påverkas risken för effektbrist?

MAPS-simuleringarna visar att nedläggning av kondenskraftverken och gasturbinerna skulle öka risken för effektbrist men att den är mycket låg, under en promille, såvida kärnkraftverk inte läggs ner. I SE1 och SE2 föreligger ingen risk för effektbrist eftersom produktionskapaciteten är stor i förhållande till den maximala förbrukningen.

I SE3 och SE4 föreligger en risk för effektbrist som beror bland annat på kärnkraftens tillgänglighet. I scenarier där kärnkraftens tillgänglighet är mycket låg eller där kärnkraftverk läggs ner kan risken för effektbrist överstiga Nordens tidigare tillåtna värde på en promille i SE3 och SE4. Risken för effektbrist är störst i SE4. LOLP (Loss of Load Probability) skulle bli högre än en promille i SE4 vid en sammanlagd produktionskapacitet på uppskattningsvis 6000 – 7400 MW för kärnkraften räknat med en tillgänglighet på 80 procent. Hur liten produktionskapaciteten för kärnkraften kan bli utan att LOLP överstiger en promille i SE4 beror på vilka antaganden man gör för överföringskapaciteterna. Med en större mängd kraftvärme i SE3 och SE4, lägre förbrukning (med hjälp av exempelvis Smart Grids-lösningar) eller med ett mer utbyggt stamnät, skulle ett något större bortfall av kärnkraften vara möjligt utan att LOLP överstiger en promille.

Som visas i rapporten skulle en vindkrafteffekt på 7000 MW innebära ett ökat behov av uppregleringsreserver på över 1000 MW, för att

kunna garantera tillräckliga uppregleringsreserver för alla avvikelser från prognosens utfall. Med tanke på att balanshållningen måste klaras av, kommer risken för elavbrott att öka vid en effektbristsituation.

Om kärnkraftverk läggs ner eller om tillgängligheten för kärnkraften blir mycket låg, föreligger en risk att LOLP överskrider en promille. Ökad överföringskapacitet (alltså nätförstärkningar) till och mellan de svenska elområdena minskar risken för effektbrist. I scenarier med hög sannolikhet för effektbrist kan därför förstärkningar av överföringskapaciteten i de svenska snitten eller nya utlandsförbindelser vara en åtgärd.

Som framgår av resonemanget ovan är det inte enbart den totala tillgången till kapacitet som är avgörande, utan även på vilka sätt denna kapacitet kan tillföras systemet för att upprätthålla rätt frekvens.

Ny kärnkraft ersätter kärnkraft som fasas ut

Ett möjligt alternativ är att ny kärnkraft ersätter åtminstone delar av den befintliga kärnkraften i takt med att denna fasas ut.

Genom riksdagens år 2009 fastställda energipolitik är denna möjlighet reglerad i lagstiftning.

På 1950-talet var Sverige ett av världens mest framgångsrika industriländer och behovet av tillgång till billig energi var stort. Samtidigt ökade motståndet mot utbyggnad av vattenkraften.

Importen av olja ökade för energiförsörjningen eftersom Sverige saknar koltillgångar. Energipolitiskt ansågs det att den enda långsiktiga möjligheten att bryta importberoendet och att säkra energiförsörjningen var att satsa på kärnenergi för elproduktion.

Kärnkraft är en driftsäker teknik för elproduktion i stora volymer. Den har låga produktionskostnader, hög säkerhet och är praktiskt taget fri från försurande utsläpp.

Liksom elproduktion baserad på förnybara energislag, som vind och biobränslen, ger kärnkraftsproduktion av el praktiskt taget inte upphov till några utsläpp av koldioxid.

Kärnkraft bidrar alltså inte till växthuseffekten eller klimatpåverkan.

Kärnkraft kräver omfattande säkerhetshantering eftersom utsläpp av radioaktivt material kan förorsaka stora skador under lång tid. På ett kärnkraftverk ska säkerheten alltid sättas i första hand för att skydda personalen, allmänheten och miljön. Därför är kontrollen av kärnkraften och dess säkerhet hela tiden hög. Den svenska Strålsäkerhetsmyndigheten, SSM, ställer krav på strålsäkerheten och följer upp så att de som driver kärntekniska anläggningar uppfyller kraven och tar sitt ansvar för säkerheten.

Transporter av kärnbränsle kan innebära risker och uranbrytning kan medföra risk för radioaktivt läckage till närmiljön. En annan fråga gäller hur kärnavfallet efter användning långsiktigt ska förvaras på ett säkert sätt under minst 100 000 år. Svensk Kärnbränslehantering AB, SKB, har ansvaret för att ta hand om allt radioaktivt avfall från de svenska kärnkraftverken på ett säkert sätt för både människor och miljö.

Svenska reaktorer

I Sverige finns 12 reaktorer för elproduktion, varav 10 är i kommersiell drift. De är samtliga lättvattenreaktorer och använder anrikat uran som bränsle. De har de senaste åren stått för sammantaget cirka 40 procent av den svenska elproduktionen.

Reaktorerna är:

Barsebäcks kärnkraftverk

- Barsebäck 1 (kokvattenreaktor, 630 MW, driftstart 1975, avstängd 1999)
- Barsebäck 2 (kokvattenreaktor, 630 MW, driftstart 1977, avstängd 2005)

Ringhals kärnkraftverk

- Ringhals 1 (kokvattenreaktor, 860 MW, driftstart 1976)
- Ringhals 2 (tryckvattenreaktor, 870 MW, driftstart 1975)
- Ringhals 3 (tryckvattenreaktor, >1000 MW, driftstart 1981)
- Ringhals 4 (tryckvattenreaktor, c:a 1000 MW, driftstart 1983)

Oskarshamns kärnkraftverk

- Oskarshamn 1 (kokvattenreaktor, 500 MW, driftstart 1972)
- Oskarshamn 2 (kokvattenreaktor, 630 MW, driftstart 1975)
- Oskarshamn 3 (kokvattenreaktor, 1450 MW, driftstart 1985)

Forsmarks kärnkraftverk

- Forsmark 1 (kokvattenreaktor, 987 MW, driftstart 1980)
- Forsmark 2 (kokvattenreaktor, 1000 MW, driftstart 1981)
- Forsmark 3 (kokvattenreaktor, 1170 MW, driftstart 1985)

Totalt installerad kapacitet uppgår till ca 10 700 MW.

Alla svenska kärnkraftverk ligger vid kusten för att få god tillgång till kylvatten. I Forsmark har man dragit viss nytta av spillvärmens i kylvattnet genom att med detta värma vattnet i en havsvik, där man tidigare hade ett hägn för avel av utrotningsshotade sälar.

Den kraftproduktion som fallit bort genom avstängningen av Barsebäckreaktorerna är på väg att ersättas genom uppgraderingar av de återstående svenska kärnkraftverken.

Alla reaktorer utom Ringhals 2, 3 och 4 är av svensk konstruktion (utvecklade av Asea Atom), medan tre av de fyra Ringhalsreaktorerna är amerikanska, byggda av Westinghouse. Det som vid byggandet av de svenska reaktorerna hette Asea Atom ägs sedan år 2000 av Westinghouse.

Ny lagstiftning för att ersätta reaktorer

I riksdagens energipolitiska beslut 2009 infördes en ny paragraf i miljöbalken (17 kap. 6 a §), enligt vilken regeringen får tillåta en ny kärnkraftsreaktor endast om den är avsedd att

- ersätta en kärnkraftsreaktor som efter den 31 maj 2005 har varit i drift för att utvinna kärnenergi och som kommer att vara permanent avstängd när den nya reaktorn tas i kommersiell drift

- uppföras på en plats där en kärnkraftsreaktor efter den 31 maj 2005 har varit i drift för att utvinna kärnenergi.

Beslutet bygger på överenskommelsen mellan regeringspartierna om energipolitiken våren 2009 som innebar att det ska skapas förutsättningar för kontrollerade generationsskiften i kärnkraften, dvs att det ska göras möjligt att ersätta gamla reaktorer med nya.

Den första punkten ovan innebär att den nya reaktorn ska vara avsedd att ersätta någon av reaktorerna vid Forsmarks, Oskarshamns eller Ringhals kärnkraftverk. Den andra punkten innebär att nya reaktorer endast får uppföras där de reaktorer som har varit i drift efter den 31 maj 2005 (det datum då Barsebäck 2 stängdes) är lokaliserade, dvs. vid Forsmarks, Oskarshamns eller Ringhals kärnkraftverk. En ny reaktor behöver inte uppföras på den plats där den reaktor som ersätts är belägen, utan kan lokaliseras till någon av de andra platser där de elproducerande reaktorerna är belägna.

Med permanent avstängd kärnkraftsreaktor (jfr den första punkten ovan) avses, enligt en definition som införs i 2 § kärntekniklagen, en reaktor där verksamheten med elproduktion har upphört och inte kommer att återupptas eller en reaktor som inte har levererat el till elnätet de senaste fem åren. Samma definition ska gälla vid tillåtlighetsprövningen enligt 17 kap. miljöbalken av en ny kärnkraftsreaktor. En permanent avstängd kärnkraftsreaktor får inte åter tas i kommersiell drift.

Ny kärnkraft kan enligt energiöverenskommelsen inte påräkna några statliga ekonomiska subventioner.

Gas i ett svenskt perspektiv

Naturgas är en gasblandning som till största delen består av metan. Det är ett effektivt bränsle med mycket låga utsläpp av svavel, kväveoxider, tungmetaller och partiklar. Naturgas släpper ut 25 procent mindre koldioxid jämfört med olja och 40 procent mindre jämfört med kol vid produktion av samma mängd elektricitet.

Hälften av den naturgas som används i Sverige används inom industrin. Den är också viktig vid

produktion av el och fjärrvärme. Många hushåll använder gasen för uppvärmning och matlagning och den används även som fordonsbränsle.

Den rörbundna naturgasen kommer till Sverige via en ledning från Danmark som fortsätter upp längs den svenska västkusten. Ledningar på land är förlagda i mark. Det svenska naturgasnätet används redan idag för distribution av biogas, vilket på sikt kan öka.



Naturgas introducerades i Sverige 1985 och svarar idag för mer än 20 procent av energitillförseln i de kommuner som är anslutna till det svenska naturgasnätet. Infrastrukturens begränsade utbyggnad gör att många industrier och andra presumtiva användare inte har tillgång till naturgas vilket gör att den endast svarar för 3 procent av den totala energitillförseln till landet.

Inom EU svarar naturgasen för uppemot 25 procent av energiproduktionen. EU får 38 procent av sin naturgas från källor inom EU, 24 procent från Ryssland och 18 procent från Norge. Gas från Afrika kompletterar. Naturgas står för en fjärdedel av världens energiförsörjning. I USA började man använda naturgas redan vid sekelskiftet och i norra Europa togs gasen i bruk på 1950-talet. Jordens naturgastillgångar är mycket omfattande, stora fyndigheter finns i Ryssland, Iran, Algeriet och Nordsjön.

Den svenska naturgasmarknaden är sedan 1 juli 2007 öppen för konkurrens. Det innebär att samtliga kunder anslutna till det svenska naturgassystemet fritt kan välja gasleverantör.

Naturgas används framförallt som processbränsle inom industrin, för kraft- och fjärrvärmeproduktion, som fordonsbränsle, samt i hushåll. Naturgas har även en stor användning som råvara inom bl a petrokemiindustrin och blir till exempel saftflaskor, leksaker, tvättmedel, plastgolv, mediciner, kabelisolering. Även livsmedelsindustri, stål- och metallindustri är betydande användare av naturgas.

Naturgas kan användas som ersättning för i stort sett alla fasta och flytande bränslen i olika förbränningssammanhang. Genom sin enkla kemiska sammansättning är naturgasen lätt att förbränna och ger mycket små utsläpp av skadliga ämnen jämfört med andra bränslen.

Genom att bränna naturgas i en gasturbin som är ansluten till en generator kan man framställa el. Efter förbränningen är avgaserna mycket heta och energin kan användas till att göra ånga för att producera mer el i ångturbiner och dessutom fjärrvärme. Genom att framställa el och värme samtidigt utnyttjas gasen mycket effektivt. Detta sker i så kallade "gaskombi" kraftvärmeverk.

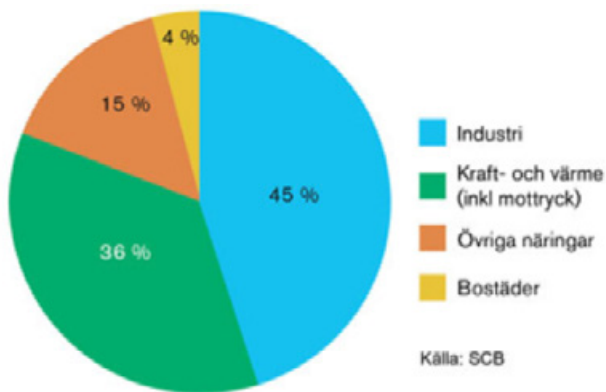
Hushållen använder naturgas för uppvärmning och för matlagning. Omkring 35 000 hushåll är anslutna till naturgasnätet.

Naturgas kan också användas för fordonsdrift och kallas då fordonsgas. Fordonsgas består vanligen av en blandning av biogas och naturgas.

Gasen transporteras i ett så kallat stamnät, eller transmissionsledning. Från transmissionsledningen leds gasen till mät- och reglerstationer där trycket sänks och gasflödet mäts. I Sverige sänks trycket till 4 bar, vilket motsvarar trycket i ett välpumpat cykeldäck. För hushåll och andra mindre användare sänks trycket ytterligare en gång, vanligen till 0,03 bar.

Det sätt att transportera naturgas som har lägst rörliga kostnader är genom fasta ledningar. Från de gasfält som inte har rörförbindelse med stora förbrukare fraktas gasen med tankfartyg. För att detta ska vara möjligt kyls gasen ner till minus 162 grader och övergår då till flytande form. Naturgas i flytande form kallas LNG, liquefied natural gas.

År 2012 fördelade sig användningen av naturgas i Sverige på följande sätt:



Det finns flera gaseldade anläggningar i Sverige varav framför allt två större gaskraftverk: Öresundsverket i Malmö och Rya Kraftvärmeverk i Göteborg. Båda verken kan gå både i kraftvärmedrift eller ren eldrift oberoende av värmelast. Avgörande för hur anläggningarna körs är prisrelationen mellan el och värme.

- Öresundsverket (400 MW el, 250 MW värme) Driftstart 2009
- Rya kraftvärmeverk (261 MW el, 294 MW värme) Driftstart 2006

Båda verken är byggda för att vara mycket flexibla och kan gå från kall anläggning till full drift på ca 2-3 h. De är därmed anpassade för att utgöra snabb och tillförlitlig reglerkraft.

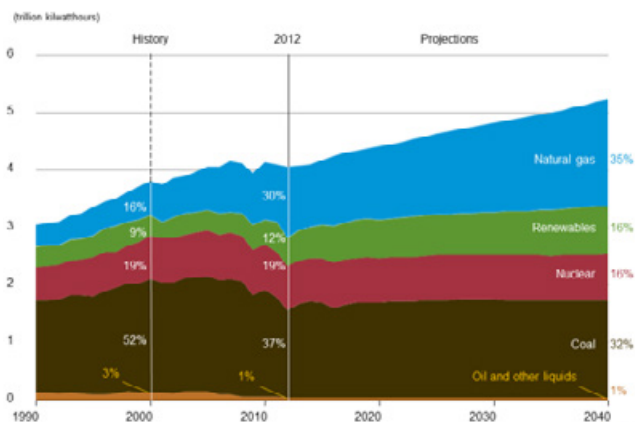
Investeringskostnaden för verken visar att kostnaden ligger på 7,5 MSEK/MWe (Öresund) respektive 7,1 MSEK/MWe (Rya).

I regeringens överenskommelse om energipolitiken 2009 beskrivs användningen av naturgas i Sverige:

Naturgasen, som är ett fossilt och ändligt bränsle, kan ha betydelse under en omställningsperiod, främst i industri och kraftvärme, alltså inom det europeiska systemet för handel med utsläppsrätter, ETS. Infrastruktur för naturgas kan därmed utvecklas på kommersiella villkor och på ett sätt som understödjer en successiv introduktion av biogas.

Bilden nedan visar den prognosticerade andelen av olika bränslen för att producera elektricitet fram till 2040, i ett EU-perspektiv. I detta scenario spelar gas en betydande roll.

Figure 13. Electricity generation by fuel, 1990-2040



Andra alternativ som bedöms mindre troliga

Det finns också andra produktionskällor som skulle kunna fylla en roll när ny baskraft ska ersätta den befintliga i samband med kärnkraftens utfasning.

Vattenkraft

Befintlig vattenkraft i Sverige står för ca 50 procent av den totala elproduktionen i Sverige. Under 2012 producerades ca 78 TWh, vilket var nära rekordet för produktion ett enskilt år. Vattenmagasinen var välfyllda.

Implementeringen av EU:s Vattendirektiv samt anpassning av vattenkraftens reglering till Miljöbalken kommer att innebära att det kommer att ställas nya miljökrav på all vattenkraft i Sverige. Det kan leda till att den totala elproduktionen från vattenkraft minskar i framtiden.

De orörda älvarna är sedan tidigare skyddade mot utbyggnad och det regleras i Miljöbalken.

I 4 kapitlet, § 6, regleras följande:

Vattenkraftverk samt vattenreglering eller vattenöverledning för kraftändamål får inte utföras i nationalälvarna Torneälven, Kalixälven, Piteälven och Vindelälven med tillhörande vattenområden, källflöden och biflöden samt i ett stort antal vattenområden med tillhörande käll- och biflöden.

Det innebär att de möjligheter till ny vattenkraft som står till buds är uppgradering av befintliga kraftverk i älvarna samt nybyggd småskalig kraftproduktion i mindre vattendrag. De opinionsmässiga svårigheterna gör dock sammantaget att vattenkraft i den omfattning som krävs för ny baskraft bedöms som ett mindre troligt alternativ.

Kolkraft

Kolkraft är det kraftslag som har störst betydelse för världens elförsörjning. 2012 kom 37 procent av världens el från kolförbränning.

Kolberoendet har ökat i Tyskland som en effekt av beslutet 2011 att avskaffa den inhemska kärnkraften till år 2022. Inom ramen för den s k Energiewende, den tyska politiken för omställning av energisystemet, har en följd blivit att kolets betydelse har ökat samtidigt med en kraftig utbyggnad av vind och solenergi.

Den stora utbyggnaden av gasutvinning genom s k fracking i USA har även bidragit till snabbt fallande gaspriser på världsmarknaden. Detta har bidragit till att även kolet blivit billigare, och därmed mer ekonomiskt lönsamt att nyttja i den tyska energimixen.

Att det i Sverige, som idag har en i stort sett koldioxidfri elproduktion, skulle accepteras investeringar i ny kolkraft i den omfattning som krävs för att ersätta kärnkraften, är dock inte troligt.

Havsbaserad vindkraft

Ytterligare ett alternativ är havsbaserad vindkraft.

En kraftig utbyggnad har genom stöd initierats i Tyskland, Danmark och Storbritannien. Även i Sverige finns det tekniskt sett goda möjligheter genom de förutsättningar som innanhavsteknik i Östersjön erbjuder.

Utvecklingen internationellt inom havsbaserad vindkraft har idag stor påverkan på svensk tillverkningsindustri och en vidare potential för svensk industri för att bygga, transportera, installera och underhålla havsbaserad vindkraft.

Havsbaserade vindkraftverk fortsätter att öka i effekt, eftersom åtkomsten till etableringsplatsen

inte begränsas av vägtransporter. Turbiner på 5-6 MW är operativa utomlands, även om majoriteten av offshore-turbiner är verksamma inom intervallet 3-3,6 MW.

Likasa ökar den genomsnittliga storleken på havsbaserade vindkraftsparker stadigt. År 2011 var den genomsnittliga storleken på 200 MW och under 2012 är den genomsnittliga storleken på havsbaserade vindkraftsparker under konstruktion på 300 MW.

Havsbaserade vindkraftverk byggs också allt längre från kusten och i djupare vatten. År 2011 var det genomsnittliga avståndet från land 23,4 km och det genomsnittliga vattendjupet 22,8 m. År 2012 är det genomsnittliga avståndet från land för projekt under konstruktion 33,2 km och det genomsnittliga djupet 25,3 m.

Under utredningen har tagits del av det projekt som planeras utanför Karlskrona med så kallad flytande plattform för vindkraft. Det innebär att vindkraftens fundament inte förankras i botten på traditionellt sätt, utan att det är en särskild flytande ponton som förankras. Denna ponton kan sedan bära 3-5 vindkraftverk. Idén bakom är att pontonen är vridbar och rör sig efter vinden. Genom att vindkraftverken placeras i sidled och snett bakom varandra på pontonen ska även verkningsgraden för samtliga verk öka då inget av verken hamnar i vindskugga för något annat verk.

Den stora utmaningen för all havsbaserad vindkraft är numera inte den tekniska genomförbarheten, utan kostnaden för att installera verken samt ledningsdragning till land. Som framgår av studier i denna utredningen har havsbaserad vindkraft hittills visat sig vara den mest kostsamma investeringen.

Att genomföra pilotstudier med generösa stöd är naturligtvis en möjlighet för att lära sig mera om tekniken och finna lösningar som kan bli kommersiellt gångbara. Men precis som för många andra energiproduktionsanläggningar är elpriset idag inte tillräckligt för att bära de investeringar som krävs.

5. Kostnadsjämförelse mellan alternativen - referat av studier

All produktion av elektricitet är förknippad med kostnader av olika slag. Beprövade tekniker med lång livslängd medför i allmänhet att kostnaden per producerad enhet (kWh) blir lägre än ny teknik med kortare livslängd.

Det följande kapitlet beskriver kostnaden för olika tekniker utan eventuella statliga subventioner, oavsett hur dessa betalas. Att kostnaderna skiljer sig åt mellan olika studier beror på att dessa jämför kostnaderna för specifika projekt i olika delar av världen.

Jämförelser av kostnader för olika alternativ för ny baskraft i denna utredning baserar sig på studier som gjorts av eller på uppdrag av aktörer såsom EU-kommissionen, Energy Information Administration i USA, OECD m fl.

Ambitionen med denna redovisning är att ge en översiktlig bild av kostnader för investeringar, drift och underhåll samt tillkommande systemkostnader för olika val av ny kraftproduktion.

Till var och en av de studier som här redovisas i ytterst komprimerad form finns omfattande underlagsberäkningar och beskrivningar av modeller för beräkning m m.

Den som vill ta del av alla dessa underlag och själv göra fördjupade studier av jämförelser mellan dessa, hänvisas till grundmaterialet som går att nå via webben. Länkar redovisas i källförteckningen.

Utredningens utgångspunkt är självklart inte tänkt som ett underlag för att dra långtgående slutsatser om konsekvenser av olika investeringsbeslut.

Syftet här är istället att ge en översikt, baserad på internationella jämförelser, över hur den verkliga kostnaden för olika slag av produktionskapacitet ser ut. Till kostnaderna för fossilbaserad produktion i dessa studier bör hänsyn också tas till att det med stor sannolikhet tillkommer olika slag av koldioxidbaserade avgifter och skatter.

Detsamma gäller för övrigt vid all investering i energiproduktionsanläggningar. De faktorer som påverkar lönsamhetskalkylen är utöver kapital- och produktionskostnader även regelverk, skatter och subventioner.

Ytterligare en faktor att beakta är att den svenska produktionskapaciteten till vissa delar kommer att behöva förnyas under samma tidsperiod, mellan 2025-2045.

Den befintliga kärnkraften fasas då ut, liksom den vindkraft som byggts under perioden 2000-2015.

Detta innebär att det blir ett starkt tryck på finansiärer och en kraftig efterfrågan på kapital inom energisektorn vilket stärker argumentet att det krävs långsiktiga, förutsägbara politiska ramvillkor.

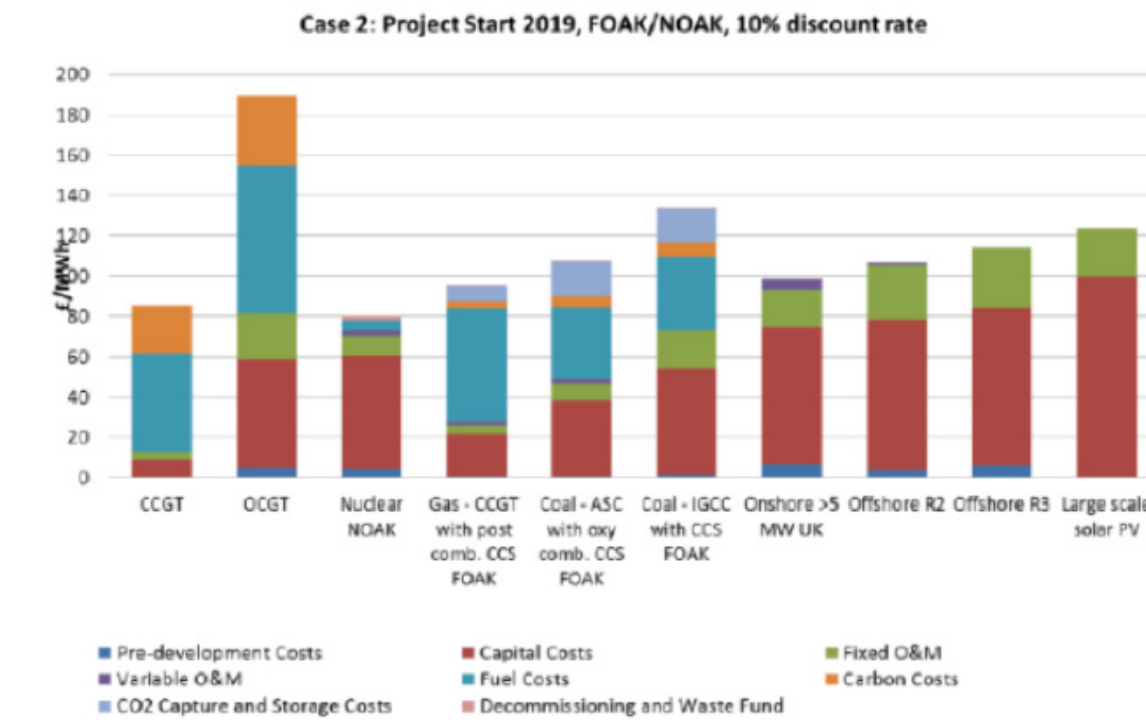
Här nedan redovisas sammanfattande översikter över kostnader från tre studier:

- Synthesis on the Economics of Nuclear (EU 2013)
- Annual Energy Outlook, USA 2011
- Projected costs of generating electricity, OECD 2010

EU-studien ”Synthesis on the Economics of Nuclear”, december 2013

En ny studie som presenterades för EU-kommissionen i december 2013 belyser kostnaderna för ny kärnkraft och jämför dessa med andra energislag.

”Synthesis on the Economics of Nuclear” av William D. D’haeseleer, Professor at the University of Leuven (KU Leuven), Belgium, redovisar att ny kärnkraft är den kraftproduktion som totalt sett uppvisar de lägsta totalkostnaderna (se diagram nedan).



Bilden illustrerar de senaste officiella sifferunderlagen för nybyggnadsprojekt av olika energiproduktionskällor i Storbritannien, och avser den samlade kostnaden per producerad MWh, i GBP 2012.

Studiens sammanfattning är följande:

Nybyggd kärnkraft är kapitalintensiv och för närvarande inte billig, men det kan förväntas att kapitalkostnaden kommer att sjunka i framtiden. (Särskilt i jämförelse med dagens nybyggnation inom EU. Detta beror främst på lärdomar av nuvarande arbeten, storskalighetseffekter genom att bygga flera reaktorer, standardisering, strikt kostnadskontroll, konkurrens bland leverantörer etc).

- Det är upp till kärnkraftsindustrin själv att bevisa att nybyggnation av reaktorer går att göra kostnadseffektivt.
- Kärnkraftens långa livslängd är en intressant och kostnadseffektiv lösning för överskådlig tid om säkerhetskraven kan garanteras.
- Efterbearbetningen av kärnbränsle har låga kostnader och den totala livscykelkostnaden för kärnbränsle är relativt billig.
- Externa kostnader för kärnkraft är låga, inklusive kostnader för eventuella olyckor (och mycket lägre än externa kostnader för fossil kraftproduktion).
- Systemkostnaderna för kärnkraftverk är låga, jämförbara med reglerbara fossileldade kraftverk, och, enligt två oberoende beräkningar som nyligen genomförts, mycket lägre än systemkostnaderna för intermittent förnybar produktion.

Där det finns ett nationellt politiskt stöd och tillstånd givna av nationella säkerhetsmyndigheter (det första ett allmänt stöd för tekniken som sådan och det andra uppställda adekvata myndighetskrav) kan uppgradering av befintliga reaktorer för förlängd livstid fortsätta att leverera konkurrenskraftig, koldioxidsnål, säker, stabil och tillförlitlig elproduktion under kommande årtionden. Nya reaktorer kan tillkomma, alternativt ersätta reaktorer som fasas ut och vara en del av nationell energimix på lång sikt.

Alla övriga kostnader, utöver investeringskostnader för förlängd livslängd av befintliga reaktorer, eller för nybyggnad av reaktorer, såsom kostnader för drift och underhåll, livscykelkostnader för bränsle, avfall och nedmontering, pålitlighet, systemkostnader och andra externa kostnader, är marginalkostnader och gör kärnkraft till en ekonomiskt mycket fördelaktig produktionskälla. Särskilt om även andra tillgängliga kraftslag belastas med alla sina övriga kostnader.

En av studiens slutsatser visar att den väsentliga faktorn för ny kärnkraft är att få en bättre kontroll över kapitalkostnaderna.

Externa kostnader

När det gäller externa kostnader, till exempel för bränsle och skatter, ligger kostnaderna mellan 1-4 Euro/MWh för kärnkraft.

Motsvarande kostnader för andra kraftslag uppgår till:

- Kol ca 40 Euro/MWh
- Gas ca 20 Euro/MWh
- Sol ca 10 Euro/MWh
- Vind ca 2 Euro/MWh

(Alla priser i 2012 års nivå)

Tillkommande systemkostnader

Systemkostnaderna vad gäller anslutning till nät för olika kraftslag är enligt studien följande:

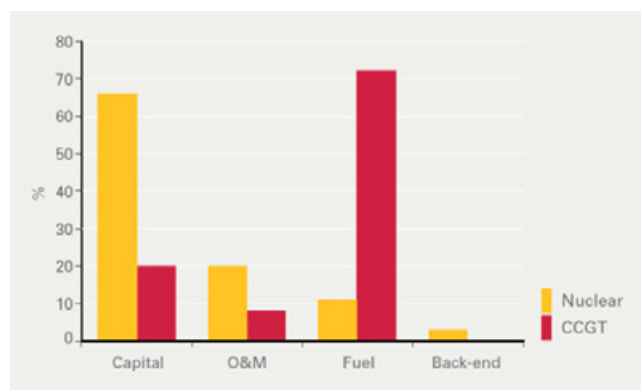
- Kärnkraft 2-3 USD/MWh
- Kol 1 USD/MWh
- Gas 0,5 USD/MWh
- Vind onshore 20-30 USD/MWh
- Vind offshore 30-40 USD/MWh
- Sol 35-55 USD/MWh

(Alla priser i 2011 års nivå)

Den enskilt största posten för ny kärnkraft är kapitalkostnaden för investeringen. Den är betydligt större än för andra produktionslag. Däremot är de rörliga kostnaderna, som bränsle, och andra kostnader lägre än för andra jämförbara produktionslag.

Nedanstående bild visar storleksjämförelser mellan kärnkraft och gas.

Cost profile of nuclear and gas-fired generation (Fig. 4.1 from [DTI 2007])



O&M står för drift och underhållskostnader, Back-end betyder kostnader för att hantera använt bränsle, avfall etc.

Kärnkraftens komparativa fördelar har framför allt varit den långa drifttiden och den höga tillgängligheten som gör att den högre kapitalkostnaden kunnat fördelas under lång tid med hög produktion och stabila regulatoriska villkor.

Annual Energy Outlook, USA, 2011

En annan studie, gjord av Energy Information Administration, dvs USA:s officiella myndighet för energistatistik, visar att kärnkraft och gas är de mest prisvärda alternativen.

Studien är intressant eftersom den visar de samlade kostnaderna för olika produktionslag, inkluderande kapitalkostnad, drift och underhåll, andra externa kostnader och kostnader för transmission. Den ger även en beskrivning av bedömd kapacitetsfaktor, dvs hur stor andel av installerad kapacitet som kan tillgodogöras.

Studien redovisar kostnaden för olika projekt år 2016, som de beräknades år 2011.

Tabell 1. Estimated Levelized Cost of New Generation Resources, 2016

Plant type	Capacity Factor (%)	U.S Average Levelized Costs (2009 \$/megawatthour) for Plants Entering Service in 2016				
		Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System Levelized Cost
Conventional Coal	85	85.5	3.9	24.5	1.2	95.1
Advanced Coal	85	74.7	7.9	25.9	1.2	109.7
Advanced Coal with CCS	85	92.9	9.2	33.3	1.2	136.5
Natural Gas-fired						
- Conventional Combined Cycle	87	17.5	1.9	44.6	1.2	65.1
- Advanced Combined Cycle	87	17.9	1.9	41.2	1.2	62.2
- Advanced CC with CCS	87	34.7	3.9	48.5	1.2	88.4
- Conventional Combustion Turbine	30	45.8	3.7	69.9	3.5	123.0
- Advanced Combustion Turbine	30	31.7	5.5	61.3	3.5	102.1
Advanced Nuclear	90	90.2	11.1	11.7	1.0	114.0
Wind	34	83.3	9.5	0	3.4	96.1
Wind - Offshore	34	209.7	28.1	0	5.9	243.7
Solar PV ¹	25	194.9	12.1	0	4.0	211.0
Solar Thermal	18	259.5	46.6	0	5.5	312.2
Geothermal	91	77.4	11.9	9.5	1.0	99.8
Biomass	83	55.4	13.7	42.3	1.3	112.6
Hydro	53	78.5	4.0	6.2	1.8	90.5

1 Costs are expressed in terms of net AC power available to the grid for the installed capacity.

Source: Energy Informations Administration, Annual Energy Outlook 2011, April 2011, DOE/EIA-0383 (2011)

Den amerikanska studien följs upp med jämna mellanrum för att ge en så träffsäker bild som möjligt över hur kostnaderna utvecklas för olika investeringsprojekt. Perspektivet är i samtliga fall att kunna ge en vägledning över hur kostnaderna kommer att se ut när projekten är realiserbara, dvs med en tidsförskjutning av ca 6 år.

Projected costs of generating electricity, OECD, 2010

Ytterligare en studie, ”2010 OECD study Projected Costs of generating Electricity ” redovisar produktionskostnader för olika produktionsslag i OECD Europa jämfört med Kina enligt följande:

Actual Costs of Electricity (US cents/kWh)

Technology	region or country	At 10% discount rate	At 5% discount rate
Nuclear	OECD Europe	8.3-13.7	5.0-8.2
	China	44-5.5	3.0-3.6
Black coal with CCS	OECD Europe	11.0	8.5
Brown coal with CCS	OECD Europe	9.5-14.3	6.8-9.3
CCGT with CCS	OECD Europe	11.8	9.8
Large hydro-electric	OECD Europe	14.0-45.9	74-23.1
	China: 3 Gorges	5.2	2.9
	China: other	2.3-3.3	1.2-1.7
Onshore wind	OECD Europe	12.2-23.0	9.0-14.6
	China	7.2-12.6	5.1-8.9
Offshore wind	OECD Europe	18.7-26.1	13.8-18.8
Solar photovoltaic	OECD Europe	38.8-61.6	28.7-41.0
	China	18.7-28.3	12.3-18.6

Source: OECD/IEA-NEA, 2010, *Projected Costs of Generating Electricity*, Tables 3.7 This shows the levelised cost, which is the average cost of producing electricity including capital, finance, owner's costs on site, fuel and operation over a plant's lifetime.

Elforsk 2009

I underlaget till studien ovan, samt i beräkningar från Elforsk från 2009 framgår följande beräkningar av produktionskostnaden per kWh för gaskraft respektive kärnkraft:

Gas

Gaskraftverk har låga investeringskostnader och hög flexibilitet. Det är den energikälla som har ökat kraftigast i OECD-länder de senaste decennierna. De största svagheter är känsligheten mot bränslepriser och tillgången på gas samt en risk för stora kostnader vid användning som baslast. Precis som för kolkraft med CCS gäller för gaskraftverk med CCS att verkningsgraden sjunker, investeringskostnaderna ökar och lönsamheten jämfört med verk utan koldioxidavskiljning påverkas kraftigt av framtida priser på utsläppsrätter och utsläppskvoter. Eftersom utsläppen av

koldioxid är jämförelsevis mindre vid eldnning med gas än med kol, är det troligt att CCS-tekniken kommer att bli mindre etablerad vid gasanläggningar än vid kolkraftverk. Den redovisade kostnaden på cirka 70 öre/kWh vid 5 procent ränta och 80 öre/kWh vid 10 procent ränta gäller en anläggning i Tjeckien och kommer ifrån ”Projected costs of generating electricity” (2010).

När man analyserar elproduktionskostnaderna för kolkraftverk och naturgasanläggningar med CCS bör man komma ihåg att det är ny teknik som ännu inte har demonstrerats i full skala vilket medför en osäkerhet kring kostnaderna. De avskiljningstekniker som nu testas vid pilotanläggningar för kolkraft i Europa planeras att vara redo för demonstration runt år 2015 för att sedan användas kommersiellt efter år 2020 enligt Elforsks ”Inventering av framtidens produktions-tekniker för el- och värmeproduktion” (2009).

Kärnkraft

Som nämnts tidigare är kärnkraften en kapitalintensiv energikälla som kräver stora investeringar och en jämförelsevis lång konstruktionsperiod vilket gör tekniken känslig mot olika räntenivåer. Samtidigt levererar en reaktor mycket el, till en låg rörlig kostnad, under mycket lång tid. Teknisk/ekonomisk livslängd för ett kärnkraftverk uppskattas till 40 – 60 år.

Sammantaget gör det kärnkraften till ett av energislagen med lägst elproduktionskostnad. Detta, i kombination med låga koldioxidutsläpp och en önskan om att minska beroendet av fossila bränslen, har lett till att flera länder överväger att bygga nya reaktorer.

Siffrorna är hämtade ifrån ”Projected costs of generating electricity” (2010) och representerar ett genomsnitt av de kostnader som angetts av länder i Europa. Merparten av reaktorerna som ingår i studien är avancerade reaktorer av Generation III+, t ex den fransk/tyska reaktorn EPR som nu byggs i Finland. Vid en ränta på 5 procent ligger elproduktionskostnaden på omkring 40 öre/kWh och vid 10 procent ränta på knappt 70 öre/kWh.

De värden som rapporterats ifrån länder i Asien är betydligt lägre – runt 25 öre/kWh respektive 35 öre/kWh för 5 och 10 procent ränta. Skillnaden ligger framförallt i antaganden om lägre investeringskostnader.

Kostnaden för hantering av avfallet är låg. Det beror på att pengar för slutförvaret fonderas långt i förväg och på att kostnaderna för hanteringen är relativt ringa utslaget på producerad kWh. I samtliga fall har man förutsatt att det är en reaktor som byggs i serie, det vill säga att det inte är den första reaktorn i sitt slag, vilket exempelvis är fallet med EPR:n i finska Olkiluoto. Även om eventuella extrakostnader i samband med ”first-of-a-kind”-byggen inte har räknats med så kan erfarenheterna ifrån dessa byggen påverka kostnaderna för projekten som följer därpå, särskilt efter flera år av bygguppehåll. Goda erfarenheter och en brant lärlkurva bland leverantörerna skapar förutsättningar för lägre kostnader vid kommande projekt medan det motsatta riskerar att

resultera i ett motstånd bland möjliga investerare och förlängda byggtider. Branschen arbetar löpande med åtgärder för att minimera riskerna för förseningar i byggprojekten och därigenom minska elproduktionskostnaderna. Exempelvis tillämpar flera länder typgodkännanden av reaktorer för att förenkla tillståndsprocessen. Man försöker också standardisera reaktorerna för att effektivisera byggprocesserna. Det är även möjligt att prefabricera moduler som skeppas till byggplatsen för att där monteras samman till en färdig reaktor. Kärnkraften är ett av de kraftslag som tjänar allra mest på skaleffekter, både gällande storleken på och antalet reaktorer. Att exempelvis samlokalisera flera reaktorer på en plats gör att konstruktionsplaneringen och tillståndsprocessen förenklas samtidigt som en mängd infrastrukturella funktioner kan delas.

Elforsk 2011

Elforsk har även gjort en uppdatering av sina beräkningar i en rapport 2011 (Elforsk 11:26).

Där framgår följande:

”Kostnadsunderlag som har varit tillgängligt inför denna uppdatering pekar på att investeringskostnaden för kärnkraften underskattades i den förra versionen av rapporten. Detta är en huvudsaklig anledning till att produktionskostnaden för kärnkraften har ökat markant jämfört med rapporten från 2007 och nu är i nivå med andra storskaliga kondensanläggningar.(ca 40 öre/kWh)

Gasmotorer har fått en betydligt högre elproduktionskostnad jämfört med tidigare utgåva kopplat till ett betydligt högre gaspris för småskaliga applikationer (utöver den som kan kopplas till generellt högre gaspris). Det beror i sin tur på att gaspriset har getts en finare indelning i förhållande till behov (effekt) och konsumtion jämfört med tidigare. Detta berör även den mindre gaseldade kraft-värmeverket (gaskombi).(ca 55 öre/kWh)

Produktionskostnaden för kolkraft har inte stigit. Det beror bl a på att prisökningen för kolkraftverk jämte annan internationellt upphandlad kraftverksteknik har varit låg om den stigit över huvud taget, jämfört med t ex biobränsle- och avfallseldade anläggningar. Det kan bl a avläsas

ur olika internationella index, varav några återges i Figur 5-1. Vidare var total DoU-kostnad (summa fast och rörlig) högre i den föregående versionen. Ett kostnadsunderlag som är gemensamt och konsistent med övrig fossil baskondens samt CCS-alternativen har använts i föreliggande uppdatering.”

Konklusion

Studierna visar att all produktion av energi är förknippad med stora investeringskostnader. Ny kraftproduktion genererar en produktionskostnad mellan 40-100 öre per kwh, nästan oavsett vilken produktionsform som väljs. Högre dock för havsbaserad vindkraft.

Det låga elpris som gäller idag motiverar i princip inga investeringar alls i ny produktionskapacitet i Sverige. Det som ändå gör att det investeras i ny vindkraft och i biobränsleeldad produktion är subventionerna för detta via elcertifikatsystemet.

Samtidigt har den ökande andelen investeringar i vindkraft och stark global konkurrens vad gäller produktion av vindkrafttaggregat bidragit till att kostnaderna för vindkraftverk har sjunkit betydligt de senaste åren.

Självklart kommer det att vara avgörande hur de politiska ramverken ser ut. Investeringar i energiproduktion är mycket långsiktiga investeringar. För kärnkraft handlar det om ca 60 års perspektiv, men också vindkraften med en livslängd på ca 20-25 år är långsiktiga investeringar, jämfört med hur det tillgängliga kapitalet kan allokeras i annat fall.

Den sammantagna effektbristen genom minskad produktionskapacitet i det svenska systemet efter år 2020 beräknas av olika aktörer kunna uppgå till ca 5 000 MW.

Att ersätta denna kraft med ny kapacitet kommer att bli en utmaning för såväl politiken som för investerare och industri.

6. Miljöaspekter på ny baskraft

All energiproduktion ger upphov till mer eller mindre påverkan på miljön. Debatten under de senaste åren har framför allt kommit att handla om utsläppen av växthusgaser, och då främst koldioxid.

Ur ett sådant perspektiv är kärnkraft en näst intill ren produktionskälla. Tillsammans med vatten, vind och solenergi ligger den klart bättre till än naturgas och framför allt kol.

Här nedan ges en sammanfattad beskrivning av kärnkraftens och naturgasens påverkan ur ett livscykelperspektiv.

Miljöaspekter vid ny kärnkraft

Kärnkraftsproducerad el ger i princip inga utsläpp till atmosfären. Samtidigt innebär utnyttjande av kärnkraft ett ansvarstagande för det använda, radioaktiva kärnbränslet som måste förvaras avskilt under mycket lång tid.

Kärnkraft är en effektiv och driftsäker teknik för elproduktion. Den har låga rörliga produktionskostnader, hög säkerhet och är praktiskt taget fri från försurande och klimatpåverkande utsläpp.

Ur ett livscykelperspektiv är kärnkraften tillsammans med vattenkraft och vindkraft de former av elproduktion som avger lägst koldioxidutsläpp (se diagram från japansk studie senare i avsnittet).

Utnyttjande av kärnkraft ställer mycket höga krav på säkerhetstänkande under drift.

Bränsle och avfall

Den största delen av kärnkraftens miljöpåverkan sker vid framställningen av bränslet. Vid uranbrytning uppstår en lokal förändring av landskapet som vid vilken annan gruvbrytning som helst. Och precis som vid annan gruvverksamhet ska miljön återställas efter avslutad gruvdrift.

Det radioaktiva avfallet som uppkommer vid drift av kärnkraftverken är låg-, mellan- och

högaktivt avfall. Det lågaktiva avfallet består mest av begagnad skyddsutrustning, till exempel plastdukar och städmaterial. En del av detta avfall bränns i en ugn för radioaktivt avfall i Studsvik och resten läggs i markdeponi vid de tre verken. Askan och rökgasfilter därifrån tas om hand som medelaktivt avfall.

Det medelaktiva avfallet är begagnade filter- och jonbytarmassor från reaktorsystemens reningsutrustning. Detta avfall gjuts in i betongkokiller vid driftavdelningarna och körs sedan till SFR, Slutförvar för kortlivat radioaktivt avfall, som finns i anslutning till Forsmarks kärnkraftverk.

Det högaktiva avfallet utgörs av det använda reaktorbränslet. Det förvaras under några år under vatten, som måste kylas, i reaktorernas egna bränslebassänger. Därefter transporteras det i speciella behållare till mellanlagret för använt bränsle. Detta mellanlager, CLAB, finns i anslutning till Oskarshamnsverket.

Kärnkraftsföretagens gemensamma avfallsfrågor handläggs av det företag de äger tillsammans, Svensk Kärnbränslehantering AB, SKB. SKB har tagit fram en metod för slutförvar av det använda bränslet från de svenska reaktorerna.

För snart tjugo år sedan inleddes en stegvis lokaliseringprocess för att hitta en plats för slutförvaret för det använda kärnbränslet. Undersökningarna utmynnade i två mycket bra alternativ – Forsmark respektive Oskarshamn. Analyserna och resultaten från platsundersökningarna ledde i sin tur fram till att SKB i juni 2009 valde Forsmark.

I mars 2011 ansökte SKB hos Strålsäkerhetsmyndigheten och Mark- och miljödomstolen om att få tillstånd att bygga Kärnbränsleförvaret i Forsmark. Runt år 2025 räknar de med att anläggningen är redo att ta emot de första leveranserna av använt kärnbränsle för slutförvaring.

Säkerhetsfrågor

Säkerhetsfrågor är i fokus på kärnkraftverk eftersom haverier, transportolyckor, attentat med mera skulle kunna få stora konsekvenser.

Efter naturkatastrofen vid Fukushima i Japan 2011 beslutade sig EU för att ta fram ett särskilt program för stresstester av samtliga kärnkraftverk inom EU. Dessa tester görs under tillsyn av respektive nationell myndighet.

SKB och kärnkraftsföretagen poängterar själva att de strävar efter att förbättra säkerheten och utveckla miljötänkandet. Målet är minsta möjliga påverkan på miljö och de människor som bor i närheten av anläggningarna.

Miljöaspekter vid ny gaskraft

Idag erbjuder alla större tillverkare av gasturbiner verkningsgrader uppemot 61 procent.

Förr trodde man att ångkylning var enda sättet att nå verkningsgrader över 60 procent. Det gav gasturbiner med avancerad ångkylning och svårstartade bottenkylare på höga ångdata. Både Siemens och General Electrics gaskombianläggningar (kraftverk som producerar el både via gasturbinen och en ångturbin) klarar idag en varmstart på mindre än 30 minuter, upp till full last. Det är betydligt snabbare än vad ångkylda maskiner klarar. Lyftkylda anläggningar är den enda teknik som klarar att möta de krav på flexibilitet som är kopplade till framtidens varierande elproduktion.

De större tillverkarna har idag utvecklat luftkylda gasturbiner för kombiprocesser och nått 61 procent verkningsgrad. Ångkylning är idag förmodligen bara ett alternativ för maskiner med eldnings temperaturer över 1600°C, där luften inte räcker till både för kylning och låga emissioner.

Siemens, General Electric, Alstom och Mitsubishi har alla utvecklat nya versioner av sina kombianläggningar. Nyckeln till 61 procent verkningsgrad är gasturbiner med hög prestanda, vilket inkluderar komponenter, tryckförhållande och eldnings temperaturer.

Koldioxid

En modern kombianläggning släpper ungefär ut hälften så mycket koldioxid som en motsvarande koleldad anläggning. Det beror på att kombianläggningen har högre verkningsgrad och att naturgas har högre andel väte jämfört med kol. Att kombianläggningarna också är mycket flexibla gör dem attraktiva som reservkraft för att balansera t ex vindkraft.

Om gasturbinen eldas med förnybart bränsle kan den bli koldioxidfri. De flesta tillverkare tillåter ganska breda bränslespecifikationer men det finns ingen gasturbin som klarar av större variationer i bränslekvalitet.

Den stora ökningen av mycket intermittent kraftproduktion har ändrat förutsättningarna för kombianläggningar. En trolig utveckling är att gasturbinbaserade anläggningar kommer att gå från att vara baskraft, dvs att användas för kontinuerlig produktion, till att bli effektreserv att användas vid olika insatsbehov istället.

Utvinning av gas

Naturgasutvinning sker både på land och till havs, antingen i samband med oljeutvinning eller i separata naturgasfyndigheter. I nyare fyndigheter pressas gasen ofta upp ur borrhålet genom självtryck. I äldre fyndigheter, där trycket avtagit, pumpas ofta koldioxid eller vatten ner för att öka trycket och på så sätt pressa upp gasen.

Naturgasens sammansättning och kvalitet varierar stort. Efter utvinning måste gasen därför bearbetas innan den kan användas. Processen ser olika ut beroende på den utvunna gasens sammansättning. Vanligen avskiljs vattenånga, andra gaser såsom LPG (gasol) och andra oönskade ämnen som kan finnas i gasen, till exempel kvicksilver och vätesulfid.

I de fall naturgas utvinns i samband med oljeutvinning och det inte finns några möjligheter att ta tillvara gasen, bränns gasen bort. Innan naturgas började användas kommersiellt brändes i stort sett all naturgas som utvanns i samband med oljeutvinning, vilket ledde till stora koldioxidutsläpp. I dag försöker man ta vara på all den gas som utvinns.

Transport och distribution av naturgas

Efter att naturgasen pumpats upp ur berggrunden kan den tas om hand på två sätt. Det enklaste, billigaste och vanligaste sättet är att transportera gasen i stora rörledningar, pipelines. Om gasfyndigheten ligger långt bort från användarna, eller om det av andra anledningar är svårt att bygga rörsystem, omvandlas gasen till flytande form, LNG (Liquefied Natural Gas), och kan därefter transporteras med tankfartyg.

Omvandlingen av naturgas till LNG sker genom att gasen komprimeras och kyls ner till minus 162° C. En kubikmeter LNG motsvarar så mycket som 600 kubikmeter naturgas. Processen är förhållandevis dyr och energikrävande och rörtransport är därför att föredra om det är möjligt. LNG används också som ett sätt att lagra naturgas.

Gasen transporteras från utvinningsplatsen till distributionsnäten i så kallade transmissionsledningarna. Ledningarna har normalt en diameter på cirka en meter och ligger antingen på havsbotten eller på land, då oftast nedgrävda. Gasen transporteras i rörledningar med ett övertryck på mellan 40 och 100 bar. LNG fraktas med specialbyggda fartyg till hamnar som är sammankopplade med distributionsnäten. Den värms sedan i speciella anläggningar för att återgå till gasform och kunna transporteras i rörsystemen. Att använda LNG småskaligt är relativt nytt men på frammarsch. Med småskalig användning menas att distributionen av LNG går med tankbilar eller i framtiden på järnväg till enskilda kunder som inte har möjlighet att koppla in sig på en rörledning. Det kan vara industrier som ligger långt från rörnäten, eller tung vägtrafik eller fartyg som förvarar naturgas i flytande form ombord och använder det som bränsle.

Eftersom LNG förenklar långväga transporter av naturgas har tekniken potential att koppla samman marknader, som tidigare varit isolerade från varandra, för att på så sätt diversifiera handelsvägarna för naturgas. LNG är således en internationell råvara, medan naturgas transporterad i rörledningar är en relativt regional produkt.

När gasen övergår från säljare till köpare mäts volymen. Luktmedel tillsätts för att det ska vara lättare att upptäcka eventuella läckor. Slutligen transporteras gasen genom ett distributionsnät av mindre rör till reglerstationer där trycket sänks igen innan den vidaretransporteras till konsumenterna. Trycket är i det här skedet cirka fyra bar, ungefär som i ett pumpat cykeldäck. Om gasen ska användas av små användare, såsom enskilda hushåll, sänks gstrycket ytterligare.

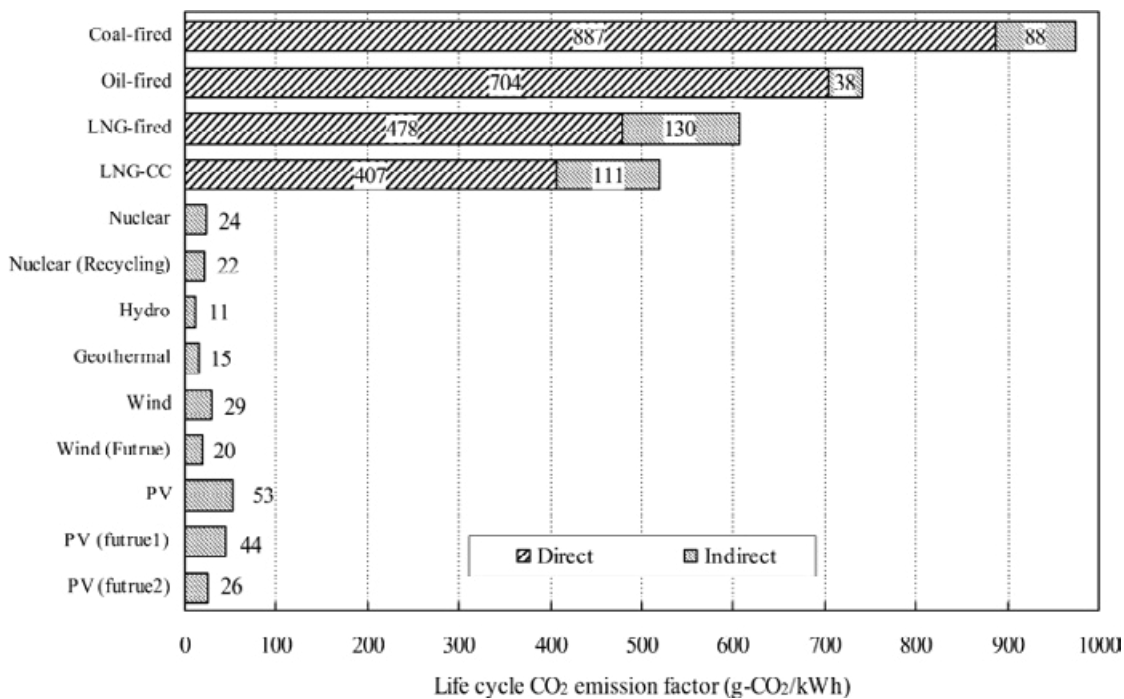
Både vid transport och vid användning av naturgas finns det risk för läckage som kan leda till explosioner och bränder. För att minimera riskerna finns flera säkerhetsanordningar. Ledningarna grävs ner och ingen bebyggelse är tillåten inom ett visst säkerhetsavstånd. Antalet olyckor kopplade till naturgas har historiskt varit få.

Både naturgas och biogas består i huvudsak av metan och är till naturen väldigt lika. Skillnaden mellan dem är sättet de framställs på. Naturgas och biogas används redan idag på samma sätt och i samma typ av anläggningar och nät. En utbyggnad av dagens naturgasnät möjliggör därför en övergång till ökad användning av biogas i takt med att biogasproduktionen ökar.

Livscykelpåverkan vid produktion av elektricitet

Alla former av produktion av elektricitet innebär utsläpp av växthusgaser i någon form, särskilt när man tar i beaktande den totala livscykeln för olika produktionslag.

Bilden nedan visar utsläpp av CO₂ från olika produktionsmetoder för elektricitet ur ett sådant livscykelperspektiv. Här ingår t ex utsläpp vid tillverkning av maskindetaljer, från utvinning av bränslen till hantering av avfall etc.



Life cycle GHG emission analysis of power generation, Japanese case, by Hiroki Hondo

Det är viktigt att poängtera att detta är resultatet i en studie, som ett exempel på hur man kan jämföra olika produktionslags påverkan ur ett livscykelperspektiv.

Andra studier som särskilt gått igenom livscykelperspektiv på vindkraft visar en spridning för denna när det gäller total CO₂-påverkan uppgående till mellan 7 gr och ca 100 gr/kWh.

Framför allt visar alla studier att den stora skillnaden när det gäller total CO₂-påverkan finns mellan å ena sidan kol respektive gasanläggningar och å den andra sidan övriga produktionslag.

7. Tillståndsprocesser för kommande produktion

Prövning av ny kärnkraft

Arbetsgången för hur byggande av ny kärnkraft i enlighet med riksdagens energipolitiska beslut 2010 ska gå till finns redan fastlagd. Dock återstår det att utarbeta ett antal detaljerade föreskrifter inom olika delar av processen.

I ett särskilt uppdrag från riksdagen återkom regeringen med detaljerade anvisningar över vilka lagstiftningar som gäller och hur de avgörande besluten ska tas.

Nya kärntekniska anläggningar och tillståndspliktiga förändringar av befintliga anläggningar ska prövas både enligt kärntekniklagen och enligt miljöbalken. En ansökan om tillstånd lämnas in dels till Strålsäkerhetsmyndigheten, som bereder ärendet enligt kärntekniklagen och dels till mark- och miljödomstolen, som bereder ärendet enligt miljöbalken. Till ansökan ska i båda ärendena, således även i ärendet enligt kärntekniklagen, fogas en miljökonsekvensbeskrivning enligt 6 kap. miljöbalken.

Av 24 § i kärnteknikförordningen framgår att en ansökan om tillstånd enligt 5 § i kärntekniklagen ska göras skriftligen och ges in till Strålsäkerhetsmyndigheten. I förordningen anges också att om ansökan avser en fråga som regeringen ska pröva, ska myndigheten skaffa behövliga yttranden och med ett eget yttrande överlämna handlingarna i ärendet till regeringen.

Strålsäkerhetsmyndigheten ska bedöma ärende enligt kärntekniklagen med utgångspunkt i de grundläggande säkerhetskraven enligt denna lag och de grundläggande strålskyddskraven enligt strålskyddslagen samt föreskrifter som preciserar dessa krav. En bedömning ska även göras av hur de allmänna hänsynsreglerna enligt 2 kap. miljöbalken uppfylls. Underlag som ska bedömas är den inlämnade miljökonsekvensbeskrivningen samt en första preliminär säkerhetsredovisning tillsammans med tekniska och andra redovis-

ningar av den planerade anläggningen och dess drift som ska fogas till ansökan. Myndigheten ska i sin beredning bedöma om verksamheten kan förväntas bli lokaliserad, utformad och bedriven på ett sådant sätt att säkerhets- och strålskyddskraven samt kraven på fysiskt skydd uppfylls. Dessutom ska myndigheten bedöma hur de allmänna hänsynsreglerna enligt miljöbalken uppfylls.

Mark- och miljödomstolen bereder ärendet i enlighet med bestämmelserna i 22 kap. miljöbalken. Underlag är, på samma sätt som i kärntekniklagsärendet, de allmänna hänsynsreglerna enligt 2 kap. miljöbalken, den inlämnade miljökonsekvensbeskrivningen, ritningar och tekniska beskrivningar med uppgifter om förhållandena på platsen, produktionsmängd eller annan liknande uppgift samt användningen av råvaror, andra insatsvaror och ämnen liksom energianvändning.

Av förarbetena till miljölagstiftningen framgår att miljödomstolens handläggning enligt miljöbalken förutsätts ske parallellt med en beredning av tillståndsärendet enligt kärntekniklagen hos Strålsäkerhetsmyndigheten och att expertmyndighetens granskningsrapport från prövningen enligt kärntekniklagen finns tillgänglig vid prövningen enligt miljöbalken. Uttalandet gäller i första hand situationer där den kärntekniska verksamheten också ska tillåtlighetsprövas av regeringen enligt 17 kap. miljöbalken. Enligt Strålsäkerhetsmyndighetens uppfattning bör den ordningen även kunna vara en utgångspunkt när en sådan anläggning endast ska miljöprövas av Mark- och miljödomstolen.

Om frågan avser en ny kärnteknisk verksamhet som ska tillåtlighetsprövas enligt 17 kap. miljöbalken får som huvudregel verksamheten tillåtas endast om den berörda kommunen har tillstyrkt detta. Inhämmandet av kommunens inställning i frågan görs antingen av Mark- och miljödomstolen som ett led i beredningen av tillåtlighetsfrågan eller i ett senare skede av regeringen själv.

I stora drag ser gången ut enligt följande.

1. Sökanden upprättar och lämnar in ansökan om tillåtlighet och tillstånd enligt miljöbalken och tillstånd enligt kärntekniklagen.
2. Mark- och miljödomstolen bereder ärendet enligt miljöbalken, håller huvudförhandling. Prövar enligt miljöbalken – yttrande.
3. Strålsäkerhetsmyndigheten bereder ärendet enligt kärntekniklagen – yttrande. Samordning sker med mark- och miljödomstolens arbete enligt punkt 2.
4. Kommunfullmäktige tillstyrker eller avstyrker verksamheten.
5. Regeringen beslutar om tillåtlighet enligt miljöbalken. Regeringen beslutar också om tillstånd enligt kärntekniklagen samt om tillståndsvillkor.
6. Mark- och miljödomstolen håller ny huvudförhandling. Ger tillstånd och meddelar villkor enligt miljöbalken.
7. Strålsäkerhetsmyndigheten beslutar om eventuella ytterligare villkor enligt kärntekniklagen respektive strålskyddslagen samt prövar enligt regeringens tillståndsvillkor.

Prövning enligt kärntekniklagen

Med utgångspunkt i de krav som gäller kärntekniska anläggningar ska följande förhållanden och aspekter ingå i tillämplig omfattning:

- Redogörelser för den planerade anläggningens lokalisering, konstruktion och utförande med dess barriärer och funktioner av olika slag.
- Analyser av anläggningens barriärer och funktioners förmåga att dels förebygga olyckor som kan leda till skadlig verkan av strålning (radiologisk olycka) och lindra konsekvenser om olyckor ändå sker, dels förhindra obehörigt intrång och sabotage.
- Den planerade verksamhetens utsläpp och strålningspåverkan från utsläpp i omgivningen under normala och störda driftförhållanden samt vid antagna olycksförlopp.

- Utformningen av den planerade verksamhetens personalstrålskydd.
- Planerat omhändertagande av kärnavfall och annat radioaktivt avfall som uppkommer i verksamheten samt planer för framtida avveckling av anläggningen.
- Den sökandes tillämpning av allmänna hänsynsregler.
- Utformningen av den planerade verksamhetens fysiska skydd mot obehörigt intrång och sabotage samt mot obehörig befattning med kärnämne och kärnavfall.

Beredning av tillstånd och prövning av tillståndsvillkor gällande kärntekniska anläggningar och andra komplexa anläggningar där strålning används:

- Utformningen av den planerade verksamhetens beredskap att vidta skyddsåtgärder inom anläggningen i händelse av störningar och haverier, eller hot om sådana samt åtgärder för att återföra anläggningen till säkert och stabilt läge.
- Den sökandes organisation, ekonomiska och personella resurser samt kompetens för att upprätthålla säkerheten och strålskyddet samt det fysiska skyddet så länge skyldigheterna enligt kärntekniklagen kommer att kvarstå.
- Den sökandes planerade ledning och styrning av uppförande, drift och fysiskt skydd av anläggningen samt av kärnämneskontrollen.
- Den sökandes ansvarsförsäkring eller annan ekonomisk säkerhet för ersättning vid radiologiska olyckor. Om en ansökan omfattar flera alternativa anläggningstyper eller flera alternativa konstruktioner och utformningar ska de av ovanstående aspekter som berörs av detta bedömas för varje anläggningstyp eller utformning.

Underlag som behövs

För att myndigheten ska kunna granska och bedöma förhållanden och aspekter behöver ansökningshandlingarna i tillämplig omfattning innehålla följande för varje alternativ anläggningstyp eller alternativ anläggningsutformning som ansökan avser:

- En första preliminär säkerhetsredovisning med uppgifter om den planerade anläggningens lokalisering, konstruktion, utförande och verksamhet samt dels säkerhetsanalyser av dess förmåga att förebygga radiologisk olycka och lindra konsekvenser om olycka ändå sker, dels analyser av dess förmåga att förhindra obehörigt intrång och sabotage.
- Miljökonsekvensbeskrivning som möjliggör en samlad bedömning av den planerade verksamhetens förväntade miljöpåverkan.
- En redogörelse för hur de allmänna hänsynsreglerna uppfylls.
- Uppgifter om den planerade verksamhetens utsläpp och personalstrålskydd samt strålningspåverkan från utsläpp i omgivningen under normala och störda driftförhållanden samt vid antagna olycksförlopp.
- Uppgifter om utformning av planerat fysiskt skydd och planerad beredskap för omhändertagande av störningar och haverier.
- Uppgifter om planerat omhändertagande av kärnavfall och annat radioaktivt avfall uppkommer i verksamheten samt planer för framtida avveckling av anläggningen.
- Uppgifter om den sökandes organisation, ekonomiska och personella resurser samt kompetens för att upprätthålla säkerheten och strålskyddet samt det fysiska skyddet.
- Uppgifter om den sökandes planerade ledning och styrning av uppförande och driften av anläggningen.
- Uppgifter om den sökandes ansvarsförsäkring eller annan ekonomisk säkerhet för ersättning vid radiologiska olyckor.

Yttranden inhämtas

Av kärnteknikförordningen framgår att Strålsäkerhetsmyndigheten vid beredning av ansökan ska skaffa behövliga yttranden och med ett eget yttrande överlämna handlingarna i ärendet till regeringen. Detta innebär att ansökan tillsammans med miljökonsekvensbeskrivningen och lämpliga rapporter som sammanfattar ansökningsunderlaget skickas till berörda svenska myndigheter. Normalt berörs följande myndigheter:

- **Länsstyrelsen i berört län**
- Berörda kommuner
- Lokala säkerhetsnämnden för berörd anläggning (när ärendet gäller en kärnteknisk anläggning)
- Naturvårdsverket
- Myndigheten för samhällsskydd och beredskap
- Arbetsmiljöverket
- Havs- och vattenmyndigheten
- Berörd polismyndighet
- Svenska Kraftnät (när ärendet gäller elproducerande anläggningar).

Beroende av ärendets art kan det även bli aktuellt att inhämta yttranden från andra organisationer. Berörda myndigheter och andra organisationer bör ha minst två månader på sig att för återkomma med sina yttranden i ärendet.

Kungörande

Enligt 5 b § kärntekniklagen ska 6 kap. miljöbalken om miljökonsekvensbeskrivningar tillämpas vid prövning enligt kärntekniklagen. Det innebär bl a att de regler om kungörelse som framgår av 6 kap. 8 § ska följas. Enligt dessa ska miljökonsekvensbeskrivningen och ansökan kungöras. Därefter ska miljökonsekvensbeskrivningen och ansökan hållas tillgängliga för allmänheten, som ska beredas tillfälle att yttra sig över dessa innan ärendet prövas. Det framgår inte närmare hur eller hur länge kungörelsen ska ske. Med utgångspunkt i vad som anges i 14 a § strålskyddsförordningen (1988:293) bör följande gälla. En kungörelse om att en miljökonsekvensbeskrivning har upprättats ska införas i Post- och Inrikes Tidningar och i den eller de ortstidningar som myndigheten bestämmer. I kungörelsen ska anges att skriftliga anmärkningar mot miljökonsekvensbeskrivningen får lämnas till Strålsäkerhetsmyndigheten inom en viss angiven tid, senast fyra veckor efter det att kungörelsen var införd i Post- och Inrikes Tidningar. Samma förfarande gäller vid beredning av tillstånd till verksamheter som beslutas av Strålsäkerhetsmyndigheten enligt 3 a § förordningen om kärnteknisk verksamhet samt 20 § strålskyddslagen och där myndigheten beslutat att en miljökonsekvensbeskrivning ska ingå i ansökningsunderlaget.

Detta innebär att Strålsäkerhetsmyndigheten kungör ärendet när myndigheten anser att underlaget är komplett och då även informerar om var miljökonsekvensbeskrivningen och ansökan finns tillgänglig för allmänheten. Platsen för var beskrivningen ska hållas tillgänglig beslutar Strålsäkerhetsmyndigheten lämpligen i samråd med berörd kommun.

Med hänsyn till den parallellprövning som görs enligt kärntekniklagen eller strålskyddslagen och miljöbalken kan det vara lämpligt att Strålsäkerhetsmyndigheten och Mark- och miljödomstolen samordnar kungörande och utställning av miljökonsekvensbeskrivning och ansökan som en sökande har upprättat.

Även om själva processen finns fastlagd på en övergripande nivå så tillkommer naturligtvis en lång rad olika arbeten.

Strålsäkerhetsmyndigheten ska utarbeta detaljerad beskrivning för de olika stegen i processen. Myndighetens arbete med att pröva ansökan om uppförande av ny kärnteknisk anläggning ska vara helt avgiftsfinansierad av sökande.

Vattenfall, som har ansökt om tillstånd för en eller två nya reaktorer i enlighet med den nya lagstiftningen, kommer att betala 100 MSEK utsprikt på tre år för myndighetens arbete.

Strålsäkerhetsmyndigheten behöver komplettera med ytterligare resurser på området och med tanke på att det under många år inte varit möjligt enligt lag att pröva nya ansökningar så har också utbildningen inom området blivit eftersatt.

Vidare kan den sökande behöva hantera frågor om markrättigheter och att säkra upp tillräcklig omfattning av mark för ändamålet med verksamheten. Det kommunala planarbetet behöver kanske sättas igång för att komplettera översikts- och detaljplaner över det aktuella området.

Projektarbetet angående själva investeringen behöver fullföljas med noggrann kontroll av de finansiella förutsättningarna efter att de olika villkoren för anläggningen klarlagts.

Sammantaget innebär de formella prövningarna i enlighet med lagstiftningen att processen från ansökan till dess att Strålsäkerhetsmyndigheten i slutändan kan ge tillstånd för provdrift och senare effektdrift handlar om en tidsperiod på upp till tio år.

Prövning av ny gaskraft

Om det ska byggas en ny förbränningsanläggning krävs det tillstånd alternativt anmälan enligt 9 kap. miljöbalken.

Enligt förordningen kräver förbränningsanläggningar med en total installerad tillförd effekt av mer än 200 MW tillstånd av Mark- och miljödomstolen, och om effekten är minst 10 MW men högst 200 MW krävs tillstånd av länsstyrelsen. Uppförandet av mindre anläggningar (mer än 500 kW men mindre än 10 MW) ska anmälas till den kommunala nämnden.

Anläggningen kräver också detaljplan och bygglov enligt PBL och regeringen förbehåller sig rätten att pröva anläggningens tillåtlighet.

Förbränningsanläggningar av en viss storlek ingår dessutom i det europeiska systemet för utsläppshandel, vilket innebär att utsläpp av koldioxid från dessa anläggningar inte får ske utan tillstånd enligt Lag (2004:1199) om handel med utsläppsrätter. Att en anläggning ingår i handelssystemet innebär vidare att koldioxidutsläppen inte får begränsas t ex genom villkor i ett annat tillstånd.

Följaktligen kräver en större förbränningsanläggning normalt ett tillstånd för bedrivande av den miljöfarliga verksamheten, samt ett tillstånd för utsläpp av koldioxid. Utsläppstillståndet beviljas emellertid utan vidare prövning om verksamheten har erforderligt tillstånd enligt miljöbalken, samt om ”verksamhetsutövaren bedöms kunna övervaka och rapportera verksamhetens utsläpp av koldioxid på ett tillförlitligt sätt.” (2 kap. 5 §, Lag om handel med utsläppsrätter).

Miljökonsekvensbeskrivningar

För att möjliggöra en bedömning av vilken påverkan olika verksamheter har på miljön ska i princip alla ansökningar om tillstånd innehålla en miljökonsekvensbeskrivning. För att möjliggöra en ”samlad bedömning” av miljöpåverkan av en viss verksamhet i en ansökan om tillstånd att ”anlägga, driva eller ändra” miljöfarlig verksamhet och vattenverksamhet ska det som huvudregel ingå en miljökonsekvensbeskrivning. Detsamma gäller tillåtlighetsprövningar och ansökningar om tillstånd enligt 7 kap. 28 a § (6 kap. 1 §, miljöbalken).

För att få en uppskattning om processtiden kan Öresundsverket användas som exempel.

I april 2003 skickade E.ON en ansökan till dåvarande Miljödomstolen i Växjö om tillstånd för ett nytt kraftverk "i det gamla". Efter positiva besked från olika remissinstanser, Miljödomstolen och Malmö Stad kunde så beslutet om investeringen tas i E.ON Sveriges styrelse den 23 augusti 2006.

Prövning av nätutbyggnad

Enligt ellagen krävs det en koncession för att bygga och använda en kraftledning. Inför koncessionsbeslut prövas om en ledning är lämplig från allmän synpunkt, bl a utifrån miljöbalkens regler, plan- och bygglagstiftningen och de säkerhetskrav som måste ställas på kraftledningar. Vidare görs en prövning av om sökanden är lämplig att utöva nätverksamhet.

En ansökan om koncession ska, förutom att innehålla en miljökonsekvensbeskrivning och uppgifter om hur de allmänna hänsynsreglerna i 2 kap. miljöbalken iakttas, innehålla uppgifter om de överföringsbehov som ledningen ska tillgodose, alternativa ledningssträckningar som sökanden undersökt, resultatet av de samråd som föregått ansökan samt den spänning för vilken ledningen är avsedd.

Till ansökan ska bl a fogas en teknisk beskrivning av den planerade ledningen, en kostnadsberäkning, karta över ledningens föreslagna sträckning och beskrivning av den mark som behöver tas i anspråk, bestyrkta förteckningar över ägare och innehavare av fastigheter som ledningen ska dras fram över eller av fastigheter som på annat sätt behövs för anläggningen, uppgift om de överenskommelser som träffats om upplåtelse av mark för ledningen eller de hinder som finns mot sådana överenskommelser samt redogörelse för sökandens organisation. Före beslut om koncession inhämtas yttranden från berörda länsstyrelser, kommuner, myndigheter, intresseorganisationer, fastighetsägare och andra sakägare.

Regeringen har bemyndigat Energimarknadsinspektionen att pröva frågor om nätkoncession. För ärenden som avser utlandsförbindelser eller ledningar med en spänning överstigande 145 kV där någon sakägare, kommun eller statlig myndighet motsätter sig bifall till ansökan, fattar regeringen beslut om koncessionen.

Ett särskilt bekymmer i tillståndsprocesserna utgörs av den utbredda oron för elektriska och magnetiska fält kring kraftledningar.

Spänningen mellan en kraftlednings faslinor och marken ger upphov till ett elektriskt fält. Detta kan ibland medföra elektriska urladdningar i form av lättare stötar, om man befinner sig precis under en kraftledning. Fenomenet är obehagligt men inte farligt.

Ett större problem är oron för de magnetiska fälten. Vi omges ständigt av ett statiskt magnetfält (det som får kompassnålen att visa mot norr). Men kring stamnätets växelströmsledningar finns ett magnetfält som ändrar riktning med nätets frekvens 50 Hz.

Detta är nu på intet sätt unikt för kraftledningar. Alla elektriska apparater som vi använder genererar magnetfält. Fältstyrkan mäts i enheten mikrotesla (μT). En hårtork ger 30 μT mot användarens huvud och den som lagar mat vid en induktionsspis utsätts för ett magnetfält på 1,2 μT . Magnetfältet sjunker mycket snabbt med avståndet. Det gäller såväl hushållsapparater som kraftledningar.

Det finns inte några vetenskapliga underlag som gör det möjligt att fastställa exakta gränsvärden för hur höga magnetfälten får bli. I brist på sådana gränsvärden tillämpar Svenska Kraftnät i stället en försiktighetsprincip som innebär att verket vidtar åtgärder så fort magnetfälten avviker väsentligt från det normala. Som ett riktvärde gäller då att magnetfältet som genomsnittligt årsmedelvärde inte ska överstiga 4 μT där människor varaktigt vistas.

Vid projektering av nya ledningar har Svenska Kraftnät en väsentligt högre ambitionsnivå. Där används målsättningen att magnetfältet som ett genomsnittligt årsmedelvärde aldrig ska överstiga 0,4 μT . Det finns tre anledningar till detta.

Den första är att Svenska Kraftnät av erfarenhet vet att det över decennierna sker ny exploatering som gör att bebyggelse kommer allt närmare ledningarna. Den andra är att målsättningen tar höjd för ev. framtida forskningsrön. Och den tredje är att det oftast är förenat med ganska marginella merkostnader när man ska bygga helt nya ledningar.

Lokala och globala miljöintressen

Processerna kring tillstånd och markåtkomst vid byggande av nya ledningar tenderar att bli allt mer tidskrävande. Anledningen är oftast intressekonflikter mellan lokala och globala miljöintressen.

Varje ny kraftledning medför ingrepp i miljön och möter regelmässigt stort motstånd från dem som berörs. Utmed flera planerade ledningssträckor har det bildats aktionsgrupper mot nya kraftledningar och varje nytt led i processen överklagas. Ett annat skäl till de långa tillståndsprocesserna är det faktum att det för att bygga en ledning krävs många tillstånd, som beslutas av olika myndigheter. Flera av tillstånden har att göra med markåtkomst och miljöpåverkan.

Handläggningstiderna hos berörda myndigheter eller instanser är ofta långa och i vissa fall mycket osäkra. Ledtider på tio år från investeringsbeslut till drifttagning är inte ovanliga, när det gäller utbyggnader i stamnätet. Det beror framför allt på den långa processen för att bevilja koncession.

Koncessionsprocessens syfte är att avväga motstående intressen men det finns enligt Svenska Kraftnäts mening en benägenhet att dessa avdömingar skjuts upp för att i stället ersättas med krav på Svenska Kraftnät att genomföra ytterligare kompletterande utredningar.

Enligt Svenska Kraftnäts uppfattning är det tillståndsgivningen för nya ledningar som kommer att bli gränssättande för hur snabbt stora mängder förnybar energi kan introduceras i det svenska elsystemet.

Även på Europainivå har tillståndsprocesserna identifierats som en gränssättande faktor för att klara EU:s klimat- och energimål och de ingår därför som en viktig del i den förordning om riktlinjer för transeuropeisk energiinfrastruktur som antogs i november 2012.

De tidskrävande tillståndsprocesserna och begränsade möjligheter till finansiering av projekt anges av kommissionen vara de största hindren för att få erforderliga investeringar på plats till 2020.

En koncession utgör dock inte bara en rättighet, utan även en skyldighet att överföra el på den sträcka som är angiven i koncessionen. Ett föreläggande eller förbud enligt miljöbalken kan därför vara oförenligt med de förpliktelser som följer av den koncession som beviljats enligt ellagen.

I ett avgörande från Mark- och miljööverdomstolen den 26 augusti 2011 har denna lagkonflikt mellan ellagen och miljöbalken blivit uppenbar.

Där har Svenska Kraftnät ålagts att flytta en ledning som verket haft koncession för i mer än 40 år.

Dagens ordning i koncessionsärenden innebär att regeringen efter en samlad bedömning väger av de motstående intressen som kan finnas mellan nätägaren och t ex en berörd kommun. Med Mark- och miljööverdomstolens prejudicerande utslag ges nu varje kommunal miljönämnd möjlighet att ifrågasätta utgången av denna avvägning.

8. Förberedelser inom lagstiftning och myndigheter

Gällande lagstiftning på området

Som beskrivits tidigare finns det lagstiftning fastställd som reglerar hur prövning och beslut om tillståndsgivning för kraftproduktion går till.

När det gäller kärnkraft regleras detta dels i enlighet med Kärntekniklagen och dels i enlighet med Miljöbalken. Det är Strålsäkerhetsmyndigheten som ansvarar för prövningen enligt den förstnämnda lagstiftningen och Mark- och miljödomstolen som har ansvaret enligt den andra lagstiftningen. Berörd kommun ska ta ställning enligt plan- och bygglagen. Ytterst tar regeringen sedan ställning till frågan om tillåtlighet. Svenska Kraftnät anger förutsättningarna för att föra ut kraften från anläggningen till marknaden.

Till dessa lagstiftningsrekvisit kommer ett antal förordningar, varav det för nybyggnation av kärnreaktor behöver utarbetas ett antal inom olika områden. Detta på grund av att det inte förekommit någon nybyggnation de senaste 30 åren i Sverige.

Även när det gäller eventuella gaskraftverk är det miljöbalken samt plan- och bygglagen som vägleder tillståndsprövningar. Till det kommer frågeställningar om infrastruktur för tillförsel av naturgas. Bedömningar av försörjningstrygghet och avtalsförhållanden med gasleverantörer måste också göras.

Gällande lagstiftning inom de berörda sakområdena synes vara tillräcklig för att kunna pröva frågan om ny kraftproduktion, med komplettering av vissa specifika förordningar som kommer att utarbetas efter hand. Riksdagens energipoli-

tiska beslut 2010 och dess följdredovisningar har här spelat en stor roll för att klargöra de lagliga förutsättningarna.

Myndigheternas förutsättningar

De myndigheter som ytterst är ansvariga för prövning av tillåtelse av ny kärnkraft respektive ny gaskraft i Sverige är Strålsäkerhetsmyndigheten, Mark- och Miljödomstolen (samt Mark- och miljööverdomstolen), berörda kommuners nämnder och andra beslutsfattande organ som hanterar plan- och byggfrågor. Till detta ska nämnas andra myndigheter och verk som har en roll i arbetet med kraftproduktion som Svenska Kraftnät, Myndigheten för Samhällsskydd och Beredskap samt berörda länsstyrelser.

När det gäller prövning av ansökningar för ny kärnkraft ska sådana avgiftsfinansieras fullt ut av den sökande. I det sammanhanget kommer Strålsäkerhetsmyndigheten att bygga upp sin kompetens för att hantera arbetet med ansökan på ett fullgott sätt. I ett första skede sker det under tre år, i samband med att Vattenfall lämnat in ansökan om att ersätta reaktorer antingen i Ringhals eller i Forsmark.

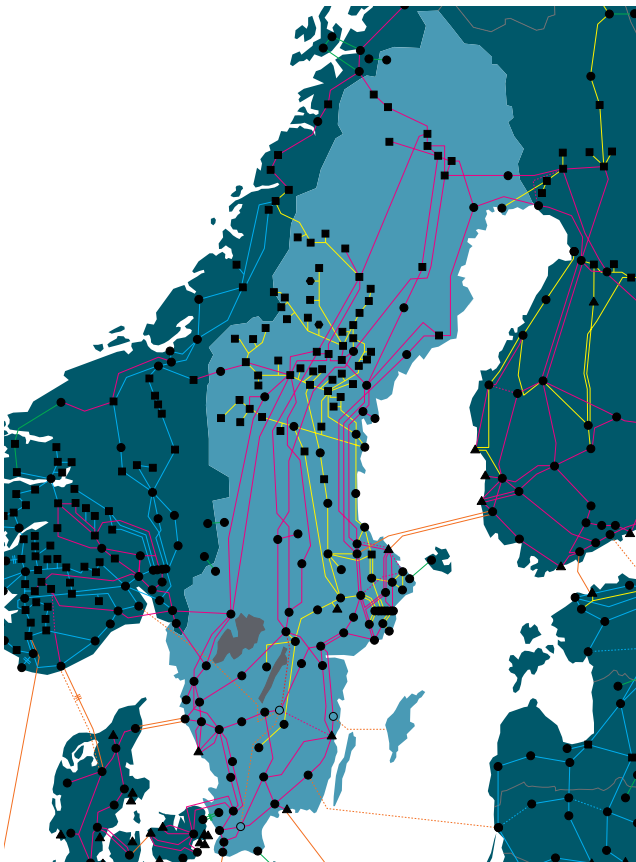
Därutöver synes det för närvarande inte föreligga behov av ytterligare resursförstärkningar hos myndigheterna av det här skälet. Dock talar vi om, åtminstone när det gäller eventuell ny kärnkraft, processer som löper under många år. Det egentliga behovet av resurser lär därför avgöras längre fram. Viktigt är också att understryka riksdagens ställningstagande om att några subventioner inte får förekomma.

9. Kapaciteten i infrastruktur för ny baskraft

Kraftnätens kapacitet

En viktig fråga när man studerar möjliga lokaliseringar av produktionskapacitet för ny baskraft är dels var behov av kapacitet i systemet är störst, dels tillgången till nätkapacitet för att distribuera kraften.

Bilden nedan visar det svenska stamnätet för el-distribution per 2013.



Det pågår sedan flera år en kraftig utbyggnad av överföringskapaciteten, inom Sverige och mellan Sverige och angränsande länder.

Den förändrade energipolitiken utgör den främsta övergripande drivkraften för nätinvesteringarna. Utbyggnaden av stamnätet måste följa samhällsutvecklingen, så att de politiska ambitionerna kan fullföljas utan att nätet utgör en begränsning.

Sammantaget har Svenska Kraftnät redovisat ett investeringsbehov av ca 12 miljarder kronor under tiden 2015-17 i förbättrad nätkapacitet. Till det kommer också en lång rad andra nätägares investeringar i lokala och regionala nät.

Svenska Kraftnäts egna prioriteringar utgår från tre huvudområden.

Anslutning av ny elproduktion

Utbyggnadsplanerna för vindkraft förändras kontinuerligt och är behäftade med stor osäkerhet. Hur mycket som kommer att byggas avgörs av elcertifikatsystemets utformning, elpriset samt kostnaderna för att anlägga vindkraftsparkerna. När i tiden utbyggnaden kan ske påverkas i hög grad av de utdragna tillståndsprocesserna. Var utbyggnaden görs är en mycket viktig fråga ur nätsynpunkt men påverkas av flera osäkra faktorer.

En stor vindkraftsutbyggnad i norr leder, förutom till de direkta åtgärder som följer av själva anslutningen, till krav på ökad kapacitet i stamnätet för att överföra kraften till förbrukare och export söderut. Även en utbyggnad i söder påverkar överföringen i stamnätet, eftersom vattenkraften i norra Sverige, Norge och Finland i ökad utsträckning kommer att behöva användas som en reglerresurs. Slutligen är behovet av nätförstärkningar i Sverige inte bara avhängigt vindkraftsutvecklingen i Sverige, utan även beroende av volym och lokalisering av ny vindkraft i norra Norge och Finland.

Sammantaget utgör den omfattande vindkraftsutbyggnaden en betydande nätplaneringsutmaning för affärsverket Svenska Kraftnät. Förhållandet understryks ytterligare av att tillståndsprocesserna för att bygga ut stamnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för att ge tillstånd till själva vindkraftsanläggningarna.

Effekthöjningarna i kärnkraftverken kräver nya anslutningsledning till stamnätet. Under 1980- och 90-talen höjdes effekten i de flesta kärnkraftsreaktorer med i storleksordningen fem till tio procent. Därefter har fortsatta effekthöjningar i form av verkningsgradshöjningar planerats och genomförts. Hittills under 2000-talet har ansökningar om höjning av den termiska effekten lämnats till regeringen för åtta av landets tio reaktorer.

Exakt vilken elektrisk effekttökning som de nu sökta effekthöjningarna kommer att medföra återstår att se.

Flaskhalsar och marknadsintegration

Målet med marknadsintegration är att åstadkomma en effektiv elmarknad med väl fungerande konkurrens, som ger säker tillgång på el till internationellt konkurrenskraftiga priser. Arbetet inom EU med att skapa en gemensam europeisk inre marknad för el har intensifierats under senare år. Det tredje inre marknadspaketet angav en ny ambitionsnivå och har gett upphov till ett flertal omfattande initiativ inom såväl marknadsutveckling som nätplanering. Syftet är att förbättra resursutnyttjandet ur såväl ett samhällsekonomiskt som miljömässigt perspektiv.

Under 2014 har ett betydande steg tagits genom att de nordvästeuropeiska länderna sedan den 4 februari är priskopplade på day ahead-marknaden. Det innebär att elbörserna samtidigt och med samma metoder beräknar marknads priser och handelsvolymerna mellan länderna för kommande leveransdygn.

Förutsättningarna för ett gott resursutnyttjande och nyttan av en gemensam marknad är direkt beroende av den fysiska sammanlänkningen. Det är därför viktigt att flaskhalsar såväl i det nordiska elnätet som mellan Norden och kontinenten byggs bort.

Åtgärder för främjande av infrastruktur och förbättrat tillträde till gränsförbindelser för att stärka förutsättningarna för fungerande elmarknader är centrala delar i EU:s tredje inre marknadspaket. Också försörjningssäkerheten är viktig i ett EU-perspektiv.

Genom utveckling av medlemsstaternas energimarknader och utbyggda överföringsförbindelser skapas förutsättningar för att ingå i den inre energimarknaden även för de länder som idag energimässigt är ”öar” utan tillräcklig förbindelse med övriga EU.

Estland, Lettland och Litauen utgör de mest närliggande exemplen. Svenska Kraftnät är sedan 2008 engagerat i arbetet med att utveckla en gemensam baltisk elmarknad. Belgien, Danmark, Estland, Finland, Frankrike, Lettland, Litauen, Luxemburg, Nederländerna, Norge, Polen (via SwePol Link), Storbritannien, Sverige och Tyskland, som kan länkas samman med den nordiska och europeiska. Utlandsförbindelsen NordBalt från Sverige till Litauen byggs med

stöd från EU. En stabil baltisk energiförsörjning och energisäkerhet ligger även i Sveriges intresse. Under det gångna året har systemoperatören i Lettland också kommit in som delägare i den nordiska elbörsen.

Nya utlandsförbindelser medför ökad överföring i det svenska stamnätet. Det sätter fokus på interna elområdesgränser, som i vissa driftsituationer kan vara begränsande. Svenska kraftnät beaktar således även behovet av interna nätförstärkningar, inte bara mellan elområden, utan också lokalt i de områden där nya produktionsanläggningar och utlandsförbindelser ska anslutas.

Genom projektet SydVästlänken kommer de begränsningar som ibland uppstår i överföringen av el till södra Sverige att avhjälpas. Därmed kan risken för skillnader i elpris mellan södra och mellersta Sverige reduceras.

Den nya 400 kV-ledningen från Stenkullen till Lindome och en planerad 400 kV-ledning mellan Stenkullen och Skogssäter är tänkta att bli åtgärda begränsningarna i det sk Westkustsnittet. Därmed stärks överföringen av el från kontinenten till Norge via den svenska västkusten.

Reinvesteringsbehov

Stamnätet är grundläggande för elförsörjningen och utgör en central del av landets infrastruktur. Samhällets allt större elberoende ställer också ständigt högre krav på en god elförsörjning.

Stamnätets förmåga till en god elförsörjning måste kunna upprätthållas trots anläggningarnas stigande ålder. Fel på stamnätet kan få stora konsekvenser för underliggande nät och anslutna kunder. I värsta fall kan stora störningar inträffa. Svenska kraftnät kan således inte avvakta med investeringsåtgärder till dess att ett haveri inträffar, utan måste planera och genomföra investeringar innan anläggningarnas tekniska livslängd uppnås.

På motsvarande sätt kartläggs, med hänsyn till anläggningarnas status, förnyelsebehovet för ledningar. De nödvändiga åtgärderna behöver samordnas med nyinvesteringarna och de begränsningar som finns för genomförandet, i första hand avbrottsmöjligheter och resurser, måste beaktas.

Systemkritiska lokaliseringar

Beslut om var ny produktionskapacitet lokaliseras påverkar både tillgängligheten till ny kraft och de totala systemkostnaderna för sådan ny kraft.

Ur ett totalkostnadsperspektiv synes det naturligt att förlägga ny kapacitet till platser där det redan idag finns utbyggd nätinфраstruktur. Som beskrivits i annat kapitel är det också angeläget att jämma ut effektbristen mellan olika elområden genom att i första hand finna lokaliseringar i södra och mellersta Sverige.

Till exempel skulle placering i Barsebäck, vid Ringhals och i Oskarshamn och Forsmark vara att föredra, ur ett rent systemperspektiv. Självklart kan det finnas andra skäl som talar mindre för dessa platser, men det bör också tas i beaktande att det redan är platser med uttalat riksintresse för energiproduktion.

Utbyggnad av nät för gasdistribution

Som framgår under avsnitt 7 är det stamnät som finns i Sverige för gas ett nät från Danmark (via Skåne) uppefter västkusten till Stenungsund med en avgrening i Halland som sträcker sig till Gnosjö.

Planer har funnits under lång tid att utöka stamnätet i riktning mot Stockholm.

De allra senaste uppgifterna från gasintressenterna i Sverige pekar nu istället mot att en tänkt framtida utbyggnad inte sker genom att ytterligare utöka stamnätet, utan genom att utveckla ett antal regionala nät.

Det är nät som får sin primära gasförsörjning genom transport av LNG till en central depå varifrån gasen sedan leds ut i en region.

Med fördel ligger en sådan depå vid en hamn, där fartyg med LNG (flytande gas) kan angöra och lossa sin last. Därifrån omvandlas gasen till flyktig form och leds genom ett nät ut till olika kunder. Därigenom är det också möjligt att anlägga tankstationer för gasfordon utefter nätets dragning.

Sådant nät planeras och diskuteras till exempel i Gävle med dragning till Sandviken.

Utbyggnaden av regionala gasnät kommer även att innebära möjligheter för biogasproducenter att få tillgång till distributionsnät.

Förutom transmissionsnätet utefter västkusten finns lokala gasnät i ett antal städer. Dessa är Linköping, Norrköping, Stockholm, Trollhättan, Borås, Västerås, Örebro samt Skellefteå.

10. Tidsperspektiv för uppförande av ny produktionskapacitet

Som framgår av denna utredning är tidsperspektiven för att uppföra ny produktionskapacitet väldigt skiftande beroende på vilken typ av produktionslag det gäller.

När det handlar om ny kärnkraft är såväl handläggningstiden för de tillstånd som krävs liksom själva produktionstiden för att uppföra nya anläggningar betydande.

Tillståndsprocessen, som i mycket handlar om att utveckla de praktiska stegen på nytt eftersom det var länge sedan sådana tillstånd hanterades i Sverige, beräknas uppgå till ca tio år.

För kärnkraft gäller också de beslutade förutsättningarna att nya reaktorer skall lokaliseras till de platser där det idag finns reaktorer som är i drift. Det innebär att nya reaktorer kan byggas i Ringhals, Oskarshamn eller Forsmark. Det gör att frågor om nätkapacitet och tillstånd för nätanslutningar kan vara förhållandevis enkla att hantera.

Själva byggandet av anläggningen avgörs framför allt av praktiska frågeställningar, som att det rent byggtkniskt går att uppföra anläggningen i enlighet med de säkerhetskrav m m som gäller. De senaste exemplen på nybyggnation av kärnkraftverk visar att man bör räkna med ett tidsperspektiv på mellan sex och åtta år innan anläggningen är i drift och levererar el till nätet.

När det gäller nya gaskraftverk är processerna betydligt snabbare.

Själva tillståndsprocesserna beräknas ta cirka två till tre år. Beroende på val av lokalisering kan tillkomma tidsperspektiv för nätutbyggnad av elnät samt eventuella nät för gasdistribution till anläggningen. Med rätt planering kan dessa delar samordnas på ett effektivt sätt.

Att bygga ett gaskraftverk tar också det mellan två och tre år, **under gynnsamma förutsättningar och vid användning av en befintlig anläggningsplats**, innan det är klart att tas i drift.

11. Förutsättningar för energianvändning i ett EU- och globalt perspektiv

Det finns många faktorer som anger förutsättningarna för energiproduktion och konsumtion. Ytterst kommer dock ramverken för användning av energi att omgärdas av politiska beslut som i allt växande grad påverkas av internationella överenskommelser med anledning av mänsklig klimatpåverkan.

Varje land har unika förutsättningar som påverkar vilken energimix som är möjlig. Men de nationella besluten kommer att vara beroende av ramverk och bindande överenskommelser om utsläpps begränsningar som träffas på internationell nivå.

Globala klimat- och energiöverenskommelser

Klimatutmaningen är global, den måste hanteras gemensamt, omedelbart och med ökad ambition. Det är anledningen till FN:s strävanden på klimatområdet.

Inom ramen för FN:s klimatförhandlingar har världens länder enats om att en ny global klimatöverenskommelse ska träffas senast 2015 och träda i kraft senast 2020. Beslutet fattades vid klimatkonventionens partskonferens i Durban i december 2011 och innebar att en ny arbetsgrupp för den så kallade Durbanplattformen etablerades med mandat att ta fram ett protokoll, ett annat rättsligt instrument eller ett överenskommet utfall med rättslig verkan under klimatkonventionen, som gäller för alla parter.

Den nya överenskommelsen bör möjliggöra utsläpps begränsningar som är tillräckligt långtgående för att uppnå det så kallade tvågradersmålet, dvs att jordens temperaturökning begränsas till 2 grader jämfört med 1900-talets början. Överenskommelsen bör också möjliggöra att alla stora ekonomier och alla sektorer bidrar till de globala

ansträngningarna för att begränsa utsläppen. Klimatfrågan behöver dessutom integreras i alla policyområden, exempelvis elförsörjning, transport, industri, jordbruk, skogsbruk och bredare strategier för hållbar utveckling.

Den kommande överenskommelsen anses behöva omfatta följande byggstenar: utsläpps begränsningar, anpassning, stöd för implementering inklusive finansiering, teknik och marknadsmekanismer samt transparens.

Vetenskapliga studier visar att de globala utsläppen av växthusgaser vid 2030 bör ha minskat med 25 procent jämfört med 2010 års nivå. Nuvarande åtaganden om utsläpps begränsningar under Kyotoprotokollet och de frivilliga utfästelserna under klimatkonventionen bedöms dock inte tillräckliga för att nå målen.

- Marknadsbaserade mekanismer behövs för att kostnadseffektivt implementera en ny överenskommelse.
- Anpassning till klimatförändringarna kommer också att behövas i alla länder. Klimatförändringarnas effekter kommer att påverka länder olika beroende på dess kulturella, sociala och geografiska situation. Fattiga länder kommer att vara särskilt utsatta.
- Finansiering kommer att vara av stor vikt för att stödja fattiga länder att implementera sina åtaganden om utsläpps begränsningar och anpassa sig till klimatförändringarnas effekter.
- Det kommer även att vara väsentligt att kunna mäta och jämföra länders åtaganden och resultat, även om åtagandena har olika utformning. Brist på transparens, dvs om lika länder har olika sätt ange mål och att mäta dem, leder till osäkerheter och misstankar vilket undergräver förtroendet mellan länder och den politiska viljan att agera gemensamt.

Nästa steg

Varje år träffas de länder som undertecknat konventionen för vidare förhandlingar (Conference of the parties, COP). Senaste mötet, COP 20, hölls i Lima, Peru den 11-12 december 2014.

Under våren 2014 kommer Sverige, och EU, att diskutera gemensamma förhållningssätt och fortsatt agerande, inför en möjlig uppgörelse vid nästa möte, COP 21, i Paris 2015.

EU:s målsättningar på klimat- och energiområdet

Nu gällande mål för klimatarbetet inom EU kan förkortas "2020-målen".

De innebär att fram till år 2020 ska koldioxidutsläppen minska med 20 procent (jämfört med 1990), andelen förnybar energi uppgå till 20 procent samt energianvändningen effektiviseras med 20 procent. För de två första målen finns dessa även nedbrutna på mål för de enskilda medlemsländerna.

Arbetet med att anta nya målsättningar och förbereda EU inför ett globalt avtal på området har inletts. Kommissionen presenterade i början av året följande förslag:

2030-ramen, som baseras på en detaljerad analys av energipriser och energikostnader, kommer att ge investerare säkerhet om rättsläget och leda till att EU-länderna samordnar sitt arbete. Detta kommer att främja utvecklingen av ny teknik. Ramen är tänkt att driva på utvecklingen mot en koldioxidsnål ekonomi och ett konkurrenskraftigt och säkert energisystem med överkomliga energipriser för alla konsumenter. Den kommer att öka EU:s försörjningstrygghet, minska beroendet av energiimport och skapa nya möjligheter för tillväxt och sysselsättning, i och med att de potentiella priseffekterna på längre sikt beaktas.

Förslaget till ram fram till 2030 kommer att beslutas i Europeiska rådet och Europaparlamentet. Det åtföljs av ett förslag till lagstiftning om en marknadsstabilitetsreserv för EU:s system för handel med utsläppsrätter från och med 2021. I en rapport om energipriser och energikostnader i Europa, som presenterades samtidigt med ramen

för 2030, framförs att energiprisernas framtida ökning i viss mån kan begränsas genom kostnadseffektiv energi- och klimatpolitik, konkurrenskraftiga energimarknader och förbättrad energieffektivitet.

De viktigaste delarna i 2030-ramen är följande:

- Ett bindande mål för minskning av utsläppen av växthusgaser: En central del av EU:s energi- och klimatpolitik för 2030 är att den fyrtioprocentiga minskningen av utsläppen jämfört med 1990 års nivå uteslutande ska uppnås genom inhemska åtgärder. Den årliga sänkningen av taket för utsläppet från de sektorer som omfattas av utsläppshandeln ska öka från 1,74 procent idag till 2,2 procent efter 2020. Utsläppen från andra sektorer ska minska med 30 procent från 2005 års nivå, och denna ansträngning ska fördelas rättvist mellan medlemsländerna. Kommissionen uppmanar rådet och Europaparlamentet att före utgången av 2014 enas om att EU i början av 2015 ska förbinda sig till denna fyrtioprocentiga minskning, som ett led i de internationella förhandlingarna om ett nytt globalt klimatavtal som ska ingås i Paris i slutet av 2015.
- Ett bindande EU-mål för förnybar energi: Förnybar energi kommer att ha stor betydelse för övergången mot ett konkurrenskraftigt, säkert och hållbart energisystem. I kombination med en mer marknadsinriktad strategi och villkor som främjar ny teknik är det tänkt att det bindande EU-målet att den förnybara energins andel ska vara 27 procent 2030 ska ge stora vinster när det gäller energihandelsbalans, användning av inhemska energikällor, sysselsättning och tillväxt. Ett EU-mål för förnybar energi är nödvändigt för att säkra fortsatta investeringar i sektorn. Det kommer dock inte att översättas till nationella mål genom EU-lagstiftning utan ger medlemsländerna möjlighet att omvandla sina energisystem på ett sätt som är anpassat till nationella preferenser och omständigheter. Ett nytt styrningssystem som baseras på nationella energiplaner (se nedan) kommer att säkerställa att EU-målet uppnås.

- **Energieffektivitet:** Förbättrad energieffektivitet kommer att bidra till alla EU:s energipolitiska mål. Utan energieffektivitet är ingen utveckling mot ett konkurrenskraftigt, säkert och hållbart energisystem möjlig. Energieffektivitetens roll i 2030-ramen kommer att utredas vidare i samband med översynen av energieffektivitetsdirektivet, som kommer att avslutas senare i år. Kommissionen kommer att ta ställning till det eventuella behovet av ändringar av direktivet när översynen har slutförts. Energieffektivitet ska också ingå i medlemsländernas nationella energiplaner.
- **Reform av EU:s system för handel med utsläppsrätter:** Kommissionen föreslår att det ska inrättas en marknadsstabilitetsreserv när nästa handelsperiod inleds 2021. Reserven är både ett sätt att hantera det överskott av utsläppsrätter som har byggts upp på senare år och att förbättra systemets motståndskraft mot större chocker genom en automatisk justering av mängden utsläppsrätter som ska auktioneras ut. Inrättandet av en sådan reserv – vid sidan av det färskaste beslutet om att skjuta upp utauktioneringen av 900 miljoner utsläppsrätter till 2019–2020 – stöds av ett brett spektrum av berörda parter. (Energi-branschen antar att högre priser på utsläppsrätter generellt ska höja priset på el samtidigt som miljörelsen antar att en högre kostnad för utsläpp driver på övergången till andra bränslen och tekniker). Enligt den lagstiftning som föreslås kommer reserven helt att drivas enligt förutbestämda regler som inte lämnar något utrymme för kommissionen eller medlemsstaterna att göra egna tolkningar i samband med genomförandet.
- **Konkurrenskraftig, överkomlig och säker energi:** Kommissionen föreslår ett antal indikatorer för att utvärdera framstegen över tid. Dessa indikatorer rör t ex energipris-skillnader jämfört med viktiga handelspartner, diversifiering av utbudet, ökad användning av inhemska energikällor och sammanlänkningskapacitet mellan medlemsländer. Med hjälp av dessa indikatorer kommer

politiken att ge ett konkurrenskraftigt och säkert energisystem till 2030. Detta system ska bygga på en fortsatt integrering av marknader, diversifiering av utbudet, ökad konkurrens, utveckling av inhemska energikällor och stöd till forskning, utveckling och innovation.

- **Nytt styrningssystem:** I 2030-ramen föreslås en ny styrningsstruktur som baseras på nationella planer för konkurrenskraftig, säker och hållbar energi. Dessa planer kommer att utformas enligt riktlinjer från kommissionen och utarbetas av medlemsländerna enligt en gemensam metod. Det är tänkt att öka enhetligheten och EU-samordningen och förbättra tillsynen.

Nästa steg

Europeiska rådet höll en första diskussion om kommande klimat- och energipolicy vid sitt vårmöte den 20–21 mars. Där beslutades även att beslut i frågan skall tas senast i oktober 2014.

Många medlemsländer, däribland Sverige, stöder förslaget om att utsläppen av växthusgaser ska minska med 40 procent och att andelen förnybar energi ska uppgå till minst 27 procent till år 2030. Men Sverige öppnar för ytterligare insatser på klimatområdet.

Sverige skulle gärna se att EU antar ett utsläppsmål om att totalt sett minska utsläppen med 50 procent, där 40 procent ska göras i EU och 10 procent i form av insatser i utvecklingsländer.

Elpriser i EU jämfört med övriga världen

En annan faktor som har stor betydelse när man diskuterar klimatåtgärder är självfallet den internationella konkurrenskraften.

Inom EU är det uppenbart att det pris som näringslivet betalar för elen, jämfört med andra länder, spelar roll.

I en bilaga till sitt förslag angående klimat- och energipolitiken presenterade EU-kommissionen även en omfattande studie som jämför elprisernas utveckling inom EU med resten av världen.

Energipriserna har ökat i nästan alla medlemsländer sedan 2008. Detta beror huvudsakligen på skatter och avgifter men även på ökade nätkostnader. En jämförelse med EU:s internationella partner visar att prisskillnaderna ökar – i synnerhet om man tittar på de amerikanska gaspriserna. Detta kan äventyra Europas konkurrenskraft, i synnerhet när det gäller energiintensiv industri. De ökande energipriserna kan dock delvis kompenseras genom kostnadseffektiv energi- och klimatpolitik, konkurrenskraftiga energimarknader och förbättrade energieffektivitetsåtgärder – som t ex användning av energieffektiva produkter. Den europeiska industrins ansträngningar för att öka energieffektiviteten kan behöva gå ännu längre, med beaktande av de fysiska begränsningarna, eftersom konkurrenterna gör likadant och den europeiska industrin beslutar att investera i utlandet för att hamna närmare växande marknader.

Det är intressant att notera att priset inom EU är markant högre än det är i USA och Kina. Det har naturligtvis att göra med användningen av skatter, men även av hur andra länder subventionerar, direkt eller indirekt, sina konsumenters priser.

I USA har också användandet av skiffergas bidragit till att hålla kostnaderna för gas på en låg nivå, som också har en kraftig påverkan på priserna på världsmarknaden.

Skiffergas

De senaste åren har utvinningen av skiffergas fått allt större betydelse. Framför allt i USA, där såväl ekonomiska som geopolitiska skäl drivit på utvecklingen av nya tekniker för att kunna utvinna skiffergas på ett kommersiellt framgångsrikt sätt.

Den s k skifferrevolutionen är ett resultat av tekniska genombrott som har gjort en mycket omfattande resursbas av gas och olja ekonomiskt tillgänglig. De resurser som ingår i begreppen skiffergas och skifferolja benämns på engelska shale gas, coalbed methane, tight gas och tight oil, men det saknas svenska begrepp för dessa resursslager. De uppräknade kategorierna karaktäriseras av låg genomtränglighet, vilket ger kommersiellt otillräckliga gas- och oljeflöden vid traditionell utvinningsmetod med vertikala borrhål.

Ett antal miljöbekymmer har aktualiserats med den nya teknologin för att exploatera skifferresurser. Studier (Howarth m fl, 2011) visar att mellan 4 och 8 procent av den utvunna metanogasen från skifferresurser läcker till atmosfären under ett borrhåls aktiva tid och att detta är minst 30 procent mer än läckaget från konventionell gasexploatering. Andra studier kommer till mer optimistiska resultat. Till exempel menar Burnham m fl (2012) i en livscykelanalys att skiffergasens metanutsläpp är 6 procent lägre än utsläppen från konventionell gas och 23 respektive 33 procent lägre än från bensin och stenkolk.

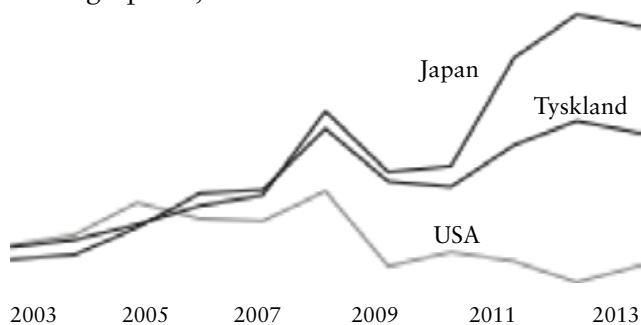
Vattenförbrukningens storlek och nedsmutsningen av grundvatten har framhållits som andra miljöbekymmer vid exploatering av skifferresurser. Det finns dock nya metoder för återvinning av vatten med stor besparingspotential (Nicot och Scanlon 2012), medan nedsmutsning av grundvattnet (högst ett par hundra meter under marken) sällan blir aktuell vid fracking, som regelmässigt äger rum på mer än tusen meters djup.

Höga transportkostnader, outvecklad infrastruktur och restriktiv handelspolitik förklarar förekomsten av separerade regionala marknader för gas, liksom vitt divergerande priser mellan marknaderna. Nordamerika är utan tvekan den mest konkurrensutsatta regionala marknaden, där

gas från skilda leverantörer ända sedan 1980-talet har fått tävla om köparnas gunst. Europeisk gashandel, i huvudsak levererad genom rörledningar, har sedan länge dominerats av långa importkontrakt med prisnivån länkad till oljepriset. På senare år har de långa kontrakten förlorat något i betydelse och spot-prissättning oberoende av oljepriset har vunnit insteg, men förändringen går långsamt. Den asiatiska marknaden baseras på sjötransporter av LNG (frost naturgas) från många källor, ursprungligen till Japan, på senare tid också till Taiwan, Sydkorea och Kina. Liksom i Europa har handeln dominerats av långa kontrakt med priset bundet till oljepriset. Uppluckringen av detta system går ännu långsammare än i Europa.

Figuren nedan redovisar hur prisavvikelse mellan USA och de andra marknaderna ökade kraftigt år 2009, då skiffergasrevolutionen tog fart.

Naturgaspriser, nominella dollar/mbtu



Anm: mbtu=miljoner British Thermal Units. 2013 avser januari–september. Japan: långa LNG-kontrakt för import från Indonesien. Tyskland: långa kontrakt för import från Ryssland. USA: Genomsnittliga priser vid Henry Hub. Källor: BP (årlig) och IMF (årlig).

Stigande inhemsk gasproduktion har kraftigt reducerat USA:s importbehov. Mellan 2007 och 2012 föll den totala importen med 32 procent till 80 mtoe, medan importen av LNG (frost gas) minskade med 78 procent till 4,4 mtoe (BP årlig).

Kollapsen för USA:s LNG-import har lett till sjunkande priser i Europa och Asien, dit leveranserna har omdirigerats. I Asien har dock dämpningen mildrats av kärnkraftskatastrofen i Fukushima, som ökat gasbehovet. Ryska exportmonopolet Gazprom, vars gashandel domineras

av långa kontrakt och priser relaterade till den fortsatt dyra oljan, har tvingats till smärtsamma anpassningar för att behålla sina kunder. År 2012 beviljade Gazprom på eget initiativ 15 procents rabatt för leveranserna till Polen. Skiffergasutvecklingen utgör ett klart hot för företagets produktionstillväxt, intäkter och makt över prissättningen. Gaspriserna lär bli pressade på alla regionala marknader under kommande år, när Japans situation förändras (regeringen vill starta stängda reaktorer igen) samtidigt som USA blir exportör.

Lägg till detta den växande diskussionen om behovet av att minska det ryska gasberoendet i Europa med anledning av inte minst det säkerhetspolitiska läget.

Skifferoljan i USA blir ekonomisk att exploatera vid oljepriser under 70 dollar. De bästa resurserna klarar avkastningskraven redan vid ett pris på 45 dollar. Detta är något lägre än de kommersiella kraven på Kanadas oljesand och väsentligt lägre än oljepriset sedan 2010. En studie från Canadian Energy Research Institute pekar på oljepriser mellan 45 och 90 dollar för att ge lönsamhet åt landets oljesand. Flytande produkter från utvinningen av skiffergas är ännu billigare att producera. Ett oljepris på mellan 10 och 40 dollar räcker för att göra dem lönsamma.

Sverige kommer mycket långt ned på listan över länder med resurser av skiffergas. Europas resurser summeras till 12 procent av världens totala resurser, men Sveriges andel av den globala siffran uppgår till 0,14 procent.

Kanada, med en lång historia av gas- och oljeutvinning, ligger i startgroparna för skifferrevolutionens utveckling. Enligt Canadian Association of Petroleum Producers förväntas skiffergas dominera totalproduktionen redan 2020. En annan tidig kandidat är Australien, vars institutioner och fysiska anläggningar påminner om dem i Nordamerika.

Kinas regering är ivrig att komma igång med egen skiffergasutvinning för att minska ett tungt importberoende. Ändå bedöms produktion i betydande skala dröja till efter 2020. Omkring 2035 beräknas dock skiffergasen svara för 70 procent eller mer av totalt inhemskt utbud.

Europas befolkningstäthet och den starka miljödebatten kan leda till att kontinenten väljer att avstå från utvinning i stor skala. Europas energisektor domineras av några få stora statsägda producenter och kontinenten saknar motsvarigheten till de små specialiserade och oberoende företag som ledde utvecklingen i USA. Polen, med Europas största tillgångar av skiffergas, gör stora ansträngningar för att få igång utvinningen. En promemoria från finansministeriet (Polish Ministry of Treasury) rapporterar att prospektering efter skiffergas seglat upp som en mycket tung investeringsaktivitet i landet. År 2015 har satts som en sannolik tidpunkt för produktionsstarten.

Den första och antagligen viktigaste konsekvensen av den växande utvinningen av skiffergas blir en dämpning av priserna på fossila bränslen.

Länder vilkas export domineras av fossilbränslen och som inte lyckas med ny produktion baserad på skifferresurser kommer att tvingas till ibland smärtsamma anpassningar för att återupprätta makroekonomisk balans. Länder som är framgångsrika i exploateringen av sina skifferresurser kommer att uppleva samma fördelar som de USA har dragit nytta av de senaste åren.

Kolproducenterna runtom i världen kommer att möta skärpt konkurrens från gas och olja. Resultatet blir en krympande kolmarknad och fallande kolpriser. Kolproducenter med höga kostnader kommer att tvingas avbryta sin verksamhet.

Kostnaden för att investera i förnybar energiproduktion i syfte att stabilisera klimatet eller öka försörjningstryggheten kan komma att stiga vid en framgångsrik skifferrevolution. Vid lägre fossilpriser ökar nämligen behovet av subventioner till ännu inte konkurrenskraftiga förnybara energislag.

Konklusion

De arbeten som pågår såväl globalt som på EU-nivå i syfte att begränsa och minska utsläppen av växthusgaser (inte minst CO₂) leder till ökad samordning av målsättningar mellan länderna. Även om det parallellt med de globala förhandlingarna pågår och tecknas överenskommelser på bilateral nivå (nu senast mellan USA och Kina) så är riktningen klar.

Diskussionen inom EU huruvida EU:s ekonomier klarar av, eller tjänar på, att gå före när det gäller klimatarbetet, fortsätter med hög intensitet under 2014.

Tillsammans med diskussionen i Sverige om klimathotet och behovet av åtgärder för att minska koldioxidutsläppen, leder detta till att alternativet kolkraft som komplement, eller ersättning, som baskraft i Sverige inte kommer att vara realistiskt. Ny kärnkraft skulle dock i detta perspektiv kunna vara troligt, förutsatt att den kan byggas med finansiellt hållbara kalkyler.

Mest troligt är dock att gaskraft i vissa strategiska lägen kan utgöra komplement vid behov.

12. Svensk elproduktion och den nordiska marknaden

Energianvändning

År 2011 uppgick den totala slutliga energianvändningen i Sverige till 379 TWh vilket är en minskning med 4 procent från 2010. Industrisektorn och bostads- och servicesektorn hade under 2011 lika stor energianvändning, 144 TWh vardera.

Det innebär för bostads- och servicesektorn en minskning med drygt 7 procent jämfört med 2010. Energianvändningen i bostads- och servicesektorn påverkas på kort sikt främst av utomhustemperaturen då en stor del går till uppvärmning.

I transportsektorn var energianvändningen 90 TWh vilket är i stort sett samma nivå som 2010.

El är det mest använda energislaget i Sverige. 2011 var den totala slutliga elanvändningen 126

TWh. Bostads- och servicesektorn använde mest el, följt av industrisektorn. Oljeprodukter är den energibärare som är näst störst efter el och den slutliga användningen uppgick till 109 TWh. Sveriges användning av oljeprodukter sker nästan uteslutande i transportsektorn.

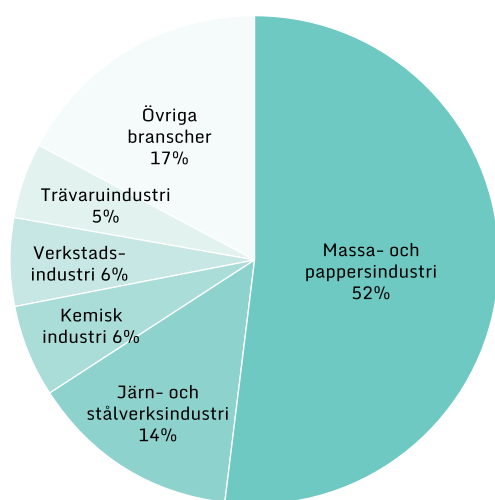
Industrins energianvändning minskade med 2 procent till 144 TWh under 2011 jämfört med 2010 och svarade därmed för 38 procent av Sveriges slutliga energianvändning.

Svensk industri använder framför allt biobränslen och el som energibärare. 2011 utgjorde dessa 38 procent respektive 37 procent av industrins slutliga energianvändning. Fossila bränslen, som oljeprodukter, kol, koks och naturgas, svarade för 22 procent av industrins energianvändning. Fjärrvärme stod för resterande 3 procent.

I samband med oljekriserna under 1970-talet startade ett intensivt arbete med att minska oljeanvändningen inom näringslivet men även samhället i stort. År 1970 stod olja för 48 procent av den totala energianvändningen inom industrin, jämfört med dagens 9 procent. Andelen el av industrins totala energianvändning har däremot ökat sedan 1970, från 21 procent till 37 procent. Oljeanvändningen ökade mellan 1992 och 1997 men har efter det åter minskat. Användningen av olja, liksom övriga bränslen, minskade kraftigt under lågkonjunkturen från slutet av 2008 och under hela 2009. Oljeanvändningen ökade sedan igen under 2010 men är nu på väg nedåt, främst på grund av omställning till biobränslen.

I Sverige är det ett fåtal branscher som står för merparten av industrins energianvändning. Av den totala energianvändningen inom industri-sektorn står massa- och pappersindustrin för drygt hälften. Järn- och stålindustrin, den kemiska industrin och trävaruindustrin står tillsammans för en fjärdedel av energianvändningen.

Industrins energianvändning per bransch år 2011



Källa: Årliga energibalanser. EN20 Energimyndigheten

Inom massa- och pappersindustrin är de främsta energibärarna returlutar och el. Returlutar är den rest som blir kvar av massakoket när träfibren tagits bort vid kokning av pappersmassa. De innehåller dels förbrukade kokkemikalier och dels utlösta vedsubstanter. Returlutarna förbränns i fabrikernas sodapannor i vilka högtrycksånga genereras som sen kan användas till elproduktion. Det handlar alltså om bioenergi.

Järn- och stålverken använder framför allt kol, koks och el som energibärare. Stål produceras antingen av järnmalm eller av skrot. Vid järnmalmsbaserad stålframställning tas syre bort ur järnoxid med hjälp av koks. Vid skrotbaserad ståltillverkning används i huvudsak ljusbågsugnar för smältningen av stålskrotet vilket kräver el.

Den kemiska industrin står för 6 procent av industrins energianvändning och använder främst el till elektrolys.

Trävaruindustrin, som står för 5 procent av industrins energianvändning, använder främst biobränslen.

Verkstadsindustrin räknas inte till de energiintensiva branscherna, men på grund av sin stora andel av Sveriges industriproduktion svarar branschen ändå för 6 procent av industrins totala energianvändning.

De övriga 17 procenten av industrins energianvändning står övriga branscher för. Dessa är gruvindustri, metallverk, livsmedelsindustri, textilindustri, grafisk industri, jord- och stenindustri (tillverkning av glas, cement och kalk med mera) samt de industrier som klassas som övrig industri. En del av dessa är energiintensiva men den totala energianvändningen är relativt låg.

Elanvändning

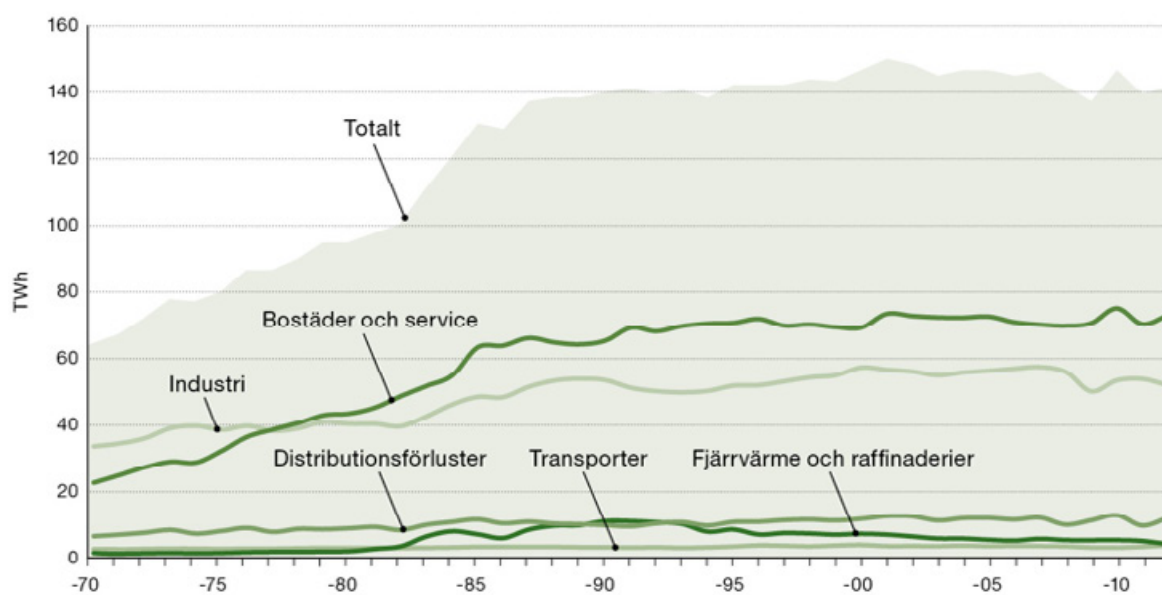
Den totala elproduktionen i Sverige har aldrig varit så hög som under 2012.

Eftersom elanvändningen under 2012 låg på ungefär samma nivå som 2011, resulterade detta i den största nettoexporten av el någonsin. Den goda hydrologiska balansen, i form av god tillrinning av vatten och välfyllda vattenmagasin, bidrog till att priserna på el blev betydligt lägre under 2012 jämfört med föregående år.

Den totala elanvändningen inklusive distributionsförluster under 2012 uppgick till närmare 142 TWh, se figur 11. Det är en ökning jämfört med 2011 då den totala elanvändningen var 140 TWh.

Elanvändningen i Sverige ökade med i genomsnitt 5 procent per år mellan 1970 och 1987 för att därefter plana ut. Det är sådant som ekonomisk och teknisk utveckling, energiprisernas utveckling och näringslivets struktur som påverkar elanvändningen. Även befolkningsförändringar och utomhustemperaturen påverkar.

Figur 11 Sveriges elanvändning per sektor 1970–2012, TWh



Källa: Årliga och kvartalsvisa energibalanser. EN20. Energimyndigheten.

Vattenkraft och kärnkraft dominerar elproduktionen

Den totala elproduktionen uppgick till hela 162 TWh under 2012 vilket är den högsta elproduktionen någonsin under ett år, se figur 12. Det tidigare rekordet var 158 TWh från år 2000.

Under 2012 bestod elproduktionen av 48 procent vattenkraft, 38 procent kärnkraft och 4 procent vindkraft. Resterande 10 procent var förbränningsbaserad produktion som sker främst i kraftvärmeverk och inom industrin, mestadels biobaserad. I början av 1970-talet bestod elproduktionen av 69 procent vattenkraft och 20 procent oljekondenskraft. Oljekondenskraft inne bär att olja används i en anläggning som bara producerar el.

Under 2012 var vattenmagasinen välfyllda och nivåerna höll sig över medelnivån hela året. Vattenkraften producerade närmare 78 TWh

vilket är nära rekordproduktionen på 78,4 TWh under 2001.

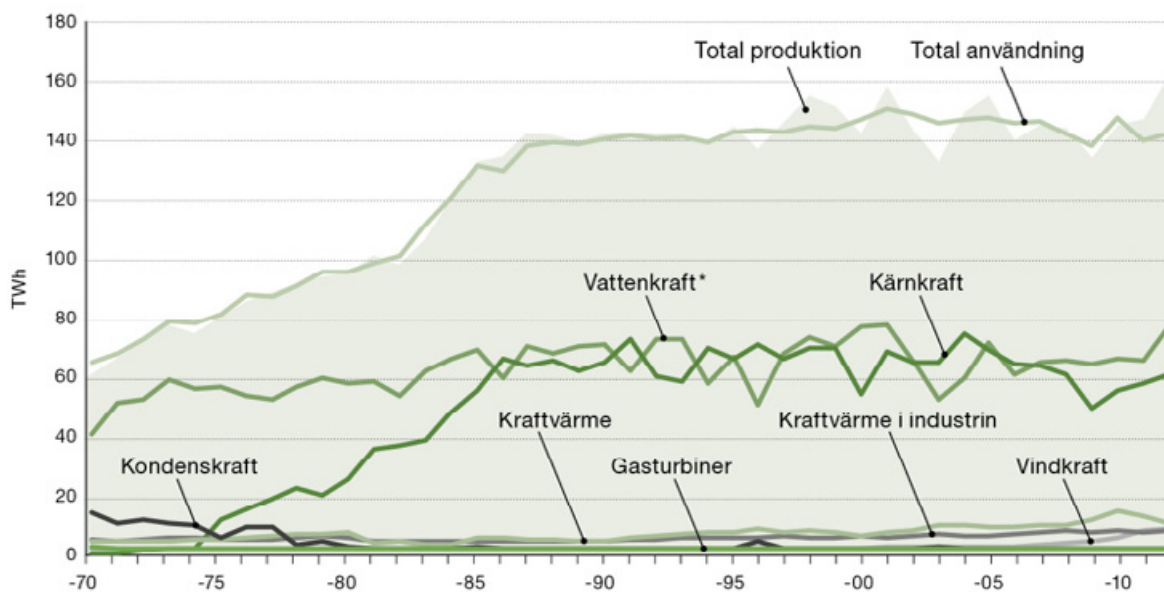
Svenska kärnkraftverk producerade drygt 61 TWh el under 2012. Produktionen är något högre än de senaste tre åren men fortfarande lägre än vad kärnkraften normalt kan ge.

Vindkraftsproduktionen var 7,1 TWh under 2012 och ökade med 17 procent jämfört med 2011. Ökningen var betydligt lägre än den kraftiga ökningen på 74 procent mellan åren 2010 och 2011.

Den förbränningsbaserade elproduktionen svarade för 15,5 TWh under 2012. Den sker främst i kraftvärmeverk, som producerade 8,9 TWh, och inom industrin, som producerade 6,2 TWh.

Oljekondenskraftverk och gasturbiner utgör främst reservkapacitet.

Figur 12 Sveriges elproduktion per kraftslag och total elanvändning 1970–2012, TWh



Källa: Årliga och kvartalsvisa energibalanser. EN20. Energimyndigheten.

*I posten Vattenkraft ingår vindkraft till och med 1996.

Efter avregleringen av den svenska elmarknaden 1996, minskade den installerade elproduktionskapaciteten markant. Dvs den totala kapacitet för produktion av el som finns tillgänglig. Framför allt var det dyr kondenskraft som inte längre blev lönsam. Efter år 2000 ökade kapaciteten igen och är nu större än före avregleringen, se figur 15.

Vindkraft står för den största delen av den ökade installerade kapaciteten. Kapaciteten ökar också med kraftvärmeverk, inom industrin och genom effekthöjningar i kärnkraftverken.

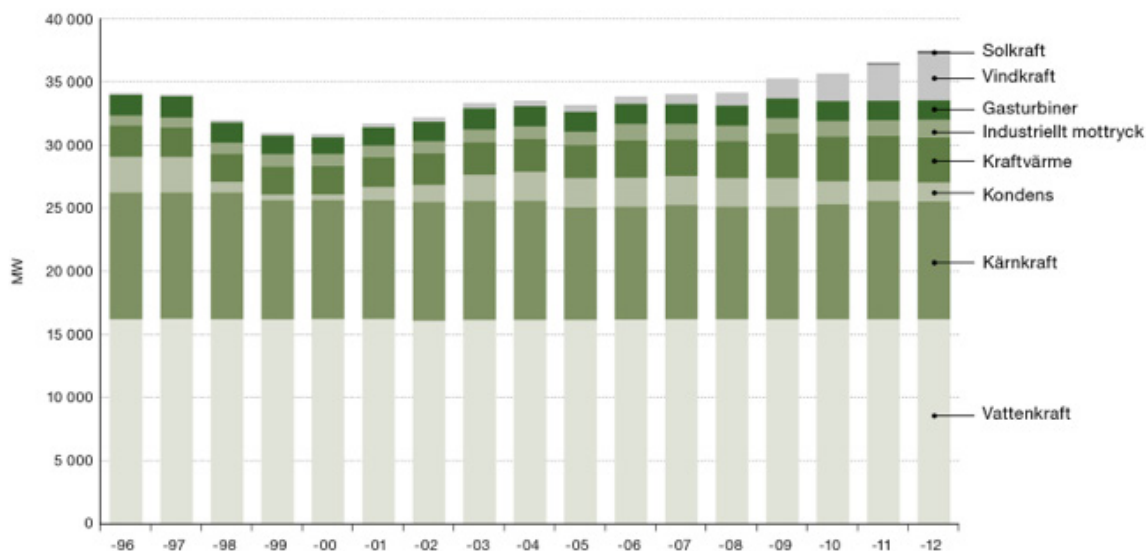
I december 2012 var den totala installerade elproduktionskapaciteten 37 353 MW. Vattenkraft stod för 43 procent, kärnkraft 25 procent och vindkraft 10 procent. Övrig värmekraft stod för 22 procent.

Det högsta effektuttaget under 2012 inträffade den 13 december mellan klockan 17–18 och uppgick till 26 200 MW. Trots att skillnaden mellan

installerad kapacitet och högsta effektuttag kan förefalla vara stor, kan effektsituationen bli ansträngd. Hela den installerade kapaciteten går inte att använda samtidigt då det finns begränsningar i tillgänglighet. Den tillgängliga kapaciteten skiljer sig åt mellan kraftslagen. Vattenkraftverk som ligger i samma vattendrag är till exempel beroende av varandra och tillgången på vatten och all vattenkraftskapacitet är därför inte tillgänglig samtidigt hela tiden. Tillgängligheten i kärnkraftverken beror på driftsituationen. När det gäller vindkraften beror tillgängligheten på var det blåser och om det blåser.

Effektsituationen kan bli ansträngd under perioder med högre användning än normalt och/eller låg tillgänglig kapacitet. Inför varje vinter gör Svenska Kraftnät, som förvaltar och driver stamnätet, en bedömning av effektsituationen kommande vinter.

Figur 15 Installerad elproduktionskapacitet i Sverige per kraftslag 1996–2012, MW



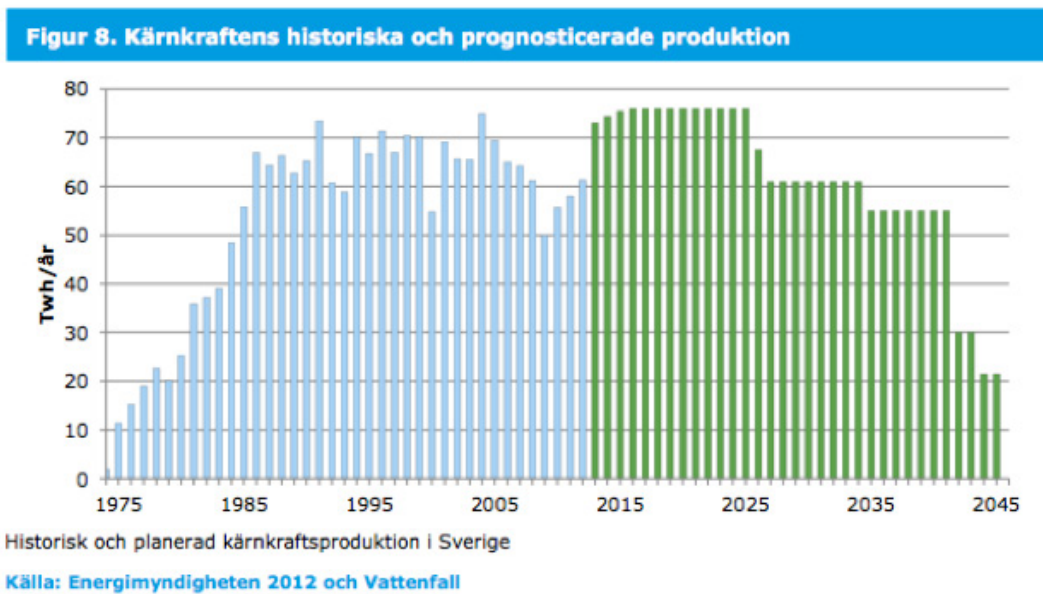
Källa: Elåret 2012. Svensk Energi.

Kärnkraften fajas ut

De svenska kärnkraftsreaktorerna byggdes alla under 1970- och 1980-talen. Det innebär att den tekniska livslängden för befintliga reaktorer kommer att löpa ut successivt från någon gång kring år 2020 till något år efter 2040. Den historiska och prognostiserade produktionen av kärnkraft i Sverige i de befintliga reaktorerna framgår av följande bild.

sammanhängande avbrott än tolv timmar. Elanvändare har i sin tur ett eget ansvar för att kunna hantera de konsekvenser som uppstår genom störningar och avbrott i elförsörjningen.

Risken för elbrist är som störst under vinterhalvåret då det går åt mycket el för uppvärmning av bostäder och lokaler. Sammankoppling av det svenska elsystemet med grannländernas elsystem innebär en ökad försörjningstrygghet i Norden,



Trygg elförsörjning

El intar en särskild ställning i energisystemet eftersom den ofta är en förutsättning för i stort sett all annan energiförsörjning. I många fall behövs det el för att andra tekniska system ska fungera. Eftersom el inte kan lagras måste det hela tiden finnas en balans mellan tillförsel och användning av el i elsystemet. Det gör att störningar i elsystemet skulle få omedelbara konsekvenser för elförsörjningen.

Elmarknaden ska genom sitt funktionssätt kunna förebygga och lindra avbrott och bristsituationer. De som tillhandahåller el har ett långtgående ansvar för att förebygga och lindra de störningar som kan uppstå. Elavbrotten som skedde i samband med stormen Gudrun 2005 ledde till ändringar i ellagen så att det idag ställs högre krav på leverantörer och distributörer av el. Elkunder har numera rätt till avbrottsersättning vid längre

då el kan importeras eller exporteras beroende på var någonstans en bristsituation uppstår. Men om en bristsituation uppstår i Sverige på grund av kallt väder har oftast våra grannländer också högre elförbrukning, vilket gör att Sverige inte alltid kan räkna med att kunna importera el om det skulle behövas.

En omfattande elbristsituation har aldrig uppstått i Sverige i modern tid. Men om det skulle ske, och marknaden inte kan hantera detta på ett tillfredställande sätt, behöver det finnas förberedda och väl kända krishanteringsåtgärder. Om elmarknaden inte fungerar eller om marknadsfunktionen leder till oacceptabla samhällskonsekvenser, kan åtgärder som sätter elmarknadens funktion ur spel användas. Dessa åtgärder aktiveras först efter politiska beslut. Ransonering av el är ett exempel på en sådan åtgärd.

Om akut elbrist, effektbrist, plötsligt skulle uppstå kan vissa användare av el behöva kopplas ifrån för att skydda elnätet. Vid sådana situationer finns det förberedda planer för att med kort varsel kunna prioritera el till samhällsviktiga funktioner. Detta för att minska de negativa konsekvenserna i samhället.

Effektreserven fasas ut

Svenska Kraftnät tecknar idag avtal med elproducenter och större förbrukare om att de vid behov ska öka sin produktion respektive minska sin förbrukning av el. Riksdagen beslutade 2010 att denna modell successivt ska fasas ut till 2020. Därefter ska marknadsaktörerna själva ta det fulla ansvaret för att efterfrågan på el kan mötas vid varje given tidpunkt.

Den svenska effektreserven är närmast att se som en utökad "störningsreserv" avsedd att hantera de extrema situationer som kan uppkomma vid mycket kall väderlek och bortfall av stora produktionsanläggningar. Det är något annat än de kapacitetsmarknader som nu diskuteras i andra EU-länder och som handlar om att i stor skala subventionera sådan baskraft som subventionerna till förnybar elproduktion har gjort olönsam.

En åtgärd som genomförts i Sverige och som skapar förutsättningar för en fungerande marknadslösning på effektproblematiken är indel-

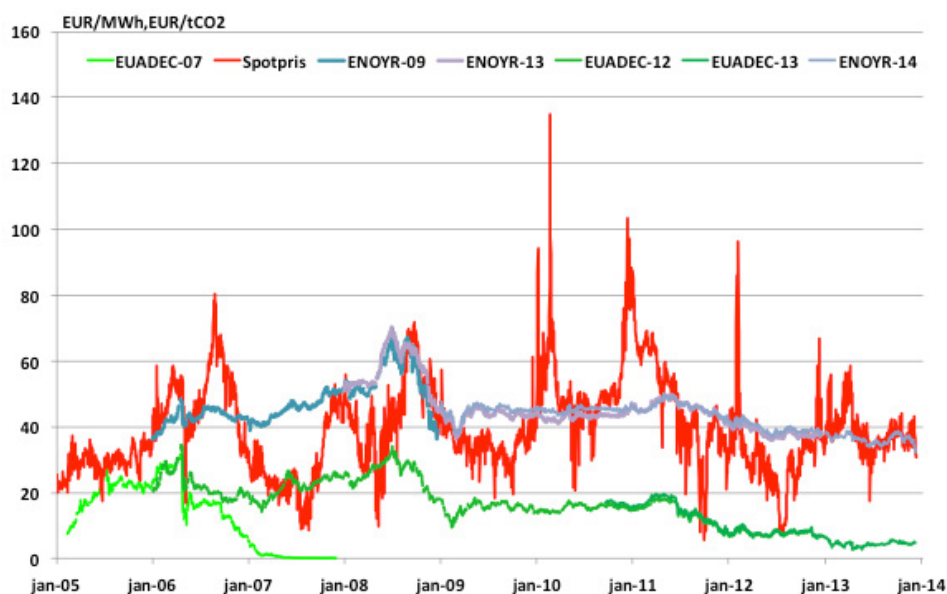
ningen i elområden. Svenska Kraftnäts utbyggnad av stamnätet är också viktig för att skapa förutsättningar för en säker energibalans i hela landet året om.

Elpriset på nordiska börsen var lågt under 2012

Under 2012 var årsmedelvärdet för systempriset på el på Nord Pool 27,2 öre/kWh, se figur 16. Det är ett lågt elpris och senast priset var lägre var under 2007. Både 2010 och 2011 var Nord Pools systempris betydligt högre, 50,6 öre/kWh respektive 42,4 öre/kWh. Det höga priset 2010 berodde till stor del på en kall vinter och låg tillgänglighet i de svenska kärnkraftverken. Ett mildare år och bättre tillgänglighet i kärnkraftverken var orsaken till det något lägre priset 2011. Under nio månader av 2012 var priset under 30 öre/kWh med lägsta notering under juli då det var 11,8 öre/kWh. Tillgången på vatten för vattenkraftsproduktion var mycket god under året och tillgängligheten i kärnkraften relativt god.

Det visar att det svenska elpriset är helt beroende av två faktorer: tillgången till vatten i magasinerna respektive kärnkraftens tillgänglighet. Dessa båda faktorer samt det aktuella värdet är det som avgör det faktiska elpriset vid varje enskilt tillfälle.

Utsläppsrätter och elpriser i Norden

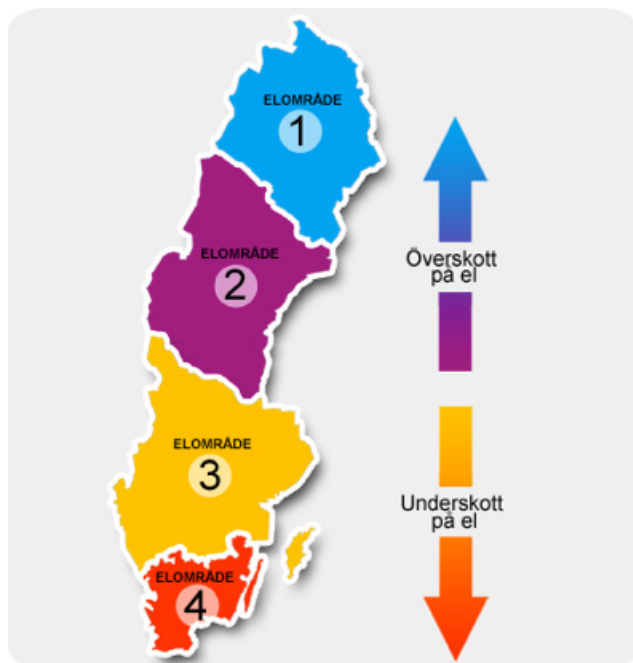


Källa: Nasdaq/DMX Commodities, Nord Pool Spot, Svensk Energi

Elpriset kan skilja mellan olika elområden beroende på begränsningar i överföringskapacitet mellan dessa områden.

Sverige är indelat i fyra elområden sedan 1 november 2011, som en följd av att EU-kommissionen begärde att Sverige skulle ändra sitt tidigare sätt att hantera överföringsbegränsningar inom det svenska elnätet. Detta efter klagomål från Danmark.

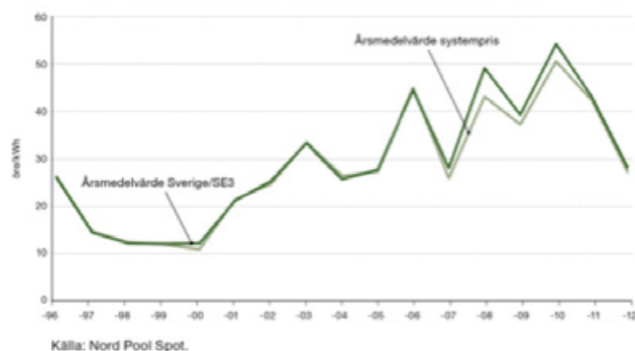
Syftet med uppdelningen i elområden är att göra det tydligt var i Sverige det finns behov av att förstärka och bygga ut stamnätet. Det ger också en tydlig indikation på var i landet det finns behov att öka elproduktionen för att bättre motsvara användningen i just det området.



Efter indelningen i elområden finns det inget Sverigepris och i figur 16 har SE3 satts som ett uppskattat värde för det tidigare Sverigepriset. Årsmedelvärdet för område Sverige/SE3 var 28,2 öre/kWh under 2012.

Elpriserna som redovisas här är inte det elpris som slutkunden möter utan det elpris som handeln på elbörsen Nord Pool Spot genererar. Nord Pools aktörer består av kraftproducenter, elhandlare, större slutanvändare, portföljförvaltare, kapitalförvaltare och mäklare. Sverige och Norge startade den nordiska elbörsen Nord Pool 1996. Förutom Statnett och Svenska Kraftnät är i dag även nätsystemägare i Finland, Danmark, Estland och Litauen ägare av den nordiska elbörsen. Under 2012 omsatte aktörerna på Nord Pool Spot 334 TWh el, vilket motsvarar

Figur 16 Spotpriser på Nord Pool, årsmedelvärde för systempris och för prisområde Sverige/SE3 1996–2012, öre/kWh



77 procent av den el som användes i de nordiska länderna. El kan också handlas direkt mellan en säljare och köpare eller internt inom elbolagen.

Påverkan på priset i Europa på sikt

Det finns ett antal faktorer som bidrar till lägre priser:

- Ökad produktion av förnybar el i Norden och resten av Europa
- Kapacitetsmarknader med ökad tillgänglig kapacitet som följd
- Ny kärnkraft Finland från 2016(?)
- Skiffergasens framväxt i USA får en viss påverkan även på Europa genom lägre globala bränslepriser

Samtidigt finns andra faktorer som bidrar till högre priser:

- NWE Price Coupling (kopplingen mellan den nordiska elbörsen och marknaderna i nordvästra Europa från Frankrike till Finland) har trätt i kraft i början av 2014 och kan få viss men troligen begränsad påverkan på spotpriserna och områdespriserna i Norden.
- Eventuell begränsning av produktionen i vattenkraftverk efter omprövning av vattendomar kan få stor betydelse för de nordiska kraftpriserna och möjligheten att reglera.
- Nya globala miljömål samt nya mål för EU ETS kan få stor betydelse för spot- och terminspriser i Europa och Norden.
- Stängning av resterande kärnkraftverk i Tyskland under 2015-22 bör bidra till högre elpriser, bl a för att gaskraftverk med högre marginalkostnad behöver tas i drift oftare. Med en kapacitetsmarknad minskar dock denna effekt.

Sammantaget kan sägas att det finns många prisprognoser för kommande år och de flesta landar på ett elpris under 2020 på mellan €35-40/MWh och något lägre elpriser fram till dess. Marknadspriserna på nordiska terminer ligger ännu lägre, mellan ca €32/MWh år 2014 till ca €34/MWh år 2020. I terminspriserna är stängningen av de tyska kärnkraftverken till stor del medräknad och även det finska nya verket från 2016. Även en ökad produktion från förnybar el är till viss del medräknad även om det är oklart hur mycket.

Det som dock inte finns med i prognoserna är en eventuell justering av priset på utsläppsrätter. Mycket pekar dock på att åtgärder kommer träda i kraft i och med nya EU mål till 2030 samt det globala klimatavtalet vilket bör kunna leda till ett ordentligt tryck uppåt på elpriserna. En eventuell begränsning av vattenkraften i Norden är troligen heller inte medräknad i terminspriserna.

Svenska Energimyndigheten räknar dock med ett något högre pris för den jämförda perioden.

I Energimyndighetens Långtidsprognos (ER 2013:03) beräknas elpriset uppgå till följande nivåer för den svenska industrin (öre per kWh, exkl. nätavgift och skatter, 2007 års prisnivå):

	2020	2030
Stor elintensiv industri	49,4	61,6
Mellanstor industri	54,9	67,1

2030-2040

Det är rimligt att anta att priset på el kommer att öka utöver prognoserna tiden efter 2030, när dagens kärnkraft fasas ut. Det innebär en signifikant minskning av tillgänglig kapacitet, vilket minskar produktionen av el och därmed leder till ökade priser.

Elcertifikatsystemet

Elcertifikatsystemet är ett politiskt beslutat men marknadsbaserat stöd för att öka andelen förnybar elproduktion. För varje producerad MWh el som en godkänd anläggning producerar med förnybara energikällor får innehavaren till anläggningen ett elcertifikat som sedan har ett värde vid försäljningen. Köpare av elcertifikat är aktörer med så kallad kvotplikt, elleverantörer och vissa användare av el, som är skyldiga att köpa en viss andel elcertifikat i förhållande till sin

elförsäljning eller elanvändning. Hur stor denna andel är bestäms genom en procentsats (kvot) för varje år. Kvoterna är beräknade utifrån förväntad utbyggnad av förnybar el, förväntad elförsäljning och elanvändning hos de kvotpliktiga.

Priset på elcertifikat har varierat sedan systemet startade i Sverige år 2003 och har som högst varit en bit över 350 kronor per elcertifikat under delar av 2008. I slutet av 2011 föll priset ner till omkring 150 kronor och har under början av 2012 varit något lägre. Under resten av 2012 steg priset sakta för att i slutet av året vara strax över 200 kronor per elcertifikat. En orsak till det relativt låga priset under de senaste åren är att utbyggnaden gått snabbt och produktionen varit stor vilket leder till att utbudet av certifikat är större än efterfrågan. Efterfrågan på elcertifikat har även varit lägre än förväntat då Sveriges elanvändning varit lägre än vad som bedömdes när kvoterna beslutades.

Under 2012 uppgick elproduktionen från de förnybara energikällorna och torv till 21,4 TWh. Av dessa fanns 6,5 TWh redan innan elcertifikatsystemet startade 2003. Figuren nedan visar hur den förnybara elproduktionen har ökat från 2003 till och med 2012 och hur produktionen fördelades mellan olika energikällor, exklusive redan befintlig vattenkraft.

Sedan 1 januari 2012 har Sverige en gemensam marknad för elcertifikat med Norge. Syftet med att utvidga systemet är att förbättra marknadens funktionssätt och öka kostnadseffektiviteten vilket även förväntas leda till bättre konkurrens och lägre kostnader för konsumenterna.

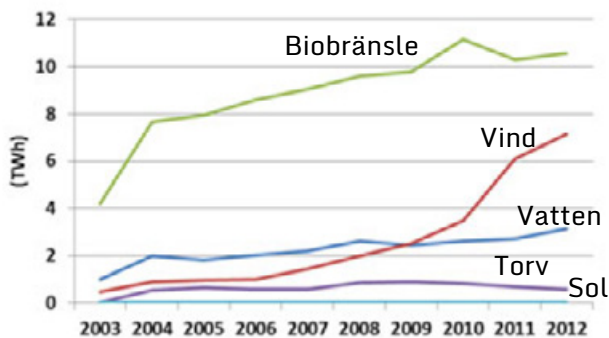
I början av 2014 redovisade den svenska respektive norska energimyndigheten förslag till vissa justeringar av kvotplikten för att förbättra effektiviteten i systemet med elcertifikat.

Den gemensamma elcertifikatmarknaden mellan Sverige och Norge är det första och hittills enda exemplet på ett gemensamt stödsystem för förnybar elproduktion mellan två länder i Europa.

Andelen förnybar energi i Sverige 2012 uppgick till 51 procent och överskred därmed det nationella målet om 50 procent till 2020. Andelen förnybar el uppgick till 60 procent.

I certifikatsystemet 2012 stod stödet till el från bibränsleanläggningar för 52 procent, vindkraft för 33 procent, och vattenkraft för 12 procent. Vindkraften är det kraftslag som växt snabbast och förra året uppgick vindkraften till 10 TWh vilket är en tiodubbling jämfört med 2006.

Elproduktion inom elcertifikatsystemet 2003-2012



I Sverige ska elcertifikatsystemet bidra till 25 TWh förnybar el från år 2002 fram till år 2020. Tillsammans med Norge ska ytterligare 13,2 TWh förnybar el produceras mellan åren 2012 och 2020.

Prognos fram till 2030

Energimyndigheten har i rapporten "Långsiktsprognos 2012, ER 2013:03" tillsammans med ytterligare några myndigheter sammanställt en prognos över energianvändning och elproduktion fram till 2030.

I prognosen ökar nettoproduktionen av el från 145 TWh år 2007 till 175 TWh år 2030. Vindkraften väntas öka till 12 TWh år 2030. Den kraftigaste utvecklingen sker under periodens första år. Biokraftvärmen ökar något fram till 2020 för att därefter plana ut. Utbyggnaden av förnybar elproduktion drivs framförallt av antagandet att elcertifikatsystemets mål uppnås. Kraftvärmen i industrin, så kallat industriellt mottryck, ökar till knappt 8 TWh år 2030. Elproduktion i fjärrvärmenäten fördubblas till drygt 14 TWh år 2020 för att därefter minska något till år 2030.

Kärnkraftsproduktionen uppgick år 2007 till drygt 64 TWh. I analysen antas att planerade effekthöjningar i befintliga kärnkraftverk genomförs vilket, tillsammans med antagandet om normalårsproduktion, innebär att produktionen beräknas uppgå till knappt 73 TWh år 2020 och

2030. Kärnkraftsproduktionen kan dock variera stort mellan år, historiskt har den lägsta produktionen, sedan alla nuvarande kärnkraftverk tagits i drift, varit 50 TWh och den högsta 75 TWh. Viktigt dock att notera att här inte antas att någon av reaktorerna fasas ut fram till 2030.

En kombination av kraftig expansion av kraftproduktionen och måttlig ökning av den totala elanvändningen leder till en omfattande nettoexport av el. Sverige beräknas kunna exportera 20 till 25 TWh per år under perioden. Detta är i nivå med vad som exporterades år 2012.

Svenska Kraftnäts prognos

I samband med 2014 års Kund- och intressentdag som Svenska Kraftnät arrangerade i slutet av mars redogjorde generaldirektör Mikael Odenberg för deras prognos i scenariot att 3 reaktorer fasas ut fram till ca 2025.

Sveriges tre äldsta kärnkraftreaktorer – Oskarshamn 1, Ringhals 1 och Ringhals 2 – kommer att vara avvecklade ca 2025. Detta beräknat på att den tekniska livslängden enligt de av bolagen fastställda kriterierna då löper ut. Någon ny kärnkraft som ersättning kommer inte att finnas, ens om beslut skulle tas idag om att bygga ny kärnkraft. Om ca tio år kommer det svenska kraftsystemet alltså att drivas med betydligt mindre mängd kärnkraft än idag.

Utvecklingen pekar mot att det är logiskt att anta att kärnkraftsproduktionen i huvudsak ersätts med förnybar energiproduktion, främst vindkraft. Vindkraften byggs i dag ut i stor skala och Svenska Kraftnäts Perspektivplan 2025 angav scenarier där dagens nivå på 4 500 MW ökar till mellan 7 800 och 8 600 MW installerad effekt år 2025.

Ett system med mindre kärnkraft än i dag och en större andel förnybar produktion kommer att medföra utmaningar ur ett leverans- och driftsäkerhetsperspektiv.

Nedläggning av O1, R1 och R2 innebär en reduktion av den installerade effekten i SE3 med ca 2 200 MW.

Svenska Kraftnäts effektbalansrapporter räknar med en tillgänglighet på 90 procent för kärnkraften dvs. att minst 90 procent av installerad effekt finns tillgänglig vintertid när effektbehovet är som allra störst.

Nedläggning av O1, R1 och R2 försämrar därför effektbalansen med 1 980 MW i topplasttimmen, givet att de tre reaktorerna inte ersätts med annan produktion.

Om man jämför tillgången på effekt med förbrukningen under den timme per år där förbrukningen är som störst framgår att Sverige idag har ett överskott om 1 100 MW under en normalvinter och ett underskott om 400 MW under en tioårsvinter. (Dvs den vinter som statistiskt sett återkommer ca vart tionde år och som är radikalt kallare än normala vintrar)

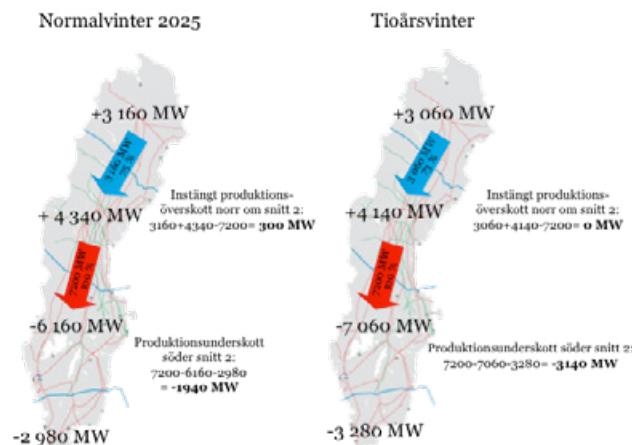
Om produktionen idag skulle minska i SE3 med 1 980 MW skulle Sverige som helhet alltså få ett produktionsunderskott på i storleksordningen en (880 MW) resp. två kärnkraftreaktorer (2 380 MW).

Motsvarande beräknad effektbalans för Sverige som helhet för topplasttimmen 2025 ger en annan bild. I beräkningen ingår inte bara att O1, R1 och R2 är stängda, utan också att oljekondenskraftverken i Karlshamn och Stenungsund är avvecklade.

Idag ingår delar av oljekondenskraftverken i den effektreserv som Svenska Kraftnät handlar upp. Effektreserven ska enligt gällande lagstiftning fasas ut till 2020. Det medför med största sannolikhet att anläggningarna inte kommer att finnas tillgängliga för marknaden 2025. Det innebär en minskning av tillgänglig produktion under topplasttimmar i SE3 och SE4 med ca 440 resp. 900 MW.

En viktig förutsättning för den svenska effektbalansen är att produktionsöverskottet i norr kan komma till användning i söder där det råder ett produktionsunderskott. Hur stor effekt som kan överföras i sydlig riktning begränsas av de interna snitten mellan de olika områdena.

I bilden nedan redovisas effektbalansen för höglasttimmar 2025. Det är tydligt att kapaciteten söderut i Snitt 2 begränsar möjligheten att använda produktionsöverskottet i norr för att kompensera för produktionsunderskottet söder om Snitt 2.



Effektbalansen internt för Sverige höglasttimmar år 2025 då hänsyn tas till interna snittens kapacitetsgränser.

Det ska också poängteras att Svenska Kraftnät använt sig av maxkapaciteter i analysen. Relativt ofta förekommer situationer när de faktiska snittkapaciteterna är lägre än de maximala. Det gäller t ex vid arbeten i stamnätet eller när kärnkraftsblock är avställda för revision.

Den nya elproduktion som byggs i det svenska kraftsystemet består i huvudsak av vindkraft. Som redovisats på annan plats i denna rapport räknar Svenska Kraftnät med en tillgänglighet på sex procent för vindkraften. Denna siffra är framräknad inom det dåvarande NORDEL-samarbetet som skattning av hur stor del av den installerade effekten som statistiskt är tillgänglig under minst 90 procent av tiden.

För att kompensera det ökade produktionsunderskottet i södra Sverige vid stängning av O1, R1 och R2 behövs alltså ytterligare ca 32 300 MW ny vindkraft söder om Snitt 2 för att klara topplasttimmen under en normalvinter. För att klara tioårsvintern krävs ca 52 300 MW ny vindkraft i SE3 och SE4. Idag finns det ca 4 500 MW installerad vindkraft i Sverige och Svenska Kraftnäts prognos för 2025 var i perspektivplanens scenarier mellan 7 800 och 8 600 MW.

Ett alternativ till att ersätta kärnkraften med vindkraft är att ersätta den med gaskraft. Med en antagen tillgänglighet på 90 procent skulle det krävas ca 2 150 MW installerad effekt söder om Snitt 2 för att klara effektbalansen en högläst-timme vid normalvinter och knappt 3 500 MW för att klara en tioårsvinter.

Även om den totala tillgängliga effekten i Sverige överstiger den totala förbrukningen kan regional effektbrist fortfarande uppkomma i underskottsområdena SE3 och SE4. Trots att alla kärnkraftverk ligger i SE3 tillgodoses en stor del av områdets förbrukning av produktion i SE1 och SE2.

När systemet vid stängningen av O1, R1 och R2 förlorar basproduktion om cirka 2 200 MW i SE3 påverkar detta elförsörjningen i underskottsområdena. Den effekt som tidigare producerades i SE3 måste i stället överföras från SE1 och SE2 eller importeras från utlandet.

Då finns det en teknisk aspekt ur systemsynpunkt som är viktig. Det är inte lätt att åstadkomma högre kapacitet samtidigt som tre förhållandevis stora generatorer tas ur drift. Synkrongeneratorerna är viktiga för spänningsreglering och spänningsstabilitet i området. De tillför systemet reaktiv effekt, vilket höjer spänningen.

När det reaktiva bidraget från tre generatorer försvinner så uppstår en brist på reaktiv effekt i området. Om denna brist inte kompenseras lokalt, med nya reaktiva resurser, kommer kraftsystemet rent fysikaliskt att balansera ut bristen genom att den reaktiva effekten tillförs området utifrån. Det sker då via samma ledningar som redan belastas av den aktiva effekten. Det i sin tur skulle leda till oacceptabelt stora överföringsförluster. Reaktiv effekt kan med andra ord inte överföras på ett effektivt sätt, utan måste produceras i närheten av där den konsumeras.

Detta innebär att när man tar ett antal synkrongeneratorer ur drift i ett underskottsområde så måste bortfallet av reaktiv effekt kompenseras för att ens bibehålla den tidigare överföringskapaciteten.

Nya ledningar skulle behöva byggas för att täcka den förlorade aktiva effekten i området. På grund av sina elektriska egenskaper kommer dessa

nya ledningar i sig att kräva ytterligare reaktiva resurser i underskottsområdet. Annars är det inte möjligt att, fullt ut, tillgodogöra sig nyttan av de nya ledningarna.

Svenska Kraftnäts slutsats är att det är svårt att bedöma överföringskapaciteten år 2025. Ett rimligt värde kan dock vara att kapaciteten i Snitt 2 blir ca 600 MW lägre när man har tre av kärnkraftsreaktorerna ur drift.

Ökad integration inom EU

Även om det finns tecken som tyder på att den politiska integrationen inom EU på energiområdet mattas av, genom att länderna i allt högre grad väljer att införa nationella lösningar och ersättningsystem, så blir den europeiska elmarknaden i allt högre grad integrerad.

Genom förbättrade överföringslösningar inom länderna och mellan olika länder så ökar möjligheten att överföra elektricitet mellan länderna.

Tyskland, som genom sin Energiewende ska ersätta all kärnkraft under de kommande åtta åren, ser stora möjligheter att använda nordisk vattenkraft som reglerresurs till den ökande andelen vind- och solkraft i det tyska systemet.

Genom att sälja överskottsel från Tyskland de dagar när sol och vind genererar överskottsel så vill tyska aktörer i allt högre grad se en utveckling där det går att köpa el producerad av vattenkraft i Sverige och Norge de dagar när de själva har underskott i produktionen.

Svenska Kraftnät diskuterar långt gångna planer tillsammans med bl a sin tyska motsvarighet 50 Hertz på att ytterligare förbättra överföringskapaciteten mellan länderna. Ett intentionsavtal om möjligheten att bygga den s k Hansa Power Bridge tecknades i slutet av mars mellan parterna.

Frågan är om det skulle vara politiskt möjligt i Sverige med en lösning där detta utbyte av elektricitet stimuleras ytterligare. Frågor som det politiska systemet får hantera i detta ljus är bl a implementeringen av vattendirektivet och vattenverksutredningens slutsatser.

13. Den svenska energipolitiken

Energi har varit en stor inrikespolitisk fråga sedan 1970-talet. Med det snabbt framväxande industriella samhället, med ökande urbanisering, och politiska beslut om bostadsbyggande i det sk ”miljonprogrammet”, kom frågor om energiproduktion och -konsumtion att växa i betydelse. Tillsammans med den globala oljekrisen i början av 1970-talet insåg svenska beslutsfattare att Sverige behövde bryta sitt stora oljeberoende och föra en aktiv politik i syfte att uppfylla tre viktiga mål: tillförlitlighet, prisvärdhet och hållbarhet.

Genom utbyggnad av kärnkraft kunde, tillsammans med tidigare och tillkommande utbyggnad av vattenkraft, erbjudas till konkurrenskraftiga priser för industrin och konsumenterna.

Men det innebar också att komplexiteten i energilösningarna blev en växande politisk tvistefråga. Miljöhänsyn av olika slag ställdes mot storskaliga lösningar och kärnkraftens utbyggnad orsakade inte bara regeringskris utan även folkomröstning och bred debatt. Och kärnkraften blev en fråga som hört till de som dominerat i svensk politisk debatt sedan dess.

Folkomröstningen om kärnkraften i Sverige hölls den 23 mars 1980. Folkomröstningen gällde tre förslag som kallades Linje 1, Linje 2 och Linje 3.

De olika linjerna motsvarade olika partigrupperns syn, men alla innebar avveckling av kärnkraften, Linje 3 i snabb takt, de övriga senast då existerande eller under byggnad varande reaktorer tjänat ut.

Utfallet blev 18,9 procent för Linje 1, (behåll tills alternativ finns) 39,1 procent för Linje 2 (successiv avveckling, offentligt ägande, hushållning) och 38,7 procent för Linje 3 (avveckling inom 10 år och satsning på alternativ). Beslutet om folkomröstningen togs under det politiska tumult som uppstod efter Harrisburgolyckan 1979 och med en växande opposition mot kärnkraften i Sverige. Alla riksdagspartier ställde upp på kravet på folkomröstning. Det viktigaste politiska skälet för en folkomröstning var att den borgerliga regeringen var oenig internt. Centerpartiet såg en avveckling som en mycket viktig fråga, medan de två andra partierna inte ställde upp på Center-

partiets linje. Man bestämde sig för att hålla en folkomröstning och låta den styra, så att frågan inte skulle vara så splittrande för de borgerliga. Socialdemokraterna var också oeniga internt och ställde upp på en folkomröstning.

Allt sedan folkomröstningen 1980 har det talats om vikten av breda, parlamentariska uppgörelser för att ge långsiktiga förutsättningar för de stora, och mångåriga, investeringar som krävs när det handlar om energiproduktion.

Energiuppgörelsen 2009

De fyra partierna i Allians för Sverige identifierade tidigt inför år 2006 att energipolitiken var ett område där de behövde kunna ge ett gemensamt svar på vilken politik en ny regering skulle föra.

En första överenskommelse träffades inför riksdagsvalet som angav grunderna och principerna till det som sedan kom att bli den politik som riksdagen fattade beslut om under 2010.

Huvuddragen i denna politik är:

Den svenska energipolitiken – och därmed även basen för klimatpolitiken - ska bygga på samma tre grundpelare som energisamarbetet i EU. Politiken syftar alltså till att förena:

- Ekologisk hållbarhet
- Konkurrenskraft
- Försörjningstrygghet

Mål 2020

- 50 procent förnybar energi
- 10 procent förnybar energi i transportsektorn
- 20 procent effektivare energianvändning
- 40 procent minskning av utsläppen av klimatgaser

Målet avser den icke handlande sektorn och innebär en minskning av utsläppen av klimatgaser med 20 miljoner ton i förhållande till 1990 års nivå. Två tredjedelar av dessa minskningar sker i Sverige och en tredjedel i form av investeringar i andra EU-länder eller flexibla mekanismer som CDM (Clean Development Mechanism).

För att nå målet skulle regeringen presentera förslag om utvecklade ekonomiska styrmedel, bland annat höjd koldioxidskatt, samt minskade eller slopade undantag. Även drivmedelsskatter och övriga energiskatter kunde komma att höjas.

De långsiktiga prioriteringarna i överenskommelsen:

Användningen av fossila bränslen för uppvärmning kommer att avvecklas till år 2020. Betydande energieffektivisering bör ske både i hushåll och i industri. Fjärrvärme och kraftvärme ska ge möjlighet att ta till vara energi som annars går förlostad och att utnyttja samhällets energiresurser så effektivt som möjligt.

Energieffektiviteten i transportsystemet ska stegvis höjas, fossilberoendet brytas och klimatpåverkan minska. Svensk industri kan vara världsledande i omställningen, bland annat genom utveckling av hybridfordon, elbilar och biodrivmedel. År 2030 bör Sverige ha en fordonsflotta som är oberoende av fossila bränslen.

Vad gäller elproduktion sa alliansen:

”Svensk elproduktion står i dag i princip bara på två ben – vattenkraft och kärnkraft. Klimatfrågan står nu i fokus och kärnkraften kommer därmed under den tid vi kan överblicka att förbli en viktig del av svensk elproduktion. För att minska sårbarheten och öka försörjningstryggheten bör ett tredje ben utvecklas för elförsörjningen, och därmed minska beroendet av kärnkraft och vattenkraft. För att åstadkomma detta måste kraftvärme, vindkraft och övrig förnybar kraftproduktion tillsammans svara för en betydande del av elproduktionen.”

Vision enligt överenskommelsen

”År 2050 har Sverige en hållbar och resurseffektiv energiförsörjning och inga nettoutsläpp av växthusgaser i atmosfären.

Försörjning

3.1 Fossil energi

Naturgasen, som är ett fossilt och ändligt bränsle, kan ha betydelse under en omställningsperiod, främst i industri och kraftvärme, alltså inom det europeiska systemet för handel med utsläppsrät-

ter, ETS. Infrastruktur för naturgas kan därmed utvecklas på kommersiella villkor och på ett sätt som understödjer en successiv introduktion av biogas.

Sverige bör verka för att en av de planerade EU-finansierade pilotanläggningarna för CCS (Carbon Capture and Storage) kopplas till svensk basindustri.

3.2 Förnybar energi

Certifikatsystemet för förnybar elproduktion ska vidareutvecklas. Ett nytt mål i nivå med 25 TWh sätts för år 2020. Den långsiktiga inriktningen för perioden därefter är en fortsatt successiv ökning av den förnybara elproduktionen. Energimyndigheten ges i uppdrag att analysera och utforma hur ambitionshöjningen i certifikatsystemet ska genomföras. I detta sammanhang bör även möjligheterna till en utvidgad marknad för certifikatsystemet till fler länder övervägas (blev i nästa steg ett samarbete med Norge).

Sverige ska ta tillvara möjligheten att inom EU:s direktiv för förnybar energi låta andra länder finansiera investeringar i förnybar elproduktion. Praktiska modeller för att möjliggöra sådana samarbetsprojekt ska utvecklas skyndsamt.

En ny planeringsram för vindkraft på 30 TWh till år 2020 fastställs, enligt Energimyndighetens remissbehandlade förslag, varav 20 TWh till lands och 10 TWh till havs.

Planprocessen för vindkraft förenklas, genom att den så kallade dubbelprövningen avskaffas. Samtidigt ges kommunen medbestämmande genom att kommunfullmäktiges godkännande krävs för projekt som tillståndsprövas enligt Miljöbalken (dvs större verk eller vindkraftparker).

Nationalälvarna, och övriga i lagen angivna älvsträckor, ska fortsatt skyddas från utbyggnad.

Förutsättningarna för utbyggnad av vindkraftsparker till havs bör studeras särskilt. Det gäller bl a Nätanslutningsregler, olika strandstaters konkurrerande stödsystem, förutsättningar för gemensamma projekt enligt förnybardirektivet, etc.

3.3 Kärnkraft

Ansökningar om effekthöjningar kommer att prövas på samma sätt som hittills.

Kärnkraftsparentesen förlängs genom att inom ramen för maximalt tio reaktorer tillåta nybyggnation på befintliga platser. Tillstånd ska kunna ges för att successivt ersätta nuvarande reaktorer i takt med att de når sin ekonomiska livslängd.

Avvecklingslagen avskaffas. Förbudet mot nybyggnad i kärntekniklagen tas bort. En utredning tillsätts för att utforma en kärnkraftslagstiftning som ger förutsättningar för kontrollerade generationsskiften i den svenska kärnkraften.

Den samhälleliga prövningen av nya kärnkraftsprojekt görs i samband med tillståndsgivningen. Försörjningstrygghet är en av grunderna för prövningen.

Tillstånd för nya reaktorer kommer att prövas enligt lagstiftningens krav på bästa tillgängliga teknik.

Något statligt stöd för kärnkraft, i form av direkta eller indirekta subventioner, kan inte påräknas.

Atomansvarslagstiftningen anpassas till den uppdaterade Pariskonventionen och dess tilläggsprotokoll. Det innebär att reaktorägarna i ökad omfattning får ta ansvar för kärnkraftens risker. Frågan om det obegränsade skadeståndsansvaret utreds i samband med utredningen om en ny kärnkraftslagstiftning.

Försöket att lösa upp samägandet av de svenska kärnreaktorerna fullföljs.

4.1 Effektiv energianvändning

Ett femårigt program för effektivare energianvändning genomförs med utgångspunkt i Energi-effektiviseringsutredningens förslag. Programmet tillförs 300 miljoner kronor årligen, utöver dagens politik, och finansieras inom ramen för energibeskattningen.

4.2 Effektiva marknader

Sverige ska bidra till att fullfölja utvecklingen mot en fungerande nordisk slutkundsmarknad och ett allt närmare nordeuropeiskt samarbete kring nätin-vesteringar.

Flaskhalsar i det nordiska elnätet och mellan nord och kontinenten ska byggas bort. Genom bättre sammanbindning av elnäten mellan länderna kring Östersjön skapas också bättre förutsättningar för samhällsekonomiskt effektiv utbyggnad av vindkraftsparker till havs.

Värmemarknaden ska fortsatt byggas på fungerande konkurrens mellan olika uppvärmningsformer.

Elnäten bör utvecklas för att möjliggöra samhällsekonomiskt effektiva investeringar i ny elproduktion

Sverige ska föra en marknadsbaserad och solidarisk internationell energipolitik samt verka för fortsatt integrering av den europeiska marknaden

5. Styrmedel

Grundläggande för den långsiktiga energipolitiken är generella ekonomiska styrmedel, som koldioxidskatt, internationell utsläppshandel och certifikat för förnybar el.

De ekonomiska styrmedlen bör stegvis utvecklas och undantag i möjligaste mån begränsas, med beaktande av risken för koldioxidläckage och svenskt näringslivs konkurrenskraft.

Styrmedlen måste kompletteras, dels med insatser för teknikutveckling och dels med information och insatser för att bryta institutionella hinder mot förnyelse.

Klimatfrågan måste mötas med internationella överenskommelser och åtaganden, och så långt möjligt även med kostnadseffektiva gemensamma styrinstrument och effektiv handel.

6. Forskning, utveckling och demonstration

Alliansregeringen har avvecklat tidigare omfattande investeringsbidrag till befintlig teknik och istället förstärkt insatserna för utveckling av ny energiteknik. Fokus på insatserna är områden

- som bidrar till att uppnå 2020-målen.
- där Sverige har en nationell styrkeposition.
- som har förutsättningar för export. I forskningspropositionen beslutades om tre strategiska prioriteringar:

- Storskalig förnybar elproduktion och utvecklade elnät. Där ingår, förutom vindkraft som nu utvecklas i industriell skala, satsningar på ny teknik som vågkraft, solkraft och förgasning av biomassa.
- Elektriska drivsystem och hybridfordon.
- Biokombinat för miljö- och klimatanpassad framställning av drivmedel och andra produkter. Forskningspolitiken överensstämmer därmed väl med utvecklingsområdena i denna överenskommelse: trafiksystemet, ny förnybar elproduktion och effektivare energianvändning.

7. Kontrollstation

En kontrollstation genomförs år 2015 i syfte att analysera den faktiska utvecklingen av energibalans och kostnader samt klimatpåverkan i förhållande till målen, liksom kunskapsläget vad gäller klimatförändringar. Kontrollstationen gäller inte politikens grundläggande inriktning men kan komma att leda till justering av styrmedel och instrument.”

Energipolitiken idag

Det som hänt de senaste åren är att regeringen fortsatt att införa stimulanser och åtgärder för att underlätta för utbyggnad av småskalig elproduktion från förnybara källor.

Till exempel kommer det att vara möjligt att få skatterabatt för den el som man producerar själv och som säljs tillbaka till nätet. Skatterabatten ska ges för upp till 30 000 kilowattimmar som levereras till nätet. Och säkringen vid anslutningspunkten får vara högst 100 ampere i anslutningspunkten. Varje levererad kilowattimme ska ge 60 öre i skatterabatt.

Den som har nätkoncessionen ska lämna kontrolluppgift om skattereduktionen, och den som ska få pengarna ska ansöka om dem i deklARATIONEN. Det går inte att få skatterabatt för mer el än vad som har tagits ut från elnätet, och skattereduktionen gäller bara el från förnybara källor: sol, vind, vatten, jordvärme eller biomassa.

Regeringen räknar med att det kommer att utgå skatterabatt för 38 gigawattimmar el per år.

Allmänt kan sägas att den beslutade politiken har lett till kraftigt ökade investeringar i vindkraft. Framför allt systemet med elcertifikat bidrar till detta.

Vad gäller andra långsiktiga effekter är det ännu för tidigt att dra några långtgående slutsatser. Den osäkerhet som trots allt finns kring den långsiktiga uppslutningen kring politikens innehåll kan ha en avvaktande effekt på större investeringsbeslut. Samtidigt är dessa ofta förenade med så pass tidsmässigt utdragna processer att det är svårt att idag säga hur marknadens aktörer värderar olika faktorer.

Det faktum att den beslutade politiken håller öppet för marknadens aktörer att själva fatta beslut om val av tekniska lösningar på kommersiella villkor talar dock för att det skulle vara önskvärt med en bredare parlamentarisk uppslutning kring politiken.

Energifrågor i den svenska politiska debatten

I samband med att Alliansregeringen träffade sin överenskommelse om energipolitiken, som baserades på underlag från Vetenskapliga Rådet, den parlamentariska Klimatberedningen och den dialog som regeringen fört med bland annat näringslivet kring energi- och klimatfrågorna, så inbjöds också oppositionen till samtal om en bred uppgörelse på denna grund.

Någon sådan uppnåddes dock inte. De tre partierna s, v och mp bestämde sig för att inte ansluta sig till denna överenskommelse.

Dock har önskemål om en bred uppgörelse i energifrågorna fortsatt att diskuteras i den politiska debatten, också efter det att riksdagen fattade beslut om politiken.

Numera är det oppositionen som föreslår överläggningar. Socialdemokraternas ledare Stefan Löfven har föreslagit att partierna ska börja med att gå igenom hur mycket el som behöver produceras framöver, för att därefter bestämma vilka kraftslag och källor som ska användas.

Socialdemokraterna

Socialdemokraterna vill att kärnkraften successivt fasas ut med hänsyn till sysselsättning och välfärd och i den takt kärnkraftselen kan ersättas med el från förnybara källor och energieffektivisering. Partiet framhåller dock att Sverige idag är ett av världens mest kärnkraftberoende länder. Kärnkraften kommer att utgöra en viktig del av elproduktionen för lång tid framöver. ”Den ska användas på ett säkert och effektivt sätt”, enligt S.

Det socialdemokratiska partiet vill nå en blocköverskridande uppgörelse om en långsiktig energipolitik och säger sig vilja bjuda in partierna till överläggningar efter en eventuell valseger i höst.

En sådan uppgörelse ska bland annat innebära att förnybar elproduktion byggs ut. Målet ska vara minst 30 TWh el från förnybart år 2020.

Miljöpartiet

Miljöpartiet vill ersätta kärnkraften med förnybar energi och ”smartare energianvändning”, avveckla två gamla reaktorer redan de närmaste åren och stoppa effekthöjningar och livstidsförlängningar av reaktorerna.

Från partimotionen En grön politik för global utveckling (Motion 2013/14:U316)

Miljöpartiet vill här ge medborgarna ökad kontroll över produktionen av förnybara energikällor. Både beträffande användning och kostnader. Bland annat via kooperativa vindkraftverk som drivs mera småskaligt. Man vill även använda sig av modeller med så kallade feed-in tariffer för en mera småskalig produktion. Dessa tariffer, samt mer riktade subventioner, föredras framför dagens system med gröna elcertifikat.

De anser vidare att staten bör ligga på för att utveckla samarbetsprojekt som kan underlätta överföringen av det tekniska kunnande som finns inom olika kommuner.

Partiet vill i motionen underlätta för förnybar energi som vindkraft genom att staten leder och underlättar hållbara investeringar. Vidare vill man att ”statliga företag måste få tydliga ägardirektiv att upphöra med investeringar i fossil industri och det bör utredas hur det statliga exportstödet och utvecklingssamarbetet kan riktas helt mot förnybar energi. Regeringens direktiv för pensionsfonderna bör ändras så att det inte längre blir möjligt att investera i företag med fossil energi som huvudsaklig inriktning.”

I motionen Havsbaserad vindkraft (motion 2013/14:N436) av Lise Nordin (MP), Mats Pertoft (MP), Jonas Eriksson (MP) och Maria Ferm (MP) vill man utreda möjligheterna till en statlig upphandling av havsbaserad vindkraft. Man vill att staten tar en aktiv roll, sätter upp tydliga mål samt tar ett samlat grepp kring utbyggnaden. Staten ska enligt förslaget ta upp anbud från de vindkraftsprojektörer som är beredda att bygga till mest konkurrenskraftiga priser. Detta enligt Energimyndighetens rekommendationer. Vidare vill man att Sverige ska skapa förutsättningar att kunna sälja förnybar energi till andra EU-länder. Detta dels för att finansiera den egna utbyggnaden och dels för att hjälpa andra EU-länder att uppnå sina mål.

Vänsterpartiet

Vänsterpartiet vill avveckla Sveriges beroende av fossil energi. På sikt ska all energi vara förnybar. Uranbrytning ska inte tillåtas i Sverige. Nätet för fossilgas ska inte byggas ut eftersom gasen också är ett fossilt energislåg. Fracking ska inte vara tillåten. Vänsterpartiet föreslår att en reaktor läggs ner under denna mandatperiod, förslagsvis Oskarshamn 1 med tanke på ålder, säkerhet och prestanda. Anser också att det bör förberedas för en nedläggning av en andra reaktor, förslagsvis Ringhals 1. Vill också att regeringen återkommer med en avvecklingsplan för de resterande reaktorerna.

Vänsterpartiets åtgärdsförslag för att öka vindkraftproduktionen är relativt snarlika Miljöpartiets. De sammanfattas väl i partimotionen 100 procent förnybart (2012/13:N300) och består i att ta fram ett branschprogram för vindkraften, i att underlätta lokalt deläggande och inte skattemässigt missgynna det kooperativa ägandet, i att riva upp kommunernas vetorätt, utöka den havsbaserade vindkraften samt att bygga ut nätkapaciteten och påskynda tillståndsprocesser. Man lyfter även det nyligen uppkomna problemet med inskränkta möjligheter för lokala producenter att ges energiskattebefrielse samt de krångliga momsreglerna vilka missgynnar små producenter. Liksom MP vill man även införa möjlighet till nettodebitering för småskaliga anläggningar (motion 2012/13:N387).

Sverigedemokraterna

Anser att för att Sverige skall kunna stå sig i konkurrensen gentemot omvärlden, för att ambitionerna om att bryta landets oljeberoende skall kunna förverkligas och för att hushållen skall kunna hålla sina boendekostnader på en rimlig nivå måste energipriserna hållas låga.

Sverigedemokraterna vill utveckla och förnya kärnkraften. På lång sikt måste utgångspunkten dock vara att finna andra alternativ till kärnkraften som är en energikälla som är långt ifrån optimal.

14. Huvudslutsatser

Utredningens ambition är att belysa förutsättningarna för tillgång till kraft av tillräcklig kapacitet i det svenska elsystemet och effekterna för dess konsumenter när den nuvarande kärnkraften fasas ut ur systemet.

Produktion av elektricitet och förutsättningarna för långsiktiga investeringar i ny produktionskapacitet står inför stora utmaningar.

Faktorer som förändrat förutsättningarna

Det finns ett flertal viktiga faktorer bakom detta förhållande:

- Den internationella klimatdebatten och de vetenskapliga belägg som visar att förändringarna i jordens klimat med en allt högre genomsnittlig temperatur som följd har påverkats av människan genom framför allt utsläpp av skadliga växthusgaser, inte minst koldioxid, driver på en omställning mot mer fossilfri produktionskapacitet.
- Avregleringen av elmarknaden på europeisk nivå och övergången till marknadsbaserade lösningar för tillgång och efterfrågan på elektricitet, har bidragit till en ökad konkurrens och mindre byggande av ny kapacitet. Den politiska ryckigheten och den alltmer växande riktningen mot mer nationella sär lösningar gynnar investeringar som innehåller mindre långsiktiga risker. Troligen kan det även ha bidragit till sjunkande priser på elektricitet, men olika skatter och avgifter som tillkommit liksom naturliga variationer gör att det är svårt att dra några säkra slutsatser angående prisutvecklingen i konsumentledet.
- Systemet med att elektricitet baserad på förnybar produktion har företrädde till marknaden har bidragit till en mer volatil marknad som påverkas kraftigt av bland annat väder. Det gör att konventionell produktion baserad på vattenkraft, kolkraft och gas, i allt högre utsträckning behöver tjänstgöra som reglerkraft för att balansera elsystemet beroende på när vinden blåser och solen skiner.
- Kraftiga offentligt finansierade subventioner av förnybar produktion i form av gröna certifikat eller feed in-tariffer medverkar till att sådan produktion blivit relativt okänslig för priset på elmarknaden, vilket ytterligare försämrar förutsättningarna för annan produktion.
- Systemet för att genom marknadslösningar sätta pris på nedsmutsande utsläpp, handeln med utsläppsrättigheter inom EU (European Trading System), priserna blivit låga till följd av lågkonjunktur. Dess styrande effekt mot minskad koldioxidbaserad produktion har därför minskat kraftigt. Detta har att göra med den lägre ekonomiska aktiviteten i industrin till följd av internationell kris med lägre energiförbrukning som följd, och fallande priser på världsmarknaden.
- Utvecklingen mot en mer harmoniserad energipolitik inom EU har för närvarande bytts mot mer av enskilda nationella lösningar som försvårar samordning av insatser och regelverk. Till exempel har den snabbt ökande andelen förnybar el i systemet lett till att flera länder inför, eller planera införa, kapacitetmarknader som innebär att kunder får betala till producenter för att hålla traditionell kraftproduktion igång.
- Den påbörjade utvinningen av skiffergas genom ny teknik, i främst USA, har kraftigt påverkat världsmarknadspriserna på gas och kol. Genom att USA kan klara sin försörjning till stor del genom inhemsk gas blir deras traditionella kolanvändning allt mindre intressant. Detta har pressat ned priserna på kol på världsmarknaden, vilket i sin tur lett till en ökad kolanvändning och därmed tillhörande högre utsläpp av koldioxid, i andra delar av världen.
- Priserna i Europa på elektricitet ligger betydligt högre än vad de gör för brukare i de viktigaste konkurrentländerna. Såväl USA som Kina har betydligt lägre priser, inte minst för industrin.
- Osäkerheten i Sverige bland många aktörer om vilka politiska ramverk som långsiktigt kommer att gälla bidrar också till att tänkbara investerare avstår från att planera för stora investeringar i produktionskapacitet.

Dessa faktorer har naturligtvis varit viktiga i arbetet med utredningen.

Sammantaget bidrar de till att den traditionella produktionsbranschen i EU med några stora producenter av elektricitet i stora produktionsanläggningar har fått stora lönsamhetsproblem. Såväl Eon som RWE och Vattenfall har de senaste åren gjort stora ekonomiska förluster, framför allt på grund av nedskrivningar av värden i gamla produktionsanläggningar. Helt nya affärsmodeller behöver utvecklas när marknaden totalt förändras.

Ett antal viktiga slutsatser

Med beaktande av de förändrade förutsättningarna som redovisas ovan, går det att dra ett antal slutsatser som kommer att ha betydelse för den fortsatta diskussionen och kommande beslutsfattande kring energifrågorna i Sverige.

Utredningen har bedrivits under kort tid och gör inte anspråk på att vara en bred, djuplodande kartläggning över elmarknaden i Sverige.

I huvudsak har befintliga underlag från andra aktörer använts som referensmaterial och de slutsatser som presenteras vill bidra till en fortsatt diskussion om behovet av långsiktighet och breda politiska överenskommelser i Sverige kring energifrågorna.

Följande slutsatser är inte upptagna i någon prioriteringsordning, utan syftar till att fånga de viktigaste frågeställningarna som behöver fortsätta att diskuteras på olika sätt.

- Sverige kommer att ha behov av ytterligare kapacitet av kraftproduktion när befintlig kärnkraft fasas ut. Behovet kan komma att uppgå till ca 5 000 MW när samtliga dagens tio reaktorer fasats ut. Detta även när en fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraft enligt dagens målsättningar räknas in i den totala kapaciteten.
- För att stödja investeringar i ny kraftproduktion krävs framför allt långsiktiga spelregler. Den marknadsbaserade modell som finns i Norden med en kraftbörs fungerar för närvarande, men riskerar att urholkas om och när andra former för prissättning införs.
- I takt med att intermittent kraft i form av vind och sol byggs ut ökar behovet av tillgänglig reglerkraft för att hantera skiftande vädermässiga förutsättningar. I det perspektivet måste särskild hänsyn tas till vattenkraften, inte minst när frågor som kan påverka dess regleringsförmåga hanteras. Ökad minimitappning och andra begränsningar i hur vattenkraften kan utnyttjas skulle bidra till att försämra dess förmåga att balansera den ökande andelen vindkraft.
- En ökad integration mellan Norden och Tyskland skulle kunna maximera användningen av produktionsresurserna. Det förutsätter också politiska beslut som gör att svensk vattenkraft kan utnyttjas så effektivt som möjligt, möjligen även i kombination med någon form av stabil basproduktion.
- Det är också angeläget att konsumenternas roll att kunna bidra till såväl energieffektivisering som systemoptimering stärks. Demand Side Management (DSM), dvs att genom elpriset styra konsumenternas användning till de ur systemsynpunkt mest optimala tiderna på dygnet kan vara lösningen på detta.
- Det finns ett starkt behov av långsiktiga politiska spelregler. Riksdagens år 2010 beslutade politik, med öppenhet för förnybar produktion, möjlighet till nya reaktorer i enlighet med fastlagd lagstiftning utan statliga ekonomiska subventioner och naturgas som övergångslösning, synes tjäna Sveriges behov väl. Med en starkare parlamentarisk förankring skulle många tänkbara investerare bättre förmås att fördjupa sina intressen på energiområdet.
- Eventuella ekonomiska incitament till stöd för ny produktionskapacitet, inom ramen för den fastlagda politiken, bör följa långsiktiga uppgörelser inom EU på klimat- och energiområdet. Mest önskvärt skulle vara en gemensam lösning på EU-nivå med någon form av system liknande den svenska modellen med certifikat.

- Inom Sverige behöver fokus läggas på att säkerställa tillräcklig effektkapacitet i landets södra elområden, dvs 3 och 4. Det är också där som största bortfallet sker när nuvarande kärnkraft fasas ut. Även kapaciteten i nät till, och mellan, dessa områden behöver förstärkas. Det innebär att ny produktionskapacitet, när det gäller stora verk, med fördel kan lokaliseras till platser med redan befintlig verksamhet och befintlig nätanslutning där så är möjligt.
- Att planera för, och investera i, nya kärnkraftsreaktorer är en tidskrävande och omfattande process. Från det att en ansökan om att få tillstånd att bygga en reaktor lämnas in till berörda myndigheter till dess att reaktorn är klar för kontinuerlig drift i systemet, får man räkna med i storleksordningen minst 15 år. Det finns därför ett stort intresse att följa den process som Vattenfall startat.
- När det gäller ny gaskraft i Sverige förutses framför allt en utbyggnad av sk regionala nät där gasen leds från en deponicentral ut till olika kunder, inklusive tankställen utefter nätet. I takt med att biogaskapaciteten byggs ut kan dessa nät sedan nyttjas för biogas.
- Större kunder, främst inom industrin, bör fortsatt studera möjligheten till långsiktiga avtal om elleveranser med olika leverantörer i Norden och dess närområde.
- Det är framför allt viktigt att stimulera en bred debatt om Sveriges framtida elförsörjning som baseras på långa tidsperspektiv och en helhetssyn. Kraftförsörjning till alla delar av landet är en uppgift som berör många delar av samhället och många politikområden.

Utredningen har haft till uppgift att försöka besvara ett antal viktiga frågeställningar. Det är frågor som är intressanta för att ange grundläggande förutsättningar för de långsiktiga investeringar som det handlar om när vi talar om produktionsanläggningar för elektricitet.

Hur ser behovet av ny baskraft ut?

Utfasningen av den befintliga svenska kärnkraften innebär att det sammanlagt faller bort effekt motsvarande ca 10 700 MW under perioden fram till ca 2040. Det innebär att ca 40 procent av den installerade produktionskapaciteten för elektricitet faller bort ur systemet. Samtidigt kommer en stor del av den befintliga vindkraften att behöva förnyas eftersom den tekniska livslängden på många vindkraftverk löper ut under samma tidsperiod.

Även om den utfasade kärnkraften ersätts med en mycket kraftig utbyggnad av främst vindkraft och genom energieffektivisering, menar många att det kommer att uppstå en brist på upp till ca 5 000 MW i slutet av tidsperioden. Som Svenska Kraftnät redovisat kommer det att kunna uppstå brister i systemet redan när de tre äldsta reaktorerna fasas ut, fram till år 2025.

Det svenska elsystemet är tekniskt dimensionerat för en frekvens på 50 Hz, med en tillåten svängning på 0,1 Hz. Det är Svenska Kraftnät som har ansvaret att tillse att den balansen hålls, och det är olika aktörer på elbörsen Nord Pool som aktivt säkerställer att balansen hålls. Därför övervakas systemet hela tiden så att produktion och förbrukning av elektricitet hålls i balans.

Med en ökad andel av intermitterant (ojämn) tillförsel av elektricitet från vind och sol behöver reglermöjligheterna i systemet öka.

Ytterligare studier behöver göras för att finna acceptabla lösningar på kraftkapaciteten både på kort och lång sikt.

Vilka huvudalternativ finns för ny baskraft?

Det finns i teorin ett antal olika möjligheter att producera elektricitet som kan utgöra så kallad baskraft, dvs kraft som är tillgänglig regelbundet under alla tider på dygnet, året om. Dessa är vattenkraft, kärnkraft, gaskraft, biomassa och kolkraft. Kraftproduktion som kan vara kontinuerligt tillgänglig mellan 70 och 90 procent av installerad kapacitet. Vindkraftens tillgänglighet på motsvarande sätt har i olika studier bedömts vara ca 6 procent av installerad kapacitet. Det kommer därför att finnas ett mycket stort behov av utbyggd vindkraft fram till ca 2045 för att kompensera för den lägre tillgänglighetsgraden, även sett till möjligheten att denna grad blir högre än hittills.

Av olika skäl är det rimligt att se att de praktiskt möjliga lösningarna för sådan kompletterande baskraft i det svenska systemet är kärnkraft och gaskraft.

Vattenkraft går att utöka i begränsad omfattning med nu gällande lagstiftning som ger skydd till ett stort antal vattendrag. Kolkraft är inte politiskt acceptabelt med de stora utsläpp av koldioxid som sådan produktion ger upphov till, även om man finner en lösning att lagra koldioxid genom så kallad CCS-teknik.

Vilka typer av kostnader är förknippade med de olika alternativen?

Oavsett val av teknisk lösning går det att beskriva kostnaderna för de olika alternativen i några huvudposter. Det är kapitalkostnader för investeringen i nya kraftverk, drift och underhållskostnader för anläggningarna under deras livslängd, eventuella skatter och avgifter för bränslen och utsläpp, kostnader för hantering av avfall och avveckling av uttjänta anläggningar, kostnader för elsystemet såsom nätanslutning etc, kostnader för tillstånd att uppföra anläggningarna.

De totala produktionskostnaderna räknat per kilowattimme elektricitet med de olika komponenterna ovan inräknade varierar självklart för olika anläggningar. Olika studier visar att de ligger mellan ca 40 öre och ca 100 öre per kilowattimme, beroende på val av produktionsform. (alla produktionslag inräknade).

Gaskraften har en lägre kapitalkostnad som är relativt lätt att kontrollera. Ny kärnkraft har höga kapitalkostnader och ett behov av bättre kostnadskontroll.

Vilka miljöaspekter är förknippade med alternativen?

Gaskraftens miljöaspekter beror på vilken gas som används. Med naturgas blir utsläpp av koldioxid en belastande faktor, som kan mildras med så kallad CCS-teknik, dvs avskiljning av koldioxiden i processen och separat hantering av denna, antingen som produkt för industriändamål eller för lagring.

Både naturgas och biogas består i huvudsak av metan och är till naturen väldigt lika. Skillnaden mellan dem är sättet de framställs på. Naturgas och biogas kan användas på samma sätt och i samma typ av anläggningar och nät. En utbyggnad av dagens naturgasnät möjliggör därför en övergång till ökad användning av biogas i takt med att biogasproduktionen ökar. **Biogas leder inte till nettoutsläpp av koldioxid förutsatt att råvaran som används tas från hållbart brukad skog med nettotillväxt.**

Den största delen av kärnkraftens miljöpåverkan sker vid framställningen av bränslet. Vid uranbrytning uppstår en lokal förändring av landskapet som vid vilken annan gruvbrytning som helst. Och precis som vid annan gruvverksamhet ska miljön återställas efter avslutad gruvdrift.

Det radioaktiva avfallet som uppkommer vid drift av kärnkraftverken är låg-, mellan- och högaktivt avfall. Det lågaktiva avfallet består mest av begagnad skyddsutrustning, till exempel plastdukar och städmaterial. Större delen av detta avfall bränns i en ugn för radioaktivt avfall i Studsvik. Askan och rökgasfilter därifrån tas om hand som medelaktivt avfall.

Det medelaktiva avfallet är begagnade filter- och jonbytarmassor från reaktorsystemens reningsutrustning. Detta avfall gjuts in i betongkokiller vid driftavdelningarna och körs sedan till SFR, Slutförvar för kortlivat radioaktivt avfall, som finns i anslutning till Forsmarks kärnkraftverk.

Det högaktiva avfallet utgörs av det använda reaktorbränslet. Det förvaras under några år under vatten, som måste kylas, i reaktorernas egna bränslebassänger. Därefter transporteras det i speciella behållare till mellanlagret för använt bränsle. Detta mellanlager, CLAB, finns i anslutning till Oskarshamnsverket.

Hur ser tillståndsprocesserna ut?

Tillståndsprocesserna när det gäller nya kärnkraftsreaktorer finns fastlagda när det gäller lagstiftning. Till denna skall läggas ett flertal olika förordningar, varav de flesta återstår att ta fram under hand som tillståndsprocessen löper. Eftersom det inte byggts nya reaktorer i Sverige på trettio år finns ett stort behov av nya, anpassade förordningar som tar hänsyn till de krav och förväntningar som gäller idag.

I stora drag ser gången ut enligt följande:

1. Sökanden upprättar och lämnar in ansökan om tillåtlighet och tillstånd enligt miljöbalken och tillstånd enligt kärntekniklagen.
2. Mark- och miljödomstolen bereder ärendet enligt miljöbalken, håller huvudförhandling. Prövar enligt miljöbalken – yttrande.
3. Strålsäkerhetsmyndigheten bereder ärendet enligt kärntekniklagen – yttrande. Samordning sker med mark- och miljödomstolens arbete enligt punkt 2.
4. Kommunfullmäktige tillstyrker eller avstyrker verksamheten.
5. Regeringen beslutar om tillåtlighet enligt miljöbalken. Regeringen beslutar också om tillstånd enligt kärntekniklagen och samt om tillståndsvillkor.
6. Mark- och miljödomstolen håller ny huvudförhandling. Ger tillstånd och meddelar villkor enligt miljöbalken.
7. Strålsäkerhetsmyndigheten beslutar om eventuella ytterligare villkor enligt kärntekniklagen respektive strålskyddslagen samt prövar enligt regeringens tillståndsvillkor.

När det gäller ny gaskraft är processen enklare, men likväl viktig ur ett flertal perspektiv.

En ansökan om att anlägga gaskraftverk skall prövas enligt Miljöbalken och i enlighet med berörd länsstyrelse samt berörd kommuns översikts- och detaljplaner.

Vilka förberedelser finns när det gäller lagstiftning och inom myndigheter för att ta ställning till ansökningar om tillstånd för nya anläggningar?

Utredningen visar att den befintliga lagstiftningen synes vara tillfyllest för att hantera de ärenden som kan bli aktuella när befintlig kärnkraft fasas ut ur det svenska systemet.

För hantering av beredning av tillstånd till kärnteknisk verksamhet finns till stor del beredskap inom de berörda myndigheterna. Den myndighet som har det största beredningsansvaret, Strålsäkerhetsmyndigheten, har behov av att förstärka sina resurser och öka antalet medarbetare för att hantera de nyligen startade processerna. För detta tar myndigheten ut avgifter av den sökande för att täcka självkostnaden.

Beredning av nya gaskraftverk är något som redan hanteras och synes klaras tillfullo inom berörda myndigheter.

Hur lång tid förväntas de olika beslutsprocesserna ta för att ge tillstånd till nya anläggningar?

Beslutsprocesserna när det gäller ny kärnkraft är mycket långa, av uppenbara skäl. Det är många intressenter som ska hinna ta del av planerna och kunna delta i beredningsprocessen.

Eftersom det inte byggts någon ny reaktor på trettio år i Sverige så är det idag ingen som med säkerhet kan säga hur lång tid själva beslutsprocessen för nya reaktorer tar. Uppskattningsvis handlar det om cirka tio år.

När det gäller ny gaskraft är beslutsprocessen betydligt kortare. Förutsatt att det inte uppstår några komplikationer under processen så är bedömningen att det tar ca två-tre år att bereda och besluta om nödvändiga tillstånd. Det är erfarenheten av de två verk som anlagts senast i Sverige.

Till detta ska läggas nödvändiga tillstånd när det gäller anslutning till elnät respektive gasnätsutbyggnad.

Hur lång tid bedöms det ta att uppföra nya kraftverk?

Även här skiljer det sig markant åt mellan de olika teknikerna.

Att uppföra ett kärnkraftverk tar någonstans mellan fem och åtta år, innan det har fått sin drifttillstånd, dvs innan det är klart att kontinuerligt leverera elektricitet till nätet.

Motsvarande tidsperiod för ett gaskraftverk är **under gynnsamma förutsättningar och vid användning av en befintlig anläggningsplats två till tre år.**

Det innebär att den sammanlagda planerings- och uppförandetiden för nya reaktorer uppgår till ca femton år.

För nya gaskraftverk är motsvarande sammanlagda tidsperiod **under fördelaktiga omständigheter ca fem-sex år.**

15. Källor

Följande källor har använts under utredningen:

El från nya anläggningar 2007, Elforsk

El från nya och framtida anläggningar 2011, Elforsk

Elåret 2012, Svensk Energi

Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, study for the European Commission 2013, D'heseleer, University of Leuven, Belgium

Elmarknaden i Sverige och Svenska Kraftnäts roll

Integrering av vindkraft, Svenska Kraftnät 2013

Energiläget 2013, Energimyndigheten

Skifferrevolutionen – hur den kommer att transformera de globala gas- och oljemarknaderna, Radetzki och Aguilera, Ekonomisk Debatt 2014

Annual Energy Outlook, USA 2011

Annual Energy Outlook 2013, US Department of Energy

Projected costs of generating electricity, OECD 2010

Sex energikällor, Vattenfall

Underlag från Swedegas och ÅF, 2014

Underlag från Energigas, 2014

Underlag från EU-kommissionen, DG Energy, DG Climate, DG Environment

Underlag från Europeiska Rådet

Intervjuer med, och underlag från

- *Energigas Sverige*
- *Swedegas*
- *Vattenfall*
- *E.ON Sverige*
- *Strålsäkerhetsmyndigheten*
- *Mark- och miljödomstolen*
- *Svenska Kraftnät*