

En ny spelplan för ett robust, leveranssäkert och fossilbränslefritt elsystem i Sverige 2030 och 2050

Kompletterande kort-PM till IVA Vägval el

**Ett urval av beräkningsförutsättningar och modellresultat för
beräkningar av systemkostnad vid en förtida avveckling av de sex
yngsta kärnkraftsreaktorerna i Sverige**

Underlag till syntesarbetet i IVA Vägval el, maj/juni 2016

2016-06-09

Bo Rydén, Profu
Håkan Sköldberg, Profu
Thomas Unger, Profu
Erik Axelsson, Profu

www.nepp.se

Innehåll

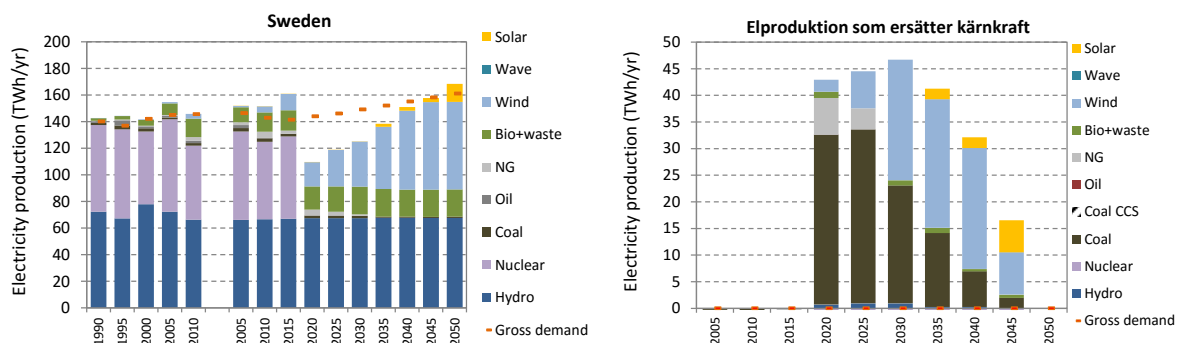
Resultat av simuleringarna	3
Om alla kärnkraftsreaktorer stängs i förtid.....	3
Beräkningsförutsättningar	5
Kärnkraftens kostnader	5
Kostnader för ökad drift av kol- och gaseldade kraftverk i våra grannländer.....	6
Kostnader för ny vindkraft samt kompletterande anläggningar	7
Kostnader för tilläggsystem, till exempel elnät, effektsäkring och systemtjänster i produktion och användning, lagring med mera.....	7
Detaljerad resultatredovisning.....	8
Huvudscenariot - beräkningar enligt grundantagandena ovan	8
Känslighetsanalyser	9
Hur mycket stiger elpriset?	11
Appendix	12
Bakgrund om NEPP och simuleringsmodellerna	12

Resultat av simuleringarna

Om alla kärnkraftsreaktorer stängs i förtid

NEPP har, i samverkan med IVA Vägval el, gjort känslighetsberäkningar med våra modeller för olika tidpunkter för stängning av de svenska kärnkraftsverken. Nedan anges modellresultaten för en förtida stängning av de sex yngsta reaktorernas, det vill säga stängning innan dess 60-åriga livslängd. Vi har gjort *kompleta* modellberäkningar för en förtida stängning år 2020, och tagit fram en utförlig resultatflora, som bland annat också visar hur systemet byggs ut givet denna stängning. Vi har dessutom gjort kompletterande, delvis manuella, beräkningar av systemkostnader och koldioxidutsläpp för en stängning senast år 2025, 2030, 2035 respektive 2040, och då även tagit hänsyn till att den elproduktion som ersätter kärnkraften blir successivt alltmer förnybar. Denna beräkning för olika årtal ger ett bra underlag för att bedöma hur olika tidpunkter för stängning påverkar kostnaderna och koldioxidutsläppen.

Modellberäkningarna baseras på en förtida stängning av reaktorer i ett scenario där elcertifikatsystemet förlängs i dess nuvarande form och successivt utvidgas. Det medverkar därmed till att alltmer förnybar variabel kraft byggs, vilket i sin tur bidrar till att systempriset på el förblir relativt lågt. Reinvesteringar i de sex återstående kärnkraftsreaktorerna kan då inte ske med rimlig lönsamhet för deras återstående tekniska livslängd, och de stängs (i detta scenario) redan 2020. Det förtroende från politikerna för kärnkraftens fortsatta roll i elsystemet som kärnkraftsägarna behöver för att kunna investera och köra kärnkraften vidare finns heller inte längre kvar. Figuren nedan till vänster visar utvecklingen för elproduktionen i Sverige i enlighet med detta scenario det vill säga när alla tio reaktorer är stängda redan 2020. Trots fortsatt utbyggnad av förnybar kraft, kommer vi att ha ett stort importbehov av såväl elenergi som eleffekt under många år framöver. Åren efter 2020 behöver vi importera 40-50 TWh per år.



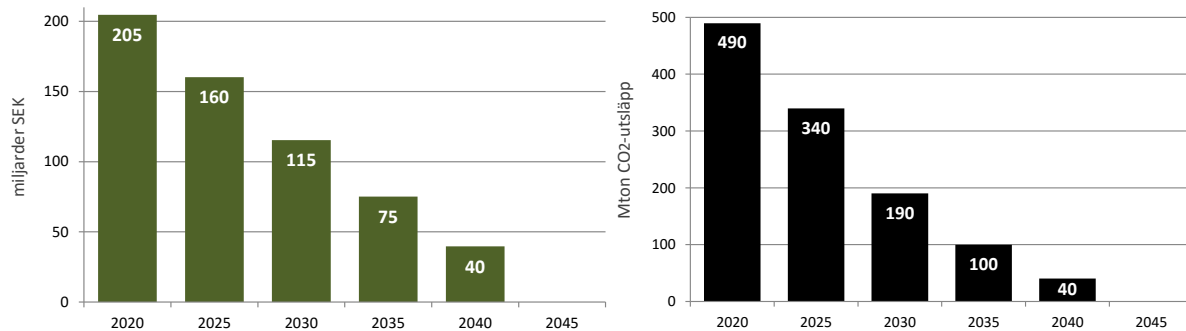
Figur 1 Diagrammet till vänster visar elproduktionen i Sverige vid en snabb avveckling av alla kärnkraftsreaktorer. Diagrammet till höger visar vilken elproduktion i det nordeuropeiska elsystemet som ersätter kärnkraften när de sex sista reaktorerna avvecklas redan 2020 (de fyra första antas alltså vara stängda före 2020). Källa: NEPP.

Figuren till höger visar den elenergi som ersätter vår svenska kärnkraft enligt Times-modellens resultat. Under de närmaste 10 åren (2020-2030) utgörs denna ersättningskraft till övervägande del (80-90 procent) av kol- och naturgaseldad kraftproduktion i våra grannländer.

I figurerna nedan anges kostnader (till vänster) och de totala CO₂-utsläpp (till höger) som en förtida stängning av de sex återstående reaktorerna orsakar (de fyra första antas stängda före/till 2020) i det

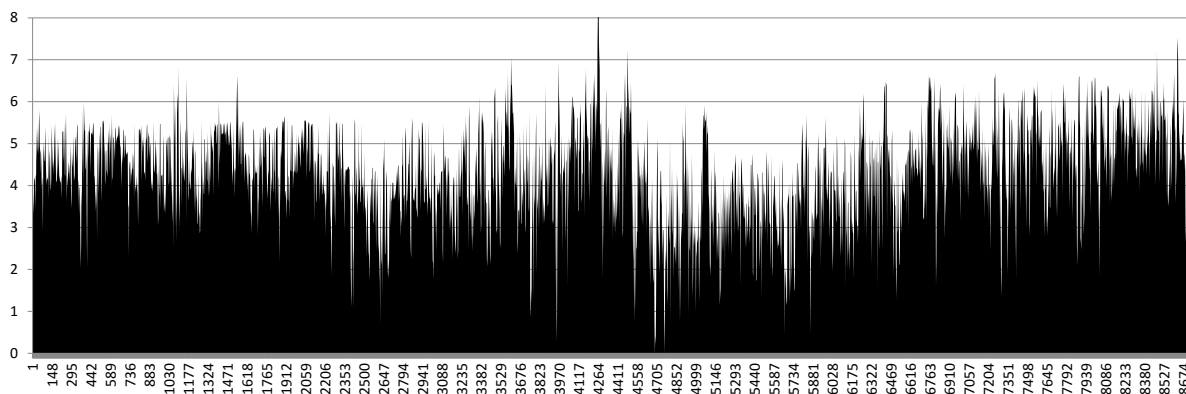
nordeuropeiska elsystemet. Den första stapeln i respektive figur anger de totala kostnaderna respektive de totala koldioxidutsläppen om alla reaktorer stängs senast 2020, jämfört med ett fall där man låter alla sex reaktorerna köra sin fulla livslängd ut. Av figurerna kan utläsas att en stängning senast år 2020 kostar drygt 200 miljarder SEK (245 miljarder SEK när effektskatten på kärnkraft exkluderas, se nedan) och orsakar ökade koldioxidutsläpp på i storleksordningen 500 miljoner ton.

Stänger man istället 2035 kostar det 75 miljarder SEK och då orsakar den förtida stängningen utsläpp på 105 miljoner ton koldioxid jämfört med det fall där man låter alla sex reaktorer köra sin fulla livslängd ut.



Figur 2 Totala systemkostnader (vänstra figuren) och totala koldioxidutsläpp i det nordeuropeiska elsystemet vid en förtida stängning av de sex återstående svenska kärnkraftreaktorerna vid olika tidpunkter, jämfört med utfallet i ett fall där dessa reaktorer behålls hela sin tekniska livslängd ut. Källa: NEPP.

EPOD-analyser visar att Sverige blir nettoimportör av el så gott som varje timme under året (här år 2021) om vi stänger alla tio reaktorer senast 2020, se figuren nedan. Det är alltså delvis denna import som innehåller den ersättande elproduktionsmixen som redovisas i figuren ovan. Detta säger också en del om elprishöjningarna i Sverige. För att elkraften ska flöda i riktning till Sverige i stort sett under årets alla timmar som måste elpriset här vara högre än i grannländerna. Vi har därmed en situation med högre elpriser än i grannländerna, i stället för dagens situation då vi har en rejäl nettoexport och oftast lägre elpriser än i grannländerna. Alternativet till import är att vi själva bygger planerbar kraft, exempelvis gasturbinkraftverk och kondenskraftverk. Modellanlysena visar dock på en ringa lönsamhet i sådana investeringar, så länge vi kan importera kraft. Enstaka verk för effektsäkring kan dock bli aktuella.



Figur 3 Sverige blir nettoimportör av el så gott som varje timme under året (här 2021) om vi stänger alla tio reaktorer senast 2020. Enhet GW. Källa: NEPP.

Beräkningsförutsättningar

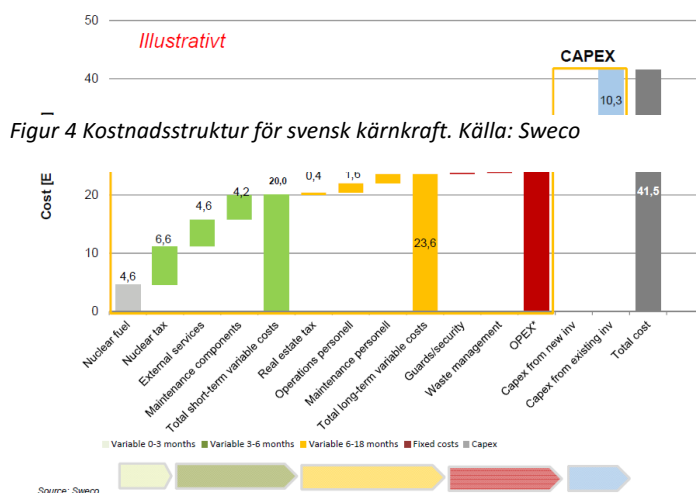
Kärnkraftens kostnader

De modellberäkningar och resultat som redovisas i detta PM genomfördes under maj 2016, det vill säga innan energiöverenskommelsen mellan fem riksdagspartier blev klar (i juni 2016). Överenskommelsen påverkar dock inte redovisade beräkningsförutsättningar och resultat, så när som på en punkt, nämligen borttagande av effektskatten på kärnkraft. Att den tas bort innebär att kostnaden för en förtida stängning år 2020, redovisad i figuren på föregående sida, blir 245 miljarder SEK i stället för de i figuren redovisade 205 miljarder SEK. I vår känslighetsanalys, redovisad i avsnittet "Detaljerad resultatredovisning" nedan, hade vi dock redan inkluderat denna möjlighet, varför även resultaten för kostnader och utsläpp av en förtida stängning utifrån energiöverenskommelsens nya villkor finns redovisade nedan. (Notera också att energiöverenskommelsen inte alls påverkar våra beräkningar av utsläppsresultaten.)

NEPP har, genom arbeten utförda av Sweco, tydliggjort kärnkraftens nuvarande kostnadsstruktur i nedanstående illustrativa figur. De rörliga produktionskostnaderna, det vill säga de kostnader som undviks vid en förtida stängning, är 23-24 EUR/MWh, vilket motsvarar cirka 220 SEK/MWh med dagens växelkurs. Av dessa utgör cirka 60 SEK/MWh den flitigt debatterade effektskatten. I våra beräkningar har vi gjort flera känslighetsanalyser där effektskatten både inkluderas och exkluderas.

Figuren anger också en beräkning av det nyinvesteringsbehov som krävs för att kunna köra kärnkraftverken vidare med de nya och strängare säkerhetskraven. Den investeringskostnaden är i figuren angiven som en kostnad per MWh, men i Times-modellen hanteras den som den investering den de facto är.

Avfallsavgiften (röd stapel i figuren) är i våra modellberäkningar hanterade som en fast avgift som måste betalas oavsett om kärnkraftsreaktorerna körs sin fulla livslängd eller stängs i förtid. Den kvarstår därför även om verken stängs i förtid.



Figur 4 Kostnadsstruktur för svensk kärnkraft. Källa: Sweco

De sex kärnkraftsreaktorer som analysen behandlar är:

- Forsmark 1 (kokvattenreaktor, 1018 MW, driftstart 1980)
- Forsmark 2 (kokvattenreaktor, 1028 MW, driftstart 1981)
- Forsmark 3 (kokvattenreaktor, 1230 MW, driftstart 1985)
- Ringhals 3 (tryckvattenreaktor, >1000 MW, driftstart 1981)
- Ringhals 4 (tryckvattenreaktor, c:a 1000 MW, driftstart 1983)
- Oskarshamn 3 (kokvattenreaktor, 1450 MW, driftstart 1985)

Fyra reaktorer antas redan vara stängda senast 2020 i referensscenariot

- Ringhals 1 (kokvattenreaktor, 860 MW, driftstart 1976, stängs 2020)

- Ringhals 2 (tryckvattenreaktor, 870 MW, driftstart 1975, stängs 2019)
- Oskarshamn 1 (kokvattenreaktor, 500 MW, driftstart 1972, avvecklingsbeslut fattat)
- Oskarshamn 2 (kokvattenreaktor, 630 MW, driftstart 1975, avstängd 2015)

Tillgängligheten för de olika reaktorerna varierar. Som grundantagande i modellanalyserna används en tillgänglighetsfaktor på 82 procent, i enlighet med antaganden i de analyser NEPP gör för Energimyndighetens långtidsprognoser. Då blir den framtida produktionen i svensk kärnkraft enligt tabellen nedan.

Tabell 1 Installerad effekt och förväntad årsproduktion för de befintliga svenska kärnkraftverken. Uppgifter om installerad effekt har levererats av Energimyndigheten. Vi förutsätter, i referensfallet, att utnyttningstiden för de befintliga svenska kärnkraftverken ligger på ca **82 procent** under hela beräkningsperioden. Källa: Energimyndigheten

Referensfall (60 års livslängd)	Modellår Installerad effekt (GW) Beräknad årsproduktion (TWh)	2014	2020	2030	2035	2040	2045	2050
		9,1	6,7	6,7	6,7	4,7	3,1	0,0
		62	48	48	48	35	22	0,0

I en känslighetsanalys har vi också analyserat ett fall med en högre tillgänglighet för de sex yngsta reaktorerna. Den har hittills varit högre för flera av dessa reaktorer än ovan angivna 82 procent, vilket framgår av tabellen nedan. I känslighetsanalysen har vi räknat på en tillgänglighet på 90 procent för de sex yngsta reaktorerna.

Tabell 2 Kärnkraftverkens energitillgänglighet och elproduktion. Källa: Svensk Energi, Elåret 2015.

TABELL 8

KÄRNKRAFTVERKENs ENERGITILLGÄNGLIGHET OCH ELPRODUKTION

Block	Netto- effekt MW	I drift	Energitillgänglighet							Elproduktion						Summa elprod. från idrifttagning t o m år 2015 TWh
			2010 %	2011 %	2012 %	2013 %	2014 %	2015 %	2010 TWh	2011 TWh	2012 TWh	2013 TWh	2014 TWh	2015 TWh		
Barsebäck 1	(600)	1975													92,7	
Barsebäck 2	(600)	1977													107,6	
Forsmark 1	984	1980	93,8	79,2	88,4	87,7	94,4	79,8	8,0	6,8	7,6	7,5	8,1	6,6	242,4	
Forsmark 2	1 120	1981	38,5	93,9	85,7	91,9	90,2	91,8	3,3	8,1	7,5	8,7	8,8	8,9	236,5	
Forsmark 3	1 167	1985	81,4	85,4	93,1	88,7	83,1	57,8	8,3	8,7	9,5	9,0	8,5	5,7	258,4	
Oskarshamn 1	473	1972	79,0	73,3	0,0	15,1	75,1	61,1	3,2	3,0	0,0	0,5	3,1	2,5	105,2	
Oskarshamn 2	638	1974	92,0	76,6	72,4	35,6	0,0	0,0	5,0	4,2	4,0	1,7	0,0	0,0	154,0	
Oskarshamn 3	1 400	1985	32,0	70,3	70,0	77,5	77,3	81,1	3,8	8,3	8,4	9,4	9,2	9,7	245,7	
Ringhals 1	881	1976	48,7	81,6	72,5	80,4	71,8	77,5	3,6	6,0	5,5	6,1	5,5	5,8	190,5	
Ringhals 2	865	1975	80,3	24,9	48,5	86,2	61,6	0,0	5,6	1,7	3,6	6,3	4,3	0,0	195,8	
Ringhals 3	1 063	1981	83,7	79,3	91,2	76,7	88,4	86,3	7,6	7,1	8,3	6,9	8,1	7,7	218,0	
Ringhals 4	1 123	1983	89,3	50,1	85,2	91,2	83,5	81,2	7,2	4,1	6,9	7,4	6,7	7,6	208,0	
	9 714		70,1	72,0	79,3	78,0	81,4	78,2	55,6	58,0	61,4	63,6	62,2	54,4	2 254,8	

Källa: OKG, Ringhalsgruppen, Forsmarks Kraftgrupp

Not. Tillgängligheten/utnyttningstiden för de sex yngsta reaktorerna var 2015 nära 90 procent.

Kostnader för ökad drift av kol- och gaseldade kraftverk i våra grannländer

Om all kärnkraft stängs till 2020 kommer den att ersättas med en hel del fossilbränsleeldad elproduktion i våra grannländer. Denna produktion kommer att ske i anläggningar som är avställda eller har kortare driftstider genom att de är äldre och har sämre prestanda. När den svenska kärnkraften avvecklas tas flera av dessa verk i drift, enligt modellresultaten. Det rör sig om en lång rad kraftverk i såväl Tyskland och Polen, som Danmark och Finland. Nedan anges genomsnittliga prestanda för dessa:

Tabell 3 Typiska data för kolbaserad kraftproduktion i de anläggningar som tas i drift när kärnkraften stängs i förtid. Källa: NEPP.

	Rörlig D&U	Verkningsgrad (procent)
Kolkondenskraft	40 SEK/MWh el	35-40 procent

Följande priser används i modellen på kol och utsläppsrätter.

Tabell 4 Fossila bränslepriser (SEK₂₀₁₄/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt) , samt CO₂-priser. Källa: Energimyndigheten, "Långsiktsprognos 2014", IEA WEO.

	Scenario	2020	2025	2030	2035
Kol, fritt verk	Referensscenario	100	105	108	109
	Känslighetsanalys	65	70	75	75
CO₂-pris (Euro/ton)	Referensscenario	10	15	30	40
	Känslighetsanalys	7	10	20	26

Kostnader för ny vindkraft samt kompletterande anläggningar

Den landbaserade vindkraften antas i modellanalyserna komma att fortsätta att vidareutvecklas, såsom den gör nu. Samtidigt kommer sannolikt något sämre vindlägen och något mer omfattande nätförstärkningar att krävas, i takt med att utbyggnaden fortskrider. När andelen vindkraft i elsystemet ökar måste också viss komplettering med reglerbar/planerbar kraft göras, samt kraftverk som också kan tillhandahålla övriga systemtjänster. Sammantaget innebär detta att även om vindkraftens kostnader minskar, så uppvägs den minskningen i viss utsträckning av dessa extra kostnader. I våra modellanalyser hanterar vi denna komplexa kostnadsstruktur genom att inkludera såväl de kompletterande anläggningar (till exempel nätförstärkningar eller lager) som krävs nära verkens placering och de tillägssystem som krävs i de nationella och nordeuropeiska systemet.

Antagandena för ny vindkraft i våra modeller är avstämda med IVA Vägval els faktarapporter, främst rapporten "Elproduktion: Tekniker för produktion av el" (www.iva.se). Där anges en genomsnittlig produktionskostnad på drygt 50 SEK/MWh (exklusive stöd) för landbaserad vindkraft och 70-80 SEK/MWh för havsbaserad. Vi har också utgått från en reduktion av dessa över tid.

Kostnader för tillägssystem, till exempel elnät, effektsäkring och systemtjänster i produktion och användning, lagring med mera

Tillägssystemen, som IVA benämner dem, blir allt viktigare när kärnkraften avvecklas och produktionen blir alltmer väderberoende. Våra modeller hanterar en mycket omfattande meny av dessa tillägssystem, vilket också vårt detaljerade resultatexempel över "valda åtgärder" nedan visar. Samtliga dessa tillägssystem hanteras i modellerna med sina respektive kostnader och övriga prestanda.

Även om de modeller vi använt i detta arbete hanterar många tillägssystem, håller de inte den höga detaljnoggrannhet om kraftsystemets reglerförmåga att de fullt ut hanterar alla de nya utmaningar som regleringen av det framtida kraftsystemet kommer att möta. Vår erfarenhet är att modellerna

däriigenom underskattar kostnaden för att möta dessa utmaningar. I en känslighetsanalys har vi därför räknat på ett påslag på kostnaden för dessa åtgärder.

Detaljerad resultatredovisning

Inledningsvis i detta PM redovisas resultaten. Nedan gör vi en mer detaljerad genomgång av dem, såväl för våra grundantaganden som för de olika känslighetsanalyserna.

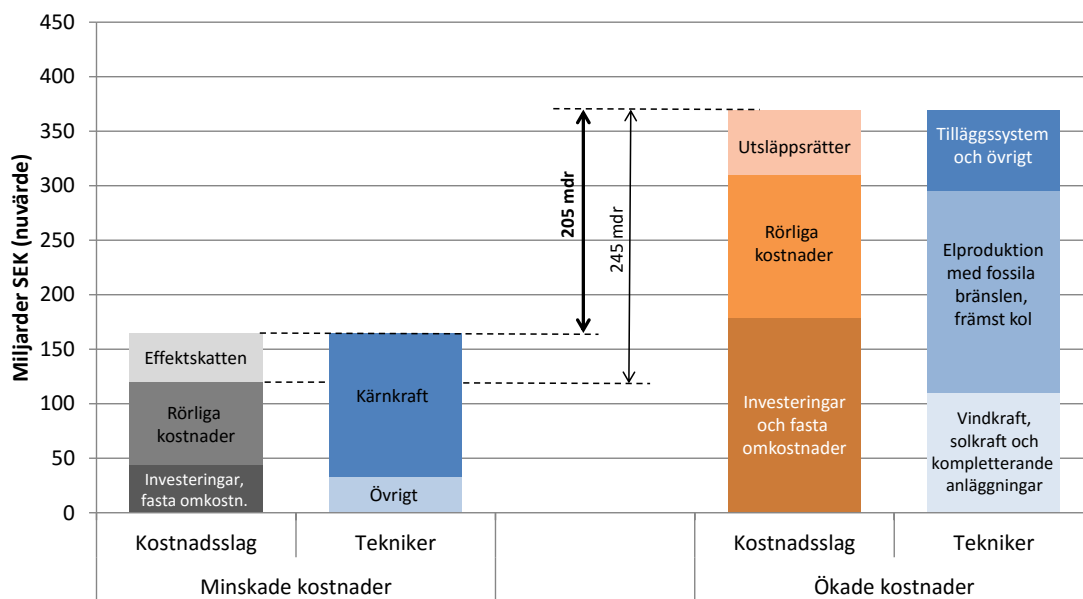
Huvudscenariot - beräkningar enligt grundantagandena ovan

Kostnaden för att även stänga de sex yngsta reaktorerna redan år 2020 har vi beräknat till 205 miljarder SEK, som ett nuvärde (med 4 procent real kalkylränta). Kostnaden utgörs av en differens mellan en modellkörning som inkluderar de sex reaktorerna under hela deras 60-åriga livslängd, och ett fall där de stängs år 2020. Skillnaden i kärnkraftsproduktion är cirka 1100 TWh mellan dessa scenarier. Skillnaden i kostnad är alltså 205 miljarder kronor.

När man stänger de sex reaktorerna i förtid minskar kostnaderna för driften av dessa, men samtidigt sker en lång rad andra åtgärder som en följd av stängningen. Det innebär att också vissa andra anläggningar får minskande drifttider och därmed minskande kostnader (till exempel minskar användningen av elvärme som en följd av att kärnkraftsstängningen leder till högre elpriser, se nedan). Figuren nedan anger att cirka 80 procent av all kostnadsminskning (på cirka 165 miljarder SEK) direkt kan kopplas till kärnkraftens stängning och cirka 20 procent till andra åtgärder.

Kärnkraften ersätts enligt diagrammet i Figur 1. Det innebär ökade kostnader på cirka 370 miljarder SEK. De tre stora kostnadsposterna är:

- Ökad produktion i kol- och naturgaseldade befintliga kraftverk i våra grannländer.
- Ökad produktion i vind- och solkraftverk i både Sverige och i våra grannländer, inklusive de kompletterande anläggningar som krävs för dessa.
- Tilläggstekniker och tilläggsystem (elnät, effektsäkring, lagring, med mera).



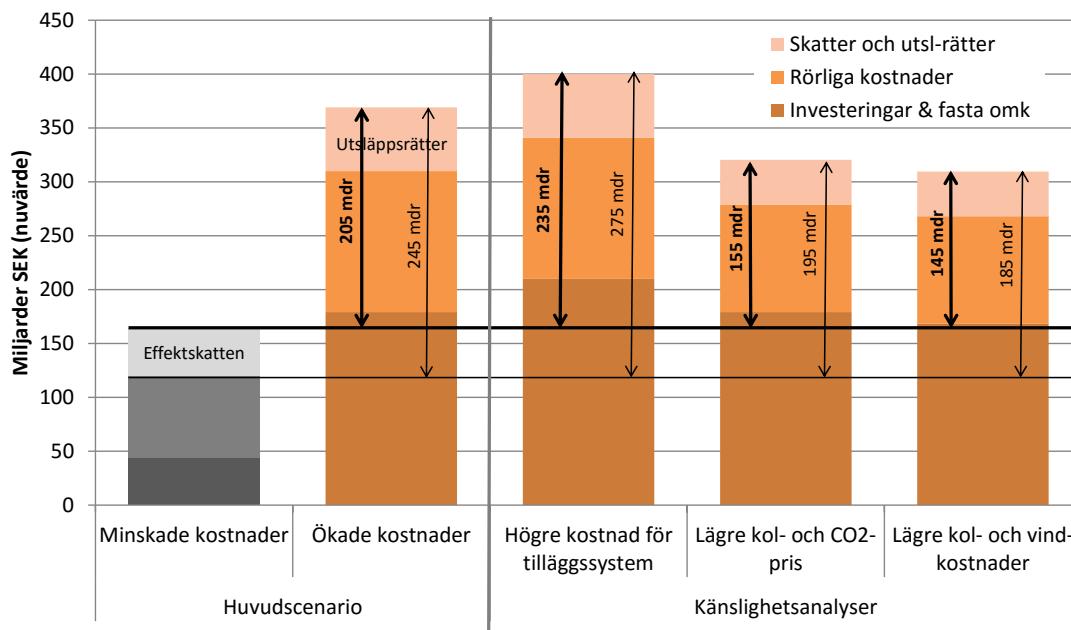
Figur 5 Skillnader i kostnad mellan att ha kvar de sex reaktorerna sin återstående livslängd på totalt 60 år och att ersätta dem med annan elproduktion. Källa: NEPP.

Känslighetsanalyser

I analysen av kostnaderna för en förtida avveckling har diskussionen uppkommit huruvida effektskatten på kärnkraft skall inkluderas eller ej. Skälet är att man kan resonera som så att om effektskatten försvinner före stängning, då kommer den inte med i kalkylen. Man kan också hävda att om den är kvar, skall den ändå inte räknas med eftersom det huvudsakligen är en fiskal skatt och kommer om kärnkraften stängs att tas ut någon annanstans i ekonomin. Oavsett resonemang, har vi i figuren ovan även angivit kostanden om effektskatten inte inkluderas. Då blir kostnaden för stängning högre; 245 miljarder SEK. (Genom energiöverenskommelsen vet vi nu att effektskatten tas bort, vilket innebär att den högre kostnaden på 245 miljarder SEK gäller.)

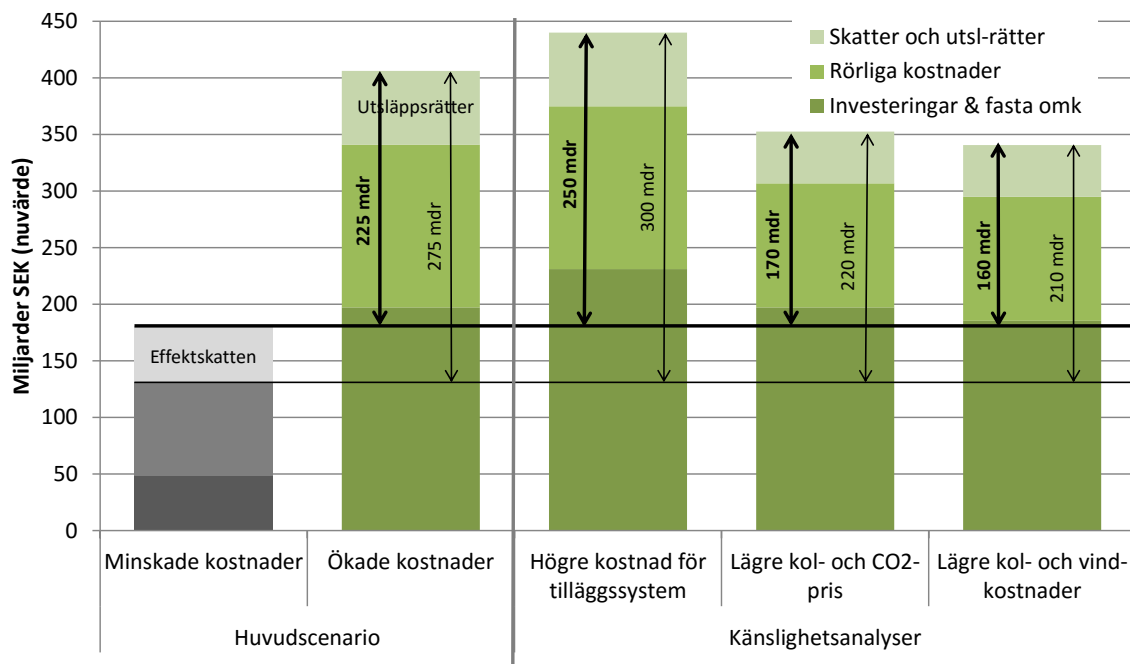
I Figur 6 nedan anges kostnaderna för tre ytterligare känslighetsanalyser. De gjorda antagandena för alla tre känslighetsanalyserna finns angivna under avsnittet om "beräkningsförutsättningar" ovan. Känslighetsanalyserna är:

- Högre kostnad för tilläggssystem: Justering av kostnaderna för tilläggssystemen uppåt med cirka 25 procent.
- Lägre kol- och koldioxidpris: Beräkning av kostnaden med lägre nivåer på antagna kol- och koldioxidpriser, motsvarande 67 procent (två tredjedelar) av antagandena i referensscenariot.
- Lägre kol- och vindkostnader: Beräkningar av kostnaden enligt "lägre kol- och koldioxidpris" samt med lägre kostnader för vind- och solkraft, motsvarande en genomsnittligt lägre investeringskostnad på 10-15 procent jämfört med antagandena i referensscenariot.



Figur 6 Känslighetsanalys över kostnaden för en stängning av sex reaktorer senast 2020. Källa: NEPP.

Som en avslutande känslighetsanalys har vi gjort beräkningar med en större tillgänglighet på de sex yngsta reaktorerna, nämligen 90 procent. Det innebär att de ökar sin produktion under perioden 2020-2045 till sammanlagt 1200 TWh (från tidigare 1100 TWh vid 82 procent tillgänglighet). Det innebär att kostnaden när de stängs i förtid ökar, och hamnar på 225 miljarder SEK, vilket figuren nedan visar. I figuren ges också värdena för de ovan redovisade känslighetsanalyserna, när utgångspunkten (dvs. referensscenariot) inkluderar en högre kärnkraftstillgänglighet.



Figur 7 Känslighetsanalys vid en högre tillgänglighet i de återstående reaktorerna. Källa: NEPP.

Hur mycket stiger elpriset?

Modellresultaten visar att elpriset stiger i Sverige med upp till 50 procent när kärnkraften avvecklas år 2020, jämfört med ett fall där kärnkraften behålls. Störst prisökning är det under perioden 2020-2030. Sverige drar också med sig Norden i denna prisökning.

Sverige/Norden går också från att vara en exportregion till en importregion, vilket innebär att priset i Sverige/Norden också stiger till nivåer klart över priset på kontinenten, från att tidigare ha legat klart under kontinentens prisnivå.

Appendix

Bakgrund om NEPP och simuleringsmodellerna

För att genomföra fördjupade modellanalyser av ett elsystemet har Vägval el anlitat NEPP (North European Power Perspectives). Verksamheten inom NEPP är till stor del utformad för att genomföra synteser av forskning, resultat och slutsatser från ett omfattande kluster av forskning, projekt och utredningar, inklusive de resultat och slutsatser som kommer från NEPPs egna analyser. NEPP har därigenom tillgång till såväl seniora och erfarna analytiker som skräddarsydda analysverktyg.

TIMES/MARKAL är en dynamisk optimeringsmodell som är konstruerad för detaljerad energisystemanalys typiskt med hela energisystemet inkluderat i modellbeskrivningen. Modellen utvecklas av IEA ETSAP och har nått en mycket stor spridning och finns över hela världen i olika versioner och med olika detaljeringsgrader samt systemgränser avseende geografi och inkluderade sektorer. Bland användarna, och som även utvecklade anpassade versioner, kan nämnas Chalmers, LTU, IVL och Profu.

EPOD (European Power Dispatch) är en kraftproduktionsmodell som utgår från ett givet system och ett givet år och beskriver upp till 53 olika elprisområden inom EU-27, Norge och Schweiz separerade av större flaskhalsar i transmissionsnätet. Produktionsanläggningarna i modellen tas i anspråk efter stigande rörlig produktionskostnad med hänsyn till olika produktionsbegränsningar såsom reglermöjligheter och tillgänglighet. EPOD används tillsammans med ELIN-modellen i ett integrerat modellpaket för analys av det europeiska kraftsystemets utveckling mot 2050. EPOD-modellen handhas och utvecklas av Chalmers och Profu.