



Juni 2013

GÖTEBORGS UNIVERSITET  
HANDELSHÖGSKOLAN

# Vindkraft eller kärnkraft

## -En jämförelse



Thanet vindkraftspark och reaktor vid Ringhals kärnkraftverk. Bilder från Vattenfall.

**John Rosén**

john.rosn@gmail.com

*Handelshögskolan  
Göteborgs Universitet  
VT 13*

*Kandidatuppsats 15hp  
Handledare: Hans Bjurek*

## Sammanfattning

Syftet med projektet är att göra en jämförelse mellan vindkraft och kärnkraft vad gäller kostnader och utifrån det göra ett motiverat val av vilken av dessa som är bäst lämpade för ett ökat framtida elkraftsbehov. Det undersöks även om det finns andra faktorer som kan påverka valet av energikälla. För kostnader görs en medelkostnadsberäkning i form av kronor per kilowatt-timme (SEK/kWh) utifrån investeringskostnad, drift- och underhållskostnad samt skatter och bidrag. Total investeringskostnad är omräknad till en genomsnittlig produktionskostnad via annuitetsmetoden vid tre olika kalkylräntor (6%, 9% och 12%).

Jämförelsen sker mellan tre fall av vindkraft och två fall av kärnkraft. För vindkraft finns två havsbaserade (300MW resp. 100MW installerad effekt) samt ett landbaserat (60MW) alternativ. För de två kärnkraftsalternativen finns en EPR-reaktor (1600MW) samt en AP1000-reaktor (1100MW).

Ur kostnadsberäkningarna framkommer att kärnkraft i de flesta fall står sig bättre mot vindkraft både med och utan skatt. Landbaserad vindkraft är dock för vissa fall av höga kalkylräntor mindre kostsam än en EPR-reaktor även utan att skatten tas hänsyn till. Med skatt inräknad, där vindkraften subventioneras med elcertifikat, står sig landbaserad vindkraft bättre mot både en EPR-reaktor och en AP1000-reaktor. Mindre havsbaserade vindkraftsanläggningar (100MW) är med skatter och bidrag inräknat väldigt likt kostnaden för en EPR-reaktor. Större havsbaserade anläggningar är dyrast i samtliga fall, oavsett om skatt är medräknat eller ej. Minst kostsam i majoriteten av fall är en AP1000-reaktor.

Vindkraft står även för flera stora problem relaterade till dess ojämna produktion. Vid storskalig utbyggnad kommer det behövas både en större mängd reglerkraft och stora förstärkningar i stamnätet. Det råder även ett samband med lägre tillgänglighet under kalla vinterdagar när elbehovet är som störst.

För kärnkraft tillkommer kostnader för bränsle både innan och efter användning. Denna kostnad uppgår till cirka 0.06-0.08 SEK/kWh för både inköp och hantering av uttjänt bränsle.

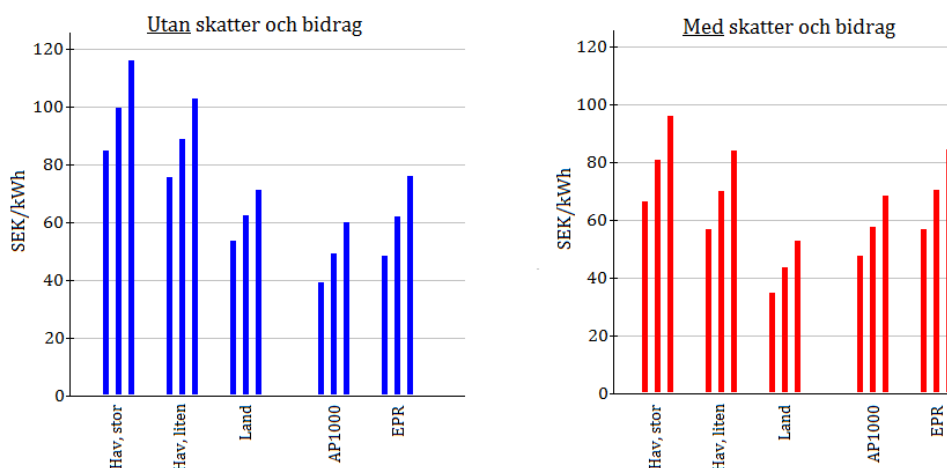


Diagram över kostnader med och utan skatter och bidrag vid 6%, 9% och 12% kalkylränta.

## Abstract

The scope of this project is to make a comparison of costs associated with wind and nuclear power in order to decide which one of these is the most suitable in the case of an increased demand for electricity. It is also investigated if there are other factors that can influence the choice of energy source.

An average cost is calculated in terms of kronor per kilowatt-hour (SEK/kWh) using cost of investment, operation & maintenance and taxes & subsidies. Total investment cost is recalculated to production cost using the annuity method at three different interest rates (6%, 9% and 12%).

The comparison is made between three cases of wind power and two cases of nuclear power. For wind power there are two ocean-based (300MW and 100MW installed capacity, respectively) and one land-based (60MW) wind farm. For nuclear power there is one EPR-reactor (1600MW) and one AP1000-reactor (1100MW).

From the calculations it is evident that nuclear power in most cases is the most cost efficient alternative regardless of whether or not the taxes & subsidies are taken into account. However, land-based wind power is for some cases with high interest rate less expensive than the EPR-reactor, even if taxes & subsidies are excluded. If they are included, land-based wind power is less expensive than both the EPR-reactor and the AP1000-reactor. The smaller of the ocean-based wind farms (100MW) is almost equal to the case of the EPR-reactor when taxes & subsidies are included. The larger ocean-based wind farm (300MW) is the most expensive alternative in all cases. Least expensive in the majority of cases is the AP1000-reactor.

There are several large problems related to the unsteady production of wind power. At a large-scale expansion both a great amount of regulating power and heavy reinforcements in the electricity grid are required. There is also a correlation between low availability during cold winter days when the electricity demand is at its largest.

For nuclear power there are additional costs for fuel both before and after usage. This cost amounts to 0.06-0.08 SEK/kWh for both purchase of fuel and treatment of waste.

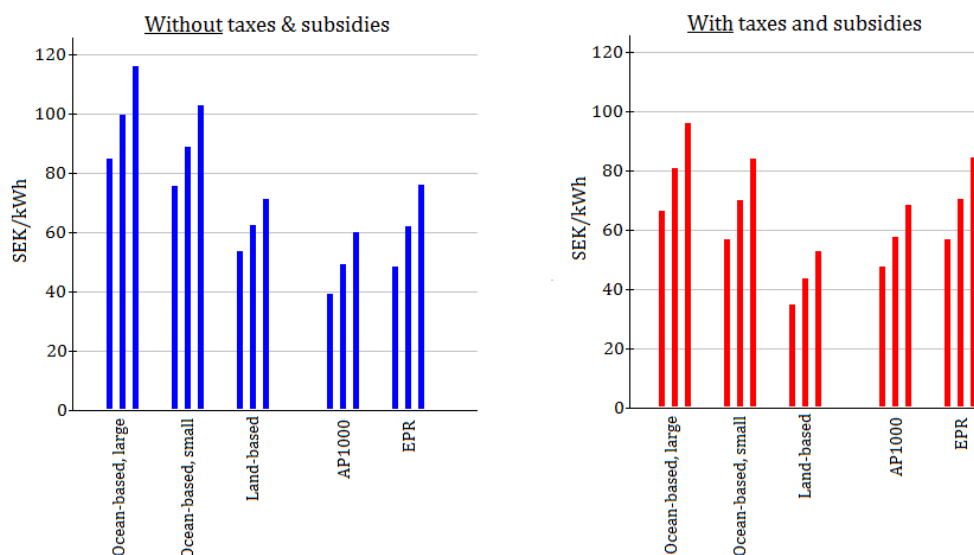


Diagram of costs with and without taxes and subsidies at 6%, 9% and 12% interest rate.

<b>1 Inledning</b>	<b>5</b>
<b>2 Beräkningsförutsättningar</b>	<b>5</b>
<b>3 Teknisk och ekonomisk data</b>	<b>6</b>
3.1 Kärnkraft.....	6
3.1.1 Investeringskostnad .....	6
3.1.2 Drift och underhåll .....	7
3.1.3 Tillgänglighet .....	8
3.1.4 Livslängd .....	8
3.1.5 Skatter och bidrag .....	9
3.2 Vindkraft.....	9
3.2.1 Investeringskostnad .....	9
3.2.2 Drift och underhåll .....	11
3.2.3 Tillgänglighet .....	12
3.2.4 Livslängd .....	14
3.2.5 Skatter och bidrag .....	14
<b>4 Resultat av kostnadsberäkningar</b>	<b>15</b>
<b>5 Andra faktorer</b>	<b>17</b>
5.1 Kärnkraft.....	17
5.1.1 Variationer i tillgänglighet .....	17
5.1.2 Bränslekostnad .....	17
5.2 Vindkraft.....	18
5.2.1 Instabil produktion .....	18
5.2.2 Exporterad produktion .....	19
5.2.3 Temperaturberoende tillgänglighet .....	20
5.2.4 Subventioner .....	21
<b>6 Diskussion</b>	<b>22</b>
<b>7 Slutsats</b>	<b>23</b>
<b>8 Referenser</b>	<b>24</b>
<b>9 Appendix</b>	<b>27</b>
8.1 Estimering av medeltemperatur i Sverige.....	27
8.2 Beräkning av SWU .....	28
8.3 Annuitetsmetoden .....	29

## 1 Inledning

I ett scenario med ökande elbehov så är det av vikt att göra ett bra val av produktionsslag. Det finns flertalet alternativ men få har möjlighet för storskalig utbyggnad. De svenska älvarna är redan nyttjade till vattenkraft i den mån som är miljömässigt accepterbart. En storskalig utbyggnad av kol- och gaseldade kraftverk är heller inte att föredra av miljömässiga skäl. En utbyggnad av kärnkraft har möjlighet att stå för en stor produktionshöjning men lider av stora kapitalkostnader. Vindkraft är för nuvarande under kraftig utbyggnad men det råder delade meningar om den med sin ojämna produktion har möjlighet att täcka någon större andel av elbehovet.

Syftet med denna studie är att göra en jämförelse mellan vind- och kärnkraft med avseende på kostnader för investering och drift under svenska förhållanden. Andra faktorer som kan påverka val mellan energislagen undersöks även, så som känsligheten för skiftande uranpriser för kärnkraft och den intermittenta produktionen för vindkraft.

Som underlag till studien används tidigare studier som gör jämförelser av kostnader för el från olika produktionsslag. Det har även inhämtats rådata för elpriser, -konsumtion, -produktion m.fl. från den nordiska elbörsen Nordpool samt Svenska Kraftnät. Driftdata och ekonomisk data för vind- och kärnkraft är inhämtad från LORC (Lindoe Offshore Renewables Center) samt Vindstat för vindkraft och IAEA (International Atomic Energy Agency) för kärnkraft. Meteorologisk data är inhämtad från SMHI för att undersöka korrelationer mellan elbehov, temperatur och vindförhållanden, något som i högsta grad är relevant att ta i beaktning för vindkraften.

## 2 Beräkningsförutsättningar

För att göra en likvärdig jämförelse mellan vind- och kärnkraft så normaliseras alla kostnader till att uttrycks i samma enhet. För denna studie används kronor per kilowatt-timme som enhet (SEK/kWh). Kostnaden antas vara uppdelad i tre separata kostnader: investeringskostnad, DoU (drift och underhåll) samt skatter och bidrag.

Investeringskostnaden anges ofta som en enda summa, antingen för ett helt projekt eller i termer av kostnad per installerad kilowatt elektrisk effekt (SEK/kW<sub>e</sub>). För att uttrycka detta i kostnad per producerad kilowattimme används annuitetsmetoden med vilken en årlig kostnad för projektet kan beräknas utifrån kalkylränta, total kostnad och ekonomisk livslängd. Den årliga kostnaden slås sedan ut över årlig produktion. Det antas här att kalkylräntan är oförändrad under projektets livslängd för att underlätta beräkningar. Räntan kan dock varieras godtyckligt mellan olika fall och är i denna studie satta till 6%, 9% och 12% för tre fall. Räntan representerar här det avkastningskrav som är gällande och är valda utifrån räntor som ofta är använd i liknande undersökningar som denna. Se appendix för härledning av annuitetsmetoden.

Till drift- och underhållskostnaden räknas den marginalkostnad som krävs för kontinuerlig drift. Hit räknas bland annat kostnaden för reparationer och underhåll, personal och, för kärnkraftens fall, bränsle. DoU-kostnaden är oftast redan angiven i förhållande till produktion eller enkelt omräknad.

Till skatter och bidrag räknas den nettokostnad som kommer till följd av betalningar till staten. Vissa skatter är angivna som en årlig kostnad och andra är relaterade till produktionen. Till fasta skatter hör fastighetsskatten och skatt på termisk effekt för kärnkraft. Till de direkt produktionsrelaterade skatterna hör elcertifikatsystemet för vindkraft, som räknas som ett bidrag. De skatter som inte är direkt produktionsrelaterade omräknas till detta genom division av total årlig skattekostnad med total årlig produktion.

Kostnadsjämförelsen sker för två fall, där skatten är medräknad eller inte. Investeringskostnad och DoU-kostnad är medräknade i båda fallen. För att slutligen uttrycka samtliga kostnader i SEK/kWh så definieras begreppet *kapacitetsfaktor*. Denna beräknas som verklig total årlig produktion dividerat med teoretiskt möjlig årlig produktion. Kostnaden i form av SEK/kWh blir därför omvänt proportionell mot kapacitetsfaktorn.

Kapacitetsfaktorn är även en analogi till tillgänglighet då den beskriver en energikällas nyttjningsgrad.

### 3 Teknisk och ekonomisk data

Till denna studie har en stor andel av använd information tagits från en rapport publicerad av Elforsk. Elforsk är ett bolag ägt av Svensk Energi och Svenska Kraftnät vars huvudområden berör utveckling och forskning inom elteknik. De publicerade 2011 en undersökning av kostnader, väldigt lik denna, för nyinvestering i olika energislag (Elforsk 11:26). Det innefattar både vind- och kärnkraft.

#### 3.1 Kärnkraft

##### 3.1.1 Investeringskostnad

En sammanställning av kostnader publicerades i början av 2012 av Nuclear Energy Institute, NEI (NEI 2012). Kostnadsuppskattningarna i alla undersökningar som sammanställts behandlar en investering i två nya reaktorer av typen AP1000 med en sammanlagd effekt på 2200 MW. Undersökningarna är gjorda av South Carolina Electric & Gas; SCE&G (Feb. 2009), Florida Power & Light Company; FP&L (Maj 2011) och Progress Energy Florida, benämnd "Progress" (Apr. 2010).

Kostnaderna presenteras i tabellen till höger. Inkluderat är en uppdaterad beräkning för kostnaden för två nya AP1000-reaktorer vid William States Lee III, publicerat av Duke Energy Carolinas i november 2008 (World Nuclear News 2008). En "overnight-kostnad" innebär en kostnad för ett bygge som sker utan att någon byggtid är

	Overnight-kostnad SEK/kWe	Total kostnad miljarder kronor
SCE & G	24200	63.7
FP & L	22650 – 32900	78.7 – 117
Progress	27690	111.8 – 146.3
Duke	-	71.5

Overnight-kostnad samt totalkostnad för två AP1000-reaktorer. Omräknat till kronor från en dollarkurs om 6.50 SEK/\$.

inräknad. Med andra ord, om byggnation skulle ske över en natt.

Totalkostnaden för de nya reaktorerna Flamanville 3 och Olkiluoto 3 har under senare år ökat. Kostnaden för Flamanville 3 har höjts till 8.5 miljarder euro och Olkiluoto till cirka 8 miljarder euro. Båda är även kraftigt försenade, där Flamanville 3 planeras att tas i drift under 2016 och Olkiluoto 3 under 2015. (EDF Energy 2012) , (Nuclear News 2012)

I denna studie kommer två fall behandlas. Det ena fallet gäller en 1600MW-reaktor av typen EPR och det andra en 1100MW AP1000-reaktor. EPR-fallet är ekvivalent med Olkiluoto 3, vilket innebär en totalkostnad på 72 miljarder kronor och en specifik investeringskostnad på 45 000 SEK/kW. I Elforsk rapport anmärks det på att den kostnaden troligtvis kommer att vara lägre för framtida reaktorer vilket motiveras av att konstruktionen som nu sker i Finland och Frankrike är de första av sitt slag. I rapporten påpekar de dock att det är svårt att estimeras någon kostnadsminskning utifrån det.

För AP1000-reaktorn finns både overnight-kostnad och totalkostnad angivna. Den genomsnittliga overnight-kostnaden, då kostnader som uppstår i samband med byggnation räknas bort, är cirka 28 000 SEK/kW för de två senaste undersökningarna sammanställda av NEI. Denna kostnad är väsentligt lägre än den totala kostnaden som är angivna från samma undersökningar på cirka 53 000 SEK/KW (117 miljarder kronor för två reaktorer). Det framgår inte vad som skiljer beräkningarna åt, vilket gör det svårt att bedöma hur pass riktiga beräkningarna är.

I Elforsk rapport görs en estimering av totalkostnaden utifrån overnight-kostnaden genom att öka kostnaden med 20%, vilket täcker in byggräntan. Att göra en liknande estimering anses rimligare än att anta att totalkostnaden närapå dubblas under byggperioden. Detta innebär en specifik investeringskostnad på 34 000 SEK/kW och en totalkostnad på 37.4 miljarder kronor. Dessa siffror ansätts till den här undersökningen.

Kostnad för anslutning till elnät antas ingå i investeringskostnaden då information om kostnad inte framkommer i Elforsk rapport eller några andra rapporter som använts som underlag till denna studie.

### **3.1.2 Drift och underhåll**

Kostnad för drift och underhåll (DoU) tas från Elforsk rapport från 2011 (Elforsk 11:26). Informationskällan anges vara årsredovisningar från Forsmark och Ringhals, där en snittkostnad för drift och underhåll under åren 2000-2009 beräknats till 70 SEK/MWh. Utöver detta tillkommer en back-end-kostnad om 20 SEK/MWh, som innefattar avfallshantering och demonteringskostnad. Inkluderat löpande investeringar uppskattas den totala drift- och underhållskostnaden uppgå till 100 SEK/MWh. I denna avgift ingår även Studsviksavgiften (SFS 1988:1597), som är en avgift vars syfte bland annat är att finansiera nedmonteringen av två forskningsreaktorer i Studsvik . Det antas även att kostnaden för bränsle är inräknad i den rapporterade DoU-kostnaden i Elforsk rapport.

Kärnkraftverk är även skyldiga att göra inbetalningar till Kärnavfallsfonden proportionellt mot mängden levererad el. Denna kostnad är tillämnad hantering av kärnavfall och demontering av reaktorerna och uppgick under 2012 till mellan 20 och 24 SEK/MWh för de svenska reaktorerna (Kärnavfallsfonden 2013). Det framgår inte explicit i Elforsk rapport att avfalls- och demonteringskostnaden betalas till Kärnavfallsfonden, men det antas att det redan är inräknat.

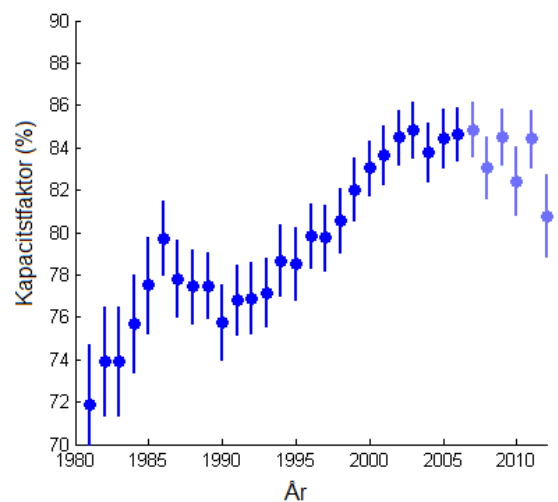
Då de reaktortyper som är aktuella för en nyinvestering har utvecklats till att i högre grad vara självreglerande jämfört med äldre typer så är bedömningen gjord av Elforsk att det inte är troligt att DoU-kostnaden per MWh kommer att vara högre. Därför ansätts en drift- och underhållskostnad på 10 öre/kWh för samtliga kärnkraftsfall i denna studie.

### 3.1.3 Tillgänglighet

Elforsk ansätter i sin rapport från 2011 en kapacitetsfaktor på cirka 87%. Detta jämförs med ett medianvärde under de senaste tio åren på 86% för de svenska kärnkraftverken, även om de anmärker på att kapacitetsfaktorn under de senare åren har varit lägre än så.

Kapacitetsfaktorn för nya reaktortyper finns ofta enbart tillgängliga från tillverkarna själva. En huvudsaklig anledning är att det rör reaktorer av nyare typ där reaktorerna antingen är planerade eller under konstruktion varför verklig driftdata inte är tillgänglig.

För äldre reaktorer finns det tillgång till data. En större sammanställning av driftdata för en stor del av världens kärnkraftverk, både avställda, planerade och nu under drift, finns tillhandahållna av IAEA (International Atomic Energy Agency, 2013) i databasprojektet PRIS (Power Reactor Information System). Diagrammet till höger är en representation av data, som är filtrerad att enbart innehålla reaktorer som har varit i drift under minst fem års tid sedan 1980 och viktad med avseende på reaktorantal. Totalt används information från 532 reaktorer, både äldre och nyare. Flertalet har utvecklats under tidspannet.



Genomsnittlig kapacitetsfaktor för världens reaktorer sedan 1980. Data från PRIS.

En liknande sammanställning är gjord av Citibank i en rapport från 2009 (Citibank 2009) och rör reaktorer placerade i USA under tidsperioden 1973 till 2008. Där framkommer att kapacitetsfaktorn historiskt har varit låg, vilket används som ett argument för potentiellt låg lönsamhet. De anmärker dock på att en tidigare låg kapacitetsfaktor kan komma dels från att man först efter en tid insåg behovet av att hålla den hög samt dels på grund av låg erfarenhet av bland annat drift och ny teknik.

Till denna studie ansätts en kapacitetsfaktor 85% på motiverat utifrån historik samt Elforsk ansättning.

### 3.1.4 Livslängd

Den data som används för uppskattning av reaktorns livslängd är främst tillhandahållna av producenterna själva, där det råder en konsensus om en rimlig livslängd på 60 år, eller mer, för nyare reaktortyper. Det är även den siffra som oftast förekommer i studier och rapporter som presenterar någon form av livslängd. Elforsk nämner emellertid i sin rapport från 2007 att det kan komma att krävas stora återinvesteringar för att få ett kärnkraftverk att hålla så länge som 60 år, varför de istället räknar med en ekonomisk livslängd på 40 år.



Detta nämns dock enbart i sammanhang om Sveriges nuvarande reaktorer. I beräkningsfasen kommer därför två fall med 40 och 60 år livslängd att undersökas.

### 3.1.5 Skatter och bidrag

Beskattning för kärnkraft är en punktskatt vars storlek bestäms av reaktorns termiska effekt. Skatten uppgår till 12 648 kronor per megawatt termisk installerad effekt och månad (SEK/MW<sub>t</sub>·månad) (SFS 2000:466). Eftersom beskattningen bestäms utifrån reaktorns termiska effekt blir skattesatsen i förhållande till elproduktion omvänt proportionell mot reaktorns elverkningsgrad. Elforsk (11:26) använder en elverkningsgrad på 36%, motiverat utifrån den elverkningsgrad som leverantörerna anger. Detta är en höjning sedan tidigare års rapporter, vilket anges komma av förbättrade ånggeneratorer.

Denna verkningsgrad är något högre än Sveriges nuvarande reaktorerers genomsnitt på cirka 32% och ett genomsnittet för världens samtliga reaktorer som tagits i drift sedan år 2000 är cirka 34% (IAEA 2013). Med hänsyn till detta väljs en elverkningsgrad på 34%. Detta ger en skatt på 37200 SEK/MW·månad, motsvarande 5.2 öre/kWh vid full kapacitet. Med en kapacitetsfaktor på 85% blir kostnaden 6.1 öre/kWh.

Förutom skatt på termisk effekt betalas även årligen en fastighetsskatt motsvarande 0.5% av taxeringsvärdet (som motsvarar 75% av marknadsvärdet två år tidigare (Skatteverket 2013)). För exempelvis Olkiluoto 3, med en nu beräknad total kostnad på cirka 72 miljarder kronor, skulle detta innebära en skatt på drygt 2.7 öre/kWh med en kapacitetsfaktor på 85%.

För kärnkraft uppgår skatten totalt till 8.8 öre/kWh.

## 3.2 Vindkraft

### 3.2.1 Investeringskostnad

Elforsk (11:26) presenterar investeringskostnader för vindkraftverk i flera olika fall, differentierade med avseende på placering (land- eller havsbaserade) samt storlek på både själva vindkraftsverket och vindkraftsparkens storlek. Investeringskostnaden anges i rapporten vara framtagen utifrån själva vindkraftverket, fundament, vägar, interna elnät, kontroll- och övervakningsutrustning, projektering med flera. En tabell med ekonomisk data från Elforsk ses till höger.

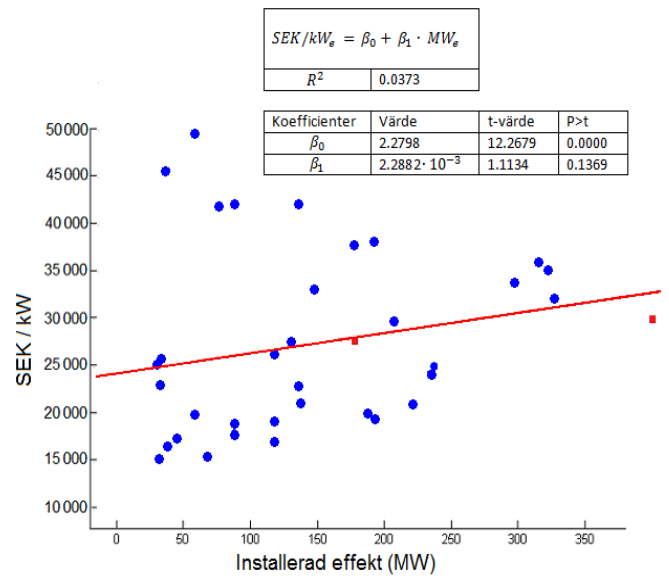
	Hav stor	Hav mellan	Land stor	Land mellan	Land liten
<b>Antal verk</b>	75	50	20	5	1
<b>Effekt per verk [MW]</b>	5	3	3	2	1
<b>Rotordiameter [m]</b>	126	90	110	90	64
<b>Navhöjd [m]</b>	95	70	120	100	74
<b>Total parkeffekt [MW]</b>	375	150	60	10	1
<b>Drifttid 100% tgh</b>	3600	3500	3400	3100	2700
<b>Parkeffekt [%]</b>	90	90	92	94	100
<b>Tillgänglighet [%]</b>	95	95	98	98	98
<b>Beräknad utnyttjningstid netto</b>	3100	3000	3050	2850	2650
<b>Produktion [GWh]</b>	1150	450	190	30	2,7
<b>Inv. inkl. ansl. nät [Mkr]</b>	9375	3 450	905	140	13,5
<b>Inv. inkl. ansl. nät [kr/kW]</b>	25 000	23 000	15 000	13 500	13 500
<b>Inv. [kr/årskWh]</b>	8,12	7,69	4,92	4,74	5,09
<b>DoU [kr/MWh]</b>	200	160	140	140	110
<b>Avskrivningstid [år]</b>	20	20	20	20	20

Tabell med teknisk och ekonomisk data från Elforsk rapport (11:26)

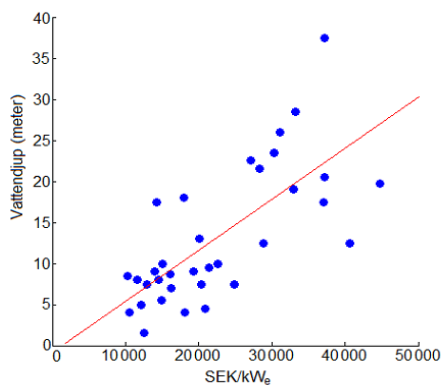
Investeringskostnader för flertalet befintliga vindkraftsprojekt finns även tillgängliga från LORC (Lindoe Offshore Renewables Center), en ideell och oberoende stiftelse som bland annat tillhanda-

håller statistik och data över tekniska specifikationer, kostnad och produktion för vind- och vågkraft. Informationen från vindkraften rör dock enbart havsbaserade vindkraftsparker.

Till höger följer en plot med genomsnittskostnad mot effekt för havsbaserade vindkraftsparker. Data inhämtad från LORC och rör 34 havsbaserade vindkraftsparker. Inkluderat i plotten är Elforsk bedömning av två fall av vindkraftsparker vid 150 respektive 375 MW samt en enkel regressionsanalys. Där framkommer det att det positiva sambandet mellan specifik investeringskostnad och parkeffekt inte kan säkerställas med högre statistisk säkerhet än 86.3%. En linjär modell som denna förklarar även mycket lite av variansen. Detta är dock inte oväntat då ingen hänsyn tas till andra faktorer än parkens effekt. Det är exempelvis troligt att vattendjup kan påverka kostnaden, vilket undersöks nedan.



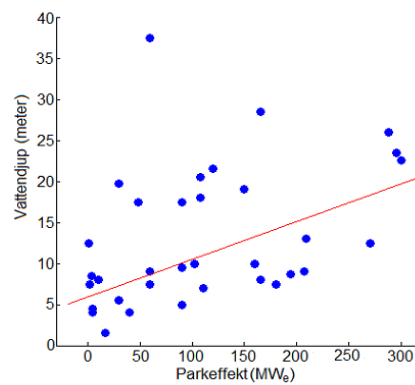
Specifik investeringskostnad plottad mot installerad effekt inkl. regressionslinje. Data inhämtad från LORC.



$$Vattendjup = \beta_0 + \beta_1 \cdot SEK/kW_e$$

$R^2$	0.5003
-------	--------

Koefficienter	Värde	t-värde	P> t
$\beta_0$	-0.4283	-0.4139	0.3409
$\beta_1$	$5.3695 \cdot 10^{-3}$	5.5712	$2.09 \cdot 10^{-6}$



$$Vattendjup = \beta_0 + \beta_1 \cdot MW_e$$

$R^2$	0.1467
-------	--------

Koefficienter	Värde	t-värde	P> t
$\beta_0$	9.3714	3.6107	$4.95 \cdot 10^{-8}$
$\beta_1$	$3.4616 \cdot 10^{-2}$	2.3085	0.0139

Parkeffekt samt specifik investeringskostnad plottade mot vattendjup inklusive regressionslinjer. Regressionsresultat under vardera plot. Data från LORC.

Enligt den första plotten ökar parkens genomsnittskostnad med ökande vattendjup. Korrelationen är inte orimlig då ett ökat vattendjup ställer högre krav på kraftverkens fundament. Den andra plotten pekar på en positiv korrelation mellan parkens uteffekt och vattendjupet. Detta implicerar att större parker tenderar att byggas över större djup med en ökad specifik investeringskostnad som följd.

Utifrån regressionen ovan väljs två fall för havsbaserade vindkraftsparker. Fall 1 sätts till en vindkraftspark med en installerad effekt på 100MW och till en kostnad av 2.24 miljarder kronor (22 400

SEK/kW). Fall 2 sätts till en vindkraftspark med en installerad effekt på 300MW och till en kostnad av 7.95 miljarder kronor (26 500 SEK/kW).

Data för landbaserade vindkraftverk finns inte lika väl sammanställda och det är inte möjligt att göra någon statistisk bedömning. Ett undantag gäller vindkraftsparken Stor-Rotliden i Västerbotten, ägd av Vattenfall, som nådde full kapacitet under 2011. Det är Sveriges hittills största landbaserade vindkraftspark med en installerad effekt på 78 MW. Investeringskostnaden uppgår här till cirka 1.5 miljarder kronor (Vattenfall 2013).

På grund av brist på data ansätts ett fall med en landbaserad vindkraftspark motsvarande den som Elforsk kallar "Land Stor" (Elforsk 11:26). Denna har en installerad effekt på 60MW och en specifik investeringskostnad på 15000 SEK/kW.

### **3.2.1.2 Anslutningskostnad**

Kostnaden estimerar Elforsk till att bli 1000 SEK/kW för landbaserade anläggningar och 2500 SEK/kW för havsbaserade. En annan estimering är gjord av Centrum för Vindbruk, CVI (ER 2007:33). Där beräknas en anslutningskostnad för en vindkraftspark med en effekt på 100MW fördelat på 50 vindkraftverk till 49 miljoner kronor. I denna beräkning ingår interna elnät, transformator och ledning för inkoppling till regionnät. Detta ger en specifik kostnad på 490 SEK/kW.

För de investeringskostnader som Elforsk anger är anslutningskostnad redan inkluderad. Det antas även att anslutningskostnaden är inkluderat i de investeringskostnader som rapporteras av LORC.

### **3.2.2 Drift och underhåll**

Då det saknas god tillgängligheten av kostnadsdata för drift och underhåll tas den informationen enbart från Elforsk rapport från 2011.

För landbaserade anläggningar ansätts en DoU-kostnad på 0.11 SEK/kWh för ett enstaka vindkraftverk och 0.14 SEK/kWh för större anläggningar. Differensen motiveras av att den mindre anläggningen enbart består av ett verk som antas placeras på egen mark. De två större anläggningarna består av flera verk och det antas då att anläggningarna placeras på arrenderad mark varför ett markarrende ingår.

För de två havsbaserade anläggningarna som behandlas i rapporten från Elforsk ansätts en DoU-kostnad på 0.16 SEK/kWh för anläggningen med en installerad effekt på 150MW och 0.20 SEK/kWh för anläggningen med en installerad effekt på 350MW. Skillnaden motiveras inte utförligt i rapporten, men det nämns att det sannolikt finns en positiv korrelation mellan DoU-kostnad och tillgänglighet. Det påpekas även att kostnadsuppskattningarna för drift och underhåll är, liksom investeringskostnaderna, mycket osäkra för havsbaserade vindkraftsparker.

Under förutsättning att DoU-kostnaden ökar linjärt i intervallet mellan 150MW till 350MW så estimeras kostnaden för de havsbaserade anläggningar som behandlas i denna rapport till 0.15 SEK/kWh och 0.19 SEK/kWh för anläggningarna med effekten 100MW resp. 300MW. För den landbaserade anläggningen ansätts en DoU-kostnad på 0.14 SEK/kWh, vilket är samma som Elforsk anger för en likadan anläggning.

### 3.2.3 Tillgänglighet

För både land- och havsbaserade anläggningar finns driftdata tillgänglig som gör det möjligt att estimeras en kapacitetsfaktor. För landbaserade anläggningar finns data tillhandahållen av Vindstat, som på uppdrag av Energimyndigheten utför sammanställning och rapportering av driftdata (Vindstat 2013). De tillhandahåller även viss information om driftdata för havsbaserade anläggningar, men de är i jämförelse med de landbaserade väldigt få. För havsbaserade anläggningar används istället data från LORC.

En skillnad i data är att den från Vindforsk är rapporterad per vindkraftverk medan den från LORC är rapporterad per anläggning, som för havsbaserade innebär ett flertal vindkraftverk tillsammans i en vindkraftspark. Datamängden från Vindforsk är därför mycket större med 1455 rapporterade vindkraftverk jämfört med 34 vindkraftsparker rapporterade från LORC, varav 21 har varit i drift länge nog att användas vid någon statistisk bedömning.

#### 3.2.3.1 Havsbaserade anläggningar

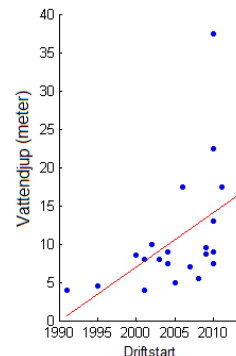
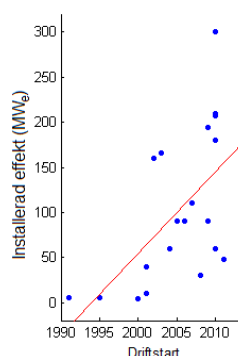
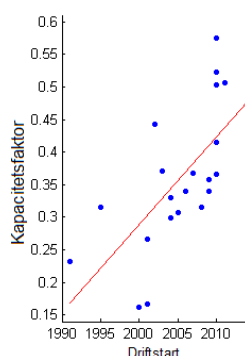
Genomsnittet av kapacitetsfaktorn för samtliga vindkraftsparker som var i drift vid insamling av data var under 2011 38.5%. Hur kapacitetsfaktorn, parkeffekten och vattendjupet som anläggningarna byggs över har varierat över tid presenteras i plottarna nedan. Dessa implicerar ett positivt samband vilket undersöks med en efterföljande regressionsanalys.

$$\text{Kapacitetsfaktor} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \text{Driftstart} + \beta_2 \cdot \text{Effekt} + \beta_3 \cdot \text{Vattendjup}$$

$R^2$  0.5318

Koefficienter	Värde	t-värde	P >  t
$\beta_0$	-14.7835	-1.5826	0.0660
$\beta_1$	$7.5137 \cdot 10^{-3}$	1.6079	0.0631
$\beta_2$	$3.7497 \cdot 10^{-4}$	1.3907	0.0911
$\beta_3$	$3.5489 \cdot 10^{-3}$	1.3243	0.1015

Variabelrestriktion	F-värde	P > F
$\beta_1$	2.7826	0.0201
$\beta_2$	2.0035	0.0794
$\beta_3$	1.7980	0.1164
$\beta_1, \beta_2$	10.7235	$4.6869 \cdot 10^{-6}$
$\beta_1, \beta_3$	6.5461	$1.4475 \cdot 10^{-4}$
$\beta_2, \beta_3$	2.0302	0.0740



#### Regressionsanalys av kapacitetsfaktorns beroende av driftstart, effekt och vattendjup.

Inkluderat är ett F-test vid olika variabelrestriktioner för att finna de variabler som har störst påverkan. Härur framkommer att den förenade statistiska signifikansen för driftstart och effekt är den absolut största. Därför ansätts en ny modell för estimering av kapacitetsfaktorn som en linjär funktion av driftstart och effekt. Vattendjup förkastas som variabel.

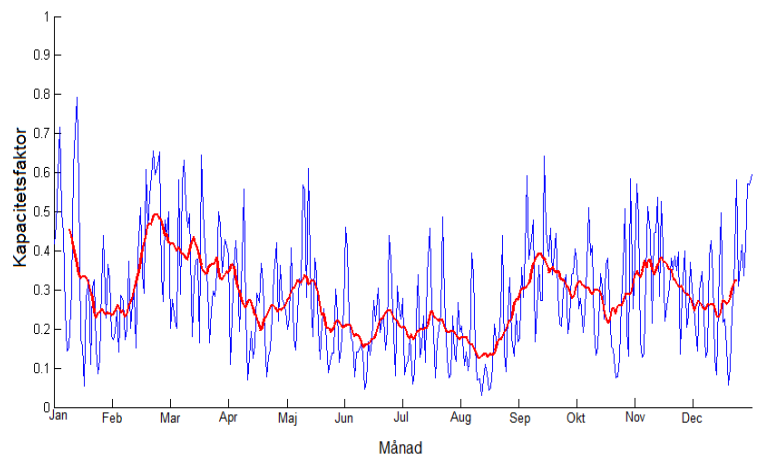
Ur den nya modellen estimeras en kapacitetsfaktor för två havsbaserade vindkraftsparker med driftstart under 2013 och med en installerad effekt på 100MW resp. 300 MW till 43.9% och 50.8%. Emellertid är variansen för stor för att kunna användas med tillförlitlighet varför de kapacitetsfaktorer som anges av Elforsk istället används. För en havsbaserad vindkraftspark på 375MW ansätts i rapporten en kapacitetsfaktor på 35%. För en anläggning på 150MW ansätts 34%. Att siffran är lägre än den som framkommer ur data från LORC kan återspegla att Elforsk bedömning baseras på svenska förhållanden medan vindkraftsparkerna från LORC i de flesta fall befinner sig utanför Englands, Danmarks och Nederländernas kuster.

För denna studie används en något högre kapacitetsfaktor än den Elforsk använder för havsbaserade vindkraftsparker. För parken på 100MW ansätts en kapacitetsfaktor på 35% och för parken på 300MW ansätts 38%.

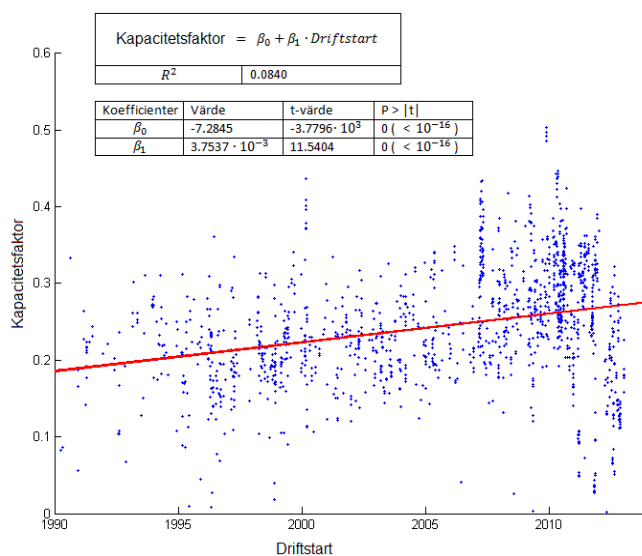
### 3.2.3.2 Landbaserade anläggningar

Till höger är en plot med genomsnittlig kapacitetsfaktor under 2012 för landbaserade anläggningar. Det årliga genomsnittet är en kapacitetsfaktor på cirka 28.8%. Detta tar dock inte hänsyn till att nyare och större anläggningar kan ha en högre kapacitetsfaktor.

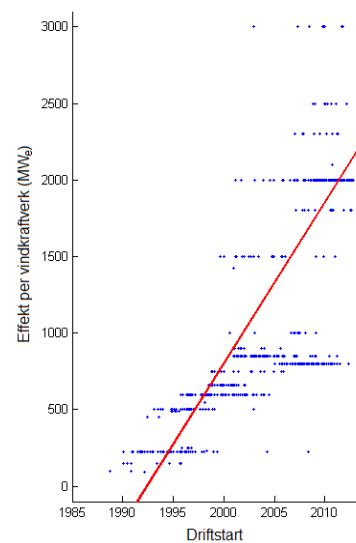
Nedan till vänster följer en plot där landbaserade anläggningars driftstart plottas mot deras genomsnittliga kapacitetsfaktor under 2012. Nedan till höger en plot över hur effekt per vindkraftverk har ökat sedan 1985.



Kapacitetsfaktor under 2012. Daglig upplösning (blått) samt två veckors genomsnitt (rött).



Kapacitetsfaktor samt effekt plottade mot driftstart.



Även för landbaserade anläggningar råder en positiv korrelation mellan tidpunkt för driftstart och dess kapacitetsfaktor, där sambandet är statistiskt säkerställt. Det kan exempelvis komma av att nya anläggningar i högre grad byggs på platser där vindtillgången är hög. Storleken på vindkraftverket mätt i installerad effekt kan även förväntas vara en orsak, då en större vindkraftsturbin (generator) implicerar ett större vindkraftverk mätt i höjd och rotordiameter. Detta samband påvisas tydligt i plotten till höger, där driftstart plottas mot verkets installerade effekt (inklusive regressionslinje). Variansen i regressionen är dock stor och Elforsk uppgifter används även här.

Elforsk (11:26) ansätter en kapacitetsfaktor för en landbaserad anläggning med en installerad effekt på 60MW till cirka 36%. Denna park antas hysa 20 vindkraftverk med en installerad effekt på 3MW styck.

### 3.2.4 Livslängd

I samtliga tidigare studier som behandlar vindkraft ansätts en förväntad livslängd på 20 år för ett vindkraftverk. I teknisk information från LORC anges även 20 år som förväntad livslängd. Elforsk anger dock att fundamenten för havsbaserade anläggningar kan ha en längre livslängd än så, men gör inte mer än att anmärka på det då osäkerheterna är för stora.

### 3.2.5 Skatter och bidrag

För vindkraft gäller enbart en skatt; fastighetsskatten. Den uppgår till 0.2% av taxeringsvärdet per år. För vindkraftsparken Stor-Rotliden ger detta en skattekostnad på cirka 0.0129 SEK/kWh vid en kapacitetsfaktor på 36%.

#### 3.2.5.1 Elcertifikat

För vindkraft och andra förnyelsebara energislag gäller sedan 2003 ett system med elcertifikat, vilket innebär att producenter av förnyelsebar energi tilldelas ett elcertifikat för varje megawatt-timme de producerar (SFS 2011:1200). Detta certifikat kan sedan säljas inom femton år från det att certifikatet tilldelats. Efterfrågan på elcertifikat kommer från elleverantörer som via kvotplikt måste inneha en viss procent elcertifikat för den elmängd de levererar från elproducenter till konsumenter. Denna kvot ändras över tid och kommer att öka under de kommande åren, för att längre fram minska. År 2013 är denna procentsats 13.5%. Det innebär att om en elleverantör säljer 1000 MWh el så måste de även köpa 135 elcertifikat.

Nedan är en plot över historiska spotpriser för elcertifikat. Från detta ansätts ett spotpris på 200 kronor per elcertifikat vilket ger ett bidrag på 0.20 SEK/kWh.



Elcertifikatpriser sedan 2005. Data från Svensk Kraftmäkling (SKM 2013).

År	Kvot (%)
2003	7.4
2004	8.1
2005	10.4
2006	12.6
2007	15.1
2008	16.3
2009	17.0
2010	17.9
2011	17.9
2012	17.9
2013	13.5
2014	14.2
2015	14.3
2016	14.4
2017	15.2
2018	16.8
2019	18.1
2020	19.5
2021	19.0
2022	18.0
2023	17.0
2024	16.1
2025	14.9
2026	13.7
2027	12.4
2028	10.7
2029	9.2
2030	7.6
2031	6.1
2032	4.5
2033	2.8
2034	1.2
2035	0.8

Kvotplikt per år

## 4 Resultat av kostnadsberäkningar

Nedan följer en tabell med sammanställd ekonomisk data för de fall av vind- och kärnkraft som behandlas i denna studie. På följande sida en tabell med beräknad specifik elkostnad enligt annuitetsmetoden samt diagram.

	Vindkraft			Kärnkraft	
	Hav, stor	Hav, liten	Land	AP1000	EPR
Installerad elektrisk effekt (MW)	300	100	60	1100	1600
Total investeringskostnad (miljarder SEK)	7.95	2.24	-	37.4	72
Investeringskostnad (SEK/kW)	26500	22400	15000	34000	45000
Beräknad årlig produktion (GWh)	998.6	306.6	189.2	8190.6	11913.6
Total tillgänglighet (%)	38	35	36	85	85
Drift och Underhåll (SEK/kWh)	0.19	0.15	0.14	0.10	0.10
Livslängd (År)	20	20	20	60 (40)	60 (40)

Sammanställd ekonomisk data för vind- och kärnkraft.

Ränta	Utan skatter och bidrag			Med skatter och bidrag		
	6%	9%	12%	6%	9%	12%

### Vindkraft

Hav, stor	84.5	99.0	114.2	65.8	80.3	95.5
Hav, liten	75.1	88.4	102.3	56.4	69.7	83.6
Land	53.1	61.8	70.9	34.4	43.1	52.2

### Kärnkraft

AP1000 (40 år)	38.6	48.9	59.5	47.0	57.3	67.9
AP1000 (60 år)	36.7	47.9	59.0	45.1	56.3	67.4
EPR (40 år)	47.9	61.5	75.5	56.3	70.0	83.9
EPR (60 år)	45.3	60.2	74.8	53.7	68.6	83.2

Kostnader för olika kraftslag vid olika kalkylräntor samt med och utan skatter och bidrag. Kostnad angiven i SEK/kWh.

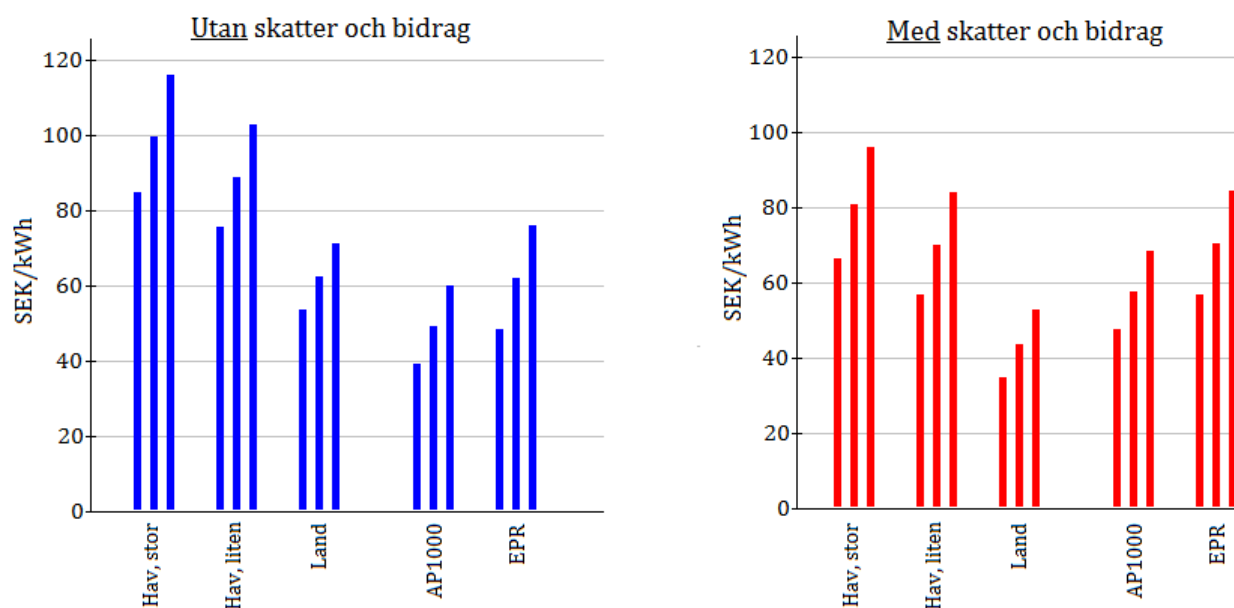


Diagram över kostnader med och utan skatter och bidrag. 40 års livslängd för reaktorerna.

Ur kostnadsjämförelsen framkommer att kärnkraft i allmänhet är mindre kostsam när inte skatter och bidrag är medräknat. Landbaserad vindkraft tangerar dock kostnaden för en EPR-reaktor. Havsbaserad vindkraft är i allmänhet det mest kostsamma alternativet. Den mindre havsbaserade anläggningen har ungefär samma kostnad som en EPR-reaktor när skatter och bidrag är inräknat medan den stora havsbaserade anläggningen är det mest kostsamma alternativet oavsett om skatter och bidrag är medräknat eller ej.

Vad som dock bör nämnas är att de kostnader som tar hänsyn till skatter och bidrag främst är av intresse ur ett företagsekonomiskt perspektiv. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är det av mindre betydelse. Det gäller givetvis även vid subventioneringen av vindkraft där en lägre kostnad när hänsyn är tagen till bidragen inte innebär att den kostar mindre totalt sett utan att kostnaderna är förskjutna till annan part. Vilka effekter som kostnadsfördelningar i allmänhet kan ge upphov till undersöks dock inte i denna studie.

Vad som även bör anmärkas på är att kostnadsdifferenserna för projekt med en längre livslängd vid en förändring i kalkylränta är större än för projekt med en kortare livslängd. Denna effekt uppkommer då en beräkning vid hög kalkylränta innebär att mer hänsyn tas kassaflöden som ligger nära i tid och mindre hänsyn till vad som kommer att ske längre fram. Ett projekt med lång livslängd är därför mer känsligt för ränteförändringar än projekt med kortare livslängd.

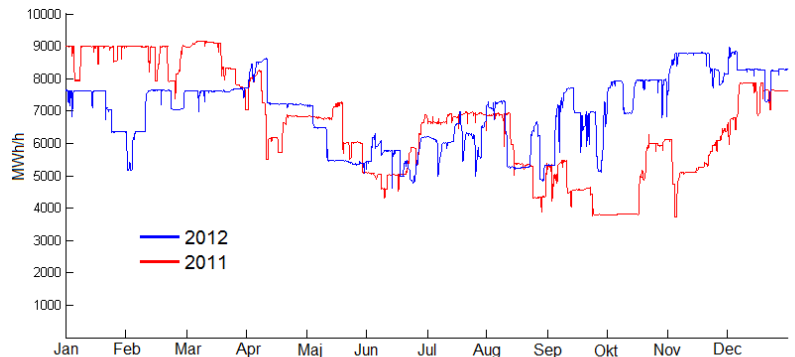


## 5 Andra faktorer

### 5.1 Kärnkraft

#### 5.1.1 Variationer i tillgänglighet

Till höger är ett diagram som representerar kärnkraftsproducerad el under 2011 och 2012. Vad som framgår är att produktionen inte är helt jämn. Ur produktionshistorik från Vattenfall framkommer att det under 2011 gjordes omfattande moderniseringsarbeten vid Ringhals. Under 2012 har Oskarshamn haft problem med reaktor 1, (O1). I ett pressmeddelande från OKG rapporteras det att på grund av ett flertal problem så har O1 enbart varit i drift i sammanlagt en vecka under 2012.



El producerad från kärnkraft under 2011 och 2012. Data från Svenska Kraftnät.

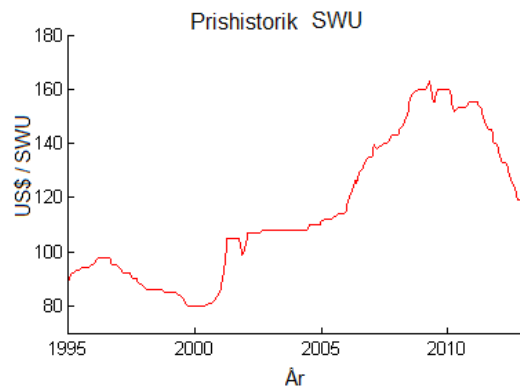
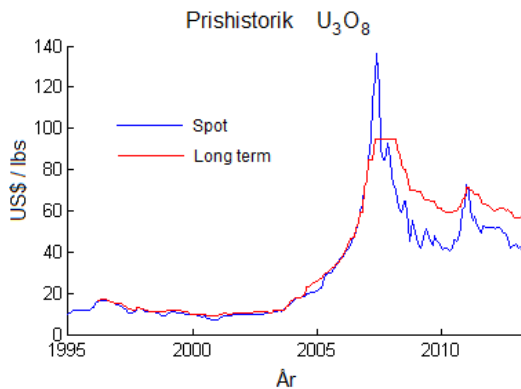
#### 5.1.2 Bränslekostnad

En möjlig påverkan på kostnaden för kärnkraft kommer av bränslekostnaden. Denna är beroende av bland annat priset för uranmalm, kostnad för extraktion av uran ur malmen, anrikning samt framställning av bränslekutsar som används i själva kärnreaktorn (World Nuclear Association, WNA 2009; 2011; 2012). *Råvarupris* refererar här inte till malmen som sådan utan till det ur malmen extraherade uranet som säljs i form av uranoxid,  $U_3O_8$ .

Uranoxiden i ren form kan inte användas som den är då naturligt förekommande uran innehåller för lite av den isotop som kan användas i vanliga reaktorer. Den typ som kan användas benämns  $U_{235}$  och utgörs cirka 0.7% av det naturligt förekommande uranet. Koncentrationen måste ökas till mellan 3.5% och 5%, ett steg som kallas *anrikning*.

Det är främst anrikningssteget som utgör någon extra betydande kostnad för bränslet förutom råvarupriset. Kostnaden för anrikning mäts i en enhet kallad *SWU* (Separative Work Unit) och är ett mått på den mängd separation som krävs vid anrikningen, där enheten är proportionell mot den mängd energi som krävs (1 SWU motsvarar cirka 50 kWh). Antalet SWU som krävs vid anrikningen är beroende av önskad koncentration efter anrikning, koncentrationen hos råvaru-uranet samt koncentrationen hos restprodukten efter anrikningen.

Prishistorik finns för både ej anrikad uranoxid och SWU. Båda presenteras i följande grafer.

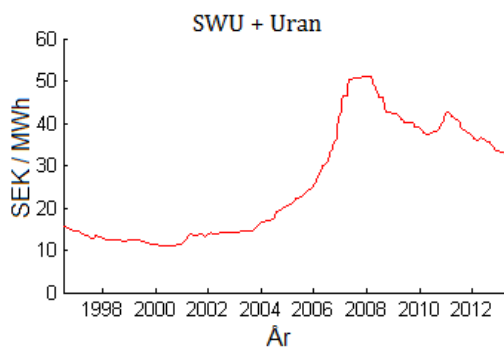


Prishistorik för uran samt SWU. Data för uranpriser inhämtade från Cameco. Data för SWU inhämtade från UxC (UxC Consulting Company, LLC <http://www.uxc.com/>)

Den mängd kärnbrän

sle som används per år uppgår till cirka 25 ton (WNA 2011) för en 1000MW-reaktor. Vid nuvarande förutsättningar för anrikning krävs det 105600 SWU för den bränslemängden (Se appendix för beräkning).

Från nuvarande råvarupris på 842 SEK/kg (57 \$/lbs, 1\$ = 6.50 SEK) och anrikningskostnaden 731 SEK/SWU beräknas den totala bränslekostnaden till 245.5 miljoner kronor varvid den genomsnittliga kostnaden blir cirka 33 SEK/MWh vid 85% kapacitetsfaktor. Nedan följer en graf för hur priset har utvecklats de senaste åren givet att anrikningsbetingelserna är oförändrade samt att det enbart handlas med long-term-kontrakt.



Bränslekostnad orsakad av SWU och U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>

Det som framförallt bör tas i beaktning är att en kostnadsökning hos råvarupriset inte ökar bränslepriset i samma proportion då det även är beroende av andra faktorer, där anrikningen utgör den största delen. Bränslepriset är av den anledningen mindre känsligt för förändringar i råvarupriset. Det framgår även av bränslepriset att den utgör enbart en mindre del av kostnaden för drift; Mellan 1.5 och 5.5 öre/kWh under de senaste 15 åren.

## 5.2 Vindkraft

### 5.2.1 Instabil produktion

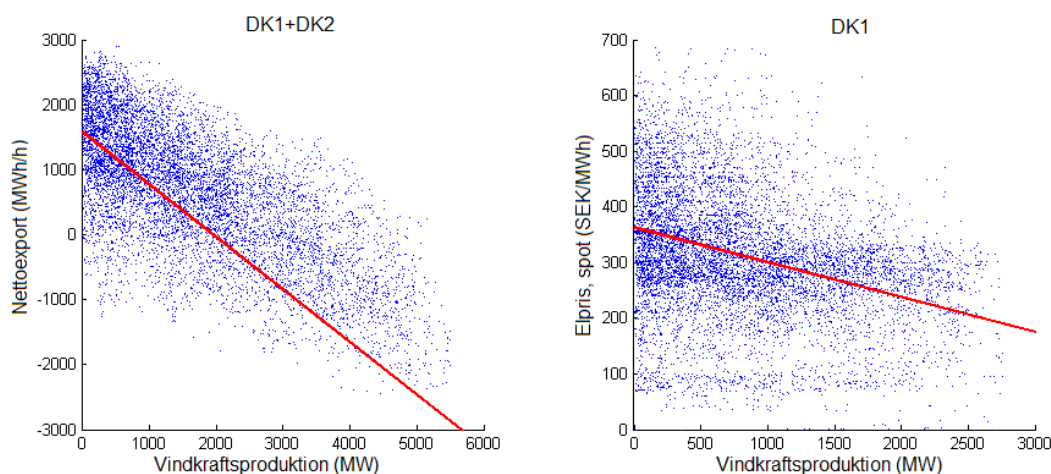
På grund av vindkraftens variabla kapacitetsfaktor ställs det högre krav på reglerkraft. I rapporten *Storskalig utbyggnad av vindkraft – Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft* publicerad av Svenska Kraftnät 2008 estimeras ett behov av reglerkraft till mellan 1400 – 1800 MW vid en utbyggnad av vindkraften på 4GW (10TWh/år) och 4300-5300MW vid en utbyggnad av 12GW (30TWh/år). 15% av reglerbehovet bedöms behöva täckas av snabb reglering (automatisk frekvens-

reglering, fullt aktiverad inom 30 sekunder) orsakad av snabbt skiftande variationer i elproduktion (exempelvis orsakad av vindbyar) där främst vattenkraft kan stå för regleringen. Resterande behov av reglerkraft kommer av osäkerheter i vindprognoser, som har visat sig vara svåra att göra längre tid i förväg, samt behovet av kompensatorisk produktion då vindkraftverken måste stannas helt då vinden är för svag eller för kraftig. Denna typ av reglerkraft är mer trögrörlig och är fullt aktiverad efter mellan en kvart och upp till ett dygn.

Vid större utbyggnad av vindkraften tillkommer även en kostnad för förstärkning av stamnätet. I samma rapport från Svenska Kraftnät bedöms det i nuläget finnas kapacitet för en utbyggnad av cirka 4GW (10TWh/år) vindkraft utan att allt för stora investeringar krävs. Kostnaden bedöms uppgå till 25 miljarder kronor. För en utbyggnad på 12GW (30TWh/år) är behovet för förstärkning i stamnätet större och kostnaden bedöms uppgå till 150 miljarder kronor. Behovet ökar om större delar av vindkraften förläggs i de norra delarna av Sverige, då konsumtionen främst är i de södra delarna.

### 5.2.2 Exporterad produktion

I rapporten *Wind Energy – The Case of Denmark* publicerad av Center for Politiske Studier (CEPOS 2009) framkommer flera problem relaterade till vindkraften och den stora variationen i produktion. Det är bland annat en kraftig korrelation mellan vindkraftsproduktion och nettoexport samt mellan vindkraftsproduktion och elpris. Nedan följer två plottar för dessa korrelationer.

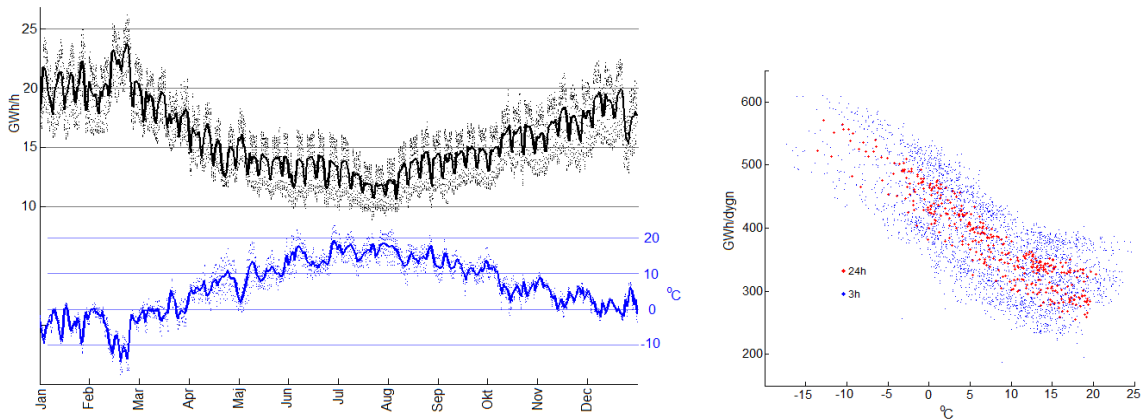


Nettoexport samt spotpris plottade mot vindkraftsproduktion i Danmark under 2012 med en timmas upplösning. Data från Nordpool.

Den högra plotten är skalad för att påvisa sambandet tydligare. Det finns flertalet tidpunkter då spotpriset har varit högre än 700 SEK/MWh samt lägre än 0 SEK/MWh. Under 2012 inträffade det under 33 timmar att spotpriset på el var negativt i elområde DK1 (West Denmark). Under 2007, som rapporten främst behandlar, inträffade det under nästan 100 timmar att spotpriset var noll (detta var innan möjligheten för ett negativt spotpris infördes på Nordpool). En anledning som anges i rapporten är att vindkraftsproduktion enligt dansk lag alltid har preferens över övriga energislag, men att kraftvärmeverk, trots en stor produktion av el från vindkraft, måste fullfölja åtagandet med att leverera värme (och elektricitet). Resultatet blir en stor överproduktion som säljs ut till nollpris, eller som nu, till ett negativt pris.

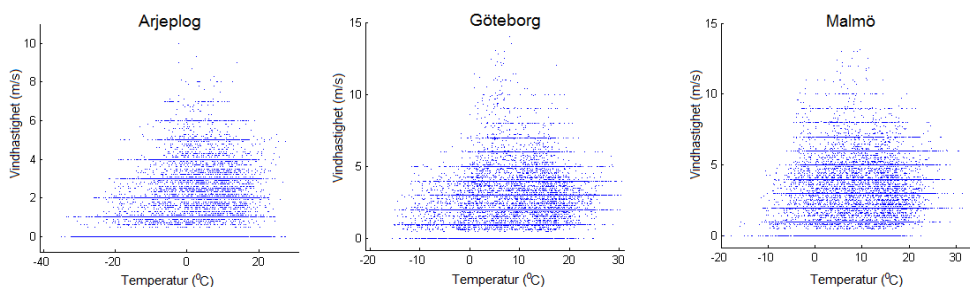
### 5.2.3 Temperaturberoende tillgänglighet

Ett exempel på en trolig faktor som kan påverka elbehovet är utomhustemperaturen. Tillgänglig data för att göra en statistisk bedömning är elkonsumtion, tillhandahållen av Nordpool, samt temperaturdata, tillhandahållen av SMHI. Tillsammans med en viktning med avseende på befolkningstäthet är det möjligt att göra en bedömning av den medeltemperatur som Sverige utsätts för vid ett givet tillfälle (se appendix för härledning av genomsnittstemperatur).



Genomsnittlig temperatur i Sverige (blått) samt elkonsumtion (svart) under 2011. Sambandet mellan temperatur och elkonsumtion tydliggjort i plotten till höger med tre timmars upplösning (blått) och dygnsvis upplösning (rött).

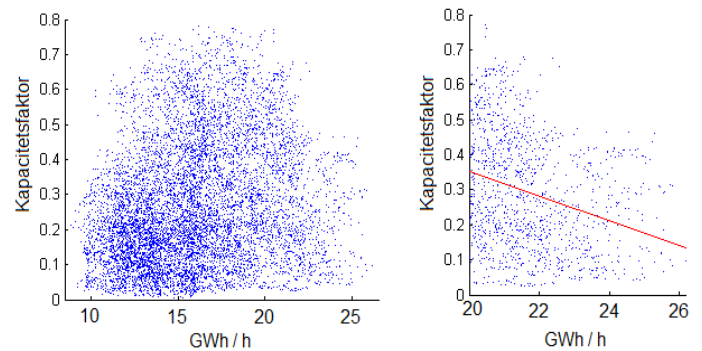
Det råder ett tydligt negativt linjärt samband mellan temperatur och elanvändning. Om det samtidigt gäller att vindförhållanden är korrelerade med temperatur står vindkraft inför ett problem där en lägre temperatur inte enbart medför en högre elanvändning utan även en lägre kapacitetsfaktor hos vindkraften. Nedan är temperatur och vindhastighet plottade mot varande för tre olika väderstationer under tidsperioden 2008-2011.



Vindhastighet plottad mot temperatur under tidsperioden 2008-2011 med tre timmars upplösning. Data från SMHI.

I hela temperaturintervallet är korrelationen dålig men det förefaller finnas en positiv korrelation mellan låga temperaturer och låg vindhastighet. En genomsnittlig korrelationsfaktor (Pearson) för samtliga väderstationer vid temperaturer lägre än 5°C uppgår till 0.2102. Det finns därför sannolikt ett samband mellan låga temperaturer och låg vindhastighet med följd att elbehovet också kan vara negativt korrelerat med vindkraftens tillgänglighet.

Till höger syns genomsnittlig kapacitetsfaktor för vindkraft plottad mot elanvändning under 2011 med en timmas upplösning. Vid hög elanvändning finns det ett möjligt samband. Detta är tydliggjort i plotten längst till höger där timmar med elanvändning högre än 20 GWh/h är plottade, inklusive regressionslinje (röd) samt regressionsresultat. Där framkommer att den statistiska säkerheten för ett linjärt samband är mycket stor.



$$\text{Kap. faktor} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \text{Elanvån. (GWh/h)}$$

Koeff.	Värde	t-värde	P >  t
$\beta_1$	$-3.539 \cdot 10^{-2}$	-10.314	$0 (< 10^{-16})$

Genomsnittlig kapacitetsfaktor för vindkraft plottad mot energianvändning samt regressionslinje för energianvändning större än 20 GWh/h

Även Svenska Kraftnät bedömer att det gäller en lägre kapacitetsfaktor för vindkraft under kalla vinterdagar. Ett effektvärde på 6% antas för i rapporten *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2010/2011 och 2011/2012* (Svenska Kraftnät 2011). Effektvärdet definieras som "Del av installerad effekt som är tillgänglig med en specificerad sannolikhet" och kan därför sägas vara analogt med kapacitetsfaktorn.

#### 5.2.4 Subventioner

Det finns även kritik riktad mot den kraftiga subvention som sker vid vindkraftsproduktion till följd av systemet med elcertifikat. I debattartikeln *Meningslös satsning på vindkraft* (Svenska Dagbladet 2012) argumenteras det för att marknadskrafterna inte fungerar när vindkraftsproduktionen är subventionerad och producenten är garanterad inkomst oavsett om elen kan användas eller inte. Debattartikeln är underskriven av 13 ledamöter ur Kungliga Vetenskapsakademiens Energiutskott.

Vad som bör tas i beaktning vad gäller subventionerna i form av elcertifikat är att de troligtvis inte kommer att öka i samma takt som utbyggnaden av vindkraft sker. Som framkom under punkt 3.2.5 så bestäms priset av utbud och efterfrågan, där efterfrågan skapas av kvotplikten. Elleverantörer är skyldiga enligt lag att upphandla en viss mängd elcertifikat som motsvarar en kvot av levererad mängd el. Denna kvot är inte statisk över tid. Den kommer att öka från dagens 13.5% till 19.5% år 2020 och därefter minska till 0.8% år 2035. Efterfrågan på elcertifikat kommer efter 2020 därför att minska samtidigt som det troligtvis kommer ske en vidare utbyggnad av vindkraft med efterföljande ökat utbud. Elcertifikatpriset kommer av den anledningen förmodligen att minska efter 2020. Hur det ser ut nu fram tills 2020 är dock mycket osäkert då det både råder nybyggnation av vindkraft och en ökande kvotplikt samtidigt.

## 6 Diskussion

Utifrån kostnadsberäkningarna framgår det att det råder en lägre kostnad för kärnkraft om skatter och bidrag inte tas med. Om de gör det är resultatet inte lika entydigt positivt för kärnkraft då det i flera fall innebär en lägre kostnad för vindkraft istället. Särskilt landbaserad vindkraft står sig väl mot kärnkraft när skatter är medräknade.

En av de främsta anledningarna till vindkraftens högre kostnad är att dess kapacitetsfaktor är låg. Mätt till dess installerade effekt är investeringskostnaden lägre än för samtliga fall av kärnkraft – i vissa fall hälften av vad den är för kärnkraft – men dess kapacitetsfaktor är mindre än hälften av den för kärnkraft. Detta väger upp mer och gör vindkraften dyrare.

För vindkraft finns det flera problem som behöver lösas vid en storskalig utbyggnad där de flesta är härledda till brister i stamnätet på ett eller annat sätt.

Det gör sig gällande bland annat utifrån Svenska Kraftnäts rapporter där det framgår att det kommer uppstå stora flaskhalsar vid storskalig utbyggnad och att åtgärder för att lösa dessa problem kommer bli kostsamma. Även exemplet från Danmark med stark korrelation mellan elpris och vindkraftsproduktion går att härleda till brister i stamnätet och förluster vid långa transporter. Stor korrelation mellan nettoexport av el och vindkraftsproduktion är exempelvis förväntat då elbehovet inte följer vindkraftens tillgänglighet. Dock, med viss hindrad rörlighet av elektricitet orsakad av tekniska begränsningar, det faktum att elektriciteten måste förbrukas någonstans inom elnätet samtidigt som den produceras och med förutsättningen att vindkraften alltid producerar största möjliga mängd tillgängligt så följer det att elpriset bör ändras i korrelation med vindkraftsproduktion. Denna korrelation blir mindre vid högre rörlighet då den kraftiga produktionen kan matchas med sänkor på annat håll, med större mängd reglerkraft eller att tillgänglig reglerkraft i områden till vilken exporten sker har möjlighet att motverka överproduktionen.

Förutsättningen att vindkraft alltid producerar den största tillgängliga mängden el har även påpekats vara en orsak till dåligt fungerande marknadskrafter. Förutsättningen kan antas vara delvis orsakad av rådande subventionssystem med elcertifikat, där vindkraftsproducenter alltid är garanterade någon form av inkomst även om priset är mycket lågt och ibland till och med negativt.

Vad som också har kunnat visas är att det råder en viss korrelation mellan låga temperaturer och tillgängligheten på vindkraft. Det är särskilt allvarligt då elbehovet har en mycket stark korrelation till temperatur. Problemet kan avlösas på samma sätt som beskrivits ovan, även om det sannerligen inte står till vindkraftens fördel att inte enbart vara stokastiskt till sin natur utan att också vara negativt korrelerad med de tillfällen då den behövs som mest. Korrelationen är emellertid inte överväldigande så till den grad att den dominerar alla andra aspekter, men den bör tas i beaktning.

För kärnkraft råder inte samma problem med ojämnheter i tillgänglighet. I jämförelse med vindkraft är den tämligen stabil, även om det förekommer vissa ojämnheter.

Vad som har kunnat visas är att kostnaden för elproduktion inte är särskilt känslig för skillnader i uranpris, som har fluktuerat kraftigt de senaste åren. Den låga känsligheten kommer av att bränslepriset inte är direkt proportionerligt mot uranpriset då det förekommer flera stora kostnader vid

bland annat anrikningen. Det är även möjligt att ändra effektiviteten vid anrikningen, vilket kan vara en fördel att göra när uranpriserna är mycket höga. Detta agerar också som en kostnadsbuffert.

Hantering av uttjänt bränsle innebär också en kostnad i form av inbetalningar till Kärnavfallsfonden. Dessutom tillkommer Studsviksavgiften. Emellertid är ingen av dessa utgifter särskilt omfattande. Summerade uppgår de till cirka 2.3 – 2.7 öre/kWh.

## 7 Slutsats

Ur beräkningarna av kostnad med annuitetsmetoden framkommer att kärnkraft i de flesta fall står sig bättre mot vindkraft både i det fall där alla skatter är medräknade och när inga skatter är det. Landbaserad vindkraft är dock för vissa fall av höga kalkylräntor mindre kostsam än en EPR-reaktor även utan att skatten tas hänsyn till. Med skatt inräknad, där vindkraften subventioneras med elcertifikat, står sig landbaserad vindkraft bättre mot både en EPR-reaktor och en AP1000-reaktor. Mindre havsbaserade vindkraftsanläggningar är med skatter och bidrag inräknat väldigt likt kostnaden för en EPR-reaktor. Större havsbaserade anläggningar är dyrast i samtliga fall, oavsett om skatt är medräknat eller ej. Minst kostsam i majoriteten av fall är en AP1000-reaktor.

Vindkraft står även för flera stora problem relaterade till dess ojämna produktion. Vid storskalig utbyggnad kommer det behövas både en större mängd reglerkraft och stora förstärkningar i stamnätet. Det råder även ett samband med lägre tillgänglighet under kalla vinterdagar när elbehovet är som störst.

För kärnkraft tillkommer kostnader för bränsle både innan och efter användning. Denna kostnad uppgår till cirka 0.06-0.08 SEK/kWh för både inköp och hantering av uttjänt bränsle.

## 8 Referenser

1. Citibank. (2009). Atherton, P., Simms, A., Savvantidou, S., Hunt, S. *New Nuclear: The Economics Say No*. Citigroup Global Markets. Tillgänglig: [npolicy.org/article\\_file/New\\_Nuclear-The\\_Economics\\_Say\\_No.pdf](http://npolicy.org/article_file/New_Nuclear-The_Economics_Say_No.pdf). [8 Maj 2013].
2. Cameco. (2013). *Uranium price: Spot price history*. Tillgänglig: [www.cameco.com/investors/markets/uranium\\_price/spot\\_price\\_complete\\_history/](http://www.cameco.com/investors/markets/uranium_price/spot_price_complete_history/). [8 Maj 2013].
3. Center for Politiske Studier, CEPOS. (2009). Sharman, H. *Wind energy: The case of Denmark*. CEPOS (Center for Politiske Studier). Köpenhamn: CEPOS. Tillgänglig: [www.cepos.dk/fileadmin/user\\_upload/Arkiv/PDF/Wind\\_energy\\_-\\_the\\_case\\_of\\_Denmark.pdf](http://www.cepos.dk/fileadmin/user_upload/Arkiv/PDF/Wind_energy_-_the_case_of_Denmark.pdf). [8 Maj 2013].
4. Centrum för Vindbruk, CVI. (2007). *Elnätsanslutning av vindkraft till lokal-, region-, och stamnätet*. (ER 2007:33). Tillgänglig: [cvi.se/uploads/pdf/Kunskapsdatabas%20elnat/forskningsresultat/Elanslutning.pdf](http://cvi.se/uploads/pdf/Kunskapsdatabas%20elnat/forskningsresultat/Elanslutning.pdf). [16 Maj 2013].
5. EDF Energy. (2012). Flamanville EPR: Cost revised, still on schedule. *EDF Energy*, 12 Mar. Pressmeddelande. Tillgänglig: [press.edf.com/press-releases/all-press-releases/2012/flamanville-epr-costs-revised-still-on-schedule-93875.html](http://press.edf.com/press-releases/all-press-releases/2012/flamanville-epr-costs-revised-still-on-schedule-93875.html). [7 Maj 2013].
6. Elforsk. (2007). Hansson, H., Larsson, S-E., Nyström, O., Olsson, F., Ridell, B. *El från nya anläggningar 2007*. Stockholm: Elforsk (Elforsk Rapport 07:50). Tillgänglig: [www.elforsk.se/Rapporter/?rid=07\\_50\\_](http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=07_50_). [8 Maj 2013].
7. Elforsk. (2011). Nyström, O., Nilsson, P-A., Ekström, C., Wiberg, A-M., Ridell, B., Vinberg, D. *El från nya och framtida anläggningar 2011: Sammanfattande rapport*. Stockholm: Elforsk (Elforsk Rapport 11:26). Tillgänglig: [www.elforsk.se/Programomraden/El--Varme/Rapporter/?rid=11\\_26\\_](http://www.elforsk.se/Programomraden/El--Varme/Rapporter/?rid=11_26_). [8 Maj 2013].
8. Finansdepartementet. (2007). *Lag om ändring i lagen (2000:466) om skatt på termisk effekt i kärnkraftsreaktore*. Stockholm, Finansdepartementet (SFS 2007:1389). Tillgänglig: [www.lagboken.se/files/SFS/2007/071389.PDF](http://www.lagboken.se/files/SFS/2007/071389.PDF). [8 Maj 2013].
9. International Atomic Energy Agency, IAEA. (2013). *Power Reactor Information System (PRIS)*. Tillgänglig: [www.iaea.org/pris/](http://www.iaea.org/pris/). [20 Feb 2013].
10. Kärnavfallsfonden. (2013). *Inbetalningar*. Tillgänglig: [www.karnavfallsfonden.se/inochutbetalningar/inbetalningar.4.18f59cc7120c5a2856b80005714.html](http://www.karnavfallsfonden.se/inochutbetalningar/inbetalningar.4.18f59cc7120c5a2856b80005714.html). [8 Maj 2013].



11. *Lag (2011:1200) om elcertifikat.* (SFS 2011:1200). Tillgänglig: [www.notisum.se/rnp/sls/lag/20111200.htm](http://www.notisum.se/rnp/sls/lag/20111200.htm). [16 Maj 2013].
12. Lindoe Offshore Renewables Center, LORC. (2013). *Offshore wind farms map*. Tillgänglig: [www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map](http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map). [8 Maj 2013].
13. Nordpool Spot. (2013). *Data download page*. Tillgänglig: [www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/](http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/). [16 Maj 2013].
14. Nuclear engineering international. (2008). Summer time for AP1000. *Nuclear engineering international*, 5 Jun. Tillgänglig: [www.neimagazine.com/news/newssummer-time-for-ap1000-721](http://www.neimagazine.com/news/newssummer-time-for-ap1000-721). [7 Maj 2013].
15. Nuclear Energy Institute, NEI. (2012). *The cost of new generating capacity in perspective*. Washington DC: NEI. Tillgänglig: [www.nei.org/filefolder/WHITE\\_PAPER\\_-\\_Cost\\_of\\_New\\_Generating\\_Capacity\\_in\\_Perspective.pdf](http://www.nei.org/filefolder/WHITE_PAPER_-_Cost_of_New_Generating_Capacity_in_Perspective.pdf). [8 Maj 2013].
16. Nuclear News. (2012). Costs of Finland's Olkiuoto nuclear reactor go up yet again. *Nuclear news*, 14 Dec. Tillgänglig: [nuclear-news.net/2012/12/14/costs-of-finlands-olkiuoto-nuclear-reactor-go-up-yet-again/](http://nuclear-news.net/2012/12/14/costs-of-finlands-olkiuoto-nuclear-reactor-go-up-yet-again/). [7 Maj 2013].
17. OKG summerar fjolårets elleveranser – 12,4 TWh. (2013). *OKG*, 11 Jan. Tillgänglig: [www.okg.se/sv/Press/Nyheter-och-pressmeddelanden/OKG-summerar-fjolarets-elleveranser--124-TWh/](http://www.okg.se/sv/Press/Nyheter-och-pressmeddelanden/OKG-summerar-fjolarets-elleveranser--124-TWh/). [8 Maj 2013].
18. *Om finansiering av hantering av visst radioaktivt avfall m.m.* (SFS 1988:1597) Tillgänglig: [www.notisum.se/rnp/sls/lag/19881597.HTM](http://www.notisum.se/rnp/sls/lag/19881597.HTM). [8 Maj 2013].
19. Skatteverket. (2013). *Belopp och procent – inkomstår 2013*. Tillgänglig: [www.skatteverket.se](http://www.skatteverket.se). [7 Maj 2013].
20. Skatteverket. (2013). *Fastighetstaxering* Tillgänglig: [www.skatteverket.se](http://www.skatteverket.se). [7 Maj 2013].
21. Statistiska Centralbyrån, SCB. (2013). *Befolkningsstatistik*. Tillgänglig: [www.scb.se/Pages/ProductTables\\_\\_\\_25795.aspx](http://www.scb.se/Pages/ProductTables___25795.aspx). [].
22. Svenska Dagbladet. (2012). Meningslös satsning på ny vindkraft. *Svenska Dagbladet*, 22 Apr. Tillgänglig: [www.svd.se/opinion/brannpunkt/meningslos-satsning-pa-vindkraft\\_7075891.svd](http://www.svd.se/opinion/brannpunkt/meningslos-satsning-pa-vindkraft_7075891.svd). [16 Maj 2013].
23. Svenska Kraftnät. (2011). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2010/2011 och 2011/2012: En rapport till Näringsdepartementet.* (SVK Rapport 2011:897). Tillgänglig: [www.svk.se/Global/110810\\_Effektbalansen\\_Rapport.pdf](http://www.svk.se/Global/110810_Effektbalansen_Rapport.pdf). [8 Maj 2013].
24. Svenska Kraftnät. (2007). *Storskalig utbyggnad av vindkraft: Några förutsättningar och konsekvenser*. Tillgänglig: [www.svk.se/Global/06\\_Energimarknaden/Pdf/Vindkraft/Vindrapport070531\\_webb.pdf](http://www.svk.se/Global/06_Energimarknaden/Pdf/Vindkraft/Vindrapport070531_webb.pdf). [8 Maj 2013].

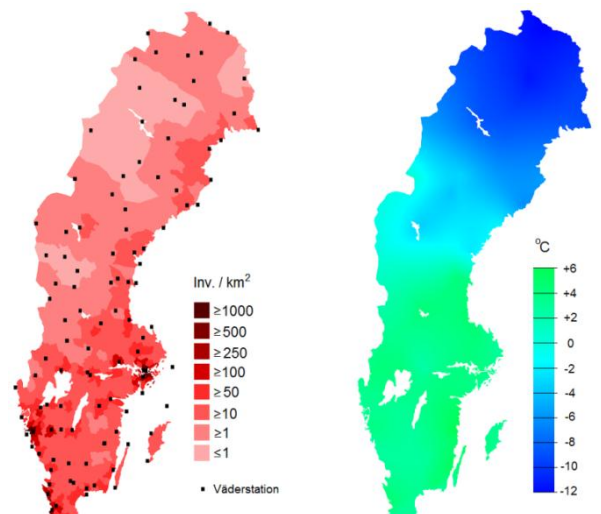
25. Svenska Kraftnät. (2008). *Storskalig utbyggnad av vindkraft: Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft*. Tillgänglig: [www.svk.se/Global/01\\_Om\\_oss/Pdf/Rapporter/080601\\_Bilaga\\_vindkraftrapport\\_2008.pdf](http://www.svk.se/Global/01_Om_oss/Pdf/Rapporter/080601_Bilaga_vindkraftrapport_2008.pdf). [8 Maj 2013].
26. Svensk Kraftmäkling, SKM. (2013). *El-certificate price history (SEK)*. Tillgänglig: [www.skm.se/priceinfo/history/](http://www.skm.se/priceinfo/history/). [16 Maj 2013].
27. Sveriges Meteorologiska och Hydrologiska Institut, SMHI. (2013). *Dataserier 1961-2011*. Tillgänglig: [www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/dataserier-2.1102](http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/dataserier-2.1102). [16 Maj 2013].
28. UxC. (2013). *Spot Ux SWU price*. Tillgänglig: [www.uxc.com/review/uxc\\_PriceChart.aspx?chart=spot-swu-full](http://www.uxc.com/review/uxc_PriceChart.aspx?chart=spot-swu-full). [8 Maj 2013].
29. UxC. (2013). *UxC fuel quantity & cost calculator*. Tillgänglig: [www.uxc.com/tools/uxc\\_FuelCalculator.aspx](http://www.uxc.com/tools/uxc_FuelCalculator.aspx). [8 Maj 2013].
30. Vattenfall. (2013). *Hur mycket avfall blir det?* Tillgänglig: [www.vattenfall.se/sv/hur-mycket-avfall-blir-det.htm](http://www.vattenfall.se/sv/hur-mycket-avfall-blir-det.htm). [8 Maj 2013].
31. Vattenfall. (2013). *Produktionshistorik*. Tillgänglig: [www.vattenfall.se/sv/produktionshistorik\\_64027.htm](http://www.vattenfall.se/sv/produktionshistorik_64027.htm). [8 Maj 2013].
32. Vattenfall. (2013). *Stor-Rotliden vindkraftspark*. Tillgänglig: [www.vattenfall.se/sv/stor-rotliden-vindkraftspark.htm](http://www.vattenfall.se/sv/stor-rotliden-vindkraftspark.htm). [8 Maj 2013].
33. Vindstat. (2013). *Driftuppfölning av Sveriges vindkraftverk*. Tillgänglig: [www.vindstat.nu/Report1.aspx](http://www.vindstat.nu/Report1.aspx). [16 Maj 2013].
34. World Nuclear Association. (2009). *Uranium and depleted uranium*. Tillgänglig: [www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uranium-Resources/Uranium-and-Depleted-Uranium/#.UYamlcozevh](http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uranium-Resources/Uranium-and-Depleted-Uranium/#.UYamlcozevh). [8 Maj 2013].
35. World Nuclear Association. (2011). *Nuclear Fuel Fabrication*. Tillgänglig: [world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Conversion-Enrichment-and-Fabrication/Fuel-Fabrication/#.UYpbBsozevh](http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Conversion-Enrichment-and-Fabrication/Fuel-Fabrication/#.UYpbBsozevh). [8 Maj 2013].
36. World Nuclear Association. (2012). *The nuclear fuel cycle*. Tillgänglig: [www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Introduction/Nuclear-Fuel-Cycle-Overview/#.UYamlMozevh](http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Introduction/Nuclear-Fuel-Cycle-Overview/#.UYamlMozevh). [8 Maj 2013].
37. World nuclear news. (2008). Duke raises cost estimate for Lee plant. (2008). *World nuclear news*, 7 Nov. Tillgänglig: [www.world-nuclear-news.org/NN-Duke\\_raises\\_cost\\_estimate\\_for\\_Lee\\_plant-0711084.html](http://www.world-nuclear-news.org/NN-Duke_raises_cost_estimate_for_Lee_plant-0711084.html). [7 Maj 2013].
38. World nuclear news. (2011). New approach puts back Flamanville 3. *World nuclear news*, 21 Jul. Tillgänglig: [www.world-nuclear-news.org/NN\\_New\\_approach\\_puts\\_back\\_Flamanville\\_3\\_2107111.html](http://www.world-nuclear-news.org/NN_New_approach_puts_back_Flamanville_3_2107111.html). [7 Maj 2013]

## 9 Appendix

### 8.1 Estimering av medeltemperatur i Sverige

Denna del syftar till att göra en estimering av den medeltemperatur som en invånare i Sverige utsätts för vid en given tidpunkt. Detta sker genom att interpolera temperaturdata från SMHI och vikta punkter med avseende på befolkningstäthet.

Data för befolkningstäthet är tillhandahållna av SCB i form av en karta över Sveriges folktäthet kommunvis under 2007, som syns till höger. I kartan över folktäthet är även SMHI's väderstationer inkluderade. Till höger är



en exempelbild på estimering av temperaturer i hela Sverige för den 17:e januari 2011.

Det samband som kan förväntas att gälla mellan utomhustemperatur och elkostumtion är en linjärt avtagande elkostumtion med ökande temperatur.

Detta kommer av en förenklad form av Fouriers lag kallad värmeekvationen, där transporterad värmemängd är proportionerlig mot temperaturdifferensen:

Folktäthetskarta kommunvis 2007 samt temperaturestimering för den 17:e januari 2011. Data interpolerad med metoden "natural neighbor".

$$q = h \cdot \Delta T$$

$h$  är värmegenomgångstalet och är en konstant och  $q$  är transporterad mängd värme, mätt i watt. Med andra ord är transporterad värmemängd linjärt beroende av temperaturdifferensen och med antagande om att inomhustemperaturen hålls konstant så blir värmeförlusten enbart beroende av utomhus-temperatur. Från detta följer även möjligheten att beräkna ett genomsnitt genom att summera temperaturen för samtliga datapunkter och dividera med totala antalet punkter.

## 8.2 Beräkning av SWU

Från denna del estimeras antal SWU som krävs vid anrikningssteget av uran i kärnbränsleframställningen. Funktion (1) är angiven att gälla vid beräkningen (UxC 2013).

$$SWU = P \cdot V(x_p) + T \cdot V(x_t) - F \cdot V(x_f) \quad (1)$$

$V(x)$  är värdefunktionen definierad enligt:

$$V(x) = (1 - 2x) \ln\left(\frac{1-x}{x}\right) \quad (2)$$

Krävd feed ( $F$ ) och bildad restprodukt ( $T$ ) beräknas enligt följande uttryck:

$$F = P \cdot \frac{x_p - x_t}{x_f - x_t} \quad T = P \cdot \frac{x_p - x_f}{x_f - x_t} \quad (3, 4)$$

$x_p$  är önskad halt i det anrikade uranet,  $x_f$  halten i det naturliga uranet och  $x_t$  halten i restprodukten. Den sista informationen för att beräkna antalet SWU som krävs för anrikning är den mängd uran en reaktor kräver för drift.

Vattenfall anger på en informationssida på deras hemsida att en svensk kärnreaktor årligen ger upphov till mellan 15 och 25 ton använt kärnbränsle. World Nuclear Organisation anger på en informationssida att en 1000MW<sub>e</sub>-reaktor använder 24 ton uran per år. På samma sida anges att restprodukten vid anrikningen håller en koncentration av U<sub>235</sub> på mellan 0.25 och 0.3%. Utifrån dessa siffror antas ett behov av 25 ton kärnbränsle per år och antalet SWU för bränsle till en 1000MW-reaktor beräknas till 105600 per år.

Ur uttrycken ovan är går det även att beräkna mängden uran som krävs för att producera 25 ton anrikat kärnbränsle. Från ekvation (4) framkommer att det behövs 200 ton uran vid givna betingelser. Denna siffra kan antas gällande för den mängd råvara som krävs och det är nu möjligt att göra en rimlig uppskattning av bränslekostnaden för ett års drift givet SWU- och råvarupris.

### 8.3 Annuitetsmetoden

Vid en omräkning av totalkostnad till en årlig kostnad vid annuitetsmetoden så är det antaget att det sker en årlig betalning av en fast summa under det antal år som projektet har ekonomisk livslängd. Varje framtida inbetalning räknas om från dess framtids värde till ett nuvärde genom räkna bakåt med hjälp av räntan. Summationen av alla framtida betalningar uttrycka i sitt nuvärde skall sedan uppgå till projektets nuvarande totalkostnad.

$$PV = F \cdot r^0 + F \cdot r^1 + F \cdot r^2 + \dots + F \cdot r^n$$

$PV$  används här för att benämna projektets totalkostnad.  $F$  är den årliga kostnaden och  $r$  beskriver räntan.  $1/1.06$  är exempelvis  $r$  vid 6% ränta.  $n$  är projektets ekonomiska livslängd räknat i antal år.

Summationen ovan är enkelt beräknat vid följande uttryck:

$$PV = F \cdot \left( \frac{r^{n+1}-1}{r-1} \right)$$

$$F = \frac{PV}{\left( \frac{r^{n+1}-1}{r-1} \right)}$$