

## KAPITEL 6

# Elförsörjning till de planerade industriprojekten i norra Sverige\*

JAN BLOMGREN

### Om författaren

Se sid. 211 för en presentation.

---

\* Citeras som: Blomgren, Jan (2024), "Elförsörjning till de planerade industriprojekten i norra Sverige".  
I Magnus Henrekson (red.), *De norrländska stålsatsningarna – frälsare eller gökunge?* (s. 187–211).  
Stockholm: Samhällsförlaget.

# Sammanfattning

Ett antal stora industriprojekt planeras i norra Sverige. Gemensamt för dessa är att de avser att använda vätgas som insatsvara. Denna vätgas planeras att produceras genom elektrolys av vatten, en mycket elintensiv process.

En viktig aspekt bakom dessa planerade investeringar är att den el som används inte ska komma från fossila källor. Detta lämnar vattenkraft, vindkraft och kärnkraft som tekniskt rimliga alternativ. Av dessa har inte vattenkraft studerats då det under lång tid rått politisk konsensus om att inte bygga ut återstående svenska älvar, och även om det gjordes skulle enbart en mindre del av efterfrågad el kunna produceras.

I den publika kommunikationen från de inblandade företagen har vindkraft, såväl på land som till havs, varit det vanligast förekommande teknikvalet. Kärnkraft har nämnts i mindre utsträckning som källa till efterfrågad el.

De inblandade företagen har hittills inte presenterat detaljerade planer för sin framtida elförsörjning, och än mindre kostnadskalkyler för den el som krävs. I denna studie uppskattas kostnader för olika tekniska lösningar för att tillhandahålla el till dessa stora projekt. I studien behandlas dels vindkraft, dels kärnkraft. I fallet vindkraft studeras såväl vindkraft på land som till havs, och i fallet kärnkraft görs bedömningar dels för traditionella storskaliga verk, dels för små modulära reaktorer av relativt konventionell utformning.

Eftersom olika tekniker leder till signifikant olika utformning av stödjande elnät, och kostnaderna för att bygga elnät kan antas utgöra betydande kostnader, åtföljs de olika teknikvalen för elproduktion med motsvarande uppskattningar av kostnader för elöverföring.

Sammanfattningsvis pekar resultaten mot att jämn tillförsel av el som produceras nära anläggningarna för vätgasproduktion genom elektrolys har stora fördelar framför el som produceras med stor variation på långa avstånd från anläggningarna. Detta pekar mot att kärnkraft förlagd nära vätgasproduktionen torde vara det ekonomiskt fördelaktigaste alternativet, särskilt om man tänker sig att driva dessa anläggningar under lång tid, 60 år eller mer.

# Summary

A number of large industrial projects are planned in northern Sweden. What they have in common is that they intend to use hydrogen as an input. This hydrogen is planned to be produced by electrolysis of water, a very electricity-intensive process.

An important aspect behind these planned investments is that the electricity used should not come from fossil sources. This leaves hydropower, wind power and nuclear power as technically reasonable alternatives. Of these, hydropower was not studied as there is a long-standing political consensus not to exploit the remaining Swedish rivers, and even if this were done, only a small proportion of the electricity demanded could be produced.

In the public communication of the companies involved, wind power, both onshore and offshore, has been the most commonly proposed technology choice. Nuclear power has been mentioned to a lesser extent.

The companies involved have not yet presented detailed plans for their future electricity supply, let alone cost estimates for the electricity required. This study estimates the costs of different technical solutions for supplying electricity to these large projects. The study examines both wind and nuclear power; in the case of wind power, both onshore and offshore wind are studied, and in the case of nuclear power, assessments are made for both traditional large-scale plants and small modular reactors of relatively conventional design.

Since different technologies lead to significantly different designs of supporting electricity networks, and the costs of building electricity networks are significant, the different technology choices for electricity generation are accompanied by corresponding estimates of electricity transmission costs.

In summary, the results indicate that a steady supply of electricity produced close to the electrolysis hydrogen production plants has major advantages over electricity produced by sources at long distances from the plants where production varies greatly due to changing wind conditions. This suggests that nuclear power located close to hydrogen production should be the most economically advantageous option, especially if these plants are intended to operate for a long time, 60 years or more.

# 1 Inledning

Ett antal stora industriprojekt planeras i norra Sverige. Gemensamt för dessa är att de avser att använda vätgas som insatsvara. Denna vätgas planeras att produceras genom elektrolys av vatten, en mycket elintensiv process.

En viktig aspekt bakom dessa planerade investeringar är att den el som används inte ska komma från fossila källor. Detta lämnar vattenkraft, vindkraft och kärnkraft som tekniskt rimliga alternativ. Av dessa har inte vattenkraft studerats då det under lång tid rått politisk konsensus om att inte bygga ut återstående svenska älvar, och även om det gjordes skulle enbart en mindre del av efterfrågad el kunna produceras.

De inblandade företagen har hittills inte presenterat detaljerade planer för sin framtida elförsörjning, och än mindre kostnadskalkyler för den el som krävs. I denna studie uppskattas kostnader för olika tekniska lösningar för att tillhandahålla el till dessa stora projekt. I studien behandlas dels vindkraft, dels kärnkraft. I fallet vindkraft studeras såväl vindkraft på land som till havs, och i fallet kärnkraft görs bedömningar dels för traditionella storskaliga verk, dels för små modulära reaktorer av relativt konventionell utformning.

Det är möjligt att de inblandade aktörerna kommer att välja strategier som involverar flera olika produktionstekniker för den el som krävs. Syftet med denna utredning är inte att utse en enskild teknik till vinnare, utan att ge underlag för att belysa realismen i kostnader vid etableringen av den effekt som krävs.

## 2 Elbehov

De planerade industrianläggningarna för stålproduktion med vätgas som reduktionsmedel har alla det gemensamt att de kräver stora volymer el. H2 Green Steel (H2GS) har annonserat ett behov av 10 TWh per år till 2025 och 13–17 TWh till 2030. SSAB har indikerat 4 TWh i hela Norden, medan LKAB har aviserat behov av 70 TWh för produktion av järnsvamp som råvara till ståltillverkning. Sammantaget handlar de således om upp mot 90 TWh, vilket gott och väl motsvarar Finlands nuvarande totala elanvändning. Som jämförelse kan nämnas att Sverige i dag använder runt 140 TWh, så bara dessa stålrelaterade projekt skulle, om de genomförs, ledan till en ökning på drygt 60 procent av Sveriges elanvändning.

I denna studie granskas olika sätt att genomföra en sådan kraftig ökning av eltillgången. Detta innebär inte bara en granskning av anläggningar för produktion av el, men även tillhörande elnät, samt hur själva stål- eller järnsvampsproduktionen påverkas av olika produktionslags prestanda. Uppgifterna om behoven av el har varierat över tid. Här har vi valt att göra alla beräkningar utifrån ett totalt behov av 80 TWh för att underlätta jämförelser.

Eftersom alla aktörer framhållit att syftet är fossilfri produktion har inte fossilbaserad el studerats.<sup>1</sup> Ny vattenkraft har inte heller studerats, då dels potentialen är betydligt mindre än att kunna klara målen, dels bedöms en storskalig utbyggnad av svenska vattenkraft vara politiskt osannolik.<sup>2</sup>

Av dessa skäl har fyra produktionstekniker studerats: landbaserad vindkraft, havsbaserad vindkraft, storskalig kärnkraft och småskalig kärnkraft (små modulära reaktorer).

I andra analyser har kostnader uppskattats för att bygga elproduktion som sedan ansluts till elnätet för försäljning på en öppen marknad.<sup>3</sup> I denna analys utgår vi i stället ifrån att elproduktionen byggs exklusivt för vätgasindustrierna. Därmed blir exempelvis frågor om fluktuationer i marknadspris mindre viktiga, eftersom elen produceras för egen användning och inte för försäljning. Å andra sidan är det inte uppenbart i ett sådant scenario att kostnaderna för dedicerade elnät kan läggas på alla användare av det nationella elnätet.

---

<sup>1</sup> SVT (2023). H2GS hållbarhetschef har i SVT 5 mars 2023 uttalat att deras kunder inte efterfrågar fossilfritt stål där vätgasen producerats med kärnkraft, utan efterfrågar enbart förnybart producerad vätgas.

<sup>2</sup> Potentialen för ökad elproduktion i de fyra fredade nationalälvarna bedöms vara 14 TWh (Svensk Energi 2015). Den nya finska reaktorn Olkiluoto-3 på 1600 MW kan producera 13 TWh per år om tillgängligheten är 92 %, vilket är vanligt bland nya verk. En enda ny stor reaktor motsvarar därmed väsentligen alla nationalälvarna sammantagna.

<sup>3</sup> Energiföretagen (2021).

# 3 Byggkostnad

Såväl vindkraft som kärnkraft är ekonomiskt framtunga; en stor del av livstidskostnaderna ligger i själva bygget, medan utgifterna för drift och underhåll i sammanhanget är måttliga. Därför görs först en jämförelse av byggkostnader, medan andra tillkommande kostnader behandlas senare.

## 3.1 Landbaserad vindkraft

Vindkraft är en teknik som undergått en snabb förändring på två viktiga fronter: storleken på anläggningarna har ökat betydligt och det blir allt vanligare att de placeras till havs. Det kan vara vanskligt att uppskatta framtida kostnader för en teknik i snabb förändring, eftersom historiska data kanske inte återspeglar nuvarande och framtida situation särskilt väl. Av detta skäl presenteras här två olika kostnadsuppskattningar, dels baserat på vad branschorgan bedömer, dels baserat på historiska data, dvs. på faktiska erfarenheter. Som framgår nedan leder dessa till radikalt olika bedömningar av den slutliga kostnaden. Det är rimligt att anta att verkligheten ligger någonstans mellan dessa extremvärden, men var i intervallet verkligheten kommer att landa är inte uppenbart.

Branschens egna bedömningar återfinns i en rapport från Energiföretagen.<sup>4</sup> I denna rapport ges prognoser för framtida produktionskostnader för olika tekniker. För etablerade tekniker utan snabb teknikutveckling (kärnkraft, vattenkraft och kraftvärme) bör man tämligen tryggt kunna använda ekonomiska data från dagens producerande anläggningar. Däremot finns det anledning att vara försiktig när det gäller data för vindkraft och solceller, eftersom historiska data har erhållits med anläggningar som är tämligen annorlunda än de som avses att byggas.

Nyligen har John Constable, föreståndare för Renewable Energy Foundation, och Gordon Hughes, professor i ekonomi vid Edinburgh University, fått tillgång till räkenskaperna i ledande företag inom vindkraft i Storbritannien och presenterat dessa i en rapport.<sup>5</sup> Som framgår av *Tabell 1* skiljer sig de redovisade revisorsgranskade kostnaderna i existerande anläggningar i Storbritannien avsevärt från de uppgifter som Energiföretagen anger för framtida svenska anläggningar.

---

<sup>4</sup> Energiföretagen (2021).

<sup>5</sup> Constable och Hughes (2020).

**Tabell 1. Kostnader för landbaserad vindkraft.**

	Energiföretagen*	Constable & Hughes
Investeringskostnad (kr/W) <sup>6</sup>	10–12	21
Underhåll (öre/kWh)	10	30
Kapacitetsfaktor (%)	37	27
Livslängd (år)	30	20

Not: Se texten för förklaringar. \* I den rapport som uppgifterna hämtats från angavs tre olika kostnadsuppskattningar: en låg, en hög och en intermediär kostnad. Här anges den intermediära kostnaden, med mindre avrundningar för åskådighetens skull. Dessa avrundningar är mindre än osäkerheterna i värdena och påverkar inte slutsatserna.

I artikeln "Vindkraft – grön bubbla eller svart hål?" presenteras en undersökning av lönsamheten i befintlig vindkraft i Sverige, vilken visar på liknande bristande lönsamhet som i Storbritannien.<sup>7</sup> Detta borde inte ha varit fallet om existerande anläggningar hade haft de kostnader som Energiföretagen uppger för framtida anläggningar. Denna observation talar starkt för slutsatsen att Energiföretagens uppgifter inte baseras på historiska data utan utgör uppskattningar baserade på förväntade förbättringar av tekniken. Denna slutsats har vidimerats genom informella kontakter med ett ledande företag i vindkraftsbranschen.

I vår beräkning har vi utgått från byggnation av vindkraft för en total produktion om 80 TWh per år. Vi har på detta stadium utgått från att variation i produktionen inte medför några kostnader alls (detta behandlas separat senare). Resultaten presenteras i *Tabell 2*, baserat på data från *Tabell 1*. Effekt gånger kapacitetsfaktor gånger antalet timmar på ett år (8 760) ger total producerad energi. Den nödvändiga effekten för att nå 80 TWh energi per år reflekterar skillnader i kapacitetsfaktor. Denna effekt ger sedan byggkostnaden utifrån den antagna investeringskostnaden per watt gånger effekten.

Eftersom data från Storbritannien indikerar 20 års livslängd har vi för jämförbarhetens skull utsträckt dessa till 30 år (dvs. vi tar med halva kostnaden för en andra anläggning med 20 års livslängd under de sista tio åren). Det bör poängteras att den totala kostnaden i *Tabell 2* inte inkluderar kostnaden för avveckling eller för associerade nätkostnader. Nätkostnader behandlas i ett eget avsnitt nedan.

<sup>6</sup> Finansieringskostnaderna ska enligt uppgift ingå i Energiföretagens estimat av livscykelkostnaden. Huruvida de ingår i uppgifterna från Storbritannien är oklart, men påverkar inte de övergripande slutsatserna signifikant.

<sup>7</sup> Sandström m.fl. (2023).

**Tabell 2. Kostnader för att producera 80 TWh per år med landbaserad vindkraft.**

	Energiföretagen	Constable & Hughes
Nödvändig effekt (GW)	25	34
Byggekostnad (mdr kr)	250–300	710
Underhållskostnad (mdr kr/år)	8	24
Totalkostnad 30 år (mdr kr)	500	1 800
Elkostnad (öre/kWh)	21	75

Det bör dock redan här noteras att även de lägsta bedömningarna av kostnaden för byggande av elproduktion är jämförbara med eller större än de antagna byggekostnaderna för de övriga delarna av systemet: vätgasproduktion och själva stålverken eller järnsvampverken.<sup>8</sup>

Slutsatsen så långt är att kostnaderna för elproduktionen skiljer sig radikalt beroende på vilka data kalkylen baseras på. Detta är i sig naturligtvis bekymmersamt, eftersom det skapar osäkerhet i investeringsbedömningar.

## 3.2 Havsbaserad vindkraft

Även beträffande havsbaserad vindkraft föreligger stora skillnader mellan Energiföretagens kostnadsuppskattningar och historiska data från Storbritannien. De generiska kostnaderna presenteras i *Tabell 3*, och kostnaderna för produktion av 80 TWh energi per år ges i *Tabell 4*.

**Tabell 3. Kostnader för havsbaserad vindkraft.**

	Energiföretagen*	Constable & Hughes
Investeringskostnad (kr/W)	26	50
Underhåll (öre/kWh)	20	60
Kapacitetsfaktor (%)	54	45
Livslängd (år)	30	15–20

Not Se texten för förklaringar. \* Se noten till Tabell 1.

<sup>8</sup> SvD (2020). LKAB bedömer att deras investeringar, elproduktion oräknat, kommer att uppgå till drygt 400 miljarder kronor.



Återigen ger historiska data från Storbritannien en radikalt annorlunda bild än Energiföretagens kostnadsuppskattningar. Inte ett enda projekt i Storbritannien efter 2010 har genomförts till den kostnad som Energiföretagen anger. Härvidlag spelar vattendjupet större roll än avståndet till land. Under perioden 2000–2010 byggdes anläggningar på vattendjup mindre än 20 meter. Därefter har de flesta projekt byggts på större vattendjup, typiskt 20–40 meter, av det enkla skälet att de bästa lägena på grunt vatten nu har bebyggs.

Erfarenheterna från Storbritannien visar på en kapacitetsfaktor på runt 55 procent för nybyggda verk, vilket är i överensstämmelse med Energiföretagens uppgifter, men kapacitetsfaktorn har visat sig sjunka med tiden. Redan efter 12 års drift ligger den typiskt på 35 procent. Vi har därför satt 45 procent som genomsnittligt värde över anläggningens livstid.

**Tabell 4. Kostnader för att producera 80 TWh per år med havsbaserad vindkraft.**

	Energiföretagen	Constable & Hughes
Nödvändig effekt (GW)	17	20
Byggkostnad (mdr kr)	440	1 000
Underhållskostnad (mdr kr/år)	16	48
Totalkostnad 30 år (mdr kr)	920	2 000
Elkostnad (öre/kWh)	38	125

I *Tabell 4* har vi (optimistiskt) antagit 20 års livslängd för anläggningarna i Storbritannien, samt sträckt ut resultaten till 30 år på samma sätt som tidigare.

Det finns anledning att anta att ledande investerarens kalkyler tidigare låg i linje med Energiföretagens uppgifter. Detta vidimerades av auktioner för rätten att bygga och driva vindkraftsanläggningar till havs som hållits i såväl Storbritannien som Danmark de senaste åren. I dessa auktioner anger budgivarna vilket minsta garanterade elpris de önskar för att genomföra byggandet och driften. I flera fall resulterade auktioner för några år sedan i bud på noll, eller rent av negativa garanterade elpriser. Detta innebär att investerarna i några fall varit beredda att betala för att få koncessionen att bygga och driva anläggningen utan garanterat försäljningspris för elen.

Slutsatsen är att bilden är synnerligen svårtolkad. Revisionsgranskade företagsbokslut i Storbritannien ger en radikalt annorlunda bild av kostnaderna för vindkraft såväl på land som till havs jämfört med branschorganet Energiföretagen. Auktioner om rättigheter att bygga och driva havsbaserad vindkraft runt 2020 indikerade att investerare då bedömde att havsbaserad vindkraft kunde byggas och drivas utan stöd.<sup>9</sup> Emellertid har denna bild

<sup>9</sup> Tornberg (2022).

snabbt ändrats under 2023. I utlysningen av en auktion i Storbritannien fanns villkoret att bud över motsvarande 80 öre per kWh inte accepterades. Resultatet blev att inte ett enda bud kom in (SvD 2023).<sup>10</sup> Orsaken till det kraftigt minskade intresset torde dels vara kraftiga kostnadsökningar hos leverantörerna, dels osäkerhet om kvaliteten i leverantörsledet. En ny auktion kommer att genomföras där bud upp till 95 öre/kWh accepteras för havsbaserad vindkraft och 229 öre/kWh för flytande vindkraftverk.<sup>11</sup>

Under 2023 har den enskilt största tillverkaren av vindkraftverk i världen, Siemens Gamesa, drabbats av svåra tekniska problem med åtföljande ekonomiska svårigheter.<sup>12</sup> Aktiekursen har fallit dramatiskt, och förhandlingar om ett statligt ingripande har inletts. Vattenfall har backat ur ett projekt i Storbritannien där man lovat bygga en anläggning med garantipris på 37,35 pund per MWh (motsvarande 50 öre per kWh) med betydande förluster som följd. Det danska vindkraftsbolaget Ørstedt har förvarnat om förluster på över motsvarande 20 miljarder svenska kronor på grund av problem med projekt i USA. De överväger även att dra sig ur projekt i Storbritannien som träffats under villkor snarlika de som Vattenfall nu verkar ha omvärderat.

Konfidentiella kontakter med investerare inom detta område har visat på flera olika möjliga skäl till investeringsvilja. Det är inte ovanligt att man räknar med att elpriserna kommer att stiga radikalt på grund av kommande pålagor på fossil kraftproduktion. Huruvida man hoppas på framtida stöd är mer oklart. Som framgår av artikeln "Vindkraft – grön bubbla eller svart hål?" har det varit god tillgång på medel med mycket förmånliga villkor för så kallade gröna investeringar.<sup>13</sup> Detta har gjort det möjligt att göra vinster med avancerade finansieringsupplägg (räntesnurror) trots att en normal företagsekonomisk kalkyl skulle indikera förluster.

Havsbaserad vindkraft har hittills aldrig byggts i stor skala i hav som fryser på vintern. Det finns en liten anläggning inomskärs nära kusten i hamnen i Björneborg i Finland.<sup>14</sup> Att bygga bortåt 300 meter höga torn i Bottenviken med is stora delar av året torde bli en utmaning. Trycket av isen mot ett enda torn motsvarar dragkraften hos 16 jetmotorer på moderna flygplan.<sup>15</sup> Frågor om detta har ställts informellt till en av de ledande aktörerna inom etablering av havsbaserad vindkraft. De svarade att trycket från isen kan vara ett problem nära land, där isen kan pressas samman av öar, medan denna effekt bedöms vara hanterlig i öppet hav.

Is under stora delar av året är rimligen också problematiskt för underhållet. Om tanken inte är att bygga i Bottenviken utan längre söderut tillkommer betydligt dyrare överföringar över långa sträckor.

---

<sup>10</sup> SvD (2023).

<sup>11</sup> UK Government (2023).

<sup>12</sup> The Guardian (2023).

<sup>13</sup> Sandström m.fl. (2023).

<sup>14</sup> Hyötytuuli (2023).

<sup>15</sup> TechXplore (2022).

## 3.3 Storskalig kärnkraft

Den snabbaste introduktionen av fossilfri el i världshistorien, räknat som elenergi per invånare, genomfördes i Sverige när kärnkraften driftsattes 1972–85. Under dessa tretton år tillförde tolv nya reaktorer kapacitet att generera runt 80 TWh årligen om alla verk hade haft 90 procent tillgänglighet,<sup>16</sup> dvs. samma volym el som nu efterfrågas enbart för stålprojektet i norr.

Det senaste nya kärnkraftslandet i världen är Förenade Arabemiraten. Där har ett koreanskt företag byggt det nya kärnkraftverket Barakah med fyra reaktorer, till en kostnad av ca 60 miljarder kronor per styck. Varje reaktor levererar runt 11 TWh per år. Det betyder att Sverige skulle behövs sju sådana reaktorer för att täcka elbehovet för järnsvamps- och ståltillverkningen.<sup>17</sup> Notan för bygget blir då 420 miljarder kronor.<sup>18</sup>

Byggandet kan bli mer kostsamt i Sverige än i Förenade Arabemiraten på grund av att den svenska kronan tappat i värde, lönekostnaderna är högre och kostnaderna för viktiga insatsvaror gått upp i pris i hela världen de senaste åren. Om vi pessimistiskt antar 50 procent högre byggkostnader hamnar totala byggkostnaden på runt 600 miljarder kronor, eller ca 90 miljarder kronor per reaktor. (Den kraftigt fördyrade nya finska reaktorn Olkiluoto-3 har totalt kostat runt 95 miljarder kronor,<sup>19</sup> men ger å andra sidan något högre effekt.)

Kostnaden för drift och underhåll är i sammanhanget måttlig. Högt räknat hamnar man på bortåt 500 miljarder kronor under tjugo år, finansieringskostnaden inräknad. Därmed är det rimligt att uppskatta den totala kostnaden till 1 100 miljarder kronor de första tjugo åren. Detta motsvarar 69 öre per kWh. Denna beräkning stämmer tämligen väl med Energiföretagens bedömning av kostnaden för ny kärnkraft; deras högsta kostnad landar på 960 miljarder kronor för 20 års el från ny kärnkraft, vilket motsvarar 60 öre per kWh.

I *Tabell 5* jämförs den beräknade produktionskostnaden för de jämförda alternativen och de olika antagandena. Sammanställningen visar med all önskvärd tydlighet att den beräknade kostnaden för att producera vindkraftsel skiljer sig kraftigt åt beroende på om historiska uppgifter från Storbritannien eller Energiföretagens egna uppgifter används.

---

<sup>16</sup> I dag är 90 % tillgänglighet ett rimligt riktmärke för reaktorer med 20–30 års drift. Dock, på den tiden då de svenska verken driftsattes rådde andra förutsättningar, med lägre tillgänglighet som följd. De verk som fortfarande är i drift körs i dag med ambitionen att nå runt 90 % tillgänglighet.

<sup>17</sup> Detta är en försiktig uppskattning. LKAB:s, H2GS och SSAB:s aviserade planer pekar snarare upp mot 90 TWh.

<sup>18</sup> Blomgren (2021).

<sup>19</sup> Nucnet (2023). Den exakta kostnaden är inte känd eftersom leverantören gjorde en förlust som inte offentliggjorts. Köparen hade ett fastpriskontrakt som i efterhand kan konstateras ha varit mycket förmånligt. Uppgiften om 95 miljarder kronor är ett genomsnitt av olika branschbedömarens uppskattningar.

Däremot ligger uppgifterna från Energiföretagen nära data från nyligen genomförda byggen av kärnkraft. Här ligger skillnaderna inom felmarginalen för byggprojekt inklusive dessas finansiering.

**Tabell 5. Beräknad produktionskostnad per kWh i öre.**

	Baserat på		
	E-företagens antaganden	Brittiska erfarenheter	Kvot
Landbaserad vind	21	75	3,6
Havsbaserad vind	38	125	3,3
	Egna kalkylen		
Storskalig kärnkraft	60	69	1,2

## 3.4 Små modulära reaktorer (SMR)

Traditionella kärnkraftverk är så stora att de måste byggas på plats. Detta leder till långa byggtider och därmed höga räntekostnader. Därför har man de senaste åren börjat utveckla mindre kärnkraftverk, i princip mindre versioner av dagens typ av kärnkraftverk. Tanken är att göra dem så pass små att de kan byggas i en fabrik och sedan skeppas till det driftställe där de ska producera el. Då kan man bygga snabbare eftersom reaktor och byggnader kan byggas parallellt. Dessutom finns förhoppningar om att vinna fördelar genom standardisering och serieproduktion (därav begreppet modulära).

Små reaktorer har den principiella fördelen att det är lättare att hålla hög säkerhet med hjälp av naturlagar i stället för genom tekniska system. Flera koncept har konstruerat bort risken för härdsmälta genom att varje härd är så liten att det räcker med naturlig strömning hos kylvattnet (självdreg) för att kyla härden. Därmed kan inte en härdsmälta uppstå ens då all el till anläggningen faller bort. Som en konsekvens skulle man kunna lägga verken närmare befolkade platser.

Begreppet SMR kan lätt bli förvirrande eftersom det i den allmänna debatten används för väldigt olika koncept. Det handlar dels om reaktorer som är mycket snarlika dagens vattenkylda reaktorer, men helt enkelt mindre i storlek, dels om helt andra tekniker. De vattenkylda reaktorerna är de enda som är intressanta för elproduktion på en avreglerad marknad i närtid.

Det finns redan beställningar och långtgående planer på olika typer av SMR:er runt om i världen. I Sverige har de företag som driver dagens kärnkraftverk i olika grad uttryckt intresse för SMR-teknik för att producera el till det nationella elnätet. Nyligen har även direkt användning i elintensiv industri börjat diskuteras. Några av de företag som planerar för en enorm ökning av sin elanvändning för att producera vätgasstål har nu börjat intressera sig för SMR:er.

Det finns ett antal argument för SMR:er när det gäller den svenska elförsörjningen som helhet, men dessa argument är inte lika starka när det gäller att förse vätgasbaserade industrier med el till elektrolys. Det handlar om utomordentligt stora mängder el, vars produktion det vore ekonomiskt rationellt att placera nära de anläggningar som producerar och använder vätgasen. Det verkar osannolikt att det skulle bli billigare att bygga 30 små reaktorer än sju stora på en tomt nära produktionsanläggningarna. De ekonomiska skalfördelarna av att bygga stora anläggningar har varit starka under lång tid.

Det är vanskligt att sätta en prislapp på en teknik som hittills aldrig byggts. Den enda SMR i världen som faktiskt beställts och som genomgår bedömning hos tillståndsgivande myndighet är snarlik en nedskalad version av reaktorerna i Forsmark och Oskarshamn.<sup>20</sup> Leverantörens uppgifter har varierat över tid. Den senaste uppgiften ligger på 12 miljarder kronor för en anläggning om 300 MW,<sup>21</sup> vilket skulle ge ungefär samma byggkostnad som för nya stora verk (60 miljarder kronor för 1500 MW).<sup>22</sup> Ett annat koncept anger 30 miljarder kronor för en anläggning om 470 MW,<sup>23</sup> vilket skulle indikera runt 90 miljarder kronor för 1400 MW.

Om dessa uppgifter stämmer hamnar man på en byggkostnad jämförbar med fullskaliga reaktorer för samma totala volym el. Detta återstår som sagt att bevisa i verkliga livet.

Kostnaderna för drift och underhåll är ännu mer vanskliga att uppskatta på detta stadium. Det torde krävas mer driftpersonal; det verkar osannolikt att det skulle bli tillåtet att köra fem reaktorer från ett och samma kontrollrum med samma antal operatörer som en enda fullskalig reaktor kräver. Det blir fler enheter att underhålla, men den mindre storleken på varje enhet kan kanske gå något i den andra riktningen. Som helhet är det svårt att på detta stadium utlova lägre kostnader per producerad enhet el. För den vidare diskussionen utgår vi från att SMR:er åtminstone inte blir billigare än ett motsvarande antal fullskaliga reaktorer.

---

<sup>20</sup> Detta handlar om en kokarreaktor på 300 MW som beställts av det kanadensiska företaget Ontario Power, avsedd att placeras på verket Darlington några mil från Toronto. Den kanadensiska myndigheten CNSC granskar ansökan sedan oktober 2022. I juli 2023 annonserades att ambitionerna nu har ökat till fyra anläggningar om 300 MW vardera på samma plats.

<sup>21</sup> Neutronbytes (2021a).

<sup>22</sup> Blomgren (2021).

<sup>23</sup> Neutronbytes (2021b).

# 4 Tillkommande kostnader

Hittills har kostnaderna för byggande, drift och underhåll behandlats. Till detta kommer kostnader för avveckling samt uppgradering av elnät.

## 4.1 Kostnader för avveckling

Kostnaderna för avveckling av vindkraft är svåra att uppskatta generellt, särskilt till havs. En nyligen genomförd studie av kostnaderna för att avveckla en norsk vindkraftsanläggning på land pekar mot 1–2 miljoner kronor per turbin.<sup>24</sup> Även om detta inte är en försumbar kostnad är den dock måttlig jämfört med andra kostnader.

I fallet kärnkraft ligger avvecklingen inbäddad i driftskostnaderna. Ägarna måste enligt lag avsätta medel i Riksgälden för framtida rivning och får inte disponera dessa medel utan beslut från tillsynsmyndigheten. Ett motsvarande system finns i dag inte för vindkraft.

## 4.2 Kostnader för elnät

I kostnadsuppgifter i media är det vanligt att endast byggkostnader för olika tekniker anges. Vad man ofta missar är de höga kostnaderna för att bygga elnät, kostnader som kan bli väl så höga som för byggandet av själva produktionsanläggningarna.

På denna punkt utgör vindkraft och kärnkraft närmast två ytterlighetsfall, av rent geografiska skäl. I princip kan man bygga en flotta av reaktorer nära vätgasproduktionen och då blir kostnaden för nät begränsad. Vindkraft å andra sidan måste med nödvändighet spridas ut över stora ytor, med omfattande behov av kraftöverföring som resultat. Med den stora mängd el som krävs kommer ytor motsvarande hela svenska landskap att behövas. Eftersom långt ifrån alla platser i landet är lämpade för vindkraftverk innebär det att betydande delar av produktionen behöver placeras tämligen långt från vätgasproduktionen. Som konsekvens drar detta upp kostnaderna för överföring.

---

<sup>24</sup> Energinyheter (2023).

Om man ska bygga ett elnät från scratch kan man som tumregel utgå ifrån att nätet kostar lika mycket som anläggningarna för själva elproduktionen.<sup>25</sup> Det kan dock bli betydligt mer. Nätet kan bli tre gånger dyrare än produktionen om överföring över långa sträckor krävs från glest placerade vindkraftverk.

Den totala ytan för havsbaserad vindkraft i denna skala motsvarar ungefär Gotlands hela yta. Detta baseras på den nyligen beviljade vindkraftsanläggningen Kattegatt Syd,<sup>26</sup> med en yta på 103 kvadratkilometer och förväntad årlig elproduktion om fem TWh. Om man i stället satsar på vindkraft på land behövs en ungefär lika stor yta, med fler men mindre enheter, utspridd över stora delar av landet. Detta baseras på den fullt utbyggda vindkraftsanläggningen Markbygden, med en yta på 450 kvadratkilometer och förväntad årlig produktion om 12 TWh.<sup>27</sup>

Dessutom tillkommer i det fallet nya ledningsdragningar och vägar, skog som annars kunnat användas som råvara för trä och papper samt som kolsänka. Vindkraft på land går på full effekt mindre andel av tiden än vindkraft till havs, så detta skulle öka variationen i produktion ytterligare.

Eftersom det handlar om en enorm expansion av elnäten kan man ifrågasätta om överföringen ska gå via det existerande (och i så fall expanderade) nationella elnätet och därmed belasta alla elanvändare. Ett alternativ vore att de vätgasbaserade industrierna finansierar och bygger sin elproduktion, med tillhörande dedicerad elöverföring.

I fallet kärnkraft vore överföringen en i sammanhanget minimal kostnad eftersom elproduktionen kan läggas nära vätgasfabrikerna. Däremot skulle detta bli en mycket betydande kostnad om vindkraft användes för elproduktionen, oavsett om det handlar om vindkraft på land eller till havs.

Energimyndigheten uppskattade år 2018 kostnaderna för överföring av el från havsbaserad vindkraft in till stamnätet på land till 0,8–1,1 miljarder kronor per TWh.<sup>28</sup> I januari 2023 offentliggjordes det dittills största kontraktet i världen för överföring från havsbaserad vindkraft in till land. Totalt handlade det om runt 45 miljarder kronor för överföring med 2 GW kapacitet.<sup>29</sup> Med antagandet om 50 procent kapacitetsfaktor i produktionen skulle detta svara mot drygt fem miljarder kronor per TWh. I det fallet handlade det om långa avstånd, 390 km, från tyska anläggningar långt ute i Nordsjön, och tio års underhåll ingick även i kontraktet. Om vi konservativt utgår från Energimyndighetens betydligt lägre

---

<sup>25</sup> OECD-NEA (2012).

<sup>26</sup> Vattenfall (2023).

<sup>27</sup> Energinyheter (2019).

<sup>28</sup> Energimyndigheten (2018).

<sup>29</sup> Siemens (2023).

uppskattning av kostnaderna skulle totala kostnaden för överföring av 85 TWh vindel till land bli runt 85 miljarder kronor, alltså en krona per kWh enbart för överföring. Kostnaden för att förstärka elnätet för överföring vidare till vätgasproduktionen tillkommer.

Det bör framhållas att kostnadsuppskattningarna ovan är försiktiga; det kan handla om ännu större belopp. En viktig anledning till dessa höga kostnader är att behoven av överföring varierar kraftigt beroende på att produktionen i vindkraft varierar kraftigt. Detta tvingar fram kraftiga överinvesteringar för att kunna klara att överföra toppar i produktionen, med konsekvens att i genomsnitt över tiden används nätet långt under sin kapacitet. I ekonomiska termer innebär detta stor användning av kapital med låg grad av kapacitetsutnyttjande.

Som jämförelse kan nämnas att bokföringsvärdet av hela de svenska stam- och regionnäten är runt 170 miljarder kronor.<sup>30</sup>

## 4.3 Påverkan på övrigt elnät

Om elproduktionen sker på avstånd från vätgasindustrin och överföringen går via det svenska elnätet kommer denna överföring att påverka alla övriga elanvändare, eftersom det handlar om en så stor andel av den totala nätkapaciteten. På denna punkt spelar valet av elproduktionsteknik stor roll.

Kärnkraft är avsedd att produceras med konstant effekt. Den tunga turbin- och generatorsträngen med tillhörande synkrongenerator tillför betydande stabilitet till elsystemet som helhet.

Vindkraft producerar el med stor variation, och vindkraftverk är utrustade med generatorer som inte tillhandahåller tillnärmelsevis lika goda stabilitetsbidrag till elnätet. Om vindkraft utgör en mindre del av elförsörjningen kan detta hanteras av annan elproduktion, men om vindkraft är den dominerande produktionstekniken kan detta visa sig svårt. Det finns ingen erfarenhet av ett elsystem så stort som det som här skisseras, med halva produktionen eller mer i form av vindkraft. Det är därför vanskligt att uttala sig om hur instabil ett sådant system skulle bli, och om vilka åtgärder och kostnader som skulle krävas för att stabilisera elnätet.

Dock har en indikation om vilka stora kostnader det kan innebära kommit i dagen under 2023. För fem år sedan låg Svenska kraftnäts kostnader för stödtjänster för balansering av stamnätet på runt en miljard kronor per år. Denna kostnad har ökat till drygt sex miljarder kronor. I allt väsentligt är denna ökning relaterad till den ökade vindkraften i systemet.

---

<sup>30</sup> Blomgren (2021).



Magnituden i dessa kostnader illustreras av att vindkraft producerade 33 TWh under 2022, vilket är ungefär 20 procent av Sveriges totala elproduktion. Detta innebär ungefär 15 öre/kWh i kostnad för balansering i elnätet. Detta ska jämföras med att Energiföretagen anger 21 öre/kWh som livscykelkostnad, där balanskostnader inte ingår.

Energiföretagen anger förväntad livslängd hos vindkraftverken till 30 år. Det innebär att med dagens omfattning av vindkraft kommer balanskostnaderna under verkens livstid att summera till runt 150 miljarder kronor. Tre nya kärnkraftsreaktorer skulle producera samma mängd el totalt på ett år, utan att någon balansering av typen ovan skulle behövas. Utifrån antagandet att en reaktor kostar 80 miljarder kronor skulle två av de tre reaktorerna vara finansierade enbart utifrån minskade kostnader för att balansera elnäten.

Dock torde kalkylen i verkligheten vara mer besvärande för vindkraften. I dag utgör den nära 20 procent av den totala elproduktionen i landet. Om ytterligare 80 TWh per år skulle tillföras kommer med största säkerhet balanskostnaderna per kWh att öka, eftersom fluktuationerna blir större i både absoluta och relativa tal, varvid ännu dyrare tekniker för att hantera variationerna kommer att behövas.

Det minskade behovet av överinvesteringar i överföring skulle dessutom ge ännu större effekter, vilket beskrivits ovan.

# 5 Påverkan på vätgasproduktionen

Även om fokus för denna analys är på själva elproduktionen behöver dess påverkan på vätgasproduktionen beröras kortfattat.

Vindkraft har kraftigt varierande produktion. Om vindkraft är en måttlig andel av elproduktionen leder detta till att priserna varierar, med låga priser blåsiga dagar och höga när det är vindstilla. Om vindkraft däremot dominerar produktionen nationellt får man ett ytterligare problem. Blåsiga dagar blir produktionen så stor att den är svår att använda, medan dagar med svag eller ingen vind finns det helt enkelt inte tillräckligt med el, oavsett hur mycket man är villig att betala. Då måste man stänga ner delar av samhället.

Detta problem har en av aktörerna, Hybrit-konsortiet,<sup>31</sup> tänkt lösa genom att ha överkapacitet för att kunna producera extra vätgas då vinden blåser kraftigt och lagra vätgasen under vindstilla perioder.<sup>32</sup> Det innebär att man behöver bygga mer kapacitet för att producera vätgas än om man hade haft jämn tillgång till el. Man behöver dessutom ha stor lagringskapacitet. Nästan all processindustri i världen går på ungefär jämn fart dygnet runt, året runt eftersom det ger den bästa totala ekonomin – stillastående tunga och dyra industrianläggningar ger inga intäkter. De låser bara upp kapital som kunde gjort nytta i andra verksamheter. Trots detta tycks tanken vara att elektrolysörerna ska stå sysslolösa stor del av tiden.

Med kärnkraft, helst producerad på nära håll för att minska risken för problem i överföringen, har man jämn tillgång till el dygnet runt, året runt. Då krävs betydligt mindre kapacitet för vätgasproduktion och i motsvarande mån mindre buffert för lagring av vätgas.

Kostnaden för elektrolysörer i den skala som planeras kan vara svår att uppskatta. Det finns skäl att tro att tillverkning i mycket större skala än i dag kan pressa ned styckpriserna, men hur mycket är inte uppenbart eftersom ovanliga (och därmed dyra) metaller utgör en viktig del av priset.

En låg uppskattning av priset för elektrolysörer ligger i dag på runt fem kronor per watt installerad effekt.<sup>33</sup> Med konstant el krävs runt 10 GW installerad kapacitet elektrolysörer,

---

<sup>31</sup> LKAB, SSAB och Vattenfall.

<sup>32</sup> Vattenfall (2022),

<sup>33</sup> IEA (2022).

vilket skulle betinga 50 miljarder kronor i inköpskostnad. Med havsbaserad vindkraft enligt Energiföretagens antagna prestanda krävs ungefär dubbla installerade effekten och med motsvarande fördubblad inköpskostnad. Erfarenheterna från Storbritannien pekar mot en tredubblad kostnad (se ovan). Med landbaserad vindkraftsel, som har en lägre kapacitetsfaktor, torde kostnaderna bli ytterligare 50 procent högre.<sup>34</sup> En försiktig uppskattning av investeringskostnaden landar på 100 miljarder kronor.

Denna skillnad förstärks ytterligare om man tar med i beräkningen att elektrolysörer fungerar bäst i längden om de håller jämn temperatur. Att köra dem på konstant kapacitet är alltså bättre för utrustningen än att variera effekten.

---

<sup>34</sup> Baserat på Energiföretagens uppgifter om kapacitetsfaktor enligt ovan.

# 6 Överväganden vid investeringsbeslut

Om valet står mellan de fyra tekniker som studerats – vindkraft på land och till havs samt kärnkraft i stor och liten skala – finns några viktiga skillnader som måste tas i beaktande.

I båda fallen är politiken en viktig faktor. Att kärnkraft varit, och är, politiskt kontroversiell torde knappast behöva ledas i bevis. Vindkraft i den skala som krävs för att förse de planerade produktionsanläggningarna med el kommer att kräva utbyggnad i sådan stor omfattning att man inte kan bortse från betydande folkligt motstånd.

Nästa faktor är livslängden hos anläggningarna. Ett nybyggt kärnkraftverk utgår från minst 60 års livslängd, och 80–100 år är inte osannolikt.<sup>35</sup> Vindkraftverk kan i bästa fall klara halva denna tid. Kostnaderna för att förlänga livslängden från 30 till 60 år i ett kärnkraftverk är radikalt lägre än nybyggnationen. Man kan därför inte ställa byggkostnaderna för vind- och kärnkraft mot varandra rakt av. Om man räknar på 60 års drift blir kalkylen mindre aptitlig för vindkraft eftersom man tvingas bygga anläggningen två eller kanske tre gånger under denna tid.

Nybyggnation av kärnkraft omgärdas av omfattande tillståndsprocesser, som ofta kan ta lika lång tid som själva byggnationen eller till och med längre. Dessa processer utgör inte sällan en betydande del av de totala utgifterna. Hur höga dessa kostnader blir är av lätt insedda skäl starkt beroende av hur regelverket ser ut. Politiska beslut som skulle underlätta etableringen kan kraftigt reducera dessa kostnader.

I dagsläget är det svenska regelverket för kärnkraft i allt väsentligt utformat för storskaliga anläggningar. Det är därför inte väl lämpat för att kunna dra nytta av de tänkbara egenskaperna hos små modulära reaktorer. Detta kan naturligtvis ändras genom politiska beslut och till detta kopplat arbete på myndighetsnivå.

Även vindkraft kräver en hel del tillståndsprocesser, men i jämförelse med kärnkraft är de betydligt mindre rigorösa.

---

<sup>35</sup> Det råder konsensus internationellt att även gamla anläggningar från 60- och 70-talen klarar 60 år, och det finns flera anläggningar i USA som har 80 års licensierad drift. Det nya verket i UAE har fått 60 års drifttillstånd redan från start. Därmed kan 60 år ses som ett minimum för nybyggda verk.

# 7 Risker om vätgasanvändningen uteblir

Till sist behöver man göra en riskanalys rörande vad som händer om elproduktionen byggs medan användningen av elen faller bort. Det är fullt möjligt att teknisk utveckling på annat håll i världen konkurrerar ut den svenska produktionen av vätgasstål.<sup>36</sup> I ett sådant läge har man en enorm överkapacitet inom elproduktion utan alternativ användning.

Om det fortfarande finns efterfrågan på vätgas och den kan produceras med vinst krävs antingen att annan industri attraheras till närområdet eller att vätgasen kan transporteras till rimlig kostnad till andra delar av världen. I dag används stora mängder vätgas som insatsvara i andra industriella tillämpningar än stålproduktion. Det rör sig bland annat om petrokemisk industri och tillverkning av konstgödning. Det förefaller troligt att dessa användningar kommer att fortleva även om ståltillverkning med vätgas som reduktionsmedel skulle bli obsolet.

Om efterfrågan på vätgas faller bort återstår att hitta annan elintensiv industri som skulle kunna etableras i norr. Detta skulle kunna vara smältverk för exempelvis aluminium.

Ett annat sätt att minska affärsrisken om vätgasstål faller bort som verksamhet vore att lägga produktionen av stål och järnsvamp i regioner där det finns annan avsättning för den el som inte längre har den ursprungligen tänkta användaren. Om detta skulle göras i Sverige pekar det mot etablering i södra Sverige, varvid man skulle kunna bygga havskablar för elexport till kontinenten om behoven inom landet faller bort.

---

<sup>36</sup> Se Sundén (2023, 2024).

## 8 Slutsatser

Analyserna av kostnader för vindkraft som elförsörjning till storskalig vätgasproduktion genom elektrolys visar på stora diskrepanser, med motsvarande osäkerheter om den verkliga kostnaden om dessa projekt genomförs. Diskrepanserna är ungefär lika stora för landbaserad som havsbaserad vindkraft. Spridningen i bedömning av kostnaderna för kärnkraft som källa till el är betydligt mindre.

Vindkraftens bedömda kostnader ligger i denna studie i intervallet 25–75 öre/kWh för landbaserad vindkraft, vilken bedöms ha lägre kostnader än havsbaserad vindkraft. Kärnkraftens kostnader bedöms ligga i intervallet 60–70 öre/kWh.

Det bör dock påpekas att kostnaderna för själva produktionen är långt ifrån hela kostnaden för elförsörjning. Överföring av el är också en betydande kostnad, och där är kostnadsjämförelsen entydigt till kärnkraftens fördel eftersom produktionen kan läggas nära användningen.

Sammanfattningsvis pekar resultaten mot att jämn tillförsel av el som produceras nära anläggningarna för vätgasproduktion genom elektrolys har stora fördelar framför el som produceras med stor variation på långa avstånd från anläggningarna. Detta pekar mot att kärnkraft förlagd nära vätgasproduktionen torde vara det ekonomiskt fördelaktigaste alternativet, särskilt om man tänker sig att driva dessa anläggningar under lång tid, 60 år eller mer.

Inom detta område är politiska överväganden av mycket stor vikt, och olika typer av stödsystem utgör inte sällan en betydande del av finansieringen. Slutsatserna ovan kan ändras signifikant beroende på politiska faktorer.

En viktig faktor som inte studerats här är kostnader för ojämn fördelning av eltillgång över tid. Med kraftigt varierande eltillförsel krävs såväl större lager för vätgas som större kapacitet hos elektrolysörerna och att elnätet dimensioneras för att klara en högre maximal effekt. Eventuella negativa effekter på elektrolysörernas funktion och driftsäkerhet av varierande produktion har inte heller belysts. Detta borde vara intressant att ges en egen belysning.

# Referenser

- Blomgren, Jan (2021). *Allt du behöver veta om Sveriges elförsörjning*. Stockholm: Timbro.
- Constable, John och Hughes, Gordon (2020). "The Costs of Offshore Wind Power: Blindness and Insight", *Briefings for Britain*, 21 september. <https://www.briefingsfor-britain.co.uk/the-costs-offshore-wind-power-blindness-and-insight/>.
- Energiföretagen (2021). *El från nya anläggningar*. Rapport 2021:714. Stockholm. <https://energiforsk.se/media/30970/el-fra-n-nya-anla-ggningar-energiforskrapport-2021-714.pdf>.
- Energimyndigheten (2018). *Slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft. Regeringsuppdrag om att utreda utformningen av slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft*. ER 2018:06. Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Energinyheter (2019). "Markbygden utanför Piteå kan bli Europas största vindkraftspark". <https://www.energinyheter.se/20190802/20037/markbygden-utanfor-pitea-kan-bli-europas-storsta-vindkraftspark>.
- Energinyheter (2023). "Det kommer att kosta miljoner att ta bort Fosen vindkraftverk". <https://www.energinyheter.se/20230309/28705/det-kommer-att-kosta-miljoner-att-ta-bort-fosen-vindkraftverk>.
- Hyötytuuli (2023). "Havsvindsparken utanför Tahkoluoto". <https://hyotytuuli.fi/en/wind-farms/tahkoluoto-offshore-wind-farm/>.
- IEA (2022). "Electrolysers: Technology deep dive". Tracking report – September. Wien: International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/electrolysers>.
- Neutronbytes (2021a). "Ontario Power picks GEH BWRX-300 as its first SMR". <https://neutronbytes.com/2021/12/03/ontario-power-picks-geh-bwrx-300-as-its-first-smr/>.
- Neutronbytes (2021b). "Rolls-Royce 1st round of financing to develop 470 MWe PWR". <https://neutronbytes.com/2021/08/07/rolls-royce-1st-round-of-financing-to-develop-470-mwe-pwr/>.
- Nucnet (2023). "Finland's Olkiluoto 3 begins commercial operation". <https://www.nucnet.org/infographics/nucnet-explainer-finland-s-olkiluoto-3-begins-commercial-operation-5-2-2023>.

- OECD-NEA (2012). *Nuclear Energy and Renewables. System Effects in Low-Carbon Electricity Systems*. Paris. <http://www.oecd.org/publications/nuclear-energy-and-renewables-9789264188617-en.htm>.
- Sandström, C., Staaf, M., och Steinbeck, C. (2023). "Vindkraft – grön bubbla eller svart hål?". *Kvartal*, 20 maj.
- Siemens (2023). "Major order for Siemens Energy enables transmission of wind power for 4 million people". <https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/major-order-siemens-energy-enables-transmission-wind-power-4-million-people>.
- Sundén, David (2023). *Från brunt till grönt – Bedömning av satsningarna på fossilfritt stål i Norrland utifrån ett teknik- och marknadsperspektiv*. Malmö: Skandinaviska Policyinstitutet.
- Sundén, David (2024). *Lönsam eller kostsam – Lönsamhetsbedömning av de svenska satsningarna på fossilfritt stål i Norrland*. Malmö: Skandinaviska Policyinstitutet.
- SvD (2020). "LKAB ställer om till fossilfritt järn", 23 november. <https://www.svd.se/a/410K1g/lkab-satsar-400-miljarder-pa-fossilfritt-jarn>.
- SvD (2023). "Ingen vill ha brittiska vindkraftkontrakt", 8 september. <https://www.svd.se/a/l352gy/ingen-vill-ha-brittiska-vindkraftkontrakt>
- Svensk energi (2015). "Potential att utveckla vattenkraften – från energi till energi och effekt". <https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/bilder-gamla/potential-att-utveckla-vattenkraften.pdf>.
- SVT (2023) "Gröna ståljätten: 'Våra kunder vill inte köpa el från kärnkraft'", 16 mars. <https://www.svt.se/nyheter/inrikes/grona-staljatten-vara-kunder-vill-inte-kopa-el-fran-karnkraft>.
- TechXplore (2022). "Scientists test how wind turbines hold up to frozen flows in world's largest indoor ice tank". <https://techxplore.com/news/2022-02-scientists-turbines-frozen-world-largest.html>.
- The Guardian (2023). "Is crisis at Siemens Energy symptom of a wider wind power problem?". <https://www.theguardian.com/environment/2023/oct/27/is-crisis-at-siemens-energy-symptom-of-a-wider-wind-power-problem>.
- Tornberg (2022). Peter Tornberg, OX2, privat kommunikation.
- UK Government (2023). "Boost for offshore wind as government raises maximum prices in renewable energy auction." <https://www.gov.uk/government/news/boost-for-offshore-wind-as-government-raises-maximum-prices-in-renewable-energy-auction>.



Vattenfall (2022). "HYBRIT: Världsuniket berggrumslager för fossilfri vätgas invigs i Luleå".

<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2022/hybrit-varldsuniket-berggrumslager-for-fossilfri-vatgas-invigs-i-lulea>.

Vattenfall (2023). "Vindkraftsprojekt Kattegatt Syd".

<https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vindprojekt/kattegatt-syd>.

### Om författaren

Jan Blomgren är egen företagare och konsult inom energifrågor med specialisering inom kärnkraft. Större delen av karriären har varit vid Uppsala universitet, där han doktorerade 1991 och utnämndes till professor i tillämpad kärnfysik 2003. Han har varit forskare vid Indiana University, USA, senior expert inom kärnkraftsutbildning på Vattenfall, samt föreståndare för Svenskt Kärntekniskt Centrum. Han är författare till *Allt du behöver veta om Sveriges elförsörjning* (2021, andra utvidgad upplaga 2022; Stockholm: Timbro).

Professor Jan Blomgren · INBEx (Institute for Nuclear Business Excellence) · Norra Sandsjö ·  
Villa Åsvik · 571 63 Bodafors · Tel: +46 76-787 83 36 · Epost: Jan.Blomgren@INBEx.se  
Webb: www.INBEx.se

