

KAPITEL 7

Alternativ för ökad eltillförsel i Sverige – konsekvenser för funktion, kostnader och miljö*

PER FAHLÉN

Om författaren

Se sid. 274 för en presentation.

* Citeras som: Fahlén, Per (2024), "Alternativ för ökad eltillförsel i Sverige – konsekvenser för funktion, kostnader och miljö". I Magnus Henrekson (red.), *De norrländska stålsatsningarna – frälsare eller gökunge?* (s. 213–274). Stockholm: Samhällsförlaget.

Sammanfattning

Politiker och media i Sverige framhåller återkommande att "vi måste ställa om vårt energisystem till förnybart". Vilka är de sakliga grunderna för denna vilja och vilka blir konsekvenserna av omställningen? Den storskaliga omställning som nu pågår kan kosta tusentals miljarder kronor och får stor inverkan på samhället men har aldrig föregåtts av någon genomgripande konsekvensanalys.

Denna studie diskuterar det svenska elsystemets omställning utifrån funktionalitet, kostnader och miljökonsekvenser. Detta görs på kraftverks- och systemnivå med hänsyn tagen till energialternativens hela livscykel från investering, drift och underhåll till avveckling.

Målsättningen med studien är att ge ett underlag till kraven på ett funktionellt, ekonomiskt och långsiktigt hållbart elsystem och hur de olika kolsnåla energislagen påverkar elsystemet som helhet.

Balanskraft och lagring fördyrar vindkraften

Alla kilowatt är inte skapade lika, det går inte att rakt av ersätta kärnkraftens kilowatt med vind- eller solkraftens. Vindkraft kan, till skillnad från vatten- eller kärnkraft, inte användas rakt av som baskraft, reglerkraft eller energilagring då den inte är planerbar. De stora svackorna i tillförsel måste täckas av anläggningar för balanskraft och/eller lagring, reglerkraft och stabiliserande utrustning som kan parera perioder med hög eller obefintlig vindelsproduktion.

Kostnaden för vindkraft plus ett batterilager kan vara upp till 30 gånger högre än kostnaden för kärnkraft, särskilt när vindkraften utgör en stor andel av elproduktionen och kräver stora batterilager för att balansera produktionen. Att ersätta all Sveriges kärnkraft med vindkraft kan kosta tusentals miljarder kronor, med batterilager så mycket som 8 000 miljarder, och resultera i ett mer komplicerat och mindre funktionellt elsystem.

Mer komplicerat och sämre elnät

Allteftersom andelen vindkraft ökar så ökar också antalet allvarliga tillbud beträffande stabilitet och effektmarginal. Kärn- och vattenkraftverk har bidragit till nätstabilitet genom sina synkrongeneratorer med stor roterande massa. När kärnkraftverken ersätts av vindkraft, som inte använder synkrongeneratorer, minskar mängden roterande massa och problemen med nätstabiliteten ökar. Allteftersom de sydliga kärnkraftsreaktorerna avvecklas och om de inte ersätts av ny kärnkraft kommer de sydliga regionerna att drabbas av akut brist på både effekt och energi. Att bygga vindkraft i norr, som man gör idag, är ingen hållbar lösning; det kräver en jättelik utbyggnad av överföringsnätet utan att detta på något sätt löser effektbristen.

Svenska abonnenter betalar för export av el

Vindkraftverken byggs långt ifrån befintliga kraftledningar och elkonsumenter. Det blir därför ofta nödvändigt att bygga nya kraftledningar och/eller öka kapaciteten i befintliga ledningar för att kunna överföra el till konsumenterna. De långa avstånden mellan produktion och konsumtion resulterar i stora kostnader för ny överföringskapacitet samt betydande nätförluster (10 procent från norr till söder i Sverige och ca 20 procent för export). Dessa systemfaktorer tas inte med när man jämför kostnaderna för olika energislag.

Det skulle vara mer lönsamt och miljömässigt bättre att närproducera elen i stället för att lägga stora summor på överföring och att kostnaderna för överföring lades på produktionen i stället för på konsumtionen. Det skulle även förbättra försörjningstryggheten.

Med dagens ersättningsmodell överförs dessutom inte systemkostnaden till kraftproducenten utan till elabbonnenterna via nätavgifterna. Det innebär i praktiken att svenska nätabonnenter måste stå för en stor del av kostnaderna för att transportera elen till vindkraftsbolagens utländska kunder.

Dyrare el med förnybart

Länder med stor andel sol- och vindkraft har avsevärt högre elkostnader än länder med traditionella elsystem. Detta eftersom den väderberoende kraften kräver ytterligare ett produktionssystem med i stort sett lika stor installerad effekt plus ett nytt distributionsystem. Vindkraftsnationerna Danmark och Tyskland har bland Europas högsta elkostnader och samtidigt höga koldioxidutsläpp.

Varken miljövänligt eller hållbart

Huvuddrivkraften bakom övergången till förnybara energikällor är viljan att minska koldioxidutsläppen och hushålla med jordens resurser. Men el från "förnybara" energikällor är varken miljövänlig eller hållbar. Väderberoende elproduktion som vindkraft och solkraft har tre respektive fem gånger högre koldioxidutsläpp än kärnkraft räknat i koldioxid per producerad kWh. Kraftverk för förnybar elproduktion kräver dessutom mer icke-förnybara konstruktionsmaterial än bränslebaserade alternativ och tiofalt mer av strategiska metaller som koppar, kobolt och sällsynta jordartsmetaller.

Slutsatsen av en genomgång av det vetenskapliga underlaget är att det med en stor andel sol- och vindkraft i elsystemet uppstår funktionella problem och stora kostnadsökningar. Det visar sig också att dessa kraftslag, i motsats till den allmänna uppfattningen, är ytterst problematiska vad gäller miljöpåverkan och hållbarhet sett till hela livscykeln. Den pågående energiomställningen är inte hållbar, den tar oss från ett slags råvarukritiskt system, fossila bränslen, till ett annat råvarukritiskt system, strategiska metaller. En avveckling av kärnkraft och utbyggnad av sol- och vindkraft resulterar i motsatsen till det förespråkarna vill uppnå.

Executive Summary

Politicians and media in Sweden repeatedly proclaim that “we must transform our energy system to be renewable.” What are the factual grounds for this call, and what are the consequences of transitioning to renewable energy? This large-scale transformation, which could end up costing thousands of billions of SEK and have a major impact on society, has never been the subject of a comprehensive impact analysis.

This study discusses the issue of transforming the Swedish electricity system based on: functionality, cost, and environmental impact. The study discusses the fundamental prerequisites of an electricity system and provides examples of the consequences of large-scale implementation of flowing energy sources such as solar and wind in combination with decommissioning of fuel-based, dispatchable energy sources such as nuclear power.

The analysis is conducted at both the power plant and system level, considering the entire lifecycle of energy alternatives, from investment and operation to maintenance and decommissioning.

The aim of this study is to provide a background to grasp the fundamentals of electricity supply and demand as well as the requirements of a functional, economically efficient, and sustainable electricity system with due consideration of the environmental consequences.

Balance power and storage raise wind power costs

Not all kilowatts are created equal; it is not possible to directly replace nuclear power kilowatts with those generated by wind or solar power. Unlike hydro or nuclear power, wind power cannot be readily used for baseload power, grid control, or energy storage because it is non-dispatchable. The significant fluctuations in supply must be covered by facilities for balancing power and/or storage, control power, and stabilizing equipment that can counter periods of high or no wind production.

The cost of wind power plus a battery storage system can be up to 30 times higher than the cost of nuclear power, especially when wind power accounts for a large share of electricity production and requires large battery storage to balance production. Replacing all of Sweden's nuclear power with wind power complemented by battery storage would cost thousands of billions of SEK and result in a more complex and less functional electricity grid.

More complex and less reliable electricity grid

As the share of wind power increases, so does the number of serious incidents related to grid stability and power margin. Nuclear and hydroelectric power plants have contributed

to grid stability through their synchronous generators with substantial rotating mass. When nuclear power plants are replaced by wind power, which lack synchronous generators, the amount of rotating mass decreases, leading to increased issues with grid stability.

As the nuclear reactors in the south are decommissioned and if they are not replaced, Sweden's southern regions will face an acute shortage of both power and energy. Building wind power in the north, as is currently done, is not a sustainable solution; it requires a massive expansion of the transmission grid without addressing the power shortage in any meaningful way.

Swedish subscribers pay for electricity exports

Wind turbines are often built far away from existing power lines and electricity consumers. Therefore, it is often necessary to build new power lines and/or increase the capacity of existing lines to transmit electricity to consumers. The long distances between production and consumption result in significant costs and substantial grid losses (10 percent from north to south in Sweden and approximately 20 percent for exports). These system factors are not considered when comparing the costs of different energy sources. It would be more cost-efficient and environmentally beneficial to produce electricity locally instead of investing heavily in transmission if the costs of transmission were shifted from consumption to production.

Furthermore, with the current compensation model, system costs are not fully borne by the power producer but by electricity consumers through their grid subscriptions. In practice, this means that Swedish grid subscribers must bear a significant portion of the costs of transporting electricity to the wind power companies' foreign customers.

More expensive electricity with "renewables"

Countries with a high share of solar and wind power have significantly higher electricity prices than countries with traditional electricity systems. This relates to weather-dependent power requiring an additional production system with almost the same installed capacity plus a new distribution system. Wind power nations such as Denmark and Germany have the highest electricity prices in Europe and, at the same time, high carbon emissions.

Neither environmentally friendly nor sustainable

The main driving force behind the transition to renewable energy sources is the desire to reduce carbon dioxide emissions and conserve earth's resources. However, renewable energy sources are neither environmentally friendly nor sustainable. During their construction, weather-dependent energy sources such as wind turbines have carbon dioxide emissions three times higher, and solar plants have emissions five times higher than nuclear power plants, measured in grams of carbon dioxide per produced kWh. Renewable

power plants also require more non-renewable materials than fuel-based alternatives and ten times more strategic metals such as copper, cobalt, and rare earth metals.

The conclusion drawn from a review of the scientific evidence is that a high proportion of solar and wind power in the electricity system leads to functional challenges and significant cost increases. It also becomes apparent that these energy sources, contrary to common belief, pose significant environmental and sustainability challenges when considering their entire lifecycle. The ongoing transition is not sustainable; it is shifting from one type of resource-critical system, fossil fuels, to another resource-critical system, strategic metals. Hence, the decommissioning of nuclear power and the expansion of solar and wind power results in exactly the opposite of what the proponents aim to achieve.

1 Inledning

Omställningen av Sveriges elförsörjning debatteras intensivt. Denna studie bidrar till debatten med fakta om ekonomi och miljökonsekvenser av den pågående omställningen.

1.1 Bakgrund

Rädsla för konsekvenserna av en förestående klimatförändring, påverkad av koldioxidutsläpp från mänskliga aktiviteter, har underblåst en snabb förändring av energipolitiken i många länder. I Sverige pågår en genomgripande omställning av elsystemet med målsättningen att göra Sverige helt oberoende av fossilbaserad energi till år 2040. Detta har startat en omfattande expansion av energikällor, vilka betecknas som "klimatsmarta", "gröna", "förnybara" och "hållbara" samtidigt som det i debatten ofta saknas konkreta definitioner eller verifierbara fakta rörande kostnader och resursåtgång.

Omställningen ska ske samtidigt som Sveriges elbehov beräknas öka kraftigt fram till år 2050,¹ vilket i sig medför en storskalig utbyggnad av elsystemet, både vad gäller produktion och överföring.

Med så mycket som står på spel är det viktigt att i ett tidigt skede göra noggranna konsekvensanalyser för aktuella alternativ. Men både Sverige och EU har beslutat att ställa om utan en genomgripande konsekvensanalys på systemnivå för denna omställning.

1.2 Studiens syfte

Studien behandlar de funktionella grunderna för vår elförsörjning samt diskuterar kostnaderna och konsekvenserna av en omställning med storskaliga satsningar på framförallt vindkraft och en avveckling av bränslebaserade energikällor som kärnkraft.

Syftet är att visa att:

- Det finns mer än bara kilowattimmar att överväga när det kommer till elproduktion.
- Brukarkostnaden måste utvärderas på systemnivå, inklusive alla externa kostnader som överföring, distribution, stabilisering, balanskraft m.m.
- Enkla etiketter som "grön", "förnybar", "hållbar" och "klimatsmart" förmedlar ingen faktabaserad information om miljökonsekvenser.

¹ Qvist m.fl. (2023).

För en utförlig genomgång av förutsättningarna för användning och produktion av el och dess konsekvenser för ekonomi och miljö hänvisar jag till min rapport *Omställningen av Sveriges elsystem*.²

1.3 Studiens utgångspunkt

Denna studie innehåller inga egna simuleringar eller scenarioanalyser utan utgår framför allt från Energimyndighetens och Svenskt Näringslivs scenarier beträffande en tänkbar utveckling fram till 2050. Baserat på dessa scenarier antar studien en ökning av elbehovet från 134 TWh år 2020 till 300 TWh år 2050. Dessutom tillförs ett eget scenario,³ vilket är 100 procent fossilfritt men med noll procent tillskott av "förnybar" energi. De fyra scenarierna jämförs avseende kostnader samt elsystem- och miljökonsekvenser.

1.4 Scenario 2050 – Energimyndigheten

Energimyndigheten räknar med att det mest elkrävande scenariot, *högre elektrifiering*, har en total elanvändning som ökar från 134 TWh år 2020 till 349 TWh år 2050.⁴

Det är huvudsakligen produktion av vätgas genom elektrolys som i samtliga scenarier bidrar till den ökade elanvändningen. Behovet av el för produktion av vätgas beräknas vara 22–100 TWh år 2050. Den totala vätgasanvändningen är till största delen kopplad till ett fåtal stora aktörer och det faktiska utfallet påverkas därför av dessa aktörers beslut kring elektrolysbaserad vätgasproduktion.

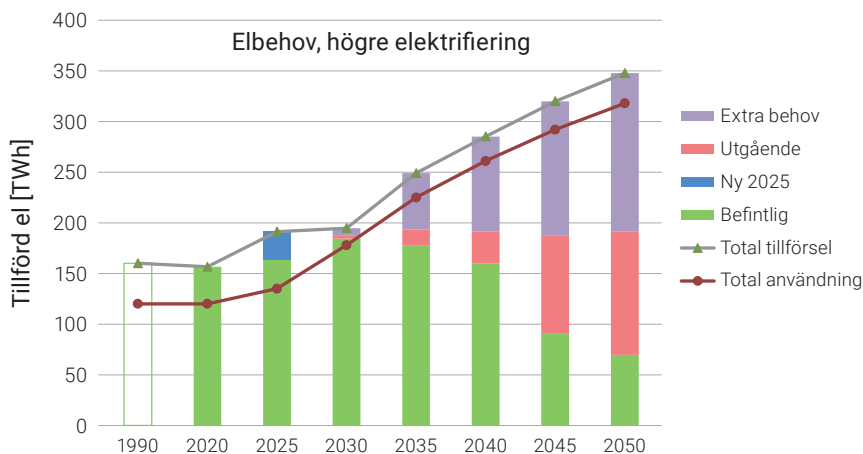
Figur 1 visar att det inte bara är det ökade behovet som måste tillgodoses utan att tillförseln även måste kompensera för den elproduktion som tjänat ut till år 2050. Notera att elbehovet under 30 år (1990–2020) var mycket stabilt trots en betydande befolkningstillväxt.

² Fahlén (2023a).

³ Fahlén (2023b).

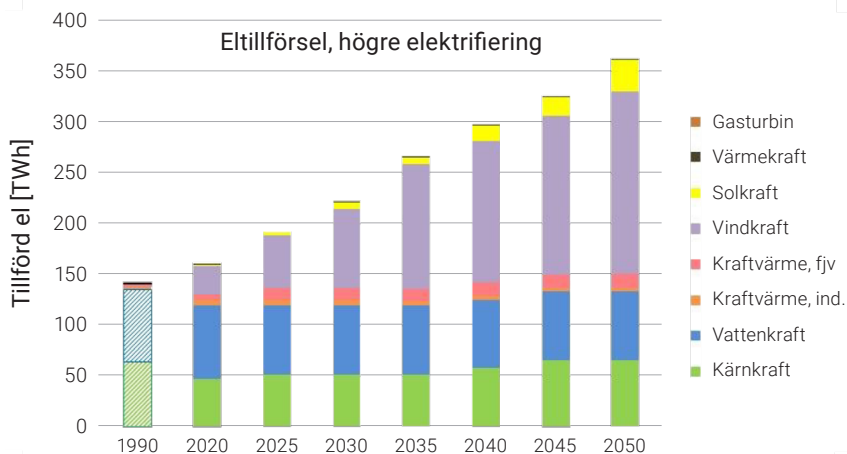
⁴ Energimyndigheten (2023).

Figur 1. Utveckling av elbehov vid ökad elektrifiering.



Källa: Energimyndigheten (2023).

Figur 2. Eltillförselns utveckling i scenario högre elektrifiering.



Källa: Energimyndigheten (2023).

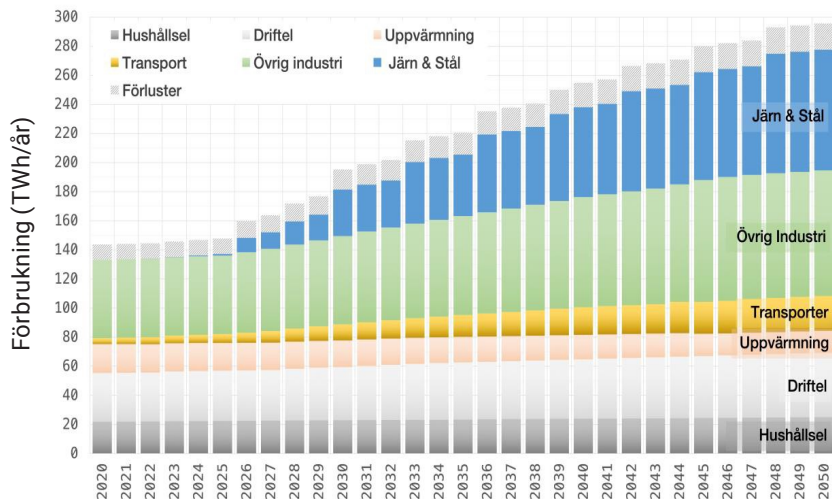
Eltillförsel – ökning genom vind- och solkraft

I scenariot högre elektrifiering räknar man med en i stort sett oförändrad tillförsel från vatten- och kärnkraft. Den stora ökningen ska ske genom vindkraft, i huvudsak landbaserad men även med en betydande del havsbaserad vindkraft. Även solkraft beräknas öka men från en mycket låg till en ganska låg andel. Dessutom ingår en viss del kraftvärme och värmekraft samt gasturbiner. *Figur 2* visar den tänkta fördelningen mellan de olika kraftslagen. Notabelt är att all vindkraft som hittills byggts, plus den som kommer att byggas de närmaste 5–10 åren, sannolikt måste ersättas till 2050.

1.5 Scenario 2050 – Svenskt Näringsliv

Svenskt Näringsliv har analyserat det framtida behovet av elenergi och det tillhörande behovet av elproduktion i Sverige till år 2050 och räknar med att elbehovet ökar till 290 TWh år 2050.⁵ Det finns stora planer på en omfattande expansion av elintensiva företag som "kolsnål" stålframställning, IT-företag, förnybart flygbränsle, batteriproduktion med mera. *Figur 3* visar de antagna förändringarna inom olika sektorer.

Figur 3. Prognostiserad fossilfri elkonsumtion per sektor.



Källa: Qvist m.fl. (2023).

⁵ Qvist m.fl. (2023).

Svenskt Näringsliv har i sin utblick mot 2050 ett scenario baserat på ett teknikneutralt val av produktion, med stora andelar av både kärn- och vindkraft, och ett annat scenario med 100 procent "förnybar" produktion. Lösningen med 100 procent "förnybar" kräver en betydande mängd importerad el och en sådan import ser i dagsläget ut att bli problematisk. Det kräver en stor utbyggnad av kärnkraft eller annan planerbar el i våra grannländer, vilket även antagits i en studie från Chalmers.⁶ Med tanke på den inriktning mot sol- och vindkraft, som hittills varit förhärskande i vår omgivning, kräver detta en radikal omprioritering. Det finns dock tecken på en förändrad inställning i många länder; till och med i Danmark börjar man intressera sig för kärnkraft.

1.6 Alternativa scenarier

I ett underlag till denna studie har följande fyra scenarier för 2050 jämförts:⁷

- S1: Energimyndighetens scenario med "100 % fossilfri" inhemsk produktion bestående av befintlig vattenkraft, mycket vindkraft och lite kärnkraft. S1 blir beroende av import, vilken i dagsläget till stor del är fossilbaserad.
- S2: Svenskt Näringslivs teknikneutrala alternativ med "100 % fossilfri" inhemsk produktion, som består av befintlig vattenkraft, en hel del vindkraft och mycket kärnkraft. Även S2 blir importberoende.
- S3: Svenskt Näringslivs scenario "100 % förnybart" för den inhemska produktionen med befintlig vattenkraft, mycket vindkraft, ingen kärnkraft och en betydande import.
- S4: Ett eget scenario, "0 % tillskott av förnybart", med befintlig vattenkraft och resten kärnkraft men utan sol- eller vindkraft och med stora exportmöjligheter.

I jämförelsen framgår att alternativ "0 % förnybart" har lägst kostnad, lägst utsläpp av koldioxid, minst behov av icke förnybara material och kritiska metaller, bäst energimässig hållbarhet, minst arealbehov och lägst negativ inverkan på biologisk mångfald. Alternativet "100 % förnybart" är sämst ur alla aspekter.

1.7 Politiska drivkrafter

Ett lands energiförsörjning har nationell betydelse för utveckling, välbefinnande och säkerhet och är därmed ett viktigt område för politik och politiska styrmedel.

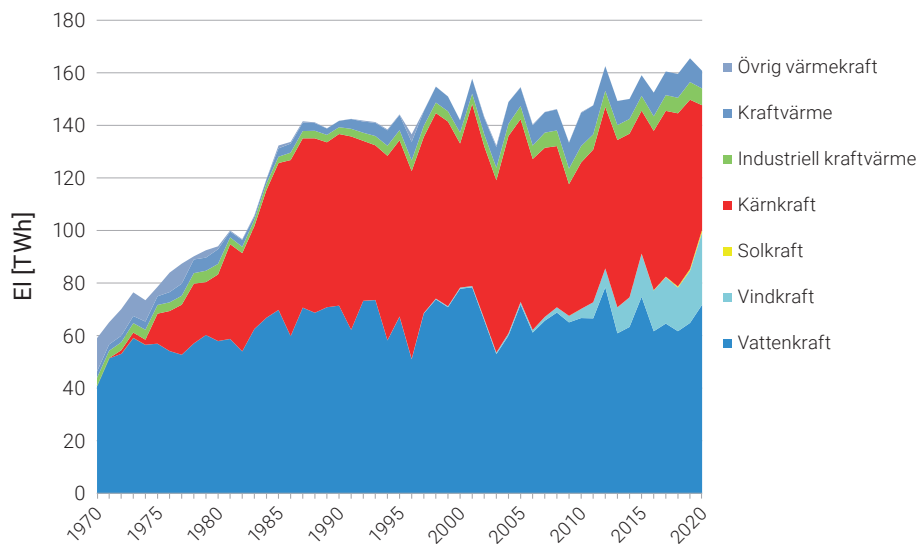
På 1970-talet, i och med oljekrisen, infördes statliga bidrag för att konvertera från olja till el. På 1980- och 1990-talet, efter kärnkraftsomröstningen, skulle elanvändningen minska

⁶ Göransson och Jonsson (2023).

⁷ Fahlén (2023b)

till förmån för bränslebaserad energi och statliga bidrag gavs för att konvertera från el till bränslen eller fjärrvärme. Oro för konsekvenserna av en förestående klimatförändring har underblåst en snabb förändring av energipolitiken med fokus på konvertering från bränslen till el och elproduktion för att uppnå de politiska klimatmålen.

Figur 4. Svensk elproduktion per kraftslag, TWh (netto).



Källa: Energimyndigheten (2020).

2 Elsystem – inte bara kilowattimmar

En meningsfull diskussion om elförsörjning kräver väldefinierade begrepp och en tydlig bild av elsystemets huvuduppgifter.

2.1 Otydliga begrepp

Diskussionen om alternativa energikällor använder ofta ord som grön, förnybar, hållbar och klimatsmart utan att dessa definierats. Till exempel tillåter inte Konsumentverket att dessa begrepp används av företag vid marknadsföring av el – begreppen är vanligtvis både odefinierade och overifierade.⁸ Det är mer funktionellt att använda de funktionsbaserade kategorierna lagrad energi och flödande energi. Dessa begrepp kategoriserar energikällor utifrån om de är planerbara och kan styras av användaren, eller icke planerbara och beroende av okontrollerbara faktorer som till exempel väder.

Lagrad energi: Energin är bunden till materia och finns tillgänglig i form av bränslen. Bränslen kan omvandlas till värme i processer som kontrolleras av kraftproducenten. Oberoende av dess ursprung kan lagrad energi klassas som icke förnybar eller begränsat förnybar.

Flödande energi: Energin flödar oberoende av om den används i ett kraftsystem eller inte. Det är energi som har sitt ursprung i källor som ligger bortom kraftproducentens kontroll, vanligtvis väderberoende som vattenkraft, vindkraft och solkraft men kan även vara oberoende av väder som geotermisk energi. Flödande energi kan omvandlas för att sedan lagras i form av potentiell mekanisk eller kemisk energi. Väderberoende flödande energi kallas även för *Variable Renewable Energy* (VRE).

2.2 Elsystemets uppgifter

För att förstå effekterna av en högre andel flödande energi är det viktigt att ha en förståelse för de funktionella kraven som ställs på ett elsystem. Elsystemets grundläggande uppgift är att förse elkonsumenter med el som har rätt kvalitet, vid rätt tidpunkt och på rätt plats:

⁸ Fahlén (2018) och Konsumentverket (2020).

- **Rätt kvalitet:** Säkerställa en konsekvent och pålitlig elförsörjning med minimala avbrott eller störningar. Det gäller bland annat att hålla spänning och frekvens stabila, minimera distorsion av växelströmmens kurvform, kontrollera rotorvinkelavvikelse och rotationsenergi för att undvika problem, säkerställa leveranssäkerhet, hantera fel och kunna återstarta systemet efter ett fel samt möjliggöra ö-drift när så behövs.
- **Rätt tid:** Eltillförseln ska vara tillgänglig närhelst brukaren har behov av den. I varje enskilt ögonblick måste tillförd effekt vara exakt lika med använd effekt i elsystemets alla delar.
- **Rätt plats:** Korta avstånd mellan producent och konsument minskar energiförlusterna i systemet. Långa avstånd ökar förlusterna och kräver fler stabiliserande åtgärder.

De grundläggande egenskaperna för de två huvudalternativen lagrad och flödande energi leder till fundamentalt olika systemkrav för anslutning till nätet. Dessa egenskaper har en stark påverkan på möjligheterna att uppfylla de ovannämnda funktionskraven.

2.3 Elsystemets produktionsenheter

I de flesta eltilförselsystem finns det speciella enheter utpekade för följande funktioner:

- **Baskraft:** Enheter som huvudsakligen arbetar med konstant effekt under större delen av året. Kärnkraftverk är typiska baskraftanläggningar.
- **Reglerkraft:** Enheter som lätt kan följa ändringar i efterfrågan.
- **Balanskraft:** Enheter som snabbt kan kompensera för ändringar i tillförseln.
- **Reservkraft:** Behövs för att hantera situationer då ett allvarligt fel inträffat. Bränslebaserade kraftverk har hög driftsäkerhet men man måste ändå planera för oförutsedda fel. Variationerna av tillförsel från väderberoende källor är oförutsägbara och kan i praktiken liknas vid driftavbrott.

Några andra viktiga begrepp för systemdriften är:

Roterande massa: Ett mått på den mekaniska trögheten för stora synkrongeneratorer, vilken säkerställer en stabilitet för systemet.

Rotorvinkelstabilitet: Förmågan för sammankopplade synkronmaskiner, som är i system-drift, att förbli i fas med övriga generatorer i systemet.

Kapacitetsfaktor: Förhållandet mellan den årliga medeleffekten och den nominellt installerade effekten. Ett värde på 1, dvs. 100 procent, betyder att anläggningen kan producera full effekt årets alla timmar. Sol- och vindkraft har normalt kapacitetsfaktorer som är mindre än 30 respektive 15 procent medan kärnkraft ligger på 85–95 procent.

2.4 Eltillförsel med lagrad energi

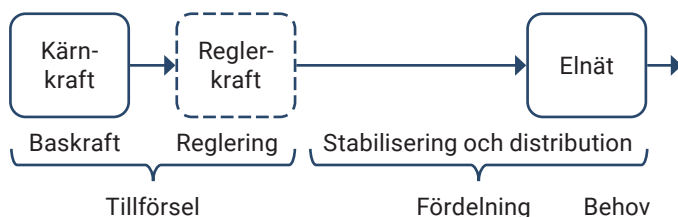
En bränslebaserad elproduktionsanläggning har ett stort inbyggt energilager i form av bränslet. Producenten kontrollerar tillförseln av bränsle och därmed tillförseln av effekt. Denna typ av anläggning kallas därför ofta "planerbar" (eng. *dispatchable*).

Planerbara kraftstationer med fossila, biobaserade- eller kärnbränslen använder stora, synkrona generatorer som ger en stor, roterande massa och därmed en uteffekt med inbyggt stabil spänning och frekvens; det är inte lätt att ändra varvtalet på en sådan generator.

Synkron innebär att den roterar med ett bestämt, konstant varvtal i samklang med övriga generatorer i nätet. Synkrogeneratorer kan anslutas direkt till nätet utan omfattande extra stabiliseringsutrustning, se *figur 5*. Denna typ av generator har också förmågan att producera och konsumera så kallad reaktiv effekt, en viktig egenskap för nätets stabilitet. Reaktiv effekt innebär att ström och spänning inte ligger i fas med varandra och därmed inte kan omvandlas till mekaniskt arbete fullt ut men den tar ändå plats i överföringssystemet och måste hanteras (se även sid. 24–25 om spänningsreglering).

En stor risk för elsystemet är om okontrollerade fasvridningar genom reaktiva lastförändringar ger upphov till självsvängningar som sprider sig i nätet.

Figur 5. Principen för en planerbar, bränslebaserad eltilförsel.



Källa: Fahlén (2023a).

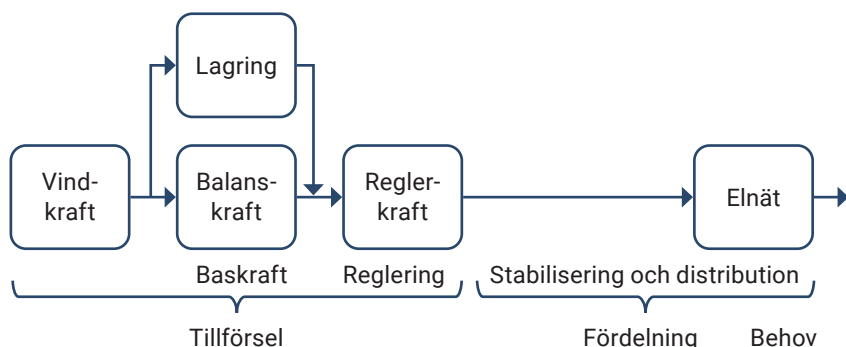
Kärnkraft är utmärkt som baskraft men kan i viss mån även fungera som reglerkraft. Med sina stora synkrogeneratorer kan den stabilisera spänning och frekvens, rotorvinkel m.m. och tillföra eller ta bort reaktiv effekt. Den har dessutom en mycket hög kapacitetsfaktor.

2.5 Eltillförsel med flödande energikällor

Med väderberoende flödande energi, VRE, kan man inte reglera tillförseln i direkt relation till efterfrågan och den kallas därför "oplanerbar" (eng. *non-dispatchable*). De vanligast förekommande VRE-alternativen är vindkraft och fotovoltaiska solceller. I dagsläget är denna typ av tillförsel inte synkront ansluten till nätet och kan därför inte bidra till elsystemets stabilitet.

VRE-anläggningar kan inte ge baskraft, reglerkraft eller balanskraft på egen hand. För att ge samma funktionalitet som en bränslebaserad anläggning måste därför en VRE-anläggning kompletteras med anläggningar för balanskraft och/eller lagring, reglerkraft och stabiliserande utrustning (se figur 6). Detta ökar systemets kostnad och komplexitet.

Figur 6. Principen för en icke planerbar eltilförsel med flödande energikällor.



Källa: Fahlén (2023a).

2.6 Relevanta tillförselalternativ

Kolsnåla tillförselalternativ är bränslebaserad kärn- eller biokraft eller flödande källor som vatten-, sol- eller vindkraft. Som reserv-, balans- eller reglerkraft används ofta naturgas eftersom kraftverken går fort att bygga, har låg investeringskostnad och snabbt kan kopplas in och ur. *Tabell 1* ger en översikt över de fossilfria alternativen och deras egenskaper. Observera att bedömningen av miljöpåverkan och ekonomi kan variera beroende på olika externa faktorer och geografiska platser.

Tabell 1. Egenskaper för olika kolsnåla energialternativ.

Alternativ	Planerbarhet	Systemstöd	Ekonomi	Bränsle- tillgänglighet	CO ₂ -utsläpp	Miljöpåverkan
Kärnkraft	Planerbar	Baskraft Reglerkraft Balanskraft Energilagring	Hög investering, mättlig kWh- kostnad, kräver stabila riktlinjer	Uran finns i stor mängd	Låga	Låg miljö- påverkan, hög hållbarhet
Biobränslen och avfalls- förbränning	Planerbar	Baskraft Balanskraft Energilagring	Bio relativt dyr, avfall billigt	Biobränslen kan vara en bristvara och dyr resurs. Avfall har ofta ett negativt pris	Varierar, låga till medelhöga	Tveksamma ur ett miljö- och hållbarhets- perspektiv
Vattenkraft	Begränsat planerbar – årstidsberoende; planerbar med lagring i dammar	Baskraft Reglerkraft Balanskraft Energilagring	Hög investering, mättlig kWh- kostnad	Utvinningsbara resurserna till stora delar exploaterade	Låga	Liten global påverkan men stora lokala konsekvenser
Solkraft	Ej planerbar – väderberoende	Ger inget systemstöd Kräver externa stödsystem	Mycket dyrt på systemnivå	Ej tillämplig	Låga men stora i förhållande till andra kolsnåla alternativ	Dåliga prestanda avseende hållbar- het och global miljöpåverkan
Vindkraft	Ej planerbar – väderberoende	Ger inget systemstöd Kräver externa stödsystem	Dyrt på systemnivå	Ej tillämplig	Låga men högre än kärn- eller vattenkraft	Omfattande negativa lokala och globala konsekvenser

Anm.: Setabell 3–5 beträffande kostnader och figur 20 för koldioxidutsläpp. Miljö och hållbarhet diskuteras i avsnitt 7.

2.7 Alternativ för lagring

VRE kommer alltid att kräva yttre stöd av balanskraft eller lagring för att täcka perioder med låg kapacitet. Lagring framhåvs ofta som framtidens lösning för sol- och vindkraftens låga kapacitetsfaktorer. Men det är viktigt att inse att lagring oavsett val av metod alltid kommer att öka kostnaden, komplexiteten och miljöpåverkan samt minska systemverkningsgraden. Nedan presenteras några av de viktigaste lagringsalternativen.

Mekanisk lagring

Inkluderar vattenkraftslagring (dammar) som lagrar rörelseenergi från ett vattendrag i form av lägesenergi och har små verkningsgradsförluster. Pumpkraftslagring, som pumpar vatten från en lägre till en högre nivå, ger verkningsgradsförluster på 25–30 procent. Pumpkraftverk kräver specifika platser, helst med höga fallhöjder.

Elektromagnetisk lagring

Tänkbara alternativ är kondensatorer, superkondensatorer och supraledande magnetlager. I dagsläget är superkondensatorer mest lovande eftersom de kan laddas och laddas ur ett nästan obegränsat antal gånger och har mycket hög verkningsgrad. Låg energitäthet och höga kostnader är begränsande faktorer.

Kemiska lager

Använder överskottsel för att producera brännbar gas, exempelvis väte. Processen är extremt elkrävande och har en relativt låg verkningsgrad (35–40 procent) då förluster uppstår både vid tillverkning och vid användning. Den är i dagsläget mycket dyr och kräver stora subventioner.

Elektrokemisk lagring

Batterier har en bra egenskap genom att de kan reagera snabbt på laständringar och att de därmed är lämpliga för spännings- och frekvensreglering. Stora investeringar görs i storskaliga fabriker för framför allt litiumjonbatterier. Dessa har en hög verkningsgrad på 85–90 procent men en kort livslängd på 5–10 år. Tyvärr är batterier dyra, tunga och har hållbarhetsproblem.

Lagring är inte bara ett alternativ för VRE-kraftverk. Ett kärnkraftverk skulle till exempel kunna köras på 100 procentig kapacitet med kombinerad el- och värmeproduktion och under perioder med lägre el- eller värmebehov lagra överskottsel eller producera vätgas. Kombinationen av el och värme samt kontinuerlig produktion gör att vätgasproduktion med kärnkraft får en mycket högre verkningsgrad än den som till exempel nås med el från vindkraft.

3 Tekniska konsekvenser för elnätet

Det krävs en tydlig målsättning och väldefinierade funktionskrav för att skapa ett väl fungerande elsystem.

3.1 Tekniska eller politiska funktionskrav?

Välplanerade och väl fungerande elsystem har tidigare baserats på samhällets tekniska funktionskrav; kraftverk har byggts på ställen som är optimala för nätstabilitet och som minimerar behov av kraftöverföring.

Genom en kombination av vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme hade Sverige i mitten av 1980-talet ett kraftfullt system för elproduktion, som redan då var nästan helt fossilfritt. Detta kombinerades med ett mycket väl genomtänkt elnät, både tekniskt och geografiskt, där vattenkraften i norr och kärnkraften i söder organiserades i sex elområden som i huvudsak var för sig var i balans. Det minimerade behovet av överföring och tillhörande systemförluster. Kraftbalansen var stark och vi hade tillgång till mer el än i dag och den elen var av högre kvalitet.

Figur 7. Det svenska elsystemet 1986.

Balanserade tillförselområden

- Överskott i norr (vattenkraft)
- Minimerat behov av överföringskapacitet
- Minimerad kostnad och överföringsförlust

Efterfrågan och tillförsel

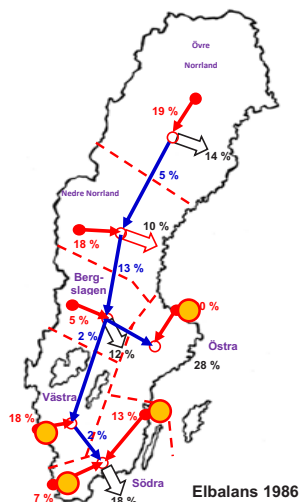
- Ganska förutsägbar efterfrågan
- Förutsägbar tillförsel
- Lagring i bränslen och dammar

Systemfunktion

- Baskraft: Kärnkraft
- Bas- och reglerkraft: Vattenkraft
- Stabilitet och reaktiv effektbalans via roterande massa i kärn- och vattenkraftsgeneratorerna

Anm.: Gula cirklar markerar de fyra kärnkraftverken med totalt 12 reaktorer.

Källa: Fahlén (2023a).



Nu ställs elsystemet om på grund av politiska önskemål om satsningar på sol- och vindkraft. Hela elsystemet byggs om och anpassas efter producenternas behov och inte som tidigare för elkonsumenterna. I både Sverige och Tyskland lokaliseras exempelvis vindkraft i stor utsträckning till ländernas nordliga regioner medan de stora behoven i dagsläget finns i söder. Tillförseln finns långt från behoven och ny överföringskapacitet måste byggas i stor omfattning.

I stället för att som tidigare minimera behovet av överföring så medför introduktionen av flödande energikällor att överföringsbehoven maximeras. Med det ökar även energiförluster, miljökonsekvenser och kostnader.

3.2 Vind- och solkraftens konsekvenser för elnätet

Statens expertmyndighet för elsystemfrågor, Svenska kraftnät (SvK), har i många år varnat för allvarliga problem till följd av den pågående omställningen.⁹ SvK pekar ut följande utmaningar som särskilt problematiska och kostsamma vid en stor andel flödande energikällor i det svenska elsystemet:

Effekt – tillgång och balansering

Den icke planerbara effekttillförseln påverkar effektbalansen och kräver åtgärder inte bara vid maximal belastning. Tidigare behövde man bara kompensera ganska förutsägbara förändringar i efterfrågan med hjälp av reglerkraft; i Sverige används främst vattenkraft för detta. Med ökad andel flödande energikällor behövs balanskraftverk för att hantera oförutsägbara och stora förändringar i tillförseln. I Sverige är vattenkraften redan till stor del intecknad som baskraft och reglerkraft och balansfrågan måste i ökande grad lösas med elimport, reguljär drift av reservkraftverk eller nya specialbyggda balanskraftverk.

Slumpmässiga variationer i tillförsel

Vindkraft introducerar stora och slumpmässiga variationer i effekttillförsel på både kort och lång sikt. Detta har man tidigare inte upplevt i nätet och variationerna följer inte något tidigare känt mönster man kan planera efter.

Spänningsreglering

En stabil nätspänning är viktig både för nätets funktion och för abonnenternas nätanslutna apparater. När anslutna apparater drar ström kommer inte strömmen att variera helt i fas med spänningen, men den kan delas upp i en komponent som ligger i fas och en kompo-

⁹ Svenska kraftnät (2015).

nent som är ur fas relativt spänningen. Den del av de resulterande effekterna som ligger i fas kallas aktiv effekt medan den del som är ur fas kallas reaktiv effekt. Båda effekterna måste vara i balans.

Historiskt har nätet utformats så att de anslutna generatorerna haft en viktig del i att vidmakthålla även den reaktiva effektbalansen och därmed en möjlighet att styra matningsspänningen. I samband med störningar på nätet är möjligheten att leverera reaktiv effekt ännu viktigare. Reaktiv effekt måste produceras lokalt; den kan i praktiken inte överföras via kraftledningar eller transformatorer eftersom detta tar utrymme från överföringen av aktiv effekt och ökar nätförlusterna. De flesta vind- och solkraftsgeneratorer saknar förmåga att stödja nätspänningens stabilitet, vilket kan påverka leveranssäkerheten om inte åtgärder vidtas.

Frekvensbalans

Det är viktigt att alla produktionsalternativ bidrar till systemfunktionen. Regelverket är tydligt kring ansvaret för frekvensbalansen; alla leverantörer är enligt ellagen skyldiga att hålla 50 Hz genom att ständigt leverera lika mycket el som deras kunder förbrukar, men så ser inte verkligheten ut.

Sämlre nätstabilitet

När abonnenter kopplar in och ur sina apparater ökar och minskar belastningen för kraftproduktionens generatorer. När belastningen ökar bromsas de synkrona växelströmsgeneratorer, som utgör grunden i det svenska elsystemet, och drivkraften måste öka för att hålla varvtalet konstant. Det är detta varvtal som ser till att nätfrekvensen är konstant och att alla generatorer arbetar synkront ("går i takt"). Det omvända gäller när apparater kopplas bort. Men om den roterande massan i generatorm är stor så finns så mycket mekanisk energi lagrad i denna att varvtalet blir svårt att ändra både vid ökande och minskande belastning och därmed behöver inte effekten, som matas in i generatorm, ändras så snabbt.

Kärn- och vattenkraftverk har bidragit till nätstabilitet genom sina synkrongeneratorer med stor roterande massa. Sol- och vindkraftverk använder för närvarande inte sådana generatorer, vilket kan påverka nätstabiliteten negativt. Enligt de framtidsscenarioer som presenterades vid Svenska kraftnäts branschevenemang i september 2022 förväntas rotationsenergin i kraftsystemet understiga den kritiska nivån 120 GWh under 80 av årets 8 760 timmar år 2025, 200–710 timmar år 2035 och 400–2 910 timmar år 2045, tidpunkten då den sista svenska kärnkraften, enligt tidigare regeringars planer, antogs vara avvecklad.

Lokalisering

Vindkraftverk förläggs decentraliserat, långt från större områden av efterfrågan. De ansluts ofta till nät med lägre spänningsnivåer än stamnätet och ersätter stora generatorer som varit centralt belägna och anslutna till det högspända stamnätet. Allt detta minskar stödet för spänningsstabilitet och kan påverka både överföringskapacitet och leveranssäkerhet.

4 Kostnader för olika tillförselalternativ

Det finns tre huvudkategorier av kostnader för elproduktion: kraftverkskostnader, elsystemkostnader och externa eller sociala kostnader. I denna studie har kostnader för fyra alternativa systemlösningar jämförts på kraftverks- och systemnivå. I de fall ursprungsdata är givna i USD, GBP eller EUR har växelkurserna 10,47 SEK/USD, 13,01 SEK/GBP och 11,42 SEK/EUR använts (data från april 2023 när underlaget sammanställdes).

4.1 Livscykelanalys

Livscykelanalys (LCA) är en metod för att studera långsiktiga effekter av tekniska system och används för att analysera både ekonomiska och miljömässiga konsekvenser. En LCA bör vara baserad på internationella standarder som ISO 14040 och 14044.¹⁰ Enligt dessa ISO-standarder baseras effekterna av elproduktion på LCA-skattningar, vilka omfattar byggnation och nedmontering av kraftverk (inklusive återställning av marken), bränsleutvinning och förädling, anläggningens drift samt hantering av avfallsprodukter.

Denna studie fokuserar på två kostnadsnivåer:

- 1 **Kraftverksnivå:** Denna nivå beaktar faktorer som är kopplade till själva kraftverket, t.ex. byggmaterial, arbetskraft, drift och underhåll inklusive bränsle samt avveckling.
- 2 **Elsystemnivå:** Denna nivå avser kostnader och resursanvändning för hela elsystemet, t.ex. transmissions- och distributionsnät, utrustning för stabilitet och säkerhet samt de extra kostnader som kraftverk kan orsaka systemet, såsom behovet av nätutbyggnad och balanskraft.

Inom var och en av de två nivåerna behandlas kostnader för investering, drift och underhåll samt avveckling. Det finns även en tredje nivå: sociala/externa kostnader. Det kan handla om inverkan av framför allt de areella näringarna, vindkraft samt industriellt skogsbruk och biobränslen, på biologisk mångfald, konsekvenser för människors livsmiljö, inverkan på alternativa näringar som turism, jordbruk m.m., kostnader på grund av "flexibel" elanvändning (ransonering), sänkta fastighetsvärden etc. Denna nivå är viktig men sällan kvantifierad.

¹⁰ ISO (2006a, 2006b).

4.2 Kostnader på kraftverksnivå

Kostnadsjämförelser är ingen enkel uppgift ens på kraftverksnivå. Otaliga värden figurerar där många har mycket tveksam kvalitet. I synnerhet är data för de kolsnåla alternativen kärn-, sol- och vindkraft svårtolkade och de varierar stort mellan länder och tidpunkter.

4.2.1 LCOE (Levelised Cost of Electricity)

LCOE (*Levelised Cost of Electricity*) används ofta för att jämföra kostnaderna på kraftverksnivå för olika basproduktionsalternativ. LCOE mäter avskrivningskostnaderna per producerad enhet energi under kraftverkets livstid och tar inte hänsyn till ökade systemkostnader som vissa alternativ medför.

De faktorer som i första hand påverkar kostnaden, är investeringskostnaden, installerad kapacitet, kapacitetsfaktor, ekonomisk livslängd för investeringen, samt drift- och underhåll och kostnader för avveckling.

Det är viktigt att i detta sammanhang förstå skillnaden mellan kostnaden för att bygga kraftverken, dvs. kostnaden för *installerad effekt* mätt i kostnad per megawatt (SEK/MW) och kostnaden för *producerad el* mätt i kostnad per kilowattimme (SEK/kWh).

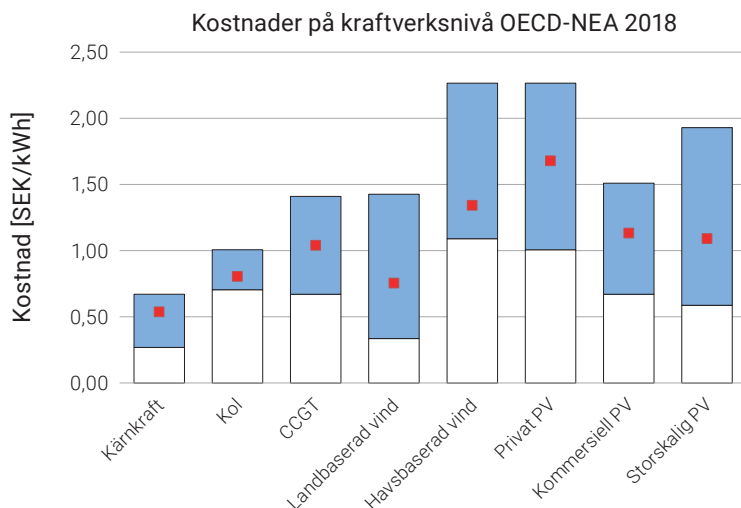
Figur 8 visar ett exempel på uppskattade kostnader på kraftverksnivå för några bränslebaserade och flödande alternativ för elproduktion. Av de fossilfria alternativen har kärnkraften lägst kostnad per producerad kilowattimme. Ett problem är att de flesta källor använder projekterade värden, inte faktiskt uppmätta data (se avsnitt 4.2.3). Dessa pekar på ökande kostnader för till exempel vindkraft, tvärtemot medias bild av sjunkande kostnader.

4.2.2 Alla kWh är inte likvärdiga

Observera att värdet av en kilowattimme kan vara väldigt olika för de studerade produktionsalternativen. När väderberoende alternativ, som sol- och vindkraft, utgör en stor del av produktionen riskerar de att få en avsevärt lägre intäkt av sin produktion eftersom marknadspriset sjunker när det blåser på grund av överutbud och intäkten blir liten när det blåser mindre på grund av låg produktion. Hughes (2020) har gjort en kalkyl för vindkraft i Storbritannien, där han inkluderar en del av balanskostnaderna men inte kostnaderna för ut- och ombyggnad av nätet.¹¹ Enligt studien hade vindkraften år 2020 ett nettovärde av 0,17 kr/kWh medan dess produktionskostnad var 1,18 kr/kWh för landbaserad och 1,98 kr/kWh för havsbaserad vindkraft. Att nettovärdet för vindkraften blir lågt beror på att när den producerar mycket är priset lågt (20 procent producerades när priset var negativt) och mycket lite produceras när priset är högt.

¹¹ Hughes (2020).

Figur 8. Kostnader på kraftverksnivå.



Anm.: Blå staplar indikerar kostnadernas variationsvidd för de inkluderade anläggningarna, röda fyrkanter avser medelvärden. CCGT = Combined Cycle Gas Turbine, PV = fotovoltaisk solcell. Kapitalkostnaderna baseras på 3 procent ränta. I antagandena ingår regionala bränslepriser, 85 procent kapacitetsfaktor för kärn-, kol- och gaskraft samt en kostnad av 30 USD (ca 314 SEK) per ton koldioxidutsläpp. Det sista antagandet förutsätter att externa kostnader för tänkta klimatförändringar åtminstone delvis läggs direkt på produktionskostnaden.

Källa: Keppler m.fl. (2018).

Notera att de kalkylmodeller som vanligtvis används missgynnar långsiktiga investeringar som kärn- och vattenkraft med en teknisk livslängd på över 60 år. Det exponentiella avtagandet i betydelsen av framtida intäkter i nuvärdesberäkningar gör att i normalfallet saknar intäkter betydelse efter de första 20 kalkylåren.

4.2.3 Skillnad mellan offererad och verklig kostnad

Det verkar finnas ett stort gap mellan offererad kostnad för vindkraft och den verkliga kostnaden för investering, drift och avveckling. Professor Gordon Hughes vid universitetet i Edinburgh har granskat ekonomin för tusentals vindkraftverk i Storbritannien och Danmark.¹² På grund av en med åren sjunkande kapacitetsfaktor och en ökande

¹² Constable och Hughes (2020) och Hughes (2020).

underhållskostnad blir den ekonomiska medellivslängden för landbaserad vindkraft bara 15 år och för havsbaserad vindkraft 12 år. Dessa värden är avsevärt lägre än de 20–30 år som normalt används i kostnadskalkylerna och innebär därmed att kostnaderna per energienhet är avsevärt högre än de som projekteras. Om man använder en projekterad livstid av till exempel 20 år i stället för ett faktiskt utfall av 15 år och en kapacitetsfaktor av 0,4 i stället för ett faktiskt utfall av 0,3 så kommer kalkylen att underskatta den verkliga investeringskostnaden per kWh med ca 80 procent.

4.2.4 Investeringskostnader

Investeringskostnaden per MW beror bara av kostnaden och den installerade effekten. Investeringen per kWh beror dessutom av kapacitetsfaktorn och anläggningens ekonomiska livslängd. Ur det perspektivet krävs att vindkraft har en tiondel av kostnaden per MW för kärnkraft för att nå samma nivå per kWh. Andra studier över faktiska kostnader för vindkraft stöder Hughes resultat, t.ex. den vetenskapliga artikeln "Better estimates of LCOE from audited accounts", som redovisar kostnader för havsbaserad vindkraft på en jämförbar nivå med Hughes värden.¹³

Kärnkraft

Kostnaderna för kärnkraften varierar mycket från land till land.¹⁴ I Europa är kostnaden för de få enheter som för närvarande byggs ganska höga, över 50 miljoner kronor per megawatt, medan de i Sydkorea kan kosta så lite som 20–30 miljoner kronor per megawatt generatoreffekt. Detta tydliggör vikten av praktisk erfarenhet och serietillverkning genom kontinuerligt byggande. Svenskt Näringsliv (Qvist m.fl. 2023) anger i sitt scenario 2050 att stora konventionella lättvattenreaktorer har "overnight"-kostnader från 37 MSEK per megawatt (låg) upp till 58 MSEK per megawatt (hög). Den lägsta siffran är högre än dagens världsgenomsnitt för nybyggnation, högre än den inflationsjusterade kostnaden var för alla av Sveriges existerande reaktorer och ungefär dubbelt så hög som för de mer kostnadseffektiva projekten i världen idag i länder som Sydkorea och Kina.

Vindkraft

Medelvärdet för de faktiska kostnaderna för landbaserad vindkraft är 21 MSEK per megawatt (0,40 kr per kWh) och 52 MSEK per megawatt (0,99 SEK per kWh) för havsbaserade vindkraftverk.¹⁵ Detta stöds även av ett utredningsunderlag till Energikommissionen från Sweco (2017) som anger en investeringskostnad för vindkraft på 26 MSEK per megawatt (0,49 kr per kWh).

¹³ Aldersey-Williams m.fl. (2019).

¹⁴ Cohen (1990), Keppler m.fl. (2018), Lovering m.fl. (2016) och WNA (2022).

¹⁵ Enligt Constable och Hughes (2020).

På kraftverksnivå har landbaserad vindkraft en lägre investeringskostnad per installerad megawatt än kärnkraft, men kärnkraften har ändå en betydligt lägre investeringskostnad för producerad el: 0,06 kr per kWh att jämföra med vindkraftens 0,40 kr per kWh (se *tabell 2*). För havsbaserad vindkraft är även investeringen per megawatt högre än för kärnkraft.

4.2.5 Drift- och underhållskostnader

Såväl kärnkraft som vindkraft har låga bränslekostnader. Därmed blir övriga drift- och underhållskostnader viktiga för den totala produktionskostnaden.

Kärnkraft

Medelvärdet av kostnaden för drift och underhåll av ett kärnkraftverk ligger i spannet 0,10–0,25 kr per kWh.¹⁶

Vindkraft

Driftkostnaderna per år för ny landbaserad vindkraft ligger runt 1 MSEK per megawatt (0,38 kr per kWh) och stiger stadigt med cirka 3–4 procent per år i drift. Kostnaderna för havsbaserad vindkraft börjar typiskt vid 2,4 MSEK/år per megawatt (0,68 kr per kWh) och stiger sedan med 8–9 procent per år i drift.

Vindkraften har högre driftskostnader än kärnkraften och kostnaderna ökar dessutom över tid. En stor del av vindkraftens ökade driftkostnader hänger samman med problemet med erosion av rotorbladen, vilket reducerar både kapacitetsfaktorn och turbinernas livslängd, samt växelåds haverier som har varit återkommande problem.

4.2.6 Avvecklingskostnader

Avvecklingskostnaderna är betydande för både kärn- och vindkraft men de hanteras på principiellt olika sätt.

Kärnkraft

Kostnaden för avveckling är, till skillnad från övriga kraftslag, vanligtvis inkluderad i kärnkraftens investerings- och driftkostnad. Betalning sker till en fond, som är dimensionerad för att täcka den fulla kostnaden för avveckling och långsiktig förvaring av det radioaktiva avfallet.

Vindkraft

Vanligtvis betalas bara en mindre del av avvecklingskostnaden i förväg även om myndigheterna ökat kraven något under senare år. Hela kostnaden kan ligga i spannet 1–4

¹⁶ Keppler m.fl. (2018), Patel (2020) och Sweco (2017).

miljoner kr per megawatt.¹⁷ En lösning på vindkraftens problem med miljöfarligt avfall saknas för närvarande, vilket har kritiserats av Riksrevisionen.¹⁸

Avvecklingskostnaden för vindkraft är betydande i förhållande till investeringskostnaden trots att borttagning av betongfundamenten inte räknas in i kalkylen. Betongfundamenten har en totalvikt på uppemot 800 ton betong och stål per fundament. De anses vara för kostsamma att ta bort och lämnas för närvarande kvar i marken och täcks över med jord.

4.2.7 Kostnader på kraftverksnivå – en översikt

Tabell 2 ger en översikt över typiska data från olika källor för de ingående delarna i kostnaderna på kraftverksnivå. Eftersom variationsvidden är stor finns det alltid enstaka anläggningar som kan ligga utanför dessa intervall. Tabell 3–5 i avsnitt 4.4 om totala systemkostnader ger ytterligare underlag.

Tabell 2. Sammanställning – kostnader på kraftverksnivå.

Kostnader	Kärnkraft	Landbaserad vindkraft	Havsbaserad vindkraft
Investeringskostnad Installerad effekt (MSEK/MW)	30–60	10–25	25–50
Investeringskostnad Producerad energi (SEK/kWh)	0,04–0,20	0,20–0,50	0,20–0,65
Drift och underhåll (SEK/kWh)	0,10–0,25	0,10–0,45	0,20–0,75
Avveckling (MSEK/MW)	–*	0,01–0,05	0,01–0,05

* Inkluderad i kostnaderna för investering och drift.

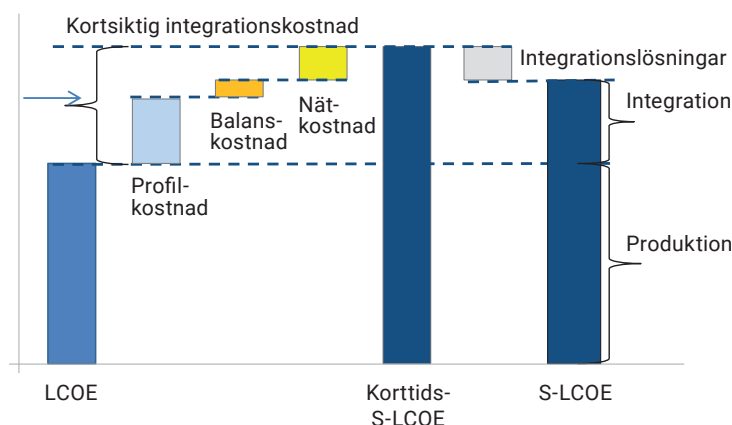
¹⁷ Aldén (2013).

¹⁸ Riksrevisionen (2013a).

4.3 Kostnader på systemnivå

Kostnader på systemnivå är avsevärt mer komplexa än kostnader på kraftverksnivå. De omfattar profil-, balanserings- och nätrelaterade kostnader, vilka alla är viktiga att beakta när man utvärderar olika elsystem.¹⁹ Utöver LCOE tillkommer på systemnivå profilkostnader, balanskostnader och nätkostnader. Ueckerdt m.fl. (2013) betecknar den totala kostnaden med S-LCOE, det vill säga LCOE på systemnivå.

Figur 9. Elkostnad på systemnivå, S-LCOE, som består av LCOE plus profilkostnad, balanskostnad och nätkostnad (se avsnitt 4.3.1–4.3.3).



Anm.: I viss mån kan de integrationskostnader som uppkommer initialt minskas genom långsiktiga integrationsalternativ.

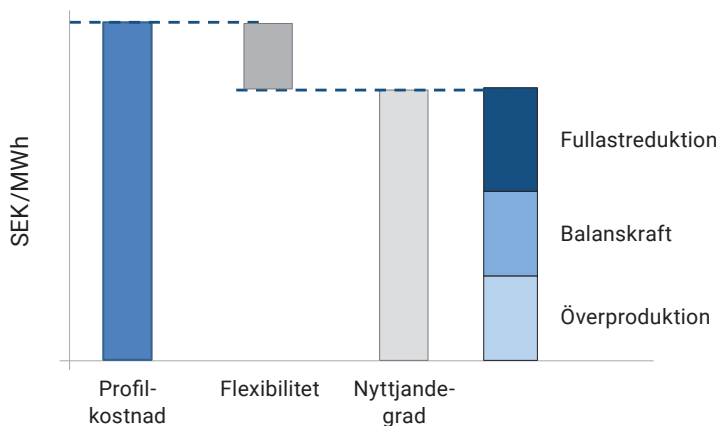
Källa: Ueckerdt m.fl. (2013) och Fahlén (2023a).

4.3.1 Profilkostnader

Profilkostnader, som illustreras i *figur 10*, är kopplade till variationer i uteffekten för VRE, särskilt när VRE är en hög andel av energimixen. Dessa variationer skapar utmaningar med att anpassa produktionen till efterfrågan, vilket kräver ökad användning av balanskraft. Problemet förstärks när VRE-effekten överskrider efterfrågan, vilket leder till överproduktion och nätproblem om inte effekten reduceras och allt detta gör systemet dyrare. Dessutom leder en stor andel VRE-produktion till att kapacitetsutnyttjandet för den nödvändiga planerbara produktionen minska och därmed försämras dess ekonomi.

¹⁹ Ueckerdt m.fl. (2013).

Figur 10. Orsaker till profilkostnader (t.ex. bristande flexibilitet och försämrat kapacitetsutnyttjande).



Källa: Ueckerdt m.fl. (2013).

4.3.2 Balanskostnader

Balanskostnader uppstår främst på grund av osäkerheter i tillförseln av energi till följd av oförutsägbara händelser så som anläggningsstopp eller prognosfel för sol eller vind. Detta kräver att en ökande mängd driftsatta reserver är tillgängliga för att hantera snabba justeringar inom minuter eller sekunder. Svenska kraftnät redovisar att balanskostnaderna har ökat från 1,2 till 5,9 miljarder SEK/år bara mellan 2020 och 2022 och dessa kostnader kommer att öka snabbt med en ökande andel icke planerbar elproduktion.

Osäkerheter i tillförseln av VRE kan också leda till ökad variation i kraftproduktionen och påverka driften av konventionella kraftverk, vilket i sin tur resulterar i ökade systemkostnader.

Problem med effektbalansen kan lösas genom inkoppling av balanskraft i form av en planerbar elproduktion, exempelvis gaskraft, och/eller inkoppling av lagrad el.

En återkommande propå i debatten är att balansproblemet kan lösas i framtiden med batterilager. Men ett storskaligt sådant riskerar att bli oerhört dyrt och är i dagsläget helt orealistiskt, vilket nedanstående exempel visar.

4.3.2.1 Balanskostnader – ett exempel

Antag att vi ska ersätta Sveriges tidigare kärnkraft med vindkraft plus ett batterilager; vi behöver alltså ersätta reaktorer som gav 60–65 TWh/år. Låt oss använda 60 i följande exempel, det ger en medeleffekt av 6 849 megawatt.

Kärnkraft har en kapacitetsfaktor av 0,9 medan vindkraft ligger på 0,3. För att leverera medeleffekten krävs därför 7 610 megawatt kärnkraft eller 22 831 megawatt vindkraft.

Kostnaden för ny kärnkraft i Europa har varit hög, 40–60 miljoner kronor per megawatt, vilket är avsevärt högre än världsgenomsnittet. Låt oss anta en kostnad för kärnkraft på 40 miljoner kronor per megawatt. Landbaserad vindkraft anses kosta 10–15 miljoner kronor per megawatt (i verkligheten mer, se *tabell 4*), vi använder 13 miljoner kronor per megawatt i vårt exempel.

För att kunna leverera den tidigare svenska kärnkraftens medeleffekt behövs kärnkraft för $40 \times 7\,610 = 304$ miljarder kronor eller vindkraft för $13 \times 22\,831 = 297$ miljarder kronor.

Vid en första anblick verkar kostnaderna vara snarlika men i januari–februari kan vindkraftsproduktionen vara i stort sett noll flera veckor i rad. Då behöver detta balanseras. Att lagra en veckas medelproduktion kräver ett lager med en kapacitet av $6\,849 \times 7 \times 24$ MWh = 1,15 TWh. Det motsvarar drygt 70 procent av den totala världsproduktionen av batterier år 2022 och lämnar inte mycket kvar till övriga världens behov.

Antag att detta är realistiskt, vad skulle det kosta? I Varberg byggdes 2022 Sveriges största batterilager på 14 MWh till en kostnad av 100 miljoner kronor.

Systemet behöver 1,15 TWh, vilket motsvarar 1,15 miljoner MWh, dvs. 82 143 Varbergs-lager till en totalkostnad av 8 214 miljarder kronor.

Investeringen på systemnivå blir således:

- **Kärnkraft** 304 miljarder kronor
- **Vindkraft** $297 + 8\,214 = 8\,511$ miljarder kronor

Investeringen för vindkraft är i vårt exempel 28 gånger högre än investeringen för kärnkraft. Detta stämmer väl med andra beräkningar som anger att det är 20–30 gånger dyrare med vindkraft plus batterilager än med kärnkraft.²⁰

Kalkylen ovan är konservativ; när hela batterilagret behövs är det sannolikt januari–februari och då är effektbehovet närmare maxvärdet än det medelvärde som använts i kalkylen. Under kärnkraftens livscykel på 60–80 år måste dessutom vindkraftverk och batterilager ersättas 3–4 gånger och då blir skillnaden per kWh enorm. Även om vindkraft plus enbart batterilager är ett orealistiskt alternativ kommer alla former av lagring och/eller dedikerade balanskraftverk att fördyra och komplicera elsystemet.

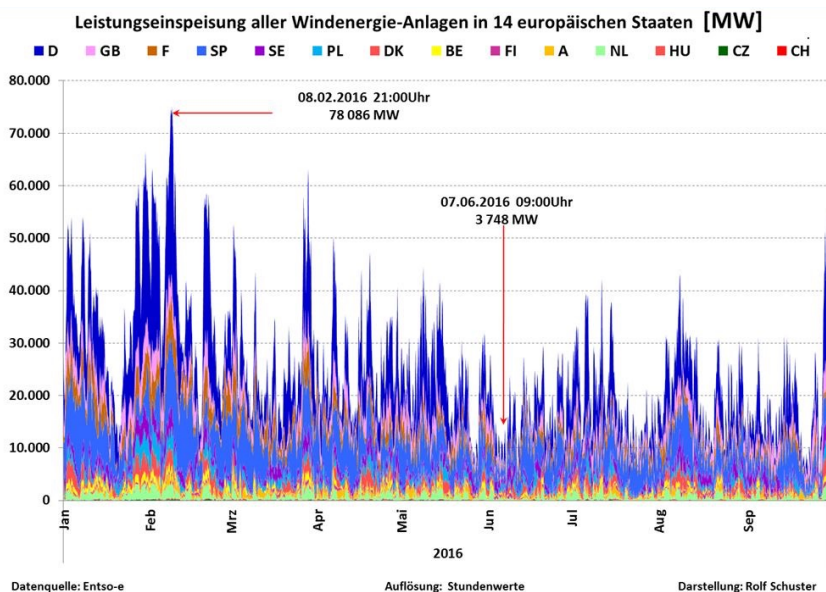
²⁰ Sinn (2013).

4.3.2.2 "Det blåser alltid någonstans" – det stämmer inte

När vindens stora variationer förs på tal hävdas ibland att "det blåser alltid någonstans" och att man genom ökad överföringskapacitet kan jämna ut variationerna på internationell nivå. Praktisk erfarenhet motbevisar detta. Det finns en stark korrelation mellan vindhastigheten i olika länder.

Figur 11 visar tydligt att den samlade uteffekten 2016 från 14 EU-länder har mer eller mindre samma variationsmönster som de individuella länderna. När vindkraftsproduktionen är stor i ett land är den också stor i grannländerna. När länderna vill exportera sitt överskott konkurrerar vindkraft inte i första hand med fossilbaserad kraft utan med vindkraftsoverskottet från ett annat land.

Figur 11. Variationen i tillförseln av vindkraftsel från 14 EU-länder, per land och totalt.



Källa: Schuster (2018).

De stora svackorna i tillförsel måste täckas av något annat slags balanskraft och/eller genom lagring. I dagsläget genereras balanskraften i första hand i form av fossilbaserad kraft (tidigare kunde Sverige bidra med den starka kärnkraftsproduktionen i södra Sverige). Den ökande andelen vindkraft i Europa gjorde också att det europeiska elnätet

år 2021 vid åtminstone ett tillfälle inte gick att hålla ihop av stabilitetsskäl utan Europas elsystem delades i två delar. Nedstängningen av kärnkraft i södra Sverige har medfört att elområde SE4 har bland de sämsta effektbalanserna i Europa och det har även kraftigt försämrat effektbalanserna i SE3 och i Danmark.

4.3.3 Nätrelaterade integrationskostnader

Nät- och anslutningskostnader avspeglar de effekter som uppstår på transmissions- och distributionsnäten till följd av var kraftverken placeras geografiskt. Alla kraftanläggningar har vissa geografiska begränsningar, men för förnybara energikällor är dessa begränsningar särskilt utmanande, eftersom de ofta kräver specifika platser med bra vind- eller solläge eller tillgång till vattendrag. Vanligtvis ligger dessa långt ifrån befintliga transmissionsnät och elkonsumenter. Det blir därför ofta nödvändigt att bygga nya kraftledningar och/eller öka kapaciteten i befintliga ledningar för att kunna överföra el från kraftproducerande industrier till elkonsumenterna.

En stor andel VRE kan dessutom kräva betydande investeringar i distributionsnätet. Om det finns många förnybara energikällor som försöker ansluta sig till samma nät, kan detta leda till trängsel och ökade kostnader för att balansera och distribuera elen.

4.3.4 Överföringskostnader

Det hävdas återkommande att det inte råder brist på el. Allt löser sig bara vi får mer överföringskapacitet. Men sådan kapacitet tar lång tid att bygga, kostar stora summor och medför verkningsgradsförluster. De långa avstånden mellan produktion och konsumtion resulterar inte bara i stora kostnader för ny överföringskapacitet utan även i betydande nätförluster: ca 10 procent från norr till söder i Sverige och ca 20 procent vid export.

I dagsläget betalar inte exportörer och importörer hela kostnaden för eltransporten i Sverige, den betalas till stor del av svenska nätabonnenter. Svensk vindkraft i Norrland skulle ha svårt att konkurrera med dansk eller tysk vindkraft, som den gör idag, om den betalade hela transportkostnaden.

Ett avskräckande exempel på överföringskostnad är Sydvästlänken. Den blev fem år försenad, har en verklig kapacitet på 800 megawatt i stället för projekterade 2 x 600 megawatt och kostade 7,9 miljarder kronor för 44 mil (10 gånger dyrare än planerat). Det innebär att kostnaden per megawatt för en överföring som är 44 mil lång blir 10 miljoner kronor, dvs. av samma storleksordning som kalkylkostnaden per megawatt för ny vindkraft.

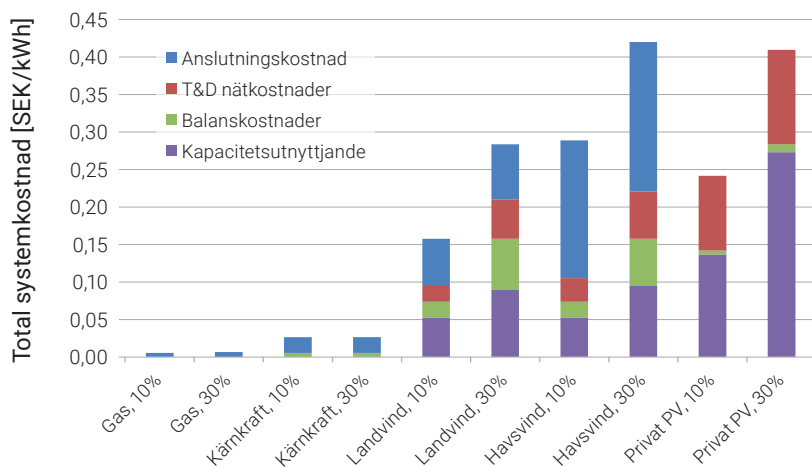
Det skulle vara mer samhällsekonomiskt lönsamt och miljömässigt bättre att närproducera elen i stället för att lägga stora summor på överföring.

4.4 Totala systemkostnader

Figur 12 visar vikten av att ta med systemkostnaderna i kalkylerna när man jämför totalkostnaden för alternativa energikällor. Det är tydligt att medan bränslebaserad, planerbar kraft inte påverkas i nämnvärd grad av systemperspektivet kan integrationskostnaden för flödande energikällor bli större än kostnaden för själva kraftverket.²¹

I beräkningarna ingår kostnader för anslutning till nätet, överföringskostnader, kostnader för balanskraft samt kostnader för balanskraftens försämrade kapacitetsutnyttjande. Kategorin kapacitetsutnyttjande handlar om den problematik som uppstår när VRE utgör en stor andel av totalen och det blåser mycket; då tvingas de bränslebaserade källorna att begränsa sin produktion. Detta innebär en kostnad/förlorad intäkt för de bränslebaserade kraftverken, vilket minskar deras lönsamhet. Samtidigt måste de finnas kvar för att säkra elsystemets stabilitet när vädrets makter är ogynnsamma.

Figur 12. Systemkostnader för alternativa produktionssätt.



Anm.: Systemkostnaderna vid marknadsandelar av 10 procent och 30 procent VRE-produktion.
T&D = Transmission och distribution.

Källa: NEA (2018).

²¹ Kepler m.fl. (2018) och Ueckerdt m.fl. (2013).

Redan vid en marknadsandel för vindkraft på 20 procent kan integrationskostnaden till systemet bli lika stor som kraftverkskostnaden.²² Vid en andel över 20 procent ökar integrationskostnaden mycket snabbt.

VRE bär inte alla sina kostnader

Med dagens ersättningsmodell överförs inte merparten av systemkostnaden till kraftleverantören utan den går direkt till elabonnenterna via nätabonnemanget. Detta innebär en indirekt subvention till operatörer av VRE och därmed en konkurrensfördel.

Det är därför viktigt att alla systemkostnader internaliseras av respektive orsakande kraftslag. En möjlighet är att driva igenom de europeiska riktlinjerna för anslutning av elproducenter.²³ I princip innebär dessa att elproducenter som vill ansluta sig till nätet måste bidra till systemdriften genom att stödja tjänster som spännings- och frekvensreglering, ö-drift m.m. och att de hela tiden kan garantera en viss effektnivå. Sol- och vindkraftleverantörer måste då antingen bygga egna anläggningar för att klara detta eller visa kontrakt med andra operatörer som kan bistå med de efterfrågade tjänsterna.

4.4.1 Jämförelse av totalkostnaderna för kärn- och vindkraft

Som framgår av *figur 8* är spridningen stor i kostnadsdata även från en given datakälla. Ännu större blir spridningen om man jämför olika källor och olika år och det är svårt att få grepp om ursprungskällorna till resultaten. För OECD-, IEA- och NEA-sammanställningarna är data inrapporterade enligt en gemensam mall från ett stort antal länder, men det framgår inte om data är projekterade eller förväntade värden eller resultat från faktiskt uppföljda anläggningar. *Tabell 3–5* visar jämförelser mellan några olika källor.

4.4.1.1 Kärnkraft

I svenska medier används reaktorn OL3 i Finland som ett standardexempel på vad ny kärnkraft kostar. Men den reaktorn är ett extremt undantag, vilket redovisningar av faktiska uppföljningar av ett stort antal projekt visar. Till exempel har Sydkorea byggt 24 reaktorer på en mediantid av 4,8 år per reaktor och där har kostnaden varit ner mot 20 MSEK/MW.

Energimyndigheten och Energiforsk räknar med kostnader för kärnkraft som är högre än medelkostnaden för ny kärnkraft internationellt. Scenario 2050 från Svenskt Näringsliv behandlar konventionella lättvattenreaktorer med "overnight"-kostnader från 37 MSEK/MW (låg) upp till 58 MSEK/MW (hög). Svenskt Näringsliv konstaterar också att den lägsta siffran är högre än dagens världsgenomsnitt för nybyggnation, högre än den inflationsjuste-

²² Keppler m.fl. (2018), Lorenczik och Keppler (2020) och Ueckerdt m.fl. (2013).

²³ EU (2016).

rade kostnaden är för alla Sveriges existerande reaktorer och ungefär dubbelt så hög som för de mer kostnadseffektiva projekten i världen idag i länder som Sydkorea och Kina.

Tabell 3. Jämförelse av kostnader för ny kärnkraft.

Kärnkraft	Kapacitetsfaktor	Livs-längd	Investering		Drift	LCOE	System*	Total
Källa	[-]	[år]	[MSEK/ MW]	[SEK/ kWh]	[SEK/ kWh]	[SEK/ kWh]	[SEK/ kWh]	[SEK/ kWh]
IEA (2020)	0,85	60	42,0	0,20	0,28	0,49	0,03	0,52
NEA (2018)			44,5			0,54	0,03	0,57
CASES 2008–2020						0,32	0,03	0,35
Sweco (2017)**				0,07	0,25	0,30	0,03	0,33
Energimyn- digheten	0,85	50	50	0,13	0,20	0,55	0,03	0,58
Energiforsk	0,87	60	47,5	0,10	0,18	0,56	0,03	0,59

*Anm.: NEA (2018) för samtliga systemkostnader. **Befintlig produktion.

4.4.1.2 Landbaserad vindkraft

För vindkraften verkar det faktiska utfallet av kostnader vara avsevärt högre än vad kalkylvärdena anger. Energiforsks data för landbaserad vindkraft härrör från 12 projekt som var under byggnation 2020 och Energimyndighetens värde saknar referens till ett faktaunderlag. I jämförelse med ovanstående exempel verkar data från Constable och Hughes (2020) vara baserade på ett mycket starkare underlag. Hughes har i över tjugo års tid ägnat sig åt detaljerade utvärderingar av den faktiska ekonomin i tusentals vindkraftsprojekt i Storbritannien och Danmark. Han uttalar sig om de antaganden som BEIS, den brittiska motsvarigheten till Energimyndigheten, gör om ekonomin för vindkraft med följande ord:

The assumptions which underpin the BEIS estimates of the cost of generation for wind and solar power are fanciful, and do not withstand even cursory scrutiny; under close analysis they disintegrate and are a disgrace to the civil service and an embarrassment to ministers.

Hughes resultat visar, tvärt emot mediabilden, att under en period när installerad landbaserad vindkraftseffekt i Storbritannien ökat från 0,5 till 15 GW har investeringskostnaden ökat från 15,6 till 22,1 MSEK/MW. Driftkostnaderna var under år 2008 585 000 kr/år/MW

driftår 1 och ökade till 806 000 kr/MW driftår 12. År 2018 hade driftkostnaderna år 1 ökat till 950 000/år/MW och beräknas sedan öka till 1 301 000 kr/år/MW driftår 12.

Storbritannien har, liksom Sverige och många andra länder, satsat stort på vindkraft utifrån de förhandskalkyler som gjorts. Men verkligheten ser annorlunda ut och vindkraftsprojekten går med stora förluster.

Tabell 4. Jämförelse av kostnader för landbaserad vindkraft.

Vindkraft, land	Kapacitetsfaktor	Livs-längd	Investering		Drift	LCOE	System*	Total
			[MSEK/MW]	[SEK/kWh]	[SEK/kWh]	[SEK/kWh]	[SEK/kWh]	[SEK/kWh]
Källa	[-]	[år]						
IEA (2020)	0,34	25	21,3	0,28	0,25	0,79	0,28	1,07
NEA (2018)	(0,31)	25	20,0	(0,30) **	0,24	0,72	0,28	1,02
CASES 2008–2020						0,70	0,28	0,98
Sweco (2017)**				0,49	0,16	0,65	0,28	0,93
Energimyndigheten		25				0,37	0,28	0,65
Energiforsk	0,37	27	10,9		0,10	0,32	0,28	0,60
Hughes (2020)	0,33	15	21,0	0,49	0,43	0,92	0,28	1,20

* Anm.: NEA (2018) för samtliga systemkostnader med 30 % andel av produktionen.

** Värden inom parentes är beräknade värden baserat på en antagen kapacitetsfaktor.

4.4.1.3 Havsbaserad vindkraft

För havsbaserad vindkraft bygger Energiforsks värden på olika uppskattningar men inte på faktiska offerter eller utvärderade, verkliga projekt. Svenskt Näringsliv antar en kostnad av 19 MSEK/MW för havsbaserad vindkraft i sitt scenario "100 % förnybart". Det är svårt att få ihop ett sådant antagande med uppgiften om att medelkostnaden för all hittills byggd havsbaserad vindkraft i Europa 2020 var 50 MSEK/MW och att man efter den sammanställningen haft en kostnadsökning på 40 procent på mindre än ett år.

Hughes (2020) har t.ex. granskat Vattenfalls planerade satsning vid Kriegers Flak, vilken pågått i mer än tjugo år. Han drar följande slutsats:

In the Danish study I have carried out a detailed risk analysis of the Kriegers Flak off-shore wind farm being built by Vattenfall. This has all of elements of a financial disaster. It is unclear whether Vattenfall – a state-owned Swedish company underwritten by Swedish electricity consumers – understands what it is doing. Implicitly it has placed a huge speculative bet on the market price of power in Germany in the period from 2033 onwards, after the expiry of the initial power purchase agreement (PPA).

Hughes uppskattar att det då rådande börspriset behövde vara sex gånger högre för att projektet skulle kunna bära sig.

Tabell 5. Jämförelse av kostnader för havsbaserad vindkraft.

Vindkraft, hav	Kapacitetsfaktor	Livs-längd	Investering		Drift	LCOE	System*	Total
Källa	[-]	[år]	[MSEK/MW]	[SEK/kWh]	[SEK/kWh]	[SEK/kWh]	[SEK/kWh]	[SEK/kWh]
IEA (2020)	0,43	25	26,7	0,42	0,25	0,69	0,42	1,11
NEA (2018)	(0,40)	25	52,2	(0,60)**		1,34	0,42	1,76
CASES 2008 **						0,70	0,42	1,12
Energimyndigheten		25				0,37	0,42	0,79
Energiforsk	0,54	30	26,4	0,19	0,20	0,53	0,42	0,95
Hughes (2020)	0,38	12	51,9	(0,56)	0,79	1,35	0,42	1,77

* Anm.: NEA (2018) för samtliga systemkostnader med 30 % andel av produktionen. Värden inom parentes är beräknade värden baserat på en antagen kapacitetsfaktor.

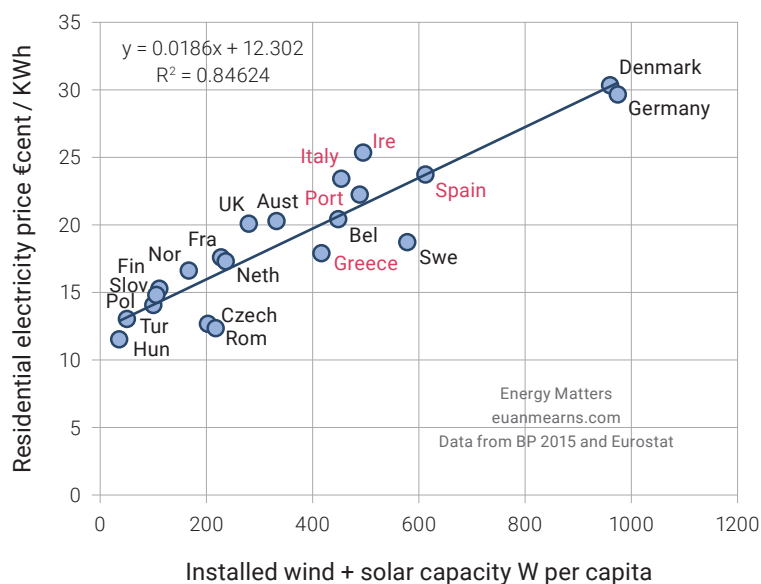
4.4.2 Stor andel förnybar el ger högre kostnader

Länder/regioner med stor andel sol- och vindkraft har också avsevärt högre elkostnader än länder med traditionella elsystem.²⁴ Den väderberoende kraften kräver ytterligare ett produktionssystem med i stort sett lika stor installerad effekt plus ett nytt distributions-system. *Figur 13* antyder en betydande korrelation mellan elpris och andelen sol- och vindkraft i produktionsmixen (elpriset påverkas givetvis även av andra faktorer än den direkta kostnaden, t.ex. olika stöd och skatter).

²⁴ Mearns (2017).

Vindkraftsnationerna Danmark och Tyskland har bland Europas högsta elproduktionskostnader och samtidigt höga koldioxidutsläpp. Elproduktionskostnaden i kärnkraftslandet Frankrike är avsevärt lägre än i Tyskland och Frankrike har också mycket lägre koldioxidutsläpp från sin elproduktion än Tyskland. Även länder som Nederländerna och Belgien har avancerat till högkostnadstoppen genom att avveckla kärnkraft och satsa på vindkraft. Utöver höga produktionskostnader på kraftverksnivå tillkommer systemkostnaderna. I den vetenskapliga artikeln "Levelized full system costs of electricity" jämförs totalkostnaden, inklusive systemkostnaderna, för olika produktionsalternativ.²⁵ Uppskattningen för den tyska marknaden är att kärnkraft skulle kosta 1,11 SEK/kWh, vindkraft 5,28 SEK/kWh och sol 16,21 SEK/kWh på systemnivå.

Figur 13. Relationen mellan elpris och andelen sol- och vindkraft i elsystemen.



Källa: Mearns (2017).

De som förespråkar sol- och vindkraft hävdar ofta att kostnaderna för dessa energislag har gått ner och att vindkraft har den lägsta kostnaden av alla kolnåla alternativ. Att det skulle vara fallet motsägs av de verkliga utfallen som redovisats ovan.

²⁵ Idel (2022).

5 Inkomsterna från vindkraft

Ekonomi består både av kostnader och av intäkter. För vindkraften är det ett problem att kostnaderna blir högre och intäkterna lägre än kalkylerna visar.

5.1 PPA-avtal

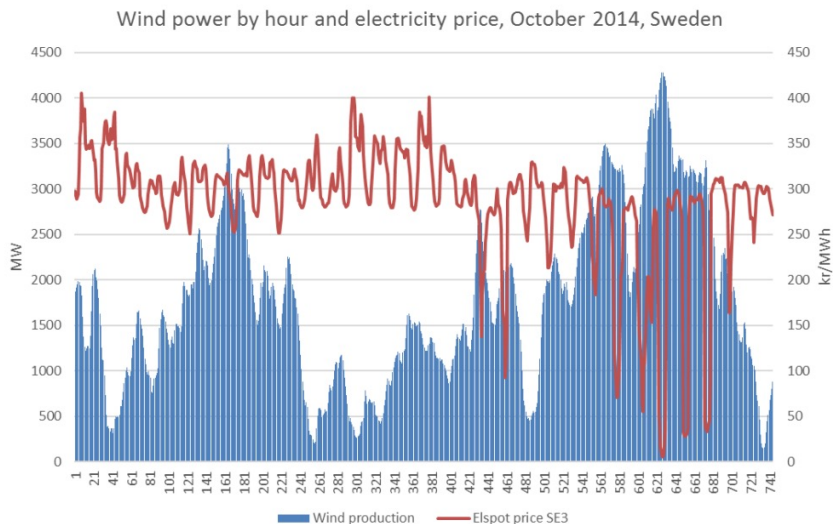
De flesta vindindustrier drivs via s.k. Power Purchase Agreements (PPA-avtal), vilket innebär att köparen tecknar ett långsiktigt avtal till ett pris som är högre än elbörsspriset för att långsiktigt säkra sitt elpris. Detta gör man även för att tillgodogöra sig bidrag för ursprungsmärkt el och för att visa upp en grön profil. Det har närmast varit en ekonomisk nödvändighet att säkra ett PPA-avtal innan ett vindindustriprojekt sätts igång. Det ger den framtida operatören en säkrare intäkt över en längre period men har även inneburit oväntade ekonomiska problem.

Genom PPA-avtal måste operatören normalt garantera en bestämd leverans av el till köparen. När vindförhållandena är ogynnsamma och produktionen minskar, måste operatören köpa ersättningsel och leverera denna till det avtalade priset, vilket kan leda till höga kostnader om ersättningselen prissätts baserat på höga gaspriser.

5.2 Dålig ekonomi för vindkraftsoperatörer

Ett av vindkraftens största problem är att intäkterna blir dåliga både när det blåser mycket och när det blåser lite. *Figur 14* visar ett exempel på hur elpris och vindkraftsproduktion korrelerar.

Figur 14. Vindkraftsel och marknadspris.



Källa: Svenska kraftnäts data.

Jämför med exemplet från Storbritannien i avsnitt 4.2.2, där vindkraftselen hade ett nettovärde av 0,17 kronor/kWh medan dess produktionskostnad var 1,18 kronor/kWh för landbaserad och 1,98 kronor/kWh för havsbaserad vindkraft.²⁶ Det är ett problem för vindkraften att ju mer den byggs ut desto sämre blir dess ekonomi.

I många år har det rapporterats om dålig ekonomi för kommunala vindkraftsoperatörer som har förlorat stora summor: Umeå 200 miljoner, Karlstad 250 miljoner, listan är lång och kommunerna försöker bli av med sina innehav. Havsnäs i Jämtland, som när det byggdes var Europas största landbaserade vindindustriområde, har gått med förlust alla år utom ett (2020 var förlusten 160 miljoner kronor). Skellefteå Kraft, storägare av vattenkraft, har aldrig gått med förlust tidigare; 2019 var vinsten 500 miljoner men 2020 hade man en förlust på över 200 miljoner p.g.a. satsningar på vindkraft.

²⁶ Hughes (2020).

6 Omställningen på nationsnivå – två exempel

Både Tyskland och Sverige har haft som målsättning att skapa ett "100 % förnybart" elsystem. Hur har detta lyckats?

6.1 Tyskland: *Energiewende*

Efter tsunamin i Japan 2011 och det åtföljande haveriet i kärnkraftverket vid Fukushima beslöt Tyskland att avveckla all kärnkraft. Det tyska beslutet följdes av en satsning på ett helt nytt elsystem, *Energiewende* (på svenska "energiomställning"), baserat på flödande energikällor i form av sol- och vindkraft.

Figur 15 visar att merparten av den tyska vindkraftsproduktionen genereras vid relativt låg effekt. Maxvärdet för antalet drifttimmar representerar endast 4 procent av den installerade effekten. Produktion som överstiger 50 procent av effekten sker endast under 40 av årets totalt 8 760 timmar.

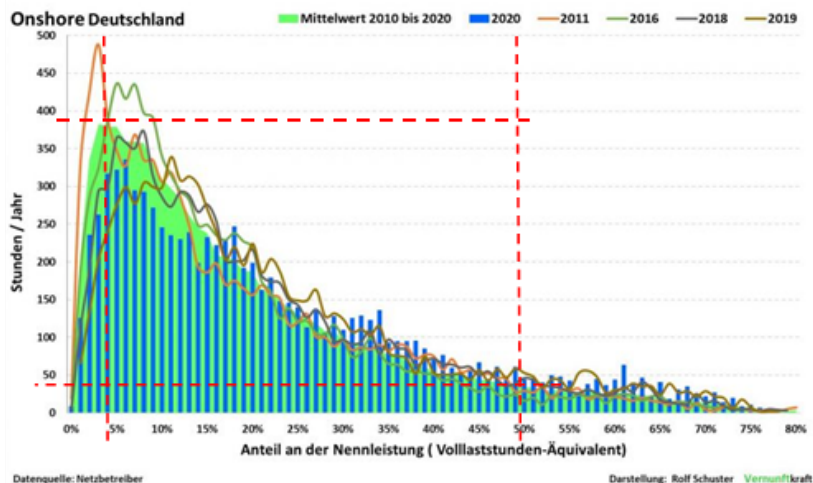
VRE har inte kunnat ersätta kärnkraften

Stängningen av tysk kärnkraft har inte kunnat ersättas av sol- och vindkraft. I stället har Tyskland tvingats att förlita sig på gaskraftverk, vilka varit beroende av en stor import av rysk naturgas och numera av import från andra länder. De kan därför också bli problematiska avseende leveranssäkerheten. Utöver satsningen på naturgas har Tyskland byggt ett antal nya kolkraftverk. I och med minskade gasleveranser från Ryssland tvingas man även ta en del gamla kolkraftverk i drift.

Enligt *Die Welt* har Institutet för företagsekonomi vid Düsseldorf-universitetet beräknat att subventionerna till sol- och vindkraft mellan år 2010 och år 2025 kommer att uppgå till nästan 6 000 miljarder kronor (redan 2017 var kostnaden ca 1 700 miljarder och sedan blir varje nytt steg dyrare per kWh). Trots dessa subventioner har Tyskland bland Europas högsta elkostnader och koldioxidutsläpp och det diskuteras att införa en ytterligare subvention på 70 öre/kWh för att motverka en företagsflykt från landet; det är nästan tre gånger så mycket som produktionskostnaden var i de nu stängda kärnkraftverken.

Tyskland har även tvingats bygga ett antal mycket dyra s.k. fasskiftstransformatörer för att skydda grannländerna mot de stora variabilitetsproblem som följer med de väderberoende energislagen.

Figur 15. Fördelning av antal timmar som vindkraften producerar en given effekt i det tyska nätet 2009–2014.



Källa: Schuster (2021).

Allteftersom den installerade effekten av sol- och vindkraft ökat har inte bara nätets minimibehov utan även dess maxbehov överskridits. När det blåser mycket och överskottsenergi genereras måste den exporteras, ofta till negativa priser. Omgivande länder försöker på olika sätt skydda sig mot att få egna nätproblem på grund av denna dumpning; Sverige har ibland blockerat överföringen från Danmark för att skydda det svenska nätet när det blåst mycket.

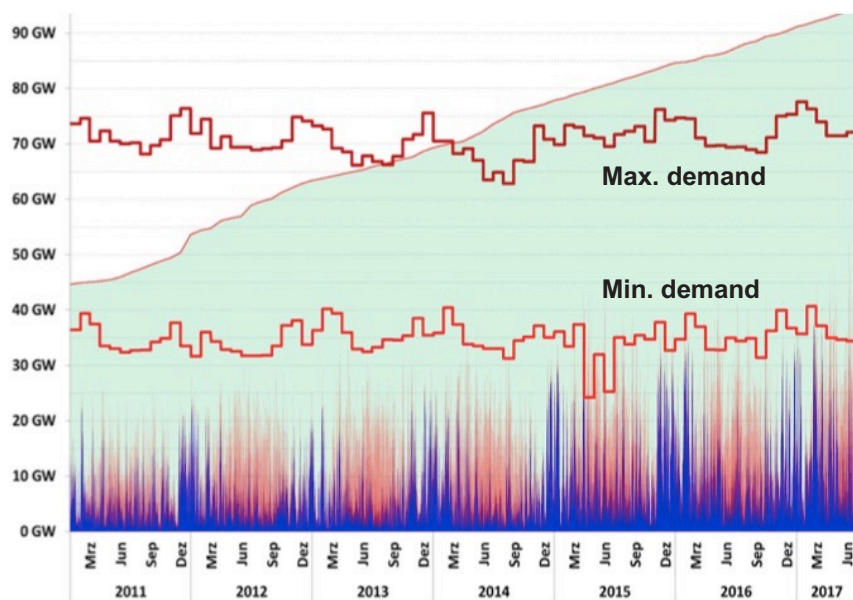
I figur 16 kan vi notera att trots att den installerade effekten har vuxit väsentligt över perioden har ökningen av elproduktionen varit liten. Detta beror dels på betydande variationer i vindtillgången mellan olika år, dels på en ökande överproduktion som tvingar fram effektbegränsningar.

För att överbrygga vindkraftens svackor krävs balanskraft och/eller lagring till en hög kostnad. Tysklands avveckling av kärnkraft och satsning på sol- och vindkraft kostar enorma summor och resultatet blir ett funktionellt och miljömässigt mycket sämre system. Lagring är med dagens teknik inte realistiskt; att i Tyskland ersätta tre kärnreaktorer med

vindkraft och batterier har beräknats kosta lika mycket som 85 kärnreaktorer och då är inte verkningsgradsförlusterna och behovet av att återkommande byta batterierna inräknade.²⁷ Utöver de ekonomiska effekterna blir miljökonsekvenserna utomordentligt stora.

Beslutet att ersätta kärnkraft med sol- och vindkraft har resulterat i att kol återigen ökat i betydelse för elproduktion i Tyskland och svarade 2022 för en tredjedel av produktionen. År 2023 sjönk andelen till 25 procent genom ökad import av fransk kärnkraft. Tyskland har därmed gått från att vara nettoexportör till att bli nettoimportör av el.

Figur 16. Kraftigt ökad installerad effekt ger inte motsvarande ökning av producerad effekt.



Anm.: Producerad eleffekt i gigawatt från vind (blå) och från summan av sol och vind (röd) jämfört med max. och min. effektbehov på nätet. Den installerade effekten utgörs av den gröna ytan.

Källa: Schuster (2018).

²⁷ Sinn (2013).

6.2 Sverige: 100 procent "förnybart" eller 100 procent "fossilfritt"

Likt Tyskland ställer Sverige om till förnybart och merkostnaden för energiomläggningen i Sverige skattas till ett par tusen miljarder kronor. Riksrevisionen har i en rapport 2023 framfört stark kritik mot avsaknaden av väl underbyggda underlag och bristen på konsekvensanalys i arbetet med den svenska energiomställningen.²⁸

År 2016 beslutade en politisk majoritet att svensk elproduktion ska vara 100 procent förnybart senast år 2040. Ingen definition av begreppet "förnybart" presenterades och inte heller gjordes någon analys avseende möjligheten att genomföra beslutet eller vilka konsekvenser beslutet skulle få för elsystemets miljöpåverkan. I januari 2023 ändrades målsättningen till 100 procent fossilfri elproduktion men det är intressant att jämföra konsekvenserna för olika mer eller mindre förnybara och i huvudsak fossilfria system med ytterligheterna "100 %" förnybart och "0 %" förnybart" (båda alternativen i huvudsak fossilfria).

Sämre effektbalans

Svenska kraftnät har i många år analyserat konsekvenserna av ett scenario med 100 procent "förnybart" och den försämrade effektbalans som blir följden.²⁹ Allteftersom andelen vindkraft ökar så ökar också antalet allvarliga tillbud beträffande stabilitet och effektmarginal.

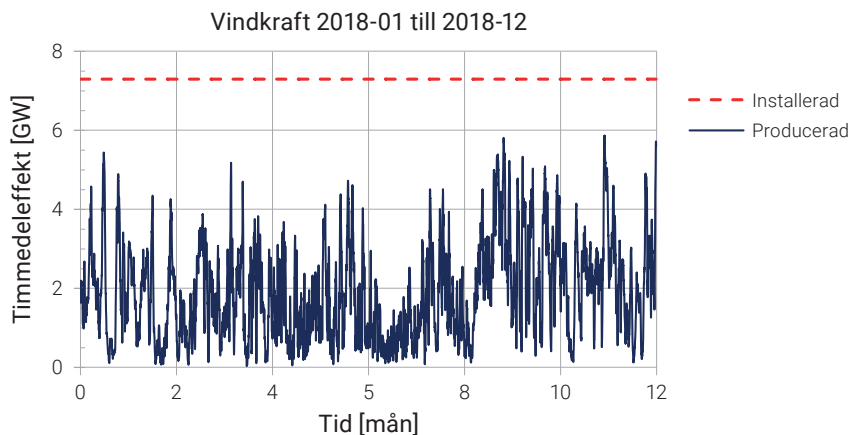
Det svenska elsystemet, som nu håller på att ställas om, var väl genomtänkt och baserat i huvudsak på kärn- och vattenkraft. De två nordligaste regionerna, vilka enbart förlitade sig på vattenkraft, hade ett begränsat överskott. Detta exporterades söderut. De södra regionerna hade ett eller flera kärnkraftverk var, vilka fungerade som noder för kraftbalansen och nätstabiliteten i respektive region, se *figur 7*.

Allteftersom de sydliga kärnkraftsreaktorerna avvecklas kommer de sydliga regionerna att drabbas av akut brist på både effekt och energi. Att bygga vindkraft i norr är ingen hållbar lösning, det kräver en jättelik utbyggnad av överföringsnätet utan att detta på något sätt löser effektbristen. När det inte blåser måste hela den installerade vindkraftseffekten ersättas av något annat. Detta har hittills fungerat hjälpligt med hjälp av vattenkraften, oljebaserad reservkraft och en tidvis stor import. Men vattenkraften utnyttjas redan maximalt och importmöjligheten är uttömd (även grannländerna har överskott på vindkraft och underskott på planerbar kraft). Så hur ska den planerade stora ökningen med över 100 TWh vindkraft kunna balanseras? Energimyndighetens scenario ger inget svar medan Svenskt Näringsliv kalkylerar med ökad kärnkraft i sitt "teknikneutrala" scenario och en stor import i scenariot "100 % förnybart".

²⁸ Riksrevisionen (2023).

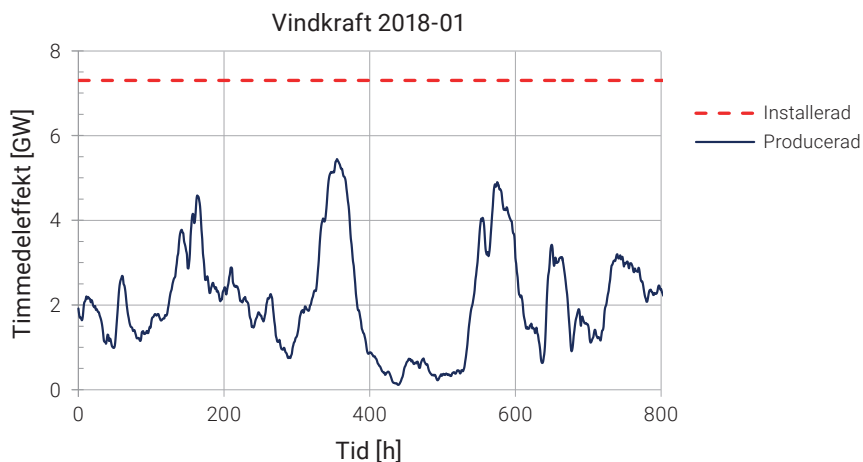
²⁹ Lundbäck (2018), Svenska kraftnät (2015) och Sämfors (2018).

Figur 17. Timmedeleffekt under för svensk vindkraft under året 2018.



Källa: Svenska kraftnät (2019) och Fahlén (2023a).

Figur 18. Svensk vindkraftsproduktion i januari 2018.

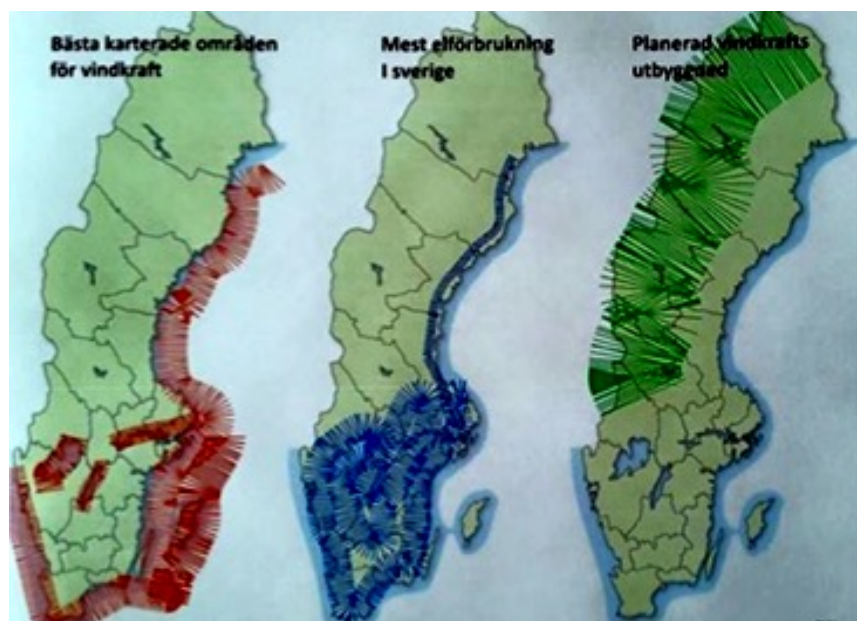


Källa: Data från Svenska kraftnät (2019), diagram från Fahlén (2023a).

Vindkraftens variabilitet framgår tydligt av *figur 17*, vilken visar timmedeleffekten för hela den svenska vindkraften år 2018. Det är omöjligt att förutse dessa stora väderrelaterade variationer och vid återkommande tillfällen är den samlade effekten i stort sett noll. De stora variationerna leder också till dåligt utnyttjande av nätkapaciteten.

Om man förstorar data för år 2018 och enbart tittar på januari, en kall månad när det är sannolikt att maximalt effektbehov inträffar, så visar *figur 18* att den totala effekten är nära noll åtskilliga dagar i rad. Detta måste lösas med hjälp av nya system för produktion eller lagring plus utrustning för stabilisering och reglering. Svenska kraftnät har redan noterat en stor ökning av antalet allvarliga incidenter beträffande nätstabiliteten och en försämrad leverans kvalitet. Observera att eftersom det finns perioder då vindkraften är nästan noll måste det alltid finnas någon annan effekt tillgänglig som är lika stor som hela vindkraftens effekt.

Figur 19. Platser med stort elbehov jämfört med tillförseln av vindkraftsel.



Anm.: Röd = bäst vindlägen, blå = platser med störst efterfrågan och grön = platser med störst vindkraftsutbyggnad.

Källa: Göran Widén.

De långa avstånden mellan produktion och konsumtion resulterar också i stora kostnader för ny överföringskapacitet samt betydande nätförluster. Nätförlusterna är ca 10 procent från norr till söder i Sverige och ca 20 procent vid export. Dessutom minskar lokaliseringen av vindkraft till norra Sverige produktionen ytterligare på grund av påfrysning av rotorbladen.

Figur 19 illustrerar avvikelsen mellan platser med stort elbehov och lokaliseringen av vindkraft. De områden med bäst vindläge (röda) överlappar någorlunda med de platser som har störst efterfrågan men stämmer sämre med de områden där det nu byggs vindkraft (gröna).

Nedläggning av kärnkraft ger stora förluster av nätkapacitet

När nya vindkraftverk tillkommer i Norrland behövs mer överföringskapacitet. I och med stängningen av reaktorerna R1 och R2 vid Ringhals har nätkapaciteten minskat med ca 1000 megawatt. Nätkapaciteten minskar i och med förlusten av roterande massa och reaktiv kapacitet, vilket de nu nedlagda reaktorerna bidrog med. Minskningen motsvarar en förlorad överföringskapacitet för ett tusental stora vindkraftverk. Kostnaden för att ersätta den förlorade nätkapaciteten är av samma storleksordning som att bygga ny kärnkraft i Ringhals. Det kommer att ta 20–30 år, dvs. mer än livslängden för den vindkraft som nu byggs, att ersätta den minskningen men det räcker inte; nätkapaciteten måste inte bara vidmakthållas, den måste ökas kraftigt.

6.2.1 Svenska elkunder bekostar exporten av vindkraft

Det påpekas ofta att Sverige har ett stort elöverskott och en stor export; en märklig situation när vi samtidigt måste importera el för att vi saknar egen kapacitet. Men den svenska vindkraften har liten betydelse för den svenska energi- och effektbalansen.

Nästan all svensk vindkraft finansieras och ägs av utländska bolag och en mycket stor del av vindkraftselen exporteras; det finns en stark korrelation mellan mycket vindkraft och stor export och den svenska exporten är ungefär lika stor som vindkraftsproduktionen.³⁰ Norrland, där det mesta av vindkraften byggs, har i dagsläget ett mycket stort överskott från vattenkraften. Bara 40–50 procent av den elen används inom regionen. Vindkraftselen säljs via de tidigare nämnda PPA-avtalen och detta innebär att denna el inte berörs

³⁰ Angående detta skriver Energinyheter.se 2022-03-10 följande: "Men det finns en annan aspekt på elhandeln. Den svenska elexporten tycks vara tätt sammanlänkad med vindkraftsproduktionen. När vindkraften levererar så exporteras el, när vindkraftverken står stilla exporteras mindre eller inget alls. En mycket tydlig korrelation som kan förklaras med att en stor del av Sveriges vindkraftskapacitet byggs, ägs och drivs av utländska intressen som tänker använda elen utanför Sveriges gränser. Denna kapacitet exporteras oavkortat. Det är svårt att se denna del av svensk vindkraft som en del av den nationella elförsörjningen. Tvingande kontraktsvillkor gör att exporten har förtur."

av börsens prissignaler; verken matar på även när signalen är att det råder överutbud och att produktionen behöver minska.

Problemet med PPA-avtalen är enligt Svenska kraftnät allvarligt för nätets funktion. Dessa avtal innebär också att svenska nätkunder inte har tillgång till vindkraftselen men måste stå för en stor del av kostnaderna för att transportera den till de utländska kunderna. De svenska kunderna drabbas dessutom av flaskhalsarna i överföringskapacitet, där den exporterade vindkraften tar bort viktigt utrymme i nätet.

6.2.2 Vad kostar 100 procent förnybart?

Kostnaden för att göra Sveriges elproduktion 100 procent förnybar kan röra sig om mer än 1 600 miljarder kronor enligt en studie av Sweco.³¹ Att fasa ut den svenska kärnkraften och ersätta den med vindkraft samt naturgas som balanskraft skulle enligt en annan studie öka elkostnaderna med en faktor 2–10;³² ju större andel vindkraft desto högre skulle kostnaden bli. En bieffekt skulle bli försämrad effektivitet och kraftigt ökat turbin slitage för vattenkraften. Visserligen gäller i dagsläget målsättningen 100 procent "fossilfritt" men energipolitiken kan ändra sig snabbt. Även vid ett system som inte är 100 procent "förnybart" kommer en stor andel "förnybart" att få stor inverkan på systemfunktion, kostnader och miljökonsekvenser.

³¹ Sweco (2017).

³² Hong m.fl. (2018).

7 Miljö och hållbarhet

Det finns inga direkta samband mellan begrepp som miljövänlig, förnybar, hållbar m.m. I rapporten *Omställningen av Sveriges elsystem – Konsekvenser för funktion, ekonomi, miljö och samhälle* diskuterar jag denna frågeställning.³³ Detta avsnitt summerar en del av innehållet avseende koldioxidutsläpp, förnybarhet, energimässig hållbarhet och biologisk mångfald. Dessa aspekter har även jämförts för fyra olika scenarier för elförsörjningen år 2050.³⁴

7.1 Koldioxidutsläpp

Drivkraften bakom omställningen till s.k. "förnybara" energikällor är viljan att minska mängden koldioxidutsläpp. Men hur stämmer resultaten med ambitionerna?

För att besvara den frågan har resultaten för några av alternativen med låga utsläpp jämförts via en livscykelanalys enligt internationell standard. En av de bästa redogörelserna kommer från Vattenfalls produktdeklarationer EPD (Environmental Product Declaration).³⁵

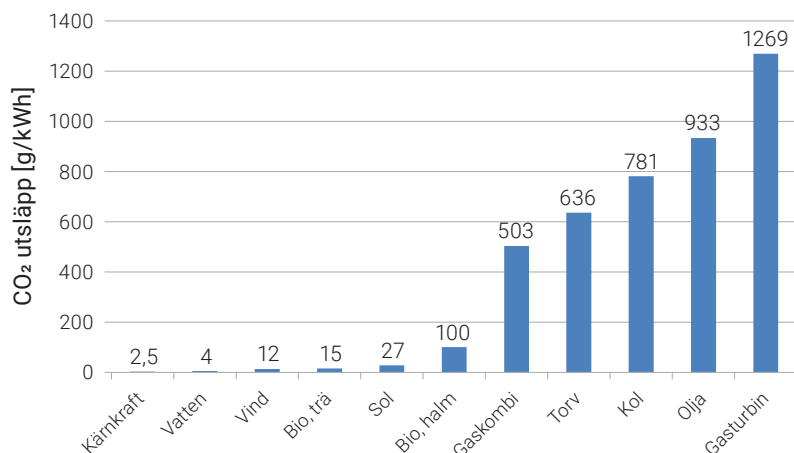
Figur 20 visar att kärnkraft har lägst specifika utsläpp av samtliga aktuella alternativ. Vattenkraft har nästan dubbelt så höga utsläpp, medan vindkraft och biobränslen har tre gånger högre och solkraft har fem gånger högre utsläpp än kärnkraft. Notera att dessa värden gäller på kraftverksnivå. På systemnivå, som är den nivå som är mest relevant, är värdet för kärnkraft i stort sett oförändrat medan värdena för sol- och vindkraft sannolikt mer än fördubblas. I jämförelsen mellan scenarierna "100 procent förnybart" (S3) och "0 procent förnybart" (S4) resulterar S3 i flerfald högre koldioxidutsläpp per år på systemnivå 2050 än S4.

³³ Fahlén (2023a).

³⁴ Fahlén (2023b).

³⁵ Vattenfall (2018, 2020).

Figur 20. Koldioxidutsläpp från olika energikällor.



Anm.: Gasturbin avser reserv-, spets- och balanskraft för ren elproduktion med få drifttimmar medan övriga fossil- och biobränslen avser bas- och balanskraft.

Källa: Vattenfall (2018, 2020).

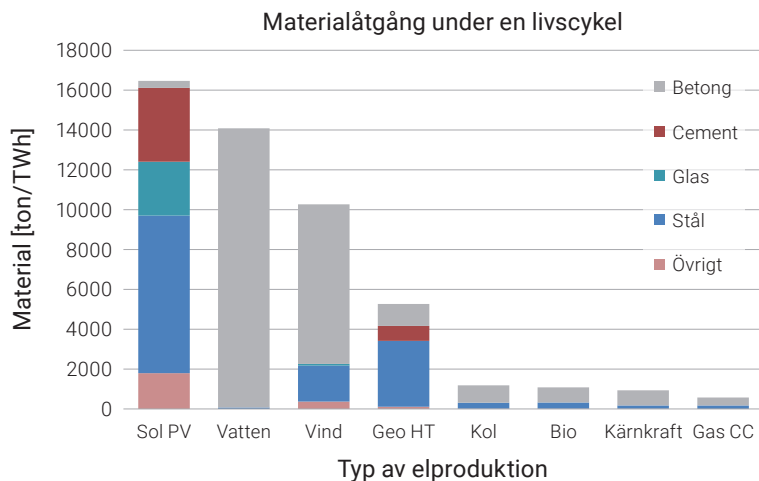
7.2 Är förnybart hållbart?

Ingen energitillförsel åstadkoms utan att det påverkar samhället och miljön. En relevant fråga är därför hur mycket icke-förnybara material som behövs för olika alternativa energikällor. Data visar att förnybara energialternativ kräver avsevärt mer av icke-förnybara material för byggnation jämfört med bränslebaserade alternativ,³⁶ se *figur 21*. För de fossila kraftslagen tillkommer stora mängder av icke förnybara bränslen medan kärnbränslen är så energitäta att mängden bränsle blir extremt låg. Med generation 4-teknik skulle dessutom Sveriges elbehov på nuvarande nivå klaras i 500 år utan att något nytt bränsle behöver tillföras systemet.

Flödande energikällor kräver mer av strategiska metaller än vad de bränslebaserade källorna gör, i synnerhet i jämförelse med kärnkraft, *figur 22*. Den pågående omställningen går således från en typ av råvarukritiskt system, fossila bränslen, till ett annat råvarukritiskt system, strategiska metaller.

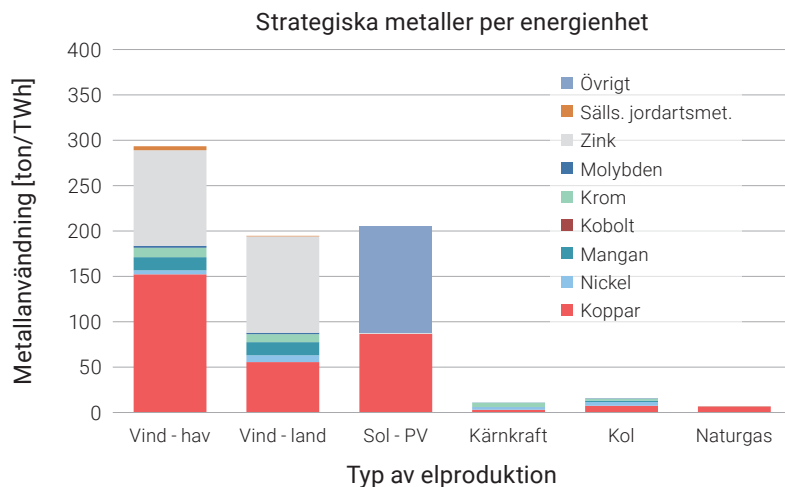
³⁶ U.S. Department of Energy (2015).

Figur 21. Specifik användning av konstruktionsmaterial för alternativa sätt att producera el.



Källa: U.S. Department of Energy (2015).

Figur 22. Specifik användning av strategiska metaller per energienhet.



Anm.: Data är omräknade från effekt till energi.

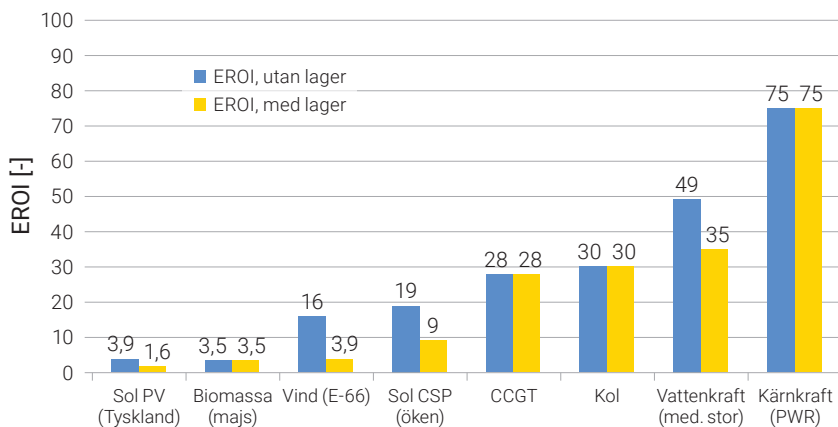
Källa: IEA (2021).

7.3 Energy Return on Investment

För att vara energimässigt hållbar måste en elproduktionsanläggning ha en nettoleverans som brukas och är större än den energi som krävs för att bygga, driva och avveckla anläggningen (all energi omvandlad till ekvivalent mängd elenergi).

Förhållandet mellan avgiven och tillförd energi brukar betecknas EROI, Energy Return on Investment.³⁷ För att betraktas som hållbart bör EROI ligga över sju i ett samhälle av Sveriges karaktär.³⁸

Figur 23. Energy Return on Investment (EROI).



Anm.: Blå staplar (till vänster) gäller EROI på kraftverksnivå (utan lagring) medan gula staplar (till höger) avser EROI på systemnivå (inklusive behov för lagring men exklusive nät och nättjänster).

Källa: Weissbach m.fl. (2013) och Kelly (2016).

Bränslebaserade anläggningar, som drivs med biomassa, kol och/eller kärnenergi, har sina lagringsbehov inbyggda i bränslet och behöver därför inte kompletteras med externa lagringsalternativ. Det kräver däremot väderberoende kraftslag som sol-, vind- och vattenkraft och det åtgår mycket energi för tillverkning och avveckling samt för verkningsgradsförluster och underhåll vid drift.

³⁷ Kelly (2016) och Weissbach m.fl. (2013).

³⁸ Hall och Prieto (2017).

Figur 23 visar att kärnkraft är avsevärt bättre än t.ex. sol- och vindkraft vad gäller förhållandet mellan producerad och tillförd energi. På systemnivå är solet nära gränsen för att överhuvudtaget inte ge något nettobidrag. Biomassa och vindkraft klarar sig bättre men ligger fortfarande under fyra medan kärnkraft ligger på 75.

Ännu sämre blir resultatet för t.ex. vindkraft om man även inkluderar dess behov av att bygga ut nätet med tillhörande systemtjänster. Om t.ex. vindkraft har EROI = 3,9 på systemnivå i Sverige så sjunker värdet för elexport till Tyskland ner till 1,8 (20 procent överföringsförluster minskar den leverans som kan nyttjas och ökar förbrukningen av el för driften).

7.4 Arealutnyttjande

Arealutnyttjandet skiljer sig markant mellan "förnybara" energikällor och planerbara, bränslebaserade källor som kol och kärnkraft. I jämförelse med kärnkraft kräver enligt Harjanne och Korhonen biomassa en yta som är 5 000 gånger större, sol- och vattenkraft ca 100 gånger mer och vindkraft 10 gånger mer.³⁹ Men då medräknas inte behoven av balanskraft och, särskilt för vindkraft, de stora avstånd, som krävs mellan verken i industriområden, samt de mycket stora ytor som krävs för vägar, nya kraftledningar m.m. Det kan ge ett arealbehov för vindkraft som är mer än 1 000 gånger större än för kärnkraft.

Allmänt brukar de flesta källor ange 0,1 km² per TWh för kärnkraft. För vindkraft kan man se väldigt olika värden, men ett typiskt värde är en km² per TWh. Men tittar man på ytan av t.ex. Markbygdens vindindustriområde och den förväntade elproduktionen blir värdet ca 45 km² per TWh och om man följer rekommenderade anvisningar om turbinavstånd, för att verken inte ska störa varandra, hamnar man över 100 km² per TWh. Således kan man få värden som varierar mellan 10 och 1000 gånger större arealbehov än kärnkraftens bara för själva kraftverksområdets yta. Tar man med arealbehovet för ledningsgator till vindkraft (långa överföringar!), ytbefov för balanskraft m.m. blir skillnaden ännu större.

En forskargrupp vid NTNU, Norges Tekniska Universitet, har samarbetat med Grenoble Institute of Technology för att systematiskt studera arealbehovet för alternativa sätt att producera el.⁴⁰ I studien ingår 870 kraftverk runt om i världen och där ingår sol-, vind-, vatten- och kärnkraft. Resultaten visar att av de "förnybara" alternativen har vattenkraft lägst behov, tre km² per TWh, sedan kommer solkraft med 11, havsbaserad vindkraft 29, landbaserad vindkraft 53 och sist biobränslen med 878 km² per TWh. Kärnkraft har lägst arealbehov med 0,15 km² per TWh. Alternativet S3, "100 % förnybart", i denna studie behöver totalt sett 27 660 km² medan alternativet S4, "0 % förnybart", bara behöver 624 km². Som jämförelse har Stockholms län en yta av 6 514 km² och Skåne län 10 939 km².

³⁹ Harjanne och Korhonen (2019).

⁴⁰ Kristiansen Nöland (2023) och Kristiansen Nöland m.fl. (2022).

Rapporten *Road to EU Climate Neutrality by 2050* analyserar bl.a. arealbehovet för olika produktionsalternativ om Nederländerna respektive Tjeckien skulle förlita sig enbart på sol- och vindkraft.⁴¹ Studien drar slutsatsen att ett sådant elsystem kräver 150 till 500 gånger större yta än ett kärnkraftsbaserat system.

Mats Nilsson, docent i miljöekonomi, intervjuades den 18 april 2023 i Tidningen Näringslivet.⁴² Han menar att konflikterna kring vindkraft kommer att bli värre; arealbehovet är den stora stöttestenen. Om man bara räknar den yta som direkt påverkas av utgrävningen för själva vindkraftverket, kan man få ett värde runt 0,4 km² per TWh men det växer till minst 8,4 och maximalt 247 km² per TWh om man räknar projekttytan, vilket alltså innefattar området mellan verken i ett vindindustriområde. En rapport från WSP om små modulära reaktorer från 2022 uppskattar att det krävs cirka 1 700 gånger så stor yta för vindkraftverk kontra kärnkraftverk och 50 gånger så stor yta för solceller.

7.5 Biologisk mångfald

I rapporten *Omställningen av Sveriges elsystem – Konsekvenser för funktion, ekonomi, miljö och samhälle* redogör jag för de problem som den pågående omställningen av Sveriges elförsörjning kan orsaka för den biologiska mångfalden.⁴³ Framför allt är det biobränslen och vindkraft som sticker ut som problematiska och Naturvårdsverket konstaterar att kunskapen om vindkraftens inverkan på djur och natur är otillräcklig.⁴⁴ De areella näringarna, industriellt skogsbruk och vindkraft kräver mycket stora ytor.

Problem kopplade till vindkraft och biologisk mångfald får som konsekvens att den planerade stora utbyggnaden av vindkraft, vilken strider mot de flesta av de svenska miljömålen, särskilt drabbar den biologiska mångfalden. Detta har till exempel påtalats av den Europeiska unionens revisionsrätt; den konstaterar bland annat att "vindkraftsparker" till havs skadar djur och natur. Enligt EU:s revisionsrätt har flera EU-länder gått alltför hastigt fram med vindkraftssatsningen, utan att ordentligt utreda de ekologiska och sociala konsekvenserna.⁴⁵ Revisionsrätten bedömer att vindkraftsparker till havs har en lång väg kvar innan de kan anses vara en legitim del av energistrategin. Detta benämner revisionsrätten ett "grönt dilemma". Revisionsrätten konstaterar att vindkraftsinstallationer till havs har en negativ påverkan på fiskar och fåglar, och att de kan störa mattillgången och flyttmönster för flera arter. Det anses även skada kustnära näringsverksamheter som fiske, vilket leder till konflikter mellan myndigheter och fiskare. Revisionsrätten varnar även för att vindkraftsteknologi, som den ser ut i EU, är kraftigt beroende av kinesiska leverantörer,

⁴¹ Brouwer och Bergkamp (2021).

⁴² Nyman (2023).

⁴³ Fahlén (2023a).

⁴⁴ Naturvårdsverket (2012).

⁴⁵ Deconinck (2023).

vilket försvårar storskaliga vindkraftsprojekt över hela EU. Detta beroende äventyrar även möjligheterna att underhålla teknologin ifall det geopolitiska läget försämras.

Avsaknaden av konsekvensutredningar är slående. Inga oberoende studier har gjorts av miljöeffekterna av storskalig vindkraft på den biologiska mångfalden till lands eller till havs.

7.6 Ljud- och ljusmiljö

Det har länge betonats hur viktiga ljud- och ljusmiljöerna är för hälsa och välbefinnande. Rapporten *Omställningen av Sveriges elsystem – Konsekvenser för funktion, ekonomi, miljö och samhälle*,⁴⁶ redogör för de stora konsekvenserna avseende dessa faktorer på grund av satsningen på industriell vindkraft. I flera kapitel redovisas forskningsläget beträffande framför allt buller. Industrimiljön riskerar inte bara att orsaka störningar över stora avstånd utan även att resultera i kroniska sjukdomstillstånd för människor i industriområdenas omgivning.

⁴⁶ Fahlén (2023).

8 Slutsatser

I klimatdebattens kölvatten har politiken tagit kommandot över valet av energikällor och teknologier för energiomvandling. Resultaten av de val som har gjorts och som nu görs verkar gå på tvärs mot det man säger sig vilja uppnå. Av de fyra scenarier som studerats är scenariot "100 % förnybart" sämst avseende både ekonomi och miljö medan scenariot "0 % förnybart" är bäst. Detta scenario motsvarar det system Sverige satsat på att lämna och består huvudsakligen av vatten- och kärnkraft. Resultatet av att i Sverige satsa på vindkraft och avveckla kärnkraft riskerar att ge ett elsystem som:

- är mer komplicerat och mindre funktionellt,
- har lägre leveranssäkerhet och sämre elkvalitet,
- ger avsevärt högre elkostnader,
- ökar koldioxidutsläppen,
- ökar användningen av icke-förnybara resurser,
- minskar elsystemets energirelaterade hållbarhet,
- ökar behovet av yta för elproduktionen,
- är problematiskt för den biologiska mångfalden och för ljud- och ljusmiljön.

När den politiskt drivna satsningen på sol- och vindkraft startade i Sverige sammanfattade den tidigare vd:n för ABB, Percy Barnevik, läget på följande mycket träffande sätt (då bestod den svenska elförsörjningen av ungefär hälften kärnkraft och hälften vattenkraft):

Vi har i Sverige billig el, vi har ren el, vi har säker el, vi har kort sagt den energiförsörjning som alla andra länder skulle vilja ha. Och vårt huvudsakliga bekymmer är hur vi på kortast möjliga tid ska komma ur denna situation.

Som framgår av analysen i denna studie förefaller Barneviks påpekande inte bara träffande utan jag hoppas det också framgått att vi tyvärr varit framgångsrika i att lösa det bekymmer som han identifierade.

Förkortningar och beteckningar

B	biljon = en miljon miljoner (ett tusen miljarder; USA = 1 miljard)
CCGT	kombicycle för gasturbin (Combined-Cycle Gas Turbine)
DOE	amerikanska energidepartementet (Department of Energy)
EPD	miljödeklaration av produkter (Environmental Product Declaration)
EU	European Union
GW	gigawatt = 10^9 W = ett tusen miljoner watt
GWh	gigawattimme = 10^9 Wh = ett tusen miljoner wattimmar
IEA	International Energy Agency (Internationella energiorganisationen)
kW	kilowatt = 10^3 W = ett tusen watt
kWh	kilowattimme = 10^3 Wh = ett tusen wattimmar
LCA	livscykelanalys (Life Cycle Assessment)
LCOE	livscykelkostnad för el (Levelised Cost of Electricity)
MSEK	miljoner svenska kronor
MW	megawatt = 10^6 W = en miljon watt
MWh	megawattimme = 10^6 Wh = en miljon wattimmar
NEA	Internationella kärnkraftsorganisationen (Nuclear Energy Agency)
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
PV	fotovoltaisk (Photovoltaic)
REF	Renewable Energy Foundation
SMR	Small and Medium-sized Reactors
SvK	Svenska kraftnät
T&D	Transmission and Distribution (transmission och distribution)
TW	terawatt = 10^{12} W = en miljon miljoner watt
TWh	terawattimme = 10^{12} Wh = en miljon miljoner wattimmar
VRE	varierande, förnybar energi (Variable Renewable Energy)
WHO	Världshälsoorganisationen (World Health Organization)

Referenser

- Aldén, L., m.fl. (2013), "Nedmontering av vindkraftverk och efterbehandling av platsen". Stockholm: Energimyndigheten.
- Aldersey-Williams, J., Broadbent, I., Strachan, P. A. (2019), "Better Estimates of LCOE from Audited Accounts – A New Methodology with Examples from United Kingdom Offshore Wind and CCGT", *Energy Policy*, vol. 128, s. 25-35.
- Brouwer, K. M. och Bergkamp, L. (2021), *Road to EU Climate Neutrality by 2050 – Spatial Requirements of Wind/Solar and Nuclear Energy and Their Respective Costs*. Bryssel: ECR Group och Renew Europe.
- Cohen, B. (1990), "Costs of Nuclear Plants – What Went Wrong?", kapitel 9 i *The Nuclear Energy Option*. Boston, MA: Springer.
- Constable, J. och Hughes, G. (2020), "The Costs of Offshore Wind Power: Blindness and Insight", *Briefings for Britain*, 21 september.
- Deconinck, C. (2023), "European Court of Auditors Warns about the Environmental Impact of Offshore Wind Farms", *Brussels Signal*, 19 September.
- ECR Group och Renew Europe (2021), "Road to EU Climate Neutrality by 2050 – Spatial Requirements of Wind/Solar and Nuclear Energy and Their Respective Costs". Bryssel: ECR Group och Renew Europe.
- Energimyndigheten (2017), *Produktionskostnader för vindkraft i Sverige*. ER 2016:16. Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Energimyndigheten (2020), "Energiläget". Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Energimyndigheten (2023), *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07. Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Energinyheter.se (2022), "Svensk Elproduktion 2021 – vilka slutsatser kan man dra?", 10 mars. <https://www.energinyheter.se/20220311/26061/svensk-elproduktion-2021-vilka-slutsatser-kan-man-dra>.
- Europeiska kommissionen (2016), *Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer*. Förordning 2016/631. Bryssel.
- Fahlén, P. (2018), "Konsumentverket och vindkraften", EN-R2018:02. Resele: Entro Nova.

- Fahlén, P. (2023a), *Omställningen av Sveriges elsystem – Konsekvenser för funktion, ekonomi, miljö och samhälle*. EN-R2023:01. Resele: Entro Nova.
- Fahlén, P. (2023b), *Sveriges eltillförsel 2050: 100 % eller 0 % "förnybart"? – En jämförelse mellan fyra scenarier avseende funktion, kostnad och miljöpåverkan*. EN-R2023:02. Resele: Entro Nova.
- Göransson, L. och Johansson, F. (2023), "Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft – vad är skillnaden?". Göteborg: Chalmers tekniska högskola.
- Hall, C. och Prieto, P. (2017), "EROI Explained and Defended by Charles Hall, Pedro Prieto and Others", blogginlägg: <https://energyskeptic.com/2017/eroi-explained-and-defended-by-charles-hall-pedro-prieto-and-others/>, 2017-02-21.
- Harjanne, A. och Korhonen, J. (2019), "Abandoning the Concept of Renewable Energy", *Energy Policy*, vol. 127, s. 330–340.
- Hong, S., Qvist, S. och Brook, B. (2018), "Economic and Environmental Costs of Replacing Nuclear Fission with Solar and Wind Energy in Sweden", *Energy Policy*, vol. 112, s. 56–66.
- Hughes, G. (2020). *Wind Power Economics – Rhetoric and Reality Why is Windpower so Expensive: An Economic Analysis. Volume I: Wind Power Costs in the United Kingdom. Volume II: Wind Power Costs in Denmark*. Salisbury: Renewable Energy Foundation.
- Idel, R. (2022), "Levelized Full System Costs of Electricity", *Energy*, vol. 259.
- IEA (2021), "The Role of Critical World Energy Outlook – Special Report – Minerals in Clean Energy Transitions". Paris: International Energy Agency.
- ISO (2006a), "14040:2006 Environmental Management – Life Cycle Assessment – Principles and Framework". Genève: International Organization for Standardization.
- ISO (2006b), "14044:2006 Environmental Management – Life Cycle Assessment – Requirements and Guidelines". Genève: International Organization for Standardization.
- Kelly, M. J. (2016), "Lessons from Technology Development for Energy and Sustainability", *MRS Energy & Sustainability*, vol. 3, nr 2, s. 1–13.
- Konsumentverket/KO (2020). *Marknadsföring av elavtal med miljöpåståenden*. Dnr 2020/1301. Karlstad: Konsumentverket.
- Kristiansen Nøland, J., Auxepaules, J., Rousset, A, Perney, B. och Falletti, G. (2022), "Spatial Energy Density of Large-Scale Electricity Generation from Power Sources Worldwide", *Scientific Reports*, vol. 12, s. 1–26.
- Kristiansen Nøland, J. (2023), "Nuclear Power Causes the Least Damage to the Environment, Finds Systematic Survey", *Norwegian SciTech News*, 4 april.

- Lorenczik, S. och Keppler, J. H. (2020), *Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition*. Paris: Organisation for Economic Co-Operation and Development.
- Lovering, J. R., Yip, A. och Nordhaus, T. (2016), "Historical Construction Costs of Global Nuclear Power Reactors", *Energy Policy*, vol. 91, s. 371–383.
- Lundbäck, M. (2018), "Kärnkraftens roll i svenska kraftsystemet – möjligheter och begränsningar vid förändrad kärnkraftsproduktion". Sundbyberg: Svenska kraftnät.
- Mearns, E. (2017), "Energy Prices in Europe", <https://euanmearns.com/energy-prices-in-europe/>, 2 januari.
- Naturvårdsverket (2012), "Vindkraftens effekter på landlevande däggdjur – en syntesrapport". Stockholm: Naturvårdsverket.
- NEA (2018), *The Full Costs of Electricity Provision*. NEA nr 7298. Paris: Nuclear Energy Agency.
- Nyman, P. (2023), "Den akuta elkrisen – Expert: Konflikterna kring vindkraft kommer bli värre", *TN Tidningen Näringslivet*, 18 april.
- Patel, S. (2020), "U.S. Nuclear Industry Shaved Generating Costs by 7.6% Compared to 2018", *Power*, 16 april.
- Qvist, S., Hellesen, C., Sårmark-Roth, A., Lundström, L., Cox, D., Ionescu, P., Norberg, P. och Knutsen-Öy, M. (2023), *Kraftsamling elförsörjning – Scenarioanalys 2050*. Stockholm: Svenskt Näringsliv.
- Riksrevisionen (2023a), *Uttjänta solcellspaneler och vindturbinblad – statens insatser för en effektiv hantering*. RiR 2023:11. Stockholm: Riksrevisionen.
- Riksrevisionen (2023b), *Statens åtgärder för utveckling av elsystemet – reaktiva och bristfälligt underbyggda*. RiR 2023:15. Stockholm: Riksrevisionen.
- Schuster, R. (2021), *Grafiken von Rolf Schuster zur Energiewende*. 2021-04. Leipzig: Vernunftkraft Odenwald e.V.
- Sinn, H. W. (2013), "Energiewende ins Nichts", föreläsning, <https://www.bing.com/videos/search?q=hans+werner+sinn+energiewende+ins+nichts&view=detail&mid=EA1CCF7D926A6F6848F7EA1CCF7D926A6F6848F7&FORM=VIRE>.
- Svenska kraftnät (2014), "Sveriges elförsörjning 2025". Sundbyberg: Svenska kraftnät.
- Svenska kraftnät (2015), "Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion – En delredovisning från Svenska kraftnät". Sundbyberg: Svenska kraftnät.
- Svenska kraftnät (2019), "Elstatistik – Förbrukning och produktion i Sverige – Timstatistik 2018". Sundbyberg: Svenska kraftnät.

- Sweco (2017), "Kostnad för olika typer av elproduktion 2016". Sammanfattning av sekretariatets egen rapport till Energikommissionen, 2017. Sweco, IVA, Ernest & Young och Energimyndigheten.
- Sämfors, O. (2014), *Sveriges elförsörjning 2025*. Sundbyberg: Svenska kraftnät.
- Thoughtscapism (2017), "Nuclear Energy is the Fastest and Lowest-Cost Clean Energy Solution", blogginlägg: <https://thoughtscapism.com/2017/11/27/nuclear-energy-is-the-fastest-and-lowest-cost-clean-energy-solution/>, 27 november.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G. och Edenhofer, O. (2013), "System LCOE: What are the Costs of Variable Renewables?", *Energy*, vol. 63, s. 61–75.
- U.S. Department of Energy (2015), "Quadrennial Technology Review – An Assessment of Energy Technologies and Reserch Opportunities". Washington DC: US Department of Energy.
- Vattenfall (2018), *Livscykelanalys – Vattenfalls elproduktion i Norden*. Stockholm: Vattenfall.
- Vattenfall (2020), "EPD Climate Declaration for Electricity from Vattenfall's Nuclear Power". Stockholm: Vattenfall.
- Weissbach, D., Ruprecht, G., Huke, A., Czerski, K., Gottlieb, S. och Hussein, A. (2013), "Energy Intensities, EROIs, and Energy Payback Times of Electricity Generating Power Plants", *Energy*, vol. 52, nr 1, s. 210–221.
- WNA (2022), "Economics of Nuclear Power", <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, augusti.

Om författaren

Per Fahlén är professor emeritus, energi och miljö, Chalmers tekniska högskola. Författaren tackar Axel och Margaret Ax:son Johnsons stiftelse för allmännyttiga ändamål för finansiellt stöd. Ett stort tack också till Asma Abdel-Baki och Magnus Henrekson som bidragit med såväl synpunkter som handfasta redaktionella insatser, vilket starkt bidragit till att öka läsbarheten för icke-specialister. Slutligen vill jag tacka Jan Blomgren för sakkunnig läsning av den näst sista versionen.

Professor emeritus Per Fahlén · Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola, Göteborg · Österrå 327 · 880 31 RESELE · Epost: per.fahlen@telia.com · Tel: +46 72-225 11 42