



AFRY

ÅF PÖRY

Internationell kartläggning

En övergripande studie hur svenska elsystemet påverkas av utvecklingen i Nordeuropa

Titel	Internationell kartläggning - En övergripande studie hur svenska elsystemet påverkas av utvecklingen i Nordeuropa
Omslagsbild	AFRY bildarkiv
Utfört av	AFRY (ÅF-Industry AB) på uppdrag av Svenskt Näringsliv
Datum	2020-05-15

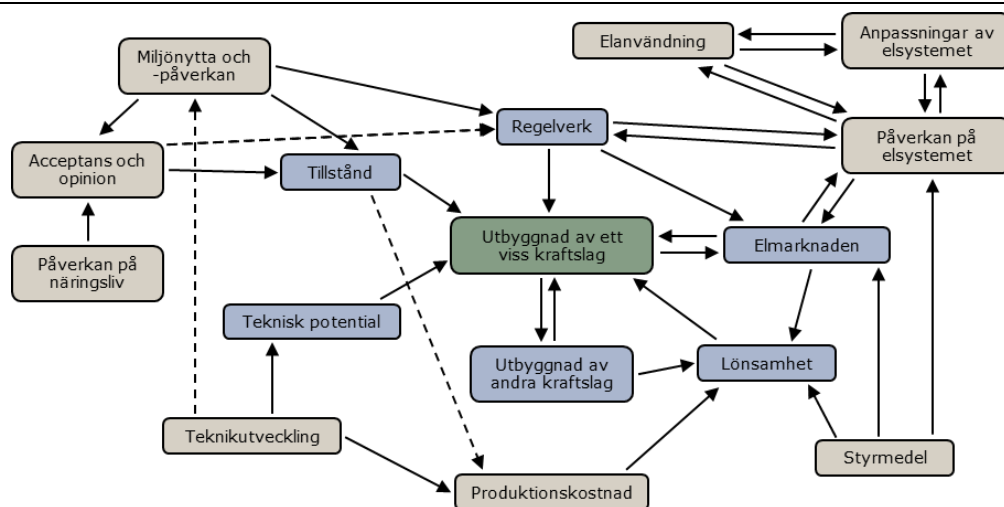
Sammanfattning

Syftet med rapporten är att på en övergripande nivå indikera hur elproduktion, regelverk, incitament och sammanlänkning av elnätet i Sverige och omkringliggande länder kan komma utvecklas under den kommande 20–30 årsperioden samt vilka konsekvenser dessa förändringar kan medföra på elprisutvecklingen. I rapporten analyseras utvecklingen i de nordiska länderna, Baltikum, Polen, Storbritannien, Tyskland, Nederländerna samt Ryssland.

Sveriges och Europas energisystem är under förändring. Samhällets styrande trender såsom hållbarhet, digitalisering och elektrifiering är drivande faktorer som tillsammans påskyndar utvecklingen inom energiområdet. Detta leder till att ökad mängd intermittent kraft byggs vilket i sin tur ställer högre krav på ett flexibelt och i än högre grad än i dag sammanlänkat europeiskt energisystem.

I en framtid med ett mer komplext och sammankopplat energisystem såväl geografiskt, marknadsmässigt som tekniskt kan det komma förväntas att än mer direktiv, lagar och förförskrifter styr utvecklingen i symbios med samhällets megatrender. Då samhällets megatrender till stor del återspeglar kundernas värderingar och behov samtidigt som det från EU finns starkt uttalat att kundernas möjlighet att påverka ska öka, kommer det framtida energisystemet och energimarknaden med stor sannolikhet vara mer kundcentrerad.

Allt som allt bör det poängteras att det är många olika faktorer som påverkar energisystemets utveckling vilket återspeglas i Figuren nedan¹.



Europeiska och nationella regelverk

Det europeiska energisystemet regleras genom såväl EU:s direktiv och förordningar som nationella beslut. Det övergripande ramverket, som sätts på EU-nivå genom direktiv och förordningar som är bindande för alla medlemsstater, består av bland annat Clean Energy Package och EU-ETS. De Europeiska regelverken kan ses som minimikrav, för att ytterligare påskynda omställningen mot ett mer hållbart energisystem har många medlemsstater infört mer strikta nationella krav. Exempel på sådana är incitament och styrmedel för förnybart samt utfasning av olika kraftslag, så som kärn- och kolkraft. Vidare är det endast Tyskland som har ett gällande beslut om utfasning av kärnkraften medan majoriteten av länderna i studien har beslutat om utfasning av kolkraft om än med olika tidshorisonter.

¹ Figur baserad på [33]

Användning och produktion av el

I dagsläget är det stora skillnader mellan ländernas elproduktionsmix. Vidare ses även att andelen intermittent elproduktion varierar kraftigt mellan länderna. Detta är till stor del en produkt av historiska beslut och geografiska förutsättningar. Prognoser för respektive lands framtida elproduktionsmix påvisar en ökning av intermittent elproduktion. Storleken på andelsökningen varierar dock mellan länderna, vilket återigen antyder skillnader i förutsättningar.

Vidare ses en tydlig trend att elanvändningen framåt förväntas öka för samtliga länder, om än i olika utsträckning. För några länder minskar elanvändningen något fram till 2030 vilket kan antas bero på bland annat implementering av ytterligare energieffektiviseringsåtgärder.

Som ett resultat av förändringarna i både elproduktion såväl som elanvändning för varje land, förändras även import- och exportflödena. Där de mest signifikanta förändringarna förväntas ske för Tyskland, som går från att vara stor exportör till ca. nettonoll, medan Nederländerna och Danmark går från att vara importberoende till att bli nettoexportörer. Dessutom förväntas en stor ökning i Storbritanniens importbehov till följd av att stor mängd planerbar elproduktion ersätts med intermittent elproduktion. För resterande länder visar prognoserna att import- respektive exportbehov (sett ur ett nettoperspektiv) förväntas vara relativt oförändrat. Det är dock viktigt att poängtera att ovanstående resonemang är baserat på ländernas expert-/importbehov på årsbasis. I ett energisystem som till större grad består av intermittent elproduktion kommer kortsiktiga variationer (på dygns-, tim-, sekundbasis) att kraftigt variera och även länder som är nettoexportörer kommer under perioder vara starkt beroende av import och vice versa.

I dagsläget är Sverige nettoexportör på årsbasis men är trots detta i behov av import under delar av årets timmar. I framtidsprognoser minskar andelen planerbar elproduktion medan den intermittent ökar. Detta medför att import- och exportriktningarna kommer skifta oftare samtidigt som dess storlek ökar även om nettoexporten på årsbasis endast minskar något till 2045.

Utveckling av överföringskapacitet i Norden

Utökad sammankoppling av länders (och regioners) transmissionsnät är en förutsättning för att kompensera de samvariationer i intermittent elproduktion som finns sett till mindre geografiska områden. Sammankopplingen leder även till minskade prisvariationer geografiskt sett, mellan länder och regioner. Trots sammankopplingen kommer prisvariationer sett över tid fortfarande att finnas, som följd av den ökade andelen intermittent elproduktion.

För de länder som idag har en stor andel planerbar elproduktion och relativt låga elhandelspriser, ex.vis Sverige och Norge, kan det leda till högre elpriser när prisvariationerna mellan länder och regioner reduceras. Ur ett svenskt kundperspektiv kan det vid en första anblick ses som ofördelaktigt att bygga samman elsystemen om det leder till ökade priser. Det skall då sägas att det möjliggör ett stabilare elsystem där ytterligare intermittent elproduktion kan byggas och målen om ett hållbart samhälle med lågt klimatavtryck möjliggörs.

Eftersom Norden inte är synkront med det kontinentaleuropeiska transmissionsnätet kommer HVDC-länkar förmodligen att användas i en betydlig högre utsträckning än vad som görs i nuläget. Kritiska gränser har redan identifierats och studier för Norden påvisar behov för framtida investeringar, såsom nätförstärkningar mellan södra Sverige och Danmark. Emellertid kvarstår ovisshet som påverkar investeringsbeslut. En sådan är huruvida Sverige antingen kommer att avveckla, behålla eller bygga ny kärnkraft i framtiden. Kärnkraftsaspekten har i analyserna visats kraftigt påverka det ekonomiska värdet av nya förbindelser. Det bör även poängteras att utbyggnaden av överföringskapacitet mellan länder måste samordnas med nationella nätförstärkningar för att utbud på så vis kan möta efterfrågan i alla riktningar. Detta belyser behovet av kontinuerlig dialog mellan de berörda aktörerna för att maximera de ekonomiska och sociala faktorerna.

Elprisets utveckling

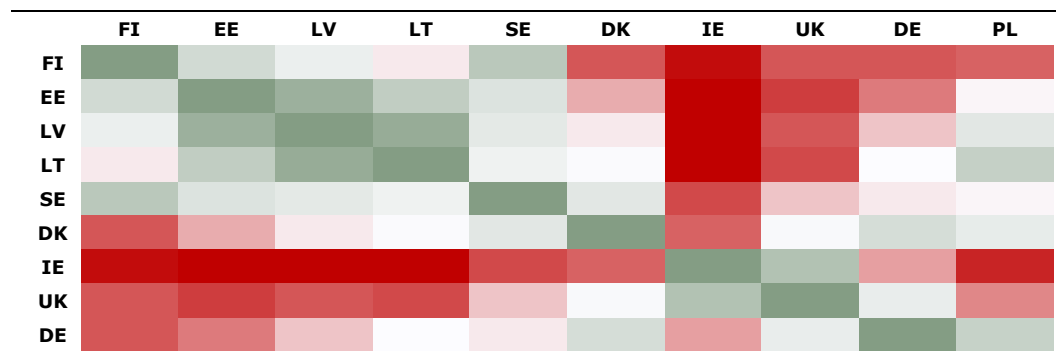
Elpriset påverkas, både upp och ned, av en rad faktorer. Energifaktorn är dominerande över systemtjänster och balansering vilket för vid normalår antyder en minskning av totalkostnaden i det korta tidsperspektivet. I ett längre tidsperspektiv, med ett mycket mer komplext elsystem, systemtjänster, såväl befintliga som nya, antas utgöra en större andel av framtidens elpris. Detta då det blir svårare att matcha elanvändning med elproduktion då andelen planerbar elproduktion minskar. För att kompensera minskade möjligheten att planera elproduktionen kommer systemtjänsternas funktion behöva nyttjas i en högre utsträckning för att bibehålla balans i systemet. Hur utvecklingen blir är dock även starkt beroende av andra faktorer, såsom utbyggnad av energilager, efterfrågefleksibilitet m.m.

Att dra slutsatser om hur den totala prisbilden med en lång tidshorisont (2045) inducerar många faktorer med hög osäkerhet, såsom politiska beslut, samhällsförändringar och teknisk utveckling. Faktorer med stor påverkan kan vara utvecklingen inom energilager, kärnkraft, digitalisering och efterfrågefleksibilitet m.m. Tabellen nedan illustrerar några av de drivande mekanismerna som påverkar prisbilden.

Drivande mekanism	Prispåverkan
Våttår - hög energitillgång	↓
Torrår - låg energitillgång	↑
Hög tillgänglighet i kärnkraften - hög energitillgång	↓
Låg tillgänglighet i kärnkraften - låg energitillgång	↑
Positiv energibalans (överskott på export)	↓
Negativ energibalans (nettoimport)	↑
Flaskhalsar i nätet driver priset uppåt i områden med högre energibehov än nätet klarar	↑ (lokalt)
Flaskhalsar i nätet driver samtidigt ner priset i områden med mer produktion än nätet klarar att över föra till andra områden	↓ (lokalt)
Ökat behov av systemtjänster	↑
Ökade obalanser i systemet	↑
Utbyggnad av nät	↑
Nätbolagen upphandlar tjänster för nätbalans	↑

Samvariationer i elproduktion från vindkraft

Vid analys av historiska samvariationer inom vindkraft blir det tydligt att Sverige och även resterande Norden har perioder då elproduktionen från vindkraftsbestånden är försumbar. En av huvudorsakerna till detta beror på att de nordiska länderna i stor grad tillhör samma vädersystem samtidigt som historisk vindkraftsetablering har skett där högst antal fullasttimmar kan erhållas. Om analysen vidgas och därmed genomförs ur ett europeiskt perspektiv blir det tydligt att korrelationen mellan avlägset belägna områden minskar, vilket återspeglas i Figuren nedan².



Om framtida vindkraftsetablering även tar korrelationen i beaktning och inte endast ser till geografiska platser med flest antal fullasttimmar (elproduktion) kan en jämnare elproduktion från vindkraftsbeståndet uppnås.

En sådan utbyggnad ses dock inte som trolig, iallafall inte inom närtid, om det inte skapas andra incitament för investerare. För att det ska kunna bli verklighet behöver en rad faktorer förändras. I ett första skede behöver det tydligt analyseras var utbyggnad bör ske för att jämna ut produktionen från vindkraft, utöver det behöver även EU-länderna enas kring en utbyggnadsstrategi som gynnar detta.

² Figur baserad på [55]

Innehållsförteckning

1	Inledning.....	7
1.1	Syfte med rapporten	7
1.2	Genomförande och disposition	7
1.3	Avgränsningar och antaganden	8
1.4	Disclaimer.....	8
2	Introduktion	9
3	Europeiska och nationella regelverk, mål och styrmedel	10
3.1	Europainivå.....	10
3.2	Nationella regelverk och stödsystem	14
3.3	Slutsatser kapitel 3	23
4	Användning och produktion av el	24
4.1	Dagens situation	24
4.2	Framtidsprognoser	27
4.3	Slutsatser kapitel 4	34
5	Utveckling av överföringskapacitet i Norden	35
5.1	Transmissionsförbindelser i Sverige	35
5.2	Transmissionsförbindelser i Nordeuropa.....	38
5.3	Planerade anslutningar i Norden.....	39
5.4	Slutsatser kapitel 5	43
6	Elprisets utveckling	44
6.1	Avgränsningar	44
6.2	Elkostnadens utveckling	44
6.3	Slutsatser kapitel 6	47
7	Samvariationer i elproduktion från vindkraft	48
7.1	Bakgrund.....	48
7.2	Avgränsningar	48
7.3	Samvariationer i vindkraft - Sverige.....	48
7.4	Samvariationer i vindkraft - Norden	51
7.5	Samvariationer i vindkraft - Europa	51
7.6	Slutsatser kapitel 7	53
8	Samlade slutsatser	54
9	Referenser.....	55

Bilaga

Bilaga - Nomenklatur	60
----------------------------	----

1 Inledning

Projektet som denna rapport svarar till har utförts av AFRY på uppdrag av Svenskt Näringsliv. Rapporten utgör en delmängd i ett större projekt som drivs av Svenskt Näringsliv.

1.1 Syfte med rapporten

Rapportens syfte är att på en övergripande nivå ge en bild av hur elproduktion, regelverk, incitament och sammanlänkning av elnätet i Sverige och omkringliggande länder kan komma utvecklas under den kommande 20–30 årsperioden samt vilka konsekvenser dessa förändringar kan medföra på elprisutvecklingen.

1.1.1 Frågeställningar

Rapporten kommer på en övergripande nivå att hantera nedanstående frågeställningar:

- EU-beslut och regelverk som påverkar utvecklingen av elmarknaderna inom EU.
- Översiktlig kartläggning av energi- och klimatpolitiken i Sveriges grannländer samt länder med indirekt överföringskapacitet till Sverige, tex.:
 - Vilka stödsystem finns på plats, och hur kan det påverka elsystemet i ett långsiktigt perspektiv?
 - Vilka beslut/målsättningar finns om nedläggning av specifika kraftslag?
 - Hur stor andel av den totala elproduktionen utgörs av variabla kraftslag idag i dessa länder och hur kan detta förväntas utvecklas under den kommande 20–30 årsperioden?
- Sammanställning av utlandsförbindelser (inkl. storlek och kapacitet i vardera riktning) med direkt överföringskapacitet till/från Sverige och Norden idag.
- Planerad ny utbyggnad av överföringskapacitet till/från Sverige och Norden samt tidplan för dessa.
- Bedömning och resonemang kring hur flödena i Sveriges utlandsförbindelser kan förväntas gå i framtiden.
- Kartläggning av elprisets utveckling i olika länder, och jämförelse med Sverige.
- Hur elpriset i Sverige kommer påverkas av vår överföringskapacitet till omvärlden.
- Sammanställning av korrelation mellan elproduktion från vindkraft i Sverige och andra länder i norra Europa, samvariationer i vind mm.

1.2 Genomförande och disposition

Rapporten inleds med ett avsnitt (kapitel 2) där övergripande förändringar i el- och energisystemet beskrivs. Därefter följer 5 kapitel (3-7) där de frågeställningar som anges i avsnitt 1.1.1 arbetas igenom och besvaras. Avslutningsvis ges samlade slutsatser. Frågeställningarna har grupperats enligt nedanstående:

- Europeiska och nationella regelverk, mål och styrmedel
- Användning och produktion av el
- Utveckling av överföringskapacitet i Norden
- Elprisets utveckling
- Samvariationer i elproduktion från vindkraft

1.3 Avgränsningar och antaganden

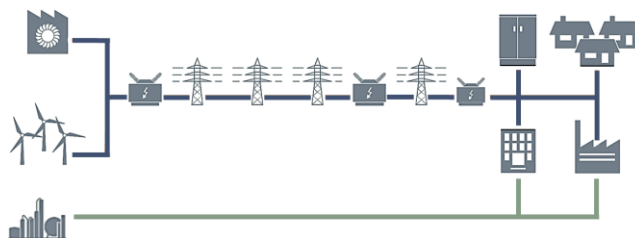
Denna rapport är till stor grad en sammanställning av publikt tillgänglig information från tidigare utförda analyser, rapporter och sammanställningar. I de fall specifika antaganden, extrapoleringar och omräkningar av data har genomförts beskrivs det i rapportens olika kapitel under respektive kapitels avsnitt "antaganden".

1.4 Disclaimer

Även om AFRY (ÅF Industry AB) anser att information och åsikter som inkluderas i denna rapport är rimliga, måste alla parter lita på sin egen kunskap och bedömningsförmåga när de tar del av innehållet. AFRY lämnar inte någon garanti, uttryckt eller underförstådd, angående riktigheten eller fullständigheten i den information som återges i rapporten och tar heller inte ansvar för riktigheten eller fullständigheten. Vidare tar AFRY inget ansvar för någon förlust eller skada som uppstår till följd av tillhandahållandet av denna rapport.

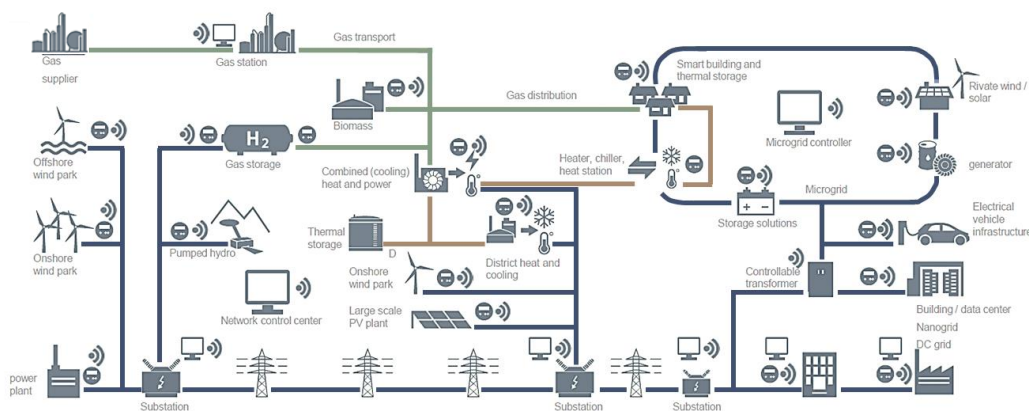
2 Introduktion

Det svenska elsystemet är i nuläget mycket "top-down", dvs. storskalig produktion som ofta transporteras genom elnätets olika nivåer till slutanvändarna. Systemet baseras till stor del på storskalig planerbar produktion och enkelriktade flöden, se Figur 1, under 2019 bestod elproduktion i Sverige till ca. 80% av vatten- och kärnkraft [1]. Dessutom är energisystemet fortfarande relativt analogt. Faktum är att sett ur ett internationellt perspektiv är energibranschen en av de minst digitaliserade branscherna.



Figur 1. Schematisk bild av dagens energisystem.

De drivkrafter som numera är starka i samhället, såsom tex. digitalisering, hållbarhet, megastäder och elektrifiering, driver på en snabb utveckling inom många branscher. I och med dessa samhällsförändringar behöver även energisystemet utvecklas, se Figur 2. Förändringarna leder bland annat till att mer decentraliserad intermittent produktion (tex. från sol och vind) tar allt större plats samtidigt som samverkan mellan olika tekniker och energislag ökar. På det stora hela blir det ett mycket mer komplext, sammanlänkat och flexibelt energisystem med flöden i flera riktningar.



Figur 2. Schematisk bild av morgondagens flexibla energisystem.

Sveriges elsystem är inte fristående utan är redan idag starkt sammankopplat med såväl de nordiska grannländers som norra Europas elsystem, en sammankoppling som hela tiden ökar och därmed även påverkar det svenska elsystemet. I och med övergång mot ett elsystem med mer variabel elproduktion från förnybara källor kan import- (och export-) beroendet förväntas öka under vissa tidpunkter framgent. Svenska kraftnät, Svk, senaste analys visar att den svenska effektbalansen har försämrats. Enligt prognosen för topplasttimmen vintern 2019/2020 har Sverige ett potentiellt nationellt underskott på ca. 1 000 MW vid en normalvinter och 2 000 MW vid en tioårsvinter. I förra årets rapport från Svk var underskottet ca. 400 MW vid en normalvinter 2018/2019. Ett ökat underskott innebär att Sverige blir mer beroende av import under dessa timmar. [2]

3 Europeiska och nationella regelverk, mål och styrmedel

Europas och Sveriges energimarknad är i många aspekter reglerad och beroende av politiska incitament och beslut. I följande kapitel kommer ett axplock av överordnade europeiska regelverk, förändringar och policys/styrmedel samt nationella motsvarigheter beskrivas.

3.1 Europeanivå

EU har ända sedan slutet på 1990-talet haft uttalat mål kring att unionen ska ha gemensamma och likartade förutsättningar inom energiområdet. Detta har lett till att en rad olika direktiv och förordningar har införts tillsammans med gemensamma marknadssystem inom unionen. Några av de beslut som påverkar utvecklingen av elmarknaden, inklusive produktion, förbrukning, handel och överföring av el, är nedanstående, vilka även beskrivs ytterligare i avsnitt 3.1.1 - 3.1.3:

- Clean Energy Package (vinterpaketet)
- Elnätkoder
- EU-ETS

3.1.1 Clean Energy Package

I november 2016 lanserade Europakommissionen en första version av det som i Sverige kom att kallas Vinterpaketet, *Clean Energy for all Europeans*. Den 22 maj 2019 hade samtliga delar ur vinterpaketet godkänts av de tre beslutsfattande EU-instanserna (Europakommissionen, Ministerrådet och Europaparlamentet) och från och med juli 2019 har samtliga akterna trätt i laga kraft. Medlemsländerna måste därmed följa de nya bestämmelserna, men pga. deras komplexitet finns en anpassnings-/införandetid på ca. 1–2 år inkluderat i införandet av lagpaketet. [3] [4] [5]

Lagpaketet består i av 12 stycken dokument; 4 st. direktiv, 4 st. förordningar och 4 st. andra dokument. Syftet med det uppdaterade lagpaketet är att möjliggöra och skapa förutsättningar för en europeisk energimarknad, en så kallad inre marknad, där alla länder, aktörer och medborgare har samma rättigheter, skyldigheter och förutsättningar. Det ska samtidigt möjliggöra för EU att leva upp till sin del av Parisavtalet samt EU:s egna målsättningar för att skapa ett hållbart energisystem i Europa. Nedan listas de direktiv och förordningar som ingår i vinterpaketet:

- Elmarknadsdirektivet
- Elmarknadsförordningen
- Energieffektiviseringsdirektivet
- Förnybarhetsdirektivet
- Förordningen för ACER
- Elberedskapsförordningen
- Förordningen för styrning av EU:s energipolitik
- Direktivet om byggnaders energiprestanda

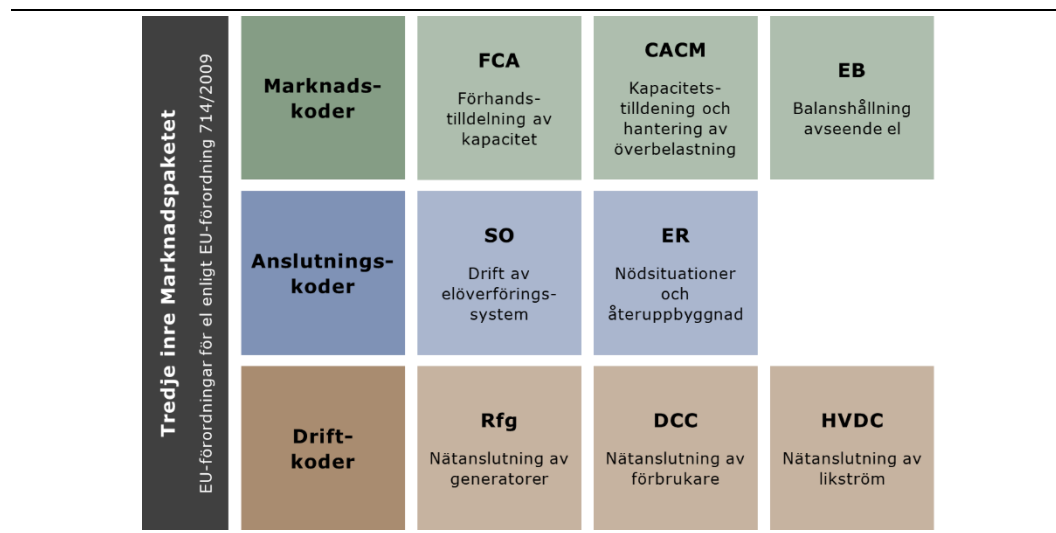
Energimarknadsinspektionen (Ei) har fått i uppdrag se över vilka uppdateringar som behöver göras i de svenska regelverk, lagar och förordningar. Deras resultat för uppdraget *"Genomförande av ny EU-lagstiftning inom elområdet"* överlämnades till Regeringen 2020-02-27 [6]. Ei:s analys innefattar över 100 förslag på förändringar. Nedan redovisas en sammanfattning:

- Nya aktörer introduceras, närmare bestämt aggregatorer i ellagen och energigemenskaper i en ny lag om energigemenskaper. En energigemenskap kan uppträda som producent, elleverantör eller energitjänsteföretag, men föreslås inte få rätt att äga och driva nät.
- Skyddet för samtliga kunder förstärks. Ei föreslår ett förbud mot så kallade brytavgifter för alla elavtal utom för avtal med fast löptid och fast pris, och för så kallade mixade avtal. Ei föreslår även ökade krav på avtalsinnehåll, informationsskyldighet för elleverantörer och nätföretag. Viktig information om exempelvis historisk förbrukning och prisets sammansättning ska finnas med på fakturan till kunderna. Debitering av uppmätta värden ska ske minst en gång i kvartalet.
- Elleverantörer med fler än 200 000 kunder ska kunna erbjuda dynamiska priser, det vill säga priser som återspeglar prisförändringarna på spotmarknaden.
- Elpriskollen.se regleras i ellagen och får utökad omfattning, och ska täcka en så stor andel av marknaden som är möjligt.
- Ellagen får nya bestämmelser om upphandling av stödtjänster, energilager och laddningspunkter för fordon. Nätföretag får enligt Ei:s förslag inte äga laddningspunkter för elfordon. Nätföretag får heller inte äga energilager om inte vissa villkor är uppfyllda.
- Nätföretags möjligheter till verksamhet vid sidan av nätverksamheten begränsas.
- Nätföretag ges ökade incitament i intäktsramen för användande av flexibilitetstjänster.
- Samtliga nätföretag ska ta fram nätutvecklingsplaner. Dessa ska publiceras och lämnas in till Ei.
- Lagstiftningen för icke koncessionspliktiga nät (IKN) bör ses över vad gäller nät som inte endast omfattar en byggnad.

3.1.2 Elnätkoder

Redan i samband med införandet av tredje inre marknadspaketet 2009 togs beslut om att ENTSO-E, samlingsorganet för Europas eltransmissionsföretag, fick i uppdrag att ta fram kommissionsförordningar, så kallade nätkoder. Kraven resulterade i att åtta stycken nätkoder har tagits fram. Dessa beskriver hur lagkraven påverkar elmarknadens aktörer. De berör allt från lokal- och transmissionsnätsägare, elhandlare, producenter, tillsynsmyndigheter samt förbrukare.

De åtta nätkoderna är uppdelade i tre stycken huvudgrupper; anslutnings-, drift- och marknadskoder. Samtliga är antagna och har trätt i laga kraft. Implementering och framtagande av krav samt föreskrifter pågår [7] [8] [9]. Figur 3 visar på en övergripande nivå innehållet i de beslutade nätkoderna.



Figur 3. Övergripande sammanfattning av de åtta nätkoder som beslutats och som är under implementering. [10]

I och med godkännandes av Vinterpaketet uppdaterades elmarknadsförordningen. I den uppdaterade versionen, som styr över förutsättningarna för nätkoder, har reglerna för framtagande av nätkoder förfinats samt skapats utrymme för framtagande av ytterligare nätkoder. Nedan anges några exempel på områden som pekas ut som potentiella områden för nya nätkoder: [11] [12]

- Efterfrågefleksibilitet
- Energilagring
- Datautbyte och cybersäkerhet

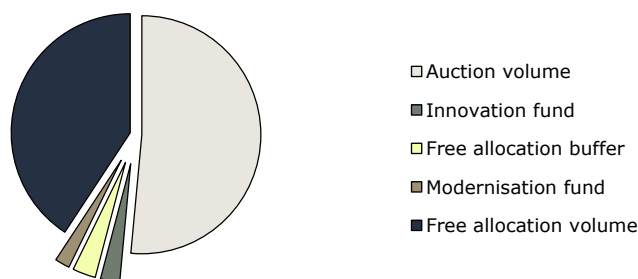
Syftet med de befintliga och de kommande nätkoderna är att öka försörjningstryggheten, bidra till en hållbar energiförsörjning och stärka konkurrensen på elmarknaderna samt att det även ska komma elkunderna till gagn. [13]

3.1.3 EU-ETS, utsläppsrättshandel

2005 lanserade EU ett system för utsläppsrättshandel, the European Union Emission Trading System (EU-ETS). Det var då det första stora handelssystemet för CO₂-utsläpp i världen. Systemet inkluderar alla EU-länder samt Island, Norge och Liechtenstein. Varje land tilldelas ett antal utsläppsrätter. Totalt omfattas ca. 13 000 industrier av systemet som täcker ca. 45% av alla CO₂-utsläpp hos de inkluderade länderna. [14] [15] Utöver EU-ETS så har ett antal europeiska länder ytterligare skatt på CO₂, bla. Sverige.

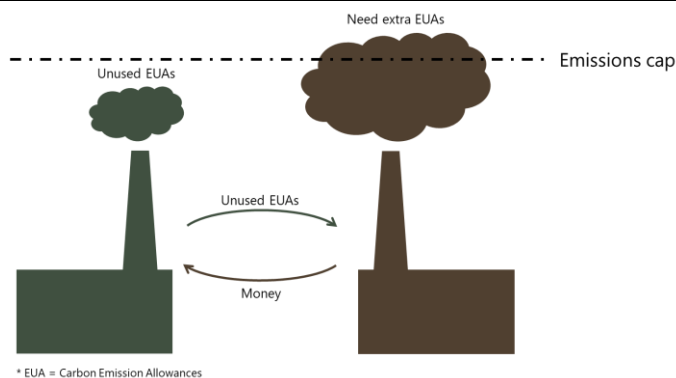
Sedan införandet har handelssystemet utvecklats och förändrats flera gånger. Systemets nuvarande regelverk har pågått sedan 2013 och löper ut vid utgången av 2020. Då tar nästa fas vid och sträcker sig från 2021–2030. Målet med den kommande perioden är att bidra till uppfyllnad av EU:s mål om 43% minskning av växthusgasutsläpp till 2030, jämfört med 2005 års nivå, och samtidigt värna om konkurrenskraftig industri och innovation. [16]

Utsläppsrätter kan allokeras på flera olika sätt, vilket illustreras i Figur 4. Den största uppdateringen för den kommande fasen är att antalet utsläppsrätter minskar med 2.2% årligen, jämfört med 1.74% i nuvarande fasen. Utöver det implementeras en marknadsstabilitetsreserv, Market Stability Reserve (MST), fullt ut. Dessa två ändringar syftar till att hålla prisnivån på utsläppsrätter på en tillräckligt hög nivå och därmed uppmuntra gröna investeringar i såväl elproduktion som minskade utsläpp från industri vilket då leder till minskade utsläpp av växthusgaser. [14] [16]



Figur 4. Allokering av utsläppsrätter inom EU-ETS systemet för perioden 2021–2030. [16]

Som kan ses Figur 4 kommer ca. 50% av alla utsläppsrätter att handlas via auktion under perioden. Figur 5 visar en schematisk skiss över handel med utsläppsrätter.



Figur 5. Schematisk bild över handel med utsläppsrätter.

Historiskt har prisnivån på utsläppsrätterna varierat kraftigt och i vissa perioder varit nära noll, Figur 6 visar historiska prisnivåer baserat på data från ICE [17]. Priserna beror på en rad faktorer [16] [18]:

- Antalet fria utsläppsrätter som finns tillgängliga för auktion.
- Efterfrågan på utsläppsrätter från marknaden.
- Förändringar i EU-ETS systemet, tex. minskning av tillgängliga utsläppsrätter.
- Väder.
- Teknikutveckling och incitament för investeringar i grön teknik.
- Sociala och internationella trender.
- Prisnivåer på fossila bränslen, som tex. gas, kol och olja.

Att förutspå priset på utsläppsrätter har historiskt sett varit svårt och fortfarande är det stor spridning på framtida prisprognoser. Dock kan det ses en trend i att allt fler prognoser pekar på ökade priser av EU-ETS för den kommande perioden. [18] [19] [20]



Figur 6. Historiska priser för utsläppsrätter, baserat på data från ICE-auktioner. [17]

Det är tydligt att priset för koldioxidutsläpp till stor del är beroende av reglering och installation av EU:s system för utsläppsrätter, men också av flera andra faktorer. Dessa yttre faktorer är svåra att förutse och påverka. Således är det svårt att förutspå framtida prisnivåer av utsläppsrätterna. Detta återspeglas också i de stora variationerna som finns i predikteringar. Däremot förväntas de senaste samt kommande förändringarna att påverka prisnivåerna på så sätt att de kommer att öka i förhållande till nuvarande prisnivåer.

3.2 Nationella regelverk och stödsystem

För att nå uppsatta EU-mål och nationella mål har en delmängd av de, i kartläggningen inkluderade, länderna tagit beslut om att avveckla olika kraftslag. Primärt är det avveckling av kärnkraft och kolkraft som diskuterats på de nationella arenorna. En bakomliggande faktor är att många länder anser att EU:s mål gällande kolkraftsavveckling inte är tillräckligt ambitiösa och då satt ännu aggressivare avvecklingsplaner, dvs. tidigare än år 2030.

För kärnkraft är det, bland de studerade länderna, bara Tyskland som tagit ett beslut om avveckling, se

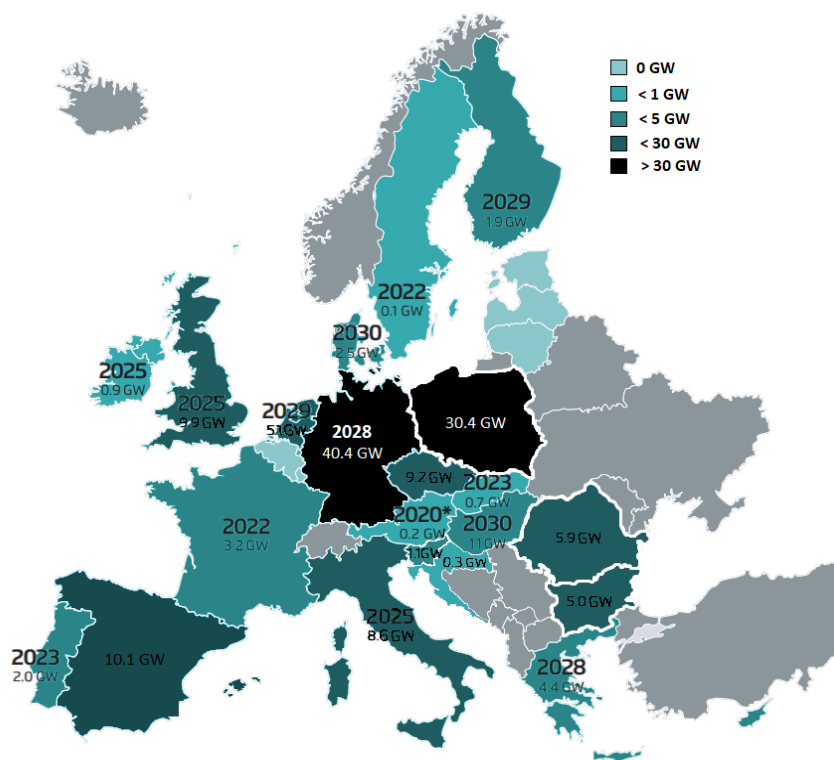
Tabell 1. Till 2022 ska samtliga tyska kärnkraftsreaktorer vara tagna ur drift. I Sverige finns inget gällande beslut om avveckling, däremot finns det en överenskommen begränsning om antalet reaktorer som får finnas. Övriga länder i studien har inte några tydliga restriktioner eller beslut om avveckling, däremot finns planer på utbyggnad av kärnkraft i tex. Polen.

När det gäller kolkraft har betydligt fler av de studerade länderna tagit beslut om avveckling. Däremot är det relativt stor spridning i hur snabbt denna avveckling kommer att ske. I Sverige ska kolkraften vara avvecklad 2022 medan Tyskland har 2038 som stoppår. En anledning till att det i en del av länderna sker en utfasning på längre sikt har att göra med den produktionsmix som länderna har i dagsläget där kol i vissa fall utgör en stor andel medan i andra fall en väldigt liten (obetydlig) andel.

Tabell 1. Summering av nationella beslut om att avveckla specifika kraftslag. I studien har beslut om avveckling rörande kärnkraft och kolkraft inkluderats.

Land	Beslut att avveckla kärnkraft	Beslut att avveckla kolkraft
Sverige	Nej	Ja, 2022 [22]
Norge	Har ingen kärnkraft	Nej, ej beslutat om avveckling (finns endast på Svalbard)
Finland	Nej	Ja, Q2 2029 [23]
Danmark	Har ingen kärnkraft	Ja, 2030 [23] [24]
Tyskland	Ja, 2022 [25]	Ja, 2038 [26]
Polen	Nej, planerar att bygga mer kärnkraft [27]	Nej, planerar istället att effektivisera befintliga anläggningar [23]
Estland	Har ingen kärnkraft	Har ingen kolkraft [28]
Lettland	Har ingen kärnkraft	Har ingen kolkraft [29]
Litauen	Nej	Har ingen kolkraft
Ryssland	Nej	Nej
Nederländerna	Nej	Ja, anläggningar byggda på 1990-talet stängs 2025 medan senare stängs 2030 [23]
Storbritannien	Nej	Kol: 2025 [23]

Figur 7 visar installerad kapacitet i kolkraft per europeiskt land för år 2018, dessutom presenteras år då avveckling av kolkraft ska vara genomförd för respektive land (årtalen i figuren).



Figur 7. Installerad kolkraftseffekt samt planerat årtal för avveckling av kolkraft i Europas länder. Baserad på [23].

3.2.1 Nationella incitament och stödsystem för utökning av andelen RES i energisystemet

För att öka andelen förnybar energi i ländernas energimix och därmed gå mot en klimatneutral energianvändning har RES-LEGAL [29] samlat information för flertalet europeiska länder som rör lagstiftning och incitament för stödsystem, nätfrågor och policys inom energi från förnybara källor. Informationen täcker de tre energisektorerna; el, värme & kyla och transport. Omfattningen av denna databas omfattar alla EU:s 28 medlemsstater, vilket betyder att hemsidan senast uppdaterades innan Storbritannien lämnade EU, EFTA-länderna och medlemmarna i energigemenskapen. Sammanställningen för respektive land (förutom Ryssland) som presenteras i kapitel 3.2.1.1 - 3.2.1.12 är baserad på information från RES-LEGAL:s databas. Den ryska sammanställningen är baserad på rapport från IRENA. [31]

3.2.1.1 Sverige

3.2.1.1.1 Kvotsystem

Det främsta incitamentet för användning av förnybar energi är ett kvotsystem som baseras på kvotförpliktelser och ett certifieringssystem. I lagen om elcertifikat åläggs elleverantörer och vissa elkonsumenter att bevisa att en viss kvot av den el som levererats av dem genererades från förnybara källor. Sådant bevis ska tillhandahållas med hjälp av handelscertifikat som tilldelats producenter av förnybar energi.

Sverige och Norge införde en gemensam elcertifikatmarknad den 1 januari 2012.

3.2.1.1.2 Mekanismer för skattereglering

Elektricitet som produceras från vindkraft är berättigad till skatteprivilegier som består i en sänkning av fastighetsskatten enligt definitionen i lagen om federala fastighetsskatter. El som produceras av kraftanläggningar med en kapacitet lägre än 50 kW är inte beskattningsbar. När det gäller el som produceras från vind, våg och sol är denna kapacitetsmarginal högre enligt tillståndet i energiskattelagen. Sedan 2015 finns en skattesänkning för mikroproduktion av förnybar el.

3.2.1.1.3 Subventioner

Sverige beviljar subventioner för solcellsinstallationer.

3.2.1.1.4 Teknikfrämjande

I princip är all teknik som används för produktion av el från förnybara källor berättigad till stöd i Sverige. Vissa incitament är begränsade till vissa tekniker.

3.2.1.2 Norge

3.2.1.2.1 Kvotsystem

Likt Sverige har Norge ett kvotsystem som baseras på kvotförpliktelser och ett certifieringssystem. Se avsnitt 3.2.1.1.1 för ytterligare information.

3.2.1.2.2 Teknikfrämjande

All teknik för förnybar energi är berättigad till stöd i Norge.

3.2.1.3 Finland

3.2.1.3.1 Subventioner

Finland tillhandahåller subventioner för investeringar och forskningsprojekt inom området hållbar energiproduktion.

3.2.1.3.2 Premiumtariffer

När producenterna av förnybar el från vind, biomassa och biogas säljer sin el på marknaden erhålls en variabel bonus, som betalas ovanpå marknadspriset. Denna bonus är lika med skillnaden mellan ett så kallat målpris och marknadspriset.

3.2.1.3.3 Anbudssystem

Det anbudsbaserade premiumsystemet är ett stödsystem för att främja kostnadseffektiv utveckling av förnybar energi i Finland. Systemet är teknikneutralt för nya producenter av elektricitet från vind, sol, biogas, biomassa och vågkraft. Anbuden uppgår till 1.4 TWh per år.

3.2.1.3.4 Teknikfrämjande

I princip främjar Finland all teknik som används för produktion av el från förnybara källor.

3.2.1.4 Danmark

3.2.1.4.1 Premiumtariffer

I Danmark främjas produktion av el från förnybara källor genom ett premiumtariffsystem baserat på bonusutbetalningar. Operatörerna av förnybara energianläggningar får vanligtvis en variabel bonus som betalas ut ovanpå marknadspriset. Totalsumman av marknadspriset och bonusen får inte överstiga ett lagstadgat maximum per kWh, som beror på energikällan och anslutningsdatumet för en given anläggning.

3.2.1.4.2 Anbudssystem

Det finns ett anbudssystem för premiumtariff som tilldelas för vind- och solproducerad el samt ett anbudssystem för olika förnybara pilotprojekt.

3.2.1.4.3 Nettodebitering (Net-metering)

Elproducenter som använder hela eller delar av den el som produceras för sina egna behov är helt eller delvis befriade från att betala en så kallad Public Service Obligation för denna el. Public Service Obligation är en avgift som tas ut för att stödja förnybar energi.

3.2.1.4.4 Lånegarantier

Föreningar av ägare av vind- och solkraftanläggningar och andra lokala initiativ kan ansöka om garantier för lån till förstudier som inledande del till byggandet av en vind- eller solkraftanläggning.

3.2.1.4.5 Teknikfrämjande

VE-Lov (Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi ACT No. 1194/2018 – Decree on the Promotion of Renewable Energy Act) reglerar främjandet av teknik för produktion av elektricitet från vindkraft, biogas, biomassa, solenergi, våg- och tidvattensenergi samt vattenkraftverk vars kapacitet inte överstiger 10 MW.

3.2.1.5 Tyskland

Tyskland har flertalet program som främjar utbyggnaden och integrationen av förnybar elproduktion i samhället. Den statligt samt delstatsägda banken KfW har flertalet låneprogram för att främja förnybar energi.

3.2.1.5.1 KfW-program

Förnybar energi – standard

Ger lån med låg ränta med en ränteperiod på 10 år inklusive en återbetalningsfri startperiod för investeringar i installationer av förnybar elproduktion.

Havsbaserad vindkraft

Tillhandahåller lån och finansieringspaket för att stödja företag som vill investera i havsbaserade vindkraftsparker i den tyska exklusiva ekonomiska zonen eller 12 sjömil i Nord- och Östersjön.

Konsortielån inom energi och miljö

Ger ett konsortielån upp till 4 miljarder euro för landbaserade vindkraftsparker och solcellsinstallationer.

Förnybar energi - premium

Ger bland annat lån med låg ränta och beviljar återbetalningsstöd för elproduktion från djupa geotermiska anläggningar.

Förnybar energi - lagring

Stöder användningen av stationära batterilagringssystem som är ihopkopplade med solcellsanläggningar, vilka är anslutna till elnätet.

Förnybara energi och miljö

Tillhandahåller bland annat låga räntelån för kommersiella inköp av elektriska, plug-in och vätgasfordon.

3.2.1.5.2 BMU:s innovationsprogram

Det tyska federala ministeriet för miljö, naturvård och kärnsäkerhet (BMU) ger lån med låga räntor och subventioner för innovativa pilotprojekt inom förnybar energi.

3.2.1.5.3 Miljöbonus

En miljöpremie för inköp av elektriska fordon, plug-in och vätgasfordon.

3.2.1.5.4 Marknadspremie

Anläggningsoperatörer av förnybara energianläggningar som överstiger en installerad effekt på 100 kW, som inte är skyldiga att delta i anbudsförfarandena, stöds av en marknadspremie för den el som de säljer direkt. Marknadspremiens storlek beräknas varje månad.

3.2.1.5.5 Hyresgäststillsättning

Solcellsanläggningar upp till 100 kW på bostadshus stöds genom ett så kallat hyresgäststillsättning, om elen levereras och förbrukas internt inom byggnaden utan att gå ut på nätet. Elektricitet som exporteras till nätet stöds av inmatningstariffen.

3.2.1.5.6 Marknadspremie

Anläggningsoperatörer av RES-anläggningar som överstiger en installerad effekt på 100 kW som inte är skyldiga att delta i anbudsförfarandena stöds av ett marknadspremie för el som de säljer direkt. Marknadspremiens storlek beräknas varje månad.

3.2.1.5.7 Inmatningstariff

För kraftverk upp till 100 kW finns ett stödsystem som är baserat på en inmatningstariff, som nätoperatören betalar till anläggningsoperatörerna. Tariffbeloppets storlek fastställs i lag och betalas vanligtvis under en period om 20 år. Anläggningsoperatörerna kan också välja marknadspremien som beskrevs tidigare. Kraftverk med en kapacitet överstigande 100 kW kan i undantagsfall ta del av inmatningstariffen.

3.2.1.5.8 Anbudssystem

Land- och havsbaserade vindkraftsprojekt med en installerad effekt överstigande 750 kW, solkraftinstallationer överstigande 750 kW, biomassanläggningar överstigande 150 kW och redan befintliga biomassanläggningar tilldelas stöd genom ett anbudsförfarande. Anbudsförfarandet fastställer sedan nivån på stödet.

3.2.1.5.9 Flexibilitetstillägg

Operatörer av nya biogasanläggningar kan kräva ytterligare stöd för att tillhandahålla kapacitet för användning på begäran.

3.2.1.5.10 Flexibilitetspremie

Operatörer av biogasanläggningar som har tagits i drift före 1 augusti 2014 kan kräva ytterligare stöd för att tillhandahålla ytterligare installerad effekt för användning på begäran.

3.2.1.5.11 Teknikfrämjande

Generellt främjar tyska lagen om förnybar energi (EEG) all teknik som används för att generera el från förnybar energi. Emellertid kan kapacitet, placering eller använt material ge anledning att utesluta vissa typer av anläggningar från stödsystemet.

3.2.1.6 Polen

3.2.1.6.1 Anbudssystem

För närvarande är det främsta incitamentet för användning av förnybar energi i Polen anbudsauktioner. Den första aktionen organiserades i december 2016.

3.2.1.6.2 Kvotssystem

Fram till 2016 var det viktigaste stödsystemet ett kvotssystem i form av en kvotplikt, som kombinerades med ett certifikathandelssystem. Certifikat tilldelas producenter av el från förnybara källor. I dagsläget kan de anläggningar som började producera elektricitet innan den nya lagen trädde i kraft (anbudssystemet), välja att stanna kvar i kvotsystemet eller gå över till anbudssystemet.

3.2.1.6.3 Inmatningstariff och inmatningspremie för små biogas- och vattenkraftverk upp till 1 MW

Ägare av små biogas- och vattenkraftverk är berättigade till en inmatningstariff (installerad effekt upp till 500 kW) eller en inmatningspremie (installerad effekt om 0.5–1 MW).

3.2.1.6.4 Stödsystem för prosumenter

Ägare av mikroproduktionsanläggningar (med kapacitet upp till 50 kW) får utbyta överskottet av elektricitet som produceras för att täcka luckor i elproduktionen. Förhållandet är 1 till 0.8 för kapacitet upp till 10 kW och 1 till 0.7 för installationer mellan 10 och 50 kW.

3.2.1.6.5 Skatteincitament

Producenter av el från förnybara källor är undantagna från skatt på försäljning och konsumtion av el.

3.2.1.6.6 Lån

Nationella fonden för miljöskydd och vattenhantering (NFOŚiGW) beviljar låga räntelån för att stödja inköp och installation av förnybara elproduktionsanläggningar.

3.2.1.6.7 Subventioner

Nationella fonden för miljöskydd och vattenhantering beviljar låga räntelån tillsammans med subventioner för att stödja inköp och installation av, små och mikro, förnybara elproduktionsanläggningar för installationer till enfamiljshus eller flerfamiljshus.

3.2.1.6.8 Teknikfrämjande

I allmänhet är alla tekniker berättigade till stöd.

3.2.1.7 Estland

3.2.1.7.1 Premiumtariffer

Operatörerna av förnybara energisystem kan sälja el som produceras på den fria marknaden och få en bonus ovanpå marknadspriset.

3.2.1.7.2 Anbudssystem

Den nya ändringen reglerar att om produktionskapaciteten för befintlig produktionsutrustning inte är tillräckligt för att uppfylla målet för elproduktion från förnybara energikällor eller genom kraftvärmeanläggningar, kommer regeringen på förslag av ministeriet för ekonomi och kommunikation (MKM), inrätta ett underbud för att erhålla ytterligare produktionskapacitet. Det kommer att finnas två differentierade anbud (omvända auktioner) tillkännagivna av MKM 2019 och 2020 för att uppnå de nationella målen (17.6% förnybar elektricitet i slutförbrukning fram till 2020).

3.2.1.7.3 Teknikfrämjande

Stödprogram är i allmänhet tillämpliga på all teknik för elproduktion av förnybar energi.

3.2.1.8 Lettland

Lettland har en av de högsta andelarna av förnybar energi av länderna i EU-28 och har som nationellt mål att 40% av slutlig bruttoenergiförbrukning ska vara från förnyelsebara energikällor år 2020. Men det befintliga stödssystemet i form av en inmatningstariff, som också innehåller delar av ett kvotssystem och anbud, har varit under översyn och varit stängt för nya förnybara anläggningar sedan 2011 och har varit planerat att förbli så till 2020. Detta för att säkerställa att elektricitet och värme produceras med de mest kostnadseffektiva teknologierna bör stödåtgärder vara teknikneutrala.

3.2.1.8.1 Teknikfrämjande

I allmänhet gäller en inmatningstariff för all teknik relaterat till förnybar elproduktion förutom geotermisk produktion. Nettodebitering gäller alla tekniker som är anslutna till elnätet via en liten anslutning ($\leq 3 \times 16$ A).

3.2.1.9 Litauen

3.2.1.9.1 Variabel inmatningspremie

I Litauen främjas främst el från förnybara källor genom en variabel inmatningspremie. Tarifferna för förnybara anläggningar med en produktionskapacitet på upp till 10 kW fastställs av nationella kommissionen för energikontroll och priser. Förnybara anläggningar med installerad kapacitet som överstiger 10 kW garanteras tariffen genom att delta i anbudsauktioner. Detta system är stängt för nya förnybara anläggningar. Emellertid planeras ett nytt stödssystem för förnybar teknik baserat på teknikneutrala anbud i kombination med en fast inmatningspremie.

3.2.1.9.2 Anbudssystem

Enligt lagen om energi från förnybara källor kan operatörerna av förnybara anläggningar med en total installerad effekt över 10 kW garanterades tariffer (glidande inmatningspremie) genom att delta i anbud. Var sjätte månad reviderar nationella kommissionen för energikontroll tariffnivåerna för dessa förnybara anläggningar för efterföljande anbud.

3.2.1.9.3 Specialprogram för klimatförändringar

Klimatförändringsprogrammet är en fond som stöder projekt som syftar till att minska utsläppen av växthusgaser. All teknik som används för förnybar elproduktion är berättigad till att ta del av detta program. Denna fond ger stöd i form av lån och subventioner.

3.2.1.9.4 Nettodebitering (Net-metering)

Stödberättigade för nettodebitering är sol-, vind- och biomassanläggningar som drivs av fysiska personer, inklusive jordbrukare vars årliga inkomst från jordbruksverksamhet står för mindre än 50% av alla inkomster (≤ 10 kW), och juridiska personer, inklusive jordbrukare vars årliga inkomst från jordbruksverksamhet står för mer än 50% av de erhållna inkomsterna (≤ 100 kW).

3.2.1.9.5 Undantag från punktskatt

I Litauen är el från förnybara källor undantagen från punktskatt.

3.2.1.9.6 Teknikfrämjande

I grunden är all teknik som används för produktion av el från förnybara källor berättigad till minst ett stödsystem.

3.2.1.10 Ryssland

3.2.1.10.1 Subventioner

Förnybara elkraftanläggningar kompenseras för 50% av anslutningsavgifter till elnätet.

3.2.1.10.2 Lagar

Vidare är nätbolagen skyldiga att köpa förnybar el motsvarande 5% av deras nätförluster.

3.2.1.10.3 Anbudssystem

Ryssland har likt många andra länder en stödmekanism, ett auktionssystem, som premierar förnybar elproduktion. Vanligtvis är stödsystemet, innehållande premium inmatningstariffer, elcertifikat, anbudssystem etc., länkat till producerad elektricitet från förnybara kraftslag, dvs. angivet i MWh. Istället är det ryska systemet länkat till ett kapacitetsleveransavtal, dvs. effekten kraftverket kan leverera, uttryckt i MW eller MW per månad.

Dessa avtal tillåter investerare att säkra en avkastning på sina investeringar i projekt för förnybar energi genom garanterade kapacitetbetalningar som ska betalas under 15 år. För att kunna vara berättigade till dessa avtal, ska producenter av förnybar el genomgå en auktionsprocess.

3.2.1.11 Nederländerna

3.2.1.11.1 Mekanismer för skattereglering

Prosumenter som producerar den el de använder från förnybara energikällor kan vara skattebefriade från energiskatt på deras elförbrukning. Dessutom är företag berättigade till skattecredit (EIA - Energy Investment Allowance) för investeringar i förnybara energianläggningar.

3.2.1.11.2 Lån

Investeringar i förnybara energiprojekt (exklusive biomassa och biogas) är berättigade till en sänkning av räntan enligt en så kallad grön projektdeklaration (Green project declaration).

3.2.1.11.3 Nettodebitering (Net-metering)

El som produceras och matas in i nätet via små anslutningar ($\leq 3 \times 80$ A) kräver mätning.

3.2.1.11.4 Premiumtariffer

Nederländerna har infört en premiumtariff, som läggs ovanpå marknadspriset för att främja produktion av el från förnybara energikällor.

3.2.1.11.5 Teknikfrämjande

I Nederländerna är alla tekniker berättigade till minst ett stödsystem. Men varje stödprogram har olika fokus.

3.2.1.12 Storbritannien

3.2.1.12.1 Inmatningsavgift

I Storbritannien måste stödberättigande förnybara energianläggningar med en kapacitet på upp till 5 MW oftast genomgå en ackrediteringsprocess, som kan skilja sig beroende på anläggningsstorlek och energikälla. När denna process är klar och anläggningen har ackrediterats, köps elen som matats in i nätet av anläggningen av en inmatningstariffslicensinnehavare. Elektriciteten köps, till priser som varje år korrigeras av gas- och

elmarknadsmyndigheten, av en eldistributör. Detta system gäller endast i Storbritannien, dvs. Skottland, England och Wales men är däremot inte tillämbart på Nordirland. Fram till 31 mars 2017 har anläggningar i storleksspannet mellan 50 kW och 5 MW rätt att välja mellan ovan nämnda system, Renewables Obligation (RO), och ett Contract for Difference (CfD)-system, där det senare beskrivs i följande underkapitel.

3.2.1.12.2 Tariffsystem

I Storbritannien finns ett tariffsystem som ägs av den brittiska regeringen och som kallas Contract for Difference. CfD är ett privaträttsligt avtal mellan en förnybar producent och en CfD-motpart, Low Carbon Contracts Company (LCCC). [32]

CfD baseras på en skillnad mellan marknadspriset och ett överenskommet "strejkpris". Om ett "strejkpris" är högre än ett marknadspris, måste CfD-motparten betala producenten skillnaden mellan "strejkpriset" och marknadspriset. Då marknadspriset är högre än "strejkpriset" måste producenten betala tillbaka CfD-motparten skillnaden mellan marknadspriset och "strejkpriset". En producent med av lämplig förnybar teknik, som är villig att säkra ett CfD-kontrakt, måste delta i en tilldelningsrunda. Med vissa undantag, fram till 31 mars 2017, kunde producenterna välja mellan RO- och CfD-system. Från april 2017 är CfD-systemet det enda stödsystemet för alla nya förnybara anläggningar över 5 MW.

3.2.1.12.3 Skattregleringsmekanism

Från april 2013 introducerades en skatt som kallas "Carbon Price Floor" i Storbritannien. Skatten gäller fossila bränslen som används för elproduktion. Förnybar el är undantagen från att betala denna skatt.

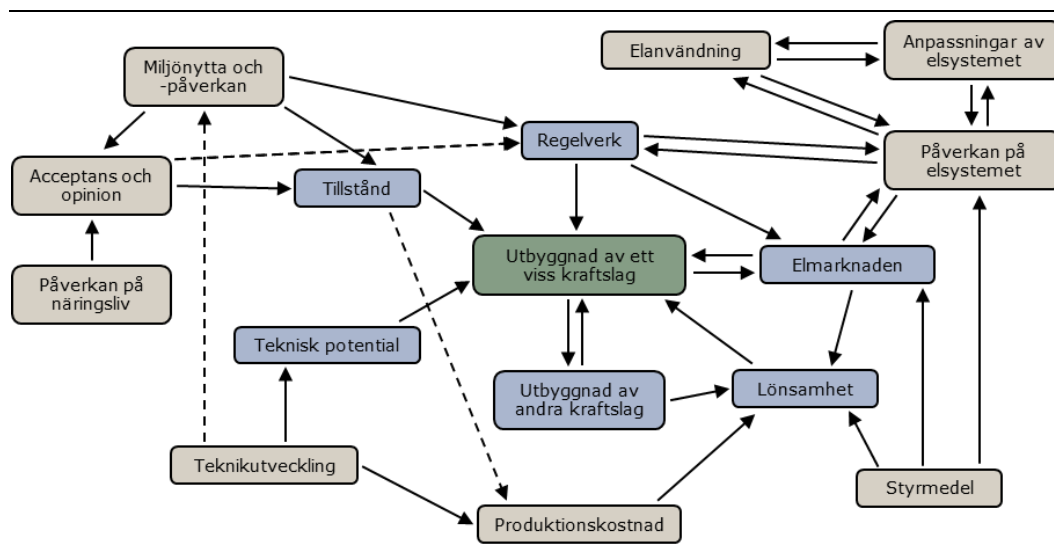
3.2.1.12.4 Teknikfrämjande

All teknik som används vid produktion av el från förnybara källor är berättigad.

3.3 Slutsatser kapitel 3

Som förklarar i kapitel 3 är förändringarna i energisystemet beroende av många faktorer, vilket också återspeglas i Figur 8. En av de faktorer som har störst påverkan är direktkopplad till politiska beslut, incitament och målsättningar. För länder som tillhör energiunionen är stor andel av de nationella regelverken grundade i de beslut som fattas på EU-nivå. Det kan poängteras att EU-kraven är att betraktas som minikrav och många länder väljer att införa mer strikta krav.

I en framtid med ett mer komplext och sammankopplat energisystem såväl geografiskt, marknadsmässigt som tekniskt kan det komma förväntas att än mer direktiv, lagar och föreskrifter styr utvecklingen i symbios med samhällets megatrender. Då samhällets megatrender till stor del återspeglar kundernas värderingar och behov samtidigt som det från EU finns starkt uttalat att kundernas möjlighet att påverka ska öka, kommer det framtida energisystemet och energimarknaden med stor sannolikhet vara mer kundcentrerad.



Figur 8. Exempel på faktorer som påverkar utbyggnaden av ett visst kraftslag. [33]

4 Användning och produktion av el

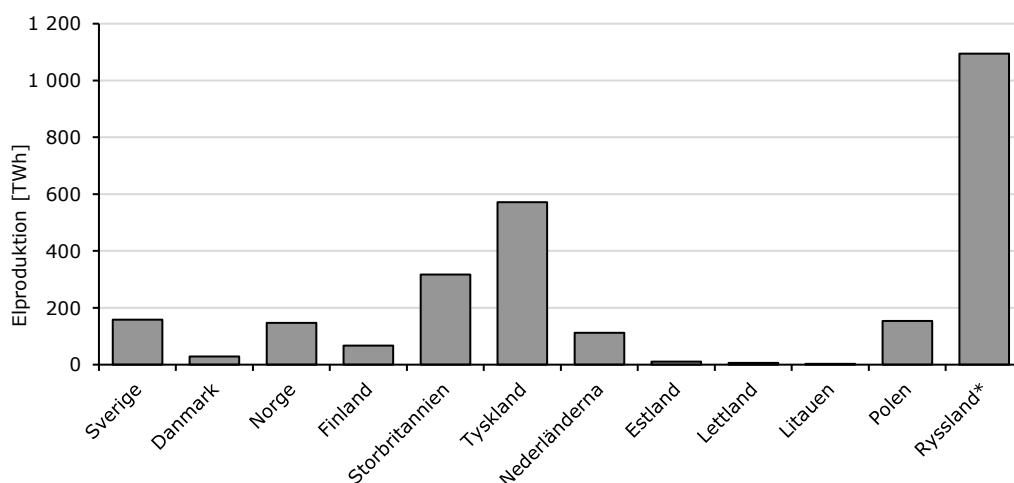
Som beskrivits tidigare och som även kommer att poängteras och visas senare i rapporten så är det svenska energisystemet i hög grad beroende av energisystemen i omkringliggande länder. Dels genom att systemen är sammankopplade vilket möjliggör såväl import som export av el och dels genom att länderna i stor grad verkar under gemensamma EU-regelverk. I avsnitt 4.1 och 4.2 återfinns en sammanställning av ländernas användning och produktion av el i dagsläget såväl som en utblick framåt i tiden.

4.1 Dagens situation

Följande kapitel beskriver dagens elproduktionsmix, elanvändning samt export/import för de nordiska länderna, Tyskland, Storbritannien, Nederländerna, Polen, Ryssland samt de baltiska länderna. Data som presenteras i Figur 9 - Figur 13 för samtliga länder (exkl. Ryssland) är baserad på Eurostats sammanställning för 2018 [33]. Där produktion från olika kraftslag, användningen samt import/export är sammanfattad. För Ryssland har data från inhämtats från IEA och motsvarar år 2017 [34].

4.1.1 Elproduktion, elanvändning och export/import 2018

Den totala elproduktionen för EU-28 var, 2018, 3 070 TWh. De EU-länder som inkluderas i denna studie producerade ca. 1 430 TWh, dvs. nästan hälften av EU:s elproduktion. Utöver det kan tilläggas att för samtliga länder i studien, dvs. när Norge och Ryssland läggs till, summeras elproduktionen till nästan 2 700 TWh. Figur 9 visar elproduktionen per land, där tydliggörs att Ryssland, Storbritannien och Tyskland står för en majoritet av elproduktionen.

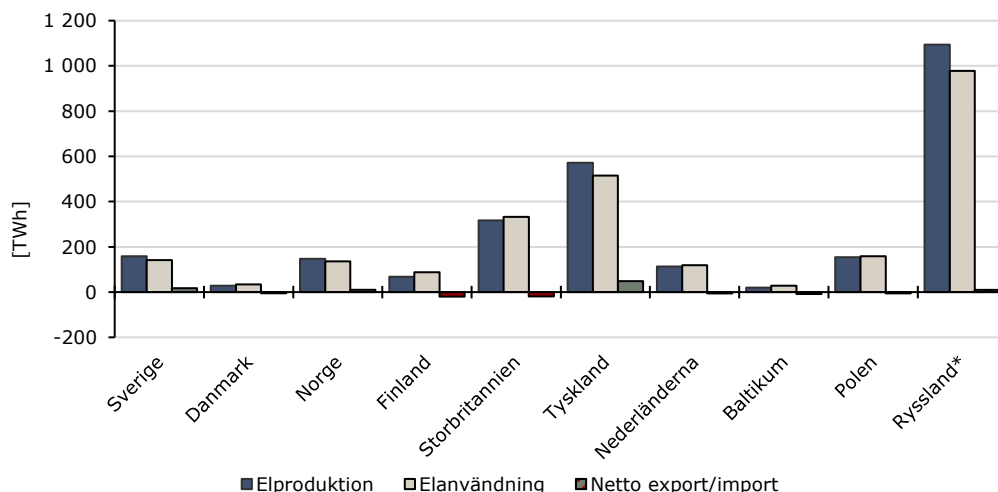


* data för Ryssland motsvarar elproduktionen 2017

Figur 9. Total elproduktion per land för 2018. Elproduktionen för Ryssland är baserad på data från 2017. [33] [34]

Då de analyserade länderna elsystem är sammankopplade, se kapitel 5 för ytterligare information, är det naturligt att länderna exporterar och importerar el från varandra under perioder av över- respektive underskott. Ett utbyte som blir allt mer betydelsefullt när andelen variabel elproduktion ökar.

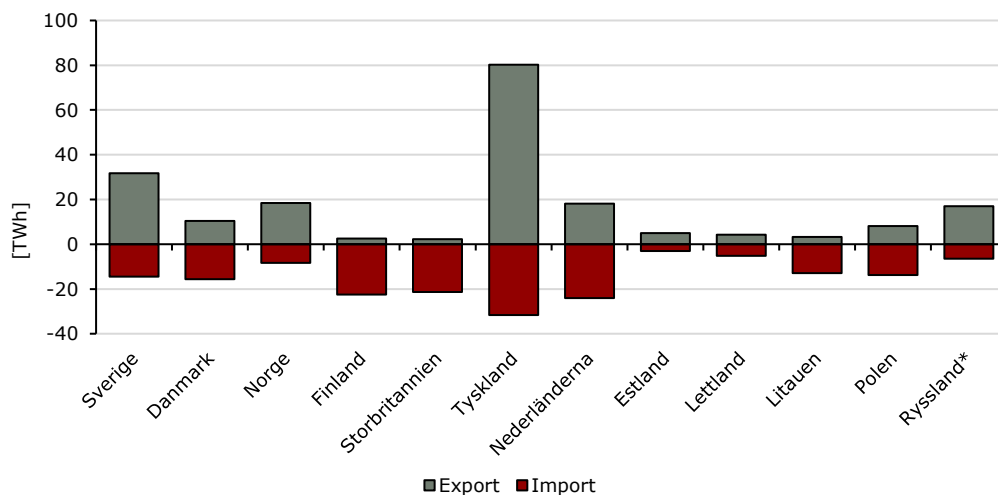
Figur 10 visar hur ländernas elproduktion var i förhållande till den nationella elanvändningen, samt residualen av dessa (import- alt. exportbehov).



* data för Ryssland motsvarar värden 2017

Figur 10. Total produktion, användning samt netto export/import av elektricitet, 2018. [33] [34]

Även om ett land sett över på årsbasis är nettoexportör kan det under året finnas perioder av import och vice versa. Figur 11 visar fördelningen mellan import och export på årsbasis för de analyserade länderna.



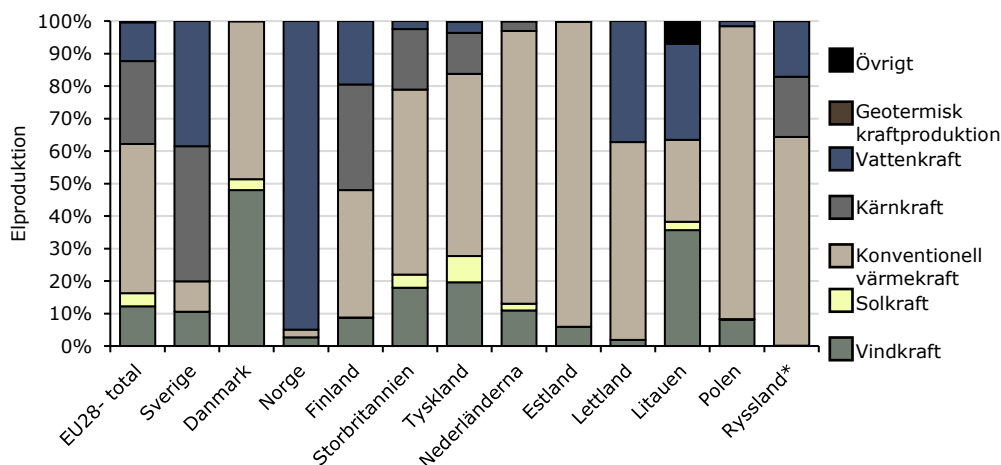
* data för Ryssland motsvarar export och import av elektricitet 2017

Figur 11. Total export/import av elektricitet, 2018. [33] [34]

4.1.2 Elproduktion från olika kraftslag, 2018

När elproduktionen per land analyseras närmare blir det tydligt att variationen i produktionsmixen mellan olika länder varierar kraftigt, se Figur 12. Den stora variationen beror av en rad olika faktorer. Det är dels en produkt av de olika ländernas nuvarande och historiska energipolitik, men även till stor del beroende på de nationella förutsättningarna utifrån tillgång på råvaror, geologi och väder.

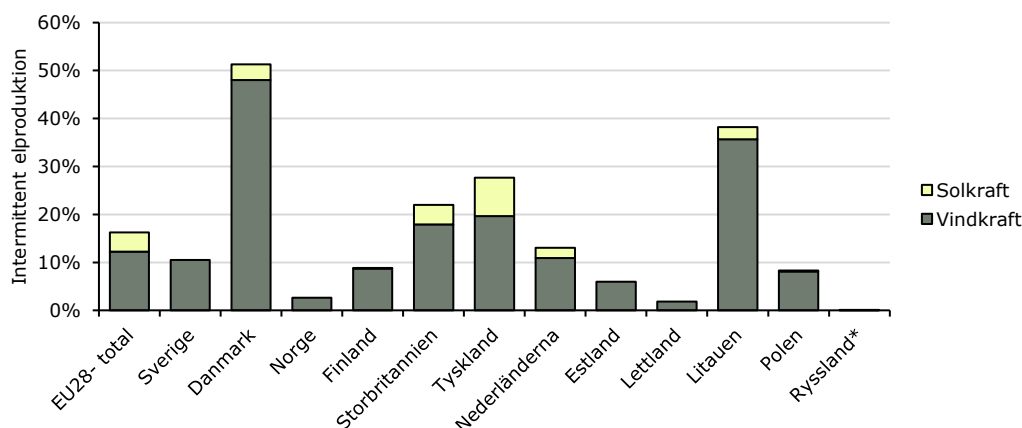
Ett typexempel på detta är elproduktion via vattenkraft. Här sticker Norge ut med en elproduktionsmix som består till ca. 95% av produktion via vattenkraft medan Danmark som saknar förutsättningar för storskalig vattenkraft har en produktionsmix som i princip helt saknar elproduktion från vattenkraft. Ytterligare en stor skillnad mellan länder är närvaron av elproduktion via kärnkraft där det är tydligt att vissa länder har valt att bygga ut kärnkraft medan en del länder inte gjort det.



* data för Ryssland motsvarar elproduktionen 2017

Figur 12. Fördelning av elproduktionen mellan olika kraftslag, 2018. [33] [34]

I Figur 13 visas andelen intermittent elproduktion för respektive land.



* data för Ryssland motsvarar elproduktionen 2017

Figur 13. Andel av elproduktion som är genererad från sol- respektive vindkraft, 2018. [33] [34]

I Tabell 2 visas installerad effekt, uppdelad mellan planerbar och intermittent, för respektive land 2018, bortsett från Sverige (2020) och Ryssland (2017).

Tabell 2. Installerad effekt som är planerbar respektive intermittent 2018. [33] [34] [35] [37]

Land	Planerbar produktion	Intermittent produktion	Fördelning planerbar/intermittent
	[GW]	[GW]	[%]
Sverige*	28.8	11.5	71/29
Norge	33.1	1.7	95/5
Finland	12.7	2.0	86/14
Danmark	7.3	6.1	54/46
Tyskland	113.2	104.0	52/48
Polen	33.6	5.8	85/15
Estland	2.5	0.3	89/11
Lettland	2.8	0.1	97/3
Litauen	2.5	0.6	81/19
Ryssland**	295.4	0.4	100/0
Nederländerna	20.6	4.3	83/17
Storbritannien	59.7	21.9	73/27

* data för Sverige motsvarar 2020.

** data för Ryssland motsvarar 2017.

4.2 Framtidsprognoser

I följande avsnitt presenteras framtidsprognoser för både elanvändning och elproduktion för samtliga länder förutom Ryssland. Andelen intermittent elproduktion, sol- och vindkraft, specificeras för respektive land. Dessutom indikeras huruvida länderna är nettoexportörer eller nettoimportörer av elektricitet.

4.2.1 Avgränsningar och antaganden

Nedan följer prognoser hur framtidens elproduktion, elanvändning samt resulterande nettoöver-/nettounderskott av elektricitet kan komma att se ut. De presenterade prognoserna, Svk:s långsiktiga marknadsanalys (LMA) 2018, är baserade på ENTSO-E:s scenario "sustainable transition" i deras "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP) 2018 vilket har vidareutvecklats av projektgruppen inom nordiska nätutvecklingsplanen (NGDP).

Vidare har det för 2040 gjorts tre olika scenarion, låg, referens samt hög. Referensscenariot utgör en "bästa uppskattning". I alla tre scenarios ska olönsam produktion läggas ner och ny ska byggas om marknadspriset är tillräckligt högt och om eventuell nybyggnad inte går emot olika beslut.

För framtagande av de kompletterande scenarierna på detaljnivå har en funktion tillämpats i elmarknadsmodellen BID3 där en optimal produktionsmix eftersträvas genom att modellen iterativt bygger ut kraftsystemet. Gränsvärdet för installerad effekt har i de två kompletterande scenarierna ökat med 20% i förhållande till TYNDP2018.

Vidare, för att möjliggöra presentation av elproduktion i de olika scenarierna 2040 för Storbritannien, Tyskland, Nederländerna, Baltikum samt Polen har den prognostiserade installerade effekten för sol- respektive vindkraft räknats om från installerad effekt i GW till TWh enligt fullasttimmarna för respektive kraftslag, vilka presenteras i Tabell 3. Omvänt har den installerade effekten i scenarierna för Norge, Danmark, Finland samt de tre svenska scenarierna med kärnkraft (S1, S2 och S3) beräknats med hjälp av fullasttimmarna.

Tabell 3. Avrundade fullasttimmar för respektive kraftslag, baserat på data för Sverige. [37]

Scenario	2030	2040 låg	2040 ref	2040 hög
	[h]	[h]	[h]	[h]
Kraftvärme	3 600	3 100	3 400	2 900
Kärnkraft	7 200	7 200	7 200	7 200
Vattenkraft	4 400	4 300	4 300	4 200
Vindkraft	2 800	3 200	3 200	3 200
Solkraft	1 000	1 000	1 000	1 000

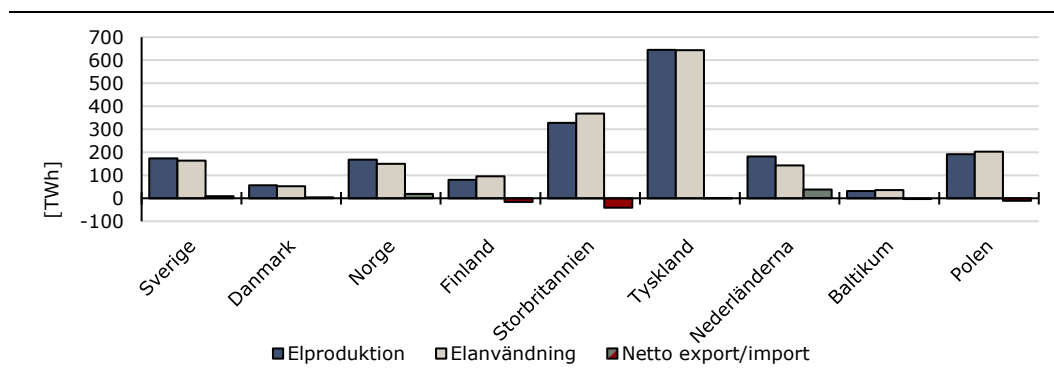
Då tekniken för bland annat vindkraften fortfarande utvecklas, och därmed antas kunna producera mer allt eftersom, förändras antalet fullasttimmar i Tabell 3 något beroende på vilket år samt scenario. Vidare kommer det inte skilja mycket mellan referens- och högscenariot gällande elanvändningen för Storbritannien, Tyskland, Nederländerna, Baltikum samt Polen då inte samma prognoser används som för Sverige och övriga Norden 2040.

För högscenariot antas en global klimatsatsning där el blir den primära energibäraren i samhället vilket antas medföra ökade bränslepriser i förhållande till referensscenariot. Gällande lågscenariot antas "business as usual" och priset på bränsle, utsläppsrätter samt elanvändningen ligger kvar på dagens nivåer.

Värt att notera är att mer detaljerad analys har gjorts för de nordiska länderna, vilket gör att de skiljer sig i förhållande till de resterande länder när det kommer till elanvändningen för det låga scenariot. Då data för 2018, i enlighet med [33], redan har presenterats i kapitel 4.1, är den data även inkluderad i prognoserna som basvärde för att ge läsaren en uppfattning av förändringarna storlek. Tillgängliga prognoser för Ryssland varit för gamla, vilket resulterat i att Ryssland inte inkluderats i framtidsprognoserna.

4.2.2 Elproduktion, elanvändning och export/import prognoser

I Figur 14 presenteras total produktion, användning samt nettoexport/-import av elektricitet för flera länder utifrån referensscenariot år 2040. Denna figur är jämförbar med Figur 10 som illustrerar motsvarande fast för 2018, vilket även presenteras i Tabell 4.



Figur 14. Total produktion, användning samt netto export/import av elektricitet, 2040. [37]

I Tabell 4 presenteras förutom jämförelse mellan 2018 och referensscenariot 2040 även prognostiserade värden (elproduktion, elanvändning och netto export/import) för ett framtidsscenario till 2045. För detta framtidsscenario antas att utveckling för såväl elproduktion som elanvändning fortsätter öka i samma takt. Att ökningen antas vara linjär mellan 2040 och 2045 anses rimligt då så lång prognos påverkas av många, i dagsläget, okända faktorer. Men för att erhålla ett "worst case" har högscenariot använts för extrapolering.

Detta kan bla. ses i Tabell 4 när Sverige en elanvändning om knappt 200 TWh år 2045, vilket är i linje med Svenskt Näringslivs övergripande prognoser inom detta projekt.

Tabell 4. Förändring av elproduktion, elanvändning och netto export/import mellan 2018 och 2040 ref. [37] [33]

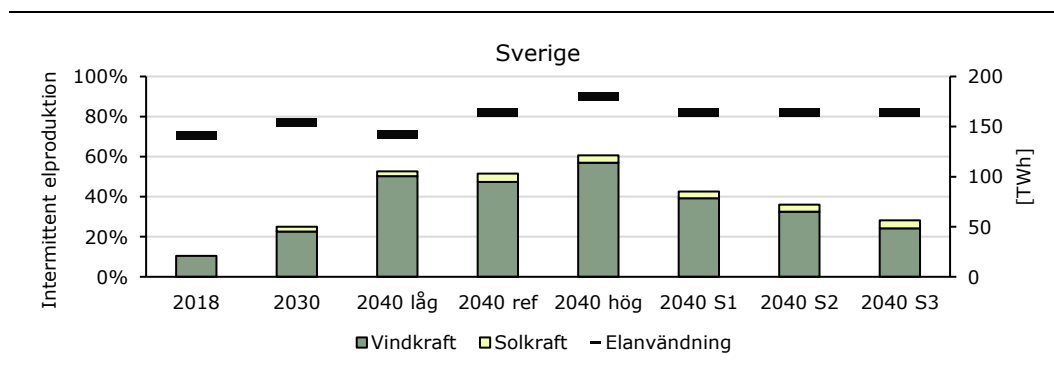
Scenario	Elproduktion			Elanvändning			Netto export/import		
	2018	2040 ref	2045	2018	2040 ref	2045	2018	2040 ref	2045.
	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]
Sverige	158	173	195	141	164	189	17	9	6
Norge	147	168	184	137	149	159	10	19	21
Finland	67	80	90	87	96	109	-20	-16	-15
Danmark	29	57	72	34	53	61	-5	4	6
Tyskland	572	645	649	523	644	690	48	1	-10
Polen	154	192	231	160	203	226	-6	-11	-12
Baltikum	21	31	51	29	35	42	-9	-4	-3
Nederländerna	113	181	145	118	143	155	-6	38	48
Storbritannien	317	327	334	336	368	387	-19	-41	-46

4.2.2.1 Prognoser av elanvändning och intermittent elproduktion

I nedanstående stycken presenteras andelen intermittent elproduktion (%) samt den prognostiserade totala elanvändningen (TWh) för Sverige, Storbritannien, Tyskland, Nederländerna, Polen, Baltikum, Danmark, Norge och Finland.

I prognoserna som presenterats i avsnitt 4.2.1 antogs att den svenska kärnkraften avvecklats efter 2030 vilket resulterat i kraftig utbyggnad av vindkraften. Då det tidigare beslutet att avveckla kärnkraften har ändrats, har tre alternativa scenarier, 2040 S1, 2040 S2 samt 2040 S3 inkluderats. I dessa alternativa scenarier har kärnkraften ökat med 5 900 MW, i förhållande till referensscenariot 2040, motsvarande 40 TWh producerad elektricitet. Denna ökning av kärnkraft resulterar i att vindkraften, i 2040 S2, minskas med motsvarande kapacitet (5 900 MW) samt med 40 TWh i scenariot 2040 S3. I scenariot 2040 S1 påverkas de andra kraftslagen ej i förhållande till referensscenariot, bortsett från att andelen intermittent kraftproduktion minskar då den totala kraftproduktionen ökar som ett resultat av mer kärnkraft.

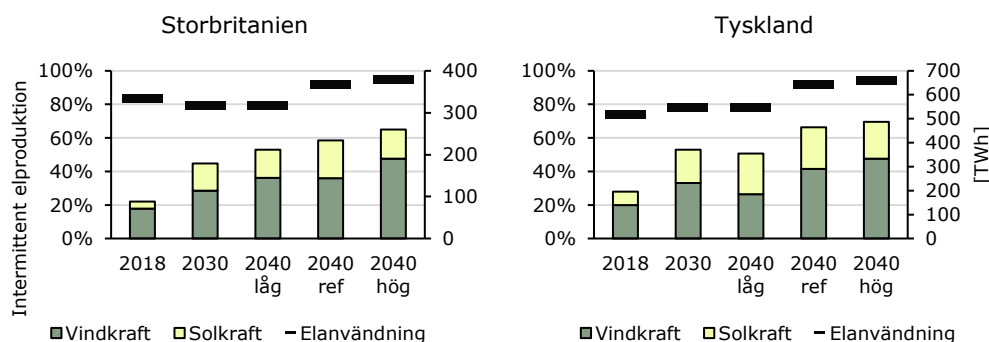
Vidare antas en minskad elanvändning för lågscenariot men ökning för både referens- samt högscenariot. Från 143 TWh 2018 till 164 TWh 2040 för referensscenariot. I referensscenariot 2040 motsvarar intermittent elproduktion 51% av elektricitetsmixen.



Figur 15. Prognostiserad elanvändning samt andel av elproduktion som är genererad från sol- respektive vindkraft i Sverige, 2018–2040. [33] [37]

Likt prognosen för Sverige, ökar både andelen intermittent elproduktions såväl som elanvändningen för både Storbritannien och Tyskland, vilket presenteras i Figur 16. För Storbritannien antas elanvändningen minska till 2030 (317 TWh) för att sedan öka till 2040 (368 TWh), i förhållande till 2018 (333 TWh). Detta kan bero på att prognosen från TYNDP "Distributed generation" som alla länder, förutom de nordiska, är baserade på gjordes innan de faktiska siffrorna för 2018 fastställdes, men det kan även bero på energieffektiviseringar och/eller förändringar i bränsletyp för exempelvis uppvärmning där ökad andel fjärrvärme skulle kunna bidra till minskad elanvändning för uppvärmning. Andelen intermittent elproduktion ökar stadigt till 2040, där den närmar sig 60%, och för referensscenariot har fördelningen mellan sol- och vindkraft förändrats där solkraften tar större andel (36% vindkraft och 22% solkraft 2040 jämfört med 18% vindkraft och 4% solkraft 2018).

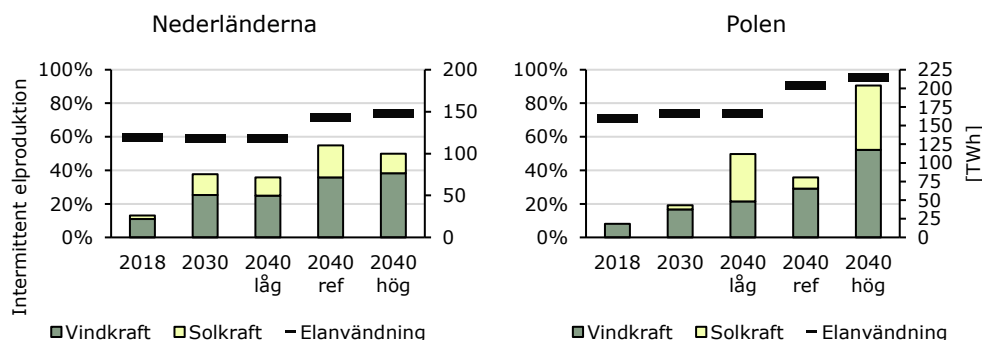
För Tyskland ökar elanvändningen från 515 TWh (2018) till 644 TWh (2040) såväl som den intermittenta andelen elproduktion. 2040 uppgår den intermittenta elproduktionen till 66% av Tysklands totala elproduktion. Likt Storbritannien ökar andelen solkraft av den intermittenta elproduktionen även för Tyskland.



Figur 16. Prognostiserad andel av elproduktion som är genererad från sol- respektive vindkraft samt elanvändning i Storbritannien och Tyskland, 2018–2040. [33] [37]

Både Nederländerna och Polen, se Figur 17, har lägre elanvändning än både Storbritannien och Tyskland, där Nederländerna når 143 TWh (2040) vilket motsvarar en ökning om 21% jämfört med 2018. Polen har en liknande ökning, som dock är den procentuellt näst högsta av de analyserade länderna, från 159 TWh (2018) till 203 TWh (2040) vilket motsvarar en ökning om 28%. Polen, som inte har några strikta planer på att avveckla kolkraften, kommer ha den lägsta andelen intermittent elproduktionen (36%) av länderna enligt referensscenariot 2040, förutsatt att Baltikum hanteras som ett område.

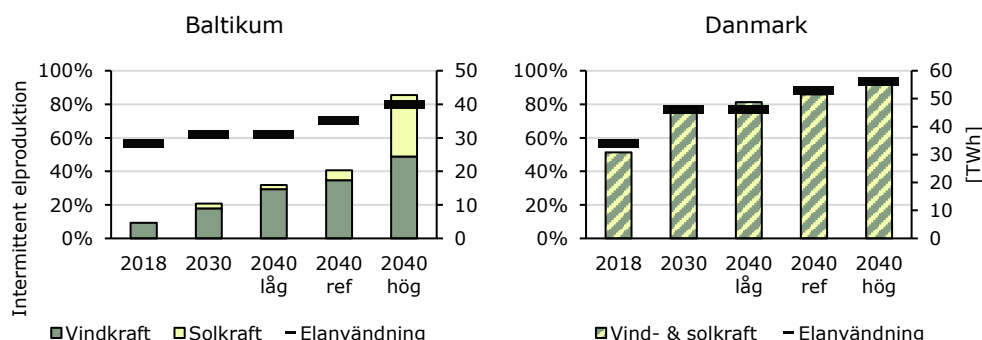
För både Nederländerna men främst för Polen blir det tydligt att referensscenariot och de två andra alternativa scenarierna, låg och hög, är baserade på olika prognoser. I referensscenariot är utbyggnaden av intermittent elproduktion blygsam jämförelsevis för Polen medan den är något mer aggressiv i jämförelsen gällande Nederländerna.



Figur 17. Prognostiserad elanvändning samt andel av elproduktion som är genererad från sol- respektive vindkraft i Nederländerna och Polen, 2018–2040. [33] [37]

Även om Baltikum inte når högst andel intermittent elproduktion 2040 så har de den mest aggressiva tillväxten av alla länder. Elproduktionen från vind- och solkraft mer än fördubblas både från 2018 till 2030 och mellan 2030 och 2040 för referensscenariot. I högscenariot för Baltikum når de 34 TWh intermittent elproduktion 2040 vilket motsvarar en genomsnittlig årlig ökning med 12% räknat från 2018. Baltikums samlade elanvändning ökar med 25% från 2018 till 2040 i referensscenariot och uppgår då till 35 TWh.

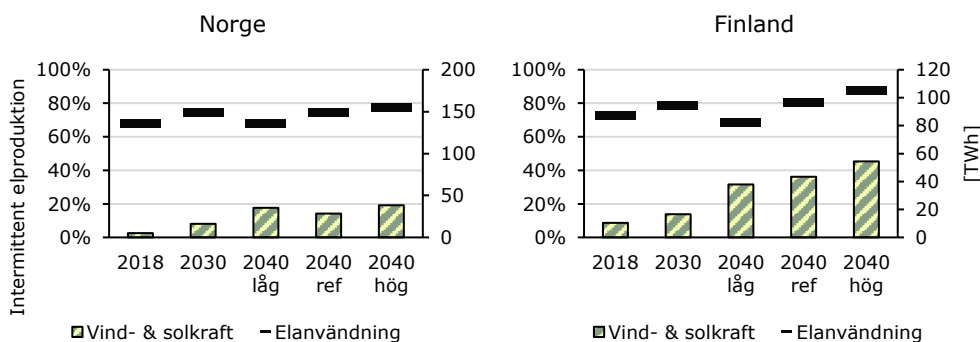
Som tidigare nämnt har prognoserna för de nordiska länderna utförts i mer detalj, däremot har elproduktionen från vind- respektive solkraft lagts ihop och presenteras som en post. Danmark är det land med absolut högst andel intermittent elproduktion i sin elmix, och kommer även i referensscenariot för 2040 ha högst andel intermittent elproduktion (86%). Gällande elanvändningen ökar den något snabbare mellan 2018 och 2030 än mellan 2030 och 2040. Detta kan till exempel bero på tidig elektrifiering av transportsektor. Elanvändningen ökar med nästan 56% mellan 2018 (34 TWh) till 2040 (53 TWh).



Figur 18. Prognostiserad elanvändning samt andel av elproduktion som är genererad från sol- respektive vindkraft i Baltikum och Danmark, 2018–2040. [33] [37]

Vad gäller Norge består deras elmix främst av vattenkraft (95% 2018), vilket förklarar den låga andelen intermittent elproduktion. Både vind- och solkraft är prognostiserade att ta större andelar samtidigt som elanvändningen kommer att öka med 13 TWh mellan 2018 och 2040 (referensscenariot). För Finland sker en stadig ökning av intermittent elproduktion, då

utbyggnad av kärnkraft pågår uppnår inte Finland lika höga andelar intermittent elproduktion som exempelvis Sverige. Elanvändningen är stadigt uppåtgående. Något snabbare utveckling mellan 2018 och 2030 än mellan 2030 och 2040, vilket går i linje med de övriga nordiska länderna.



Figur 19. Prognostiserad elanvändning samt andel av elproduktion som är genererad från sol- respektive vindkraft i Norge och Finland, 2018–2040. [33] [37]

4.2.3 Prognostiserad planerbar och intermittent tillgänglig effekt

Även om utbyggnad av vissa kraftslag och avveckling av andra, dvs. förändringar i länders elmix, kommer resultera i att den totala mängden elproduktion givet i TWh någorlunda följer den prognostiserade ökande elanvändningen, se Tabell 4, kommer förändringarna i elmixen ha andra följd effekter.

När elmixen förändras genom utbyggnad av intermittent elproduktion så som vind- och solkraft samtidigt som planerbar elproduktion minskar kommer den momentana effekttillgången att påverkas. Vid en elmix innehållande stor andel intermittent elproduktion kan det under perioder när väderförhållanden är ofördelaktiga för intermittent elproduktion samtidigt som effektbehovet är högt, så som under kalla vinterdagar, uppstå effektbrist. Beroendet av möjligheterna till både import och export ökar, vilket också visades i Tabell 4.

I Tabell 5 och Tabell 6 presenteras hur den tillgängliga effekten är fördelad mellan planerbara och intermittenta kraftslag för de olika länderna och scenarion.

Tabell 5. Installerad effekt som är planerbar respektive intermittent för de olika scenariona. [37]

Scenario	Planerbar produktion				Intermittent produktion			
	2030	2040 låg	2040 ref	2040 hög	2030	2040 låg	2040 ref	2040 hög
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]
Sverige	26.6	20.8	20.8	21.2	17.9	29.9	32.1	39.1
Norge*	33.6	4.6	33.9	9.7	33.9	7.5	34.6	10.6
Finland*	14.1	3.9	11.1	7.2	11.3	9.1	11.2	12.2
Danmark*	2.8	12.8	3.2	12.2	2.7	15.3	2.5	18.8
Tyskland	33.7	37.8	42.8	39.6	148.0	120.0	208.6	210.5
Polen	11.5	11.7	14.7	12.6	12.4	41.3	31.1	97.4
Baltikum	4.0	4.0	4.0	4.0	2.2	3.6	5.6	19.1
Nederländerna	10.4	7.9	8.4	8.7	29.7	25.4	47.9	32.0
Storbritannien	30.4	22.4	23.5	23.1	58.9	66.1	93.3	100.7

* data för Norge, Danmark och Finland är omräknade från producerade elektricitet i TWh med fullasttimmar i Tabell 3.

Då det gjorts ytterligare scenarioanalyser för Sverige, inkluderande kärnkraft i en framtida elmix, har dessa även inkluderats och presenteras således i Tabell 6.

Tabell 6. Installerad effekt som är planerbar respektive intermittent för de svenska scenarierna innehållande kärnkraft. [37]

Scenario	Planerbar produktion				Intermittent produktion			
	2030	2040 S1	2040 S2	2040 S3	2030	2040 S1	2040 S2	2040 S3
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]
Sverige	23.3	26.7	26.3	27.6	17.9	32.6	26.7	20.1

4.2.3.1 Förändrade mängder planerbar och intermittent tillgänglig effekt

För att få en uppfattning av hur förändringar i elmixen påverkar den mängd tillgänglig effekt som är planerbar respektive intermittent, presenteras differensen i Tabell 7. Alla värde presenterade i Tabell 7 är i relation till nivåerna 2018, dvs. värden presenterade i Tabell 5 minus de värde presenterade i Tabell 2. Negativa värde (förtydligade med röd färg) indikerar minskning medan positiva (svarta) indikerar ökning i förhållande till nivåerna 2018.

Tabell 7. Förändring av mängd planerbar och intermittent installerad effekt i relation till 2018.

Scenario	Planerbar produktion				Intermittent produktion			
	2030	2040 låg	2040 ref	2040 hög	2030	2040 låg	2040 ref	2040 hög
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]
Sverige*	-2.1	-8.0	-8.0	-7.6	6.4	18.4	20.6	27.6
Norge	0.5	0.8	0.8	1.5	2.9	8.0	5.8	8.9
Finland	1.3	-1.7	-1.4	-1.5	1.9	5.1	7.0	10.1
Danmark	-4.5	-4.1	-4.6	-4.9	6.7	6.1	9.2	12.6
Tyskland	-79.5	-75.4	-70.4	-73.6	44.0	16.0	104.6	106.5
Polen	-22.1	-21.9	-18.9	-21.0	6.6	35.5	25.3	91.6
Baltikum**	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7	1.2	2.6	4.6	18.1
Nederländerna	-10.2	-12.7	-12.2	-11.9	25.4	21.1	43.6	27.7
Storbritannien	-29.3	-37.3	-36.2	-36.6	37.0	44.2	71.4	78.8

* grunddata för Sverige motsvarar 2020.

** grunddata för Estland, Lettland och Litauen 2018 har summerats.

På liknande sätt som för Tabell 7 presenteras differensen mellan grunddata från dagens läge med olika scenarion och i Tabell 8 är de svenska scenarierna som inkluderar kärnkraft jämförda. Negativa värde (förtydligade med röd färg) återspeglar åter igen minskning medan positiva (svarta) återspeglar en ökning i förhållande till nivåerna 2020.

Tabell 8. Förändring av mängd planerbar och intermittent installerad effekt för de svenska scenarierna innehållande kärnkraft i relation till 2020.

Scenario	Planerbar produktion				Intermittent produktion			
	2030	2040 S1	2040 S2	2040 S3	2030	2040 S1	2040 S2	2040 S3
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]
Sverige	-5.5	-2.1	-2.4	-1.1	6.4	21.1	15.2	8.6

4.3 Slutsatser kapitel 4

I dagsläget är det stora skillnader i de analyserade ländernas elproduktionsmix. Vidare ses även att andelen intermittent elproduktion varierar kraftigt mellan länderna. Detta är till stor del en produkt av historiska beslut och geografiska förutsättningar. Tillgängliga prognoser för respektive lands framtida elproduktionsmix påvisar en ökning av intermittent elproduktion. Storleken på andelsökningen varierar dock från land till land. Vilket återigen antyder skillnader i förutsättningar, exempelvis ses för Norge en relativt liten ökning av andelen intermittent produktion, detta då vattenkraften som redan idag representerar 95% av elproduktionen förväntas kvarstå och därmed fortsatt bidra med en stor andel av landets elproduktion. Detta kan jämföras med utvecklingen för Nederländerna där sol- och vindkraft förväntas öka från 13% till 55% av elproduktionen från 2018 – 2040. Prognoserna som presenteras sträcker sig i de flesta fall till 2040. Projektet som denna rapport är en delmängd av har 2045 som målår. Då båda årtalen är långt fram i tiden är osäkerheten stor då många, idag, okända parametrar påverkar utvecklingen, därför antas utvecklingen mellan 2040 och 2045 fortsätta linjärt.

Vidare ses en tydlig trend att elanvändningen framåt förväntas öka för samtliga länder, om än i olika utsträckning. För några länder minskar elanvändningen något fram till 2030 vilket kan antas bero på bland annat implementering av ytterligare energieffektiviseringsåtgärder.

Som ett resultat av förändringarna i både elproduktion såväl som elanvändning för varje land, förändras även import- och exportflödena. Där de mest signifikanta förändringarna förväntas ske för Tyskland, som går från att vara stor exportör till ca. nettonoll, medan Nederländerna och Danmark går från att vara importberoende till att bli nettoexportörer. Dessutom förväntas en stor ökning i Storbritanniens importbehov till följd av att stor mängd planerbar elproduktion ersätts med intermittent elproduktion. För resterande länder visar prognoserna att import- respektive exportbehov (sett ur ett nettoperspektiv) förväntas vara relativt oförändrat. Det är dock viktigt att poängtera att ovanstående resonemang är baserat på ländernas expert-/importbehov på årsbasis. I ett energisystem som till större grad består av intermittent elproduktion kommer kortsiktiga variationer (på dygns-, tim-, sekundbasis) att kraftigt variera och även länder som är nettoexportörer kommer under perioder vara starkt beroende av import och vice versa. Om detta inträffar för många länder under samma tidsperiod kan perioder med effektbrist som sträcker sig över flera länder uppstå samtidigt. Detta fenomen kan undvikas på flera sätt, bland annat genom utbyggnad av energilagring, ytterligare planerbar produktionskapacitet, import från andra regioner och/eller genom marknadsmekanismer såsom efterfrågeflexibilitetsmarknader. Detta kommer diskuteras ytterligare i kapitel 8.

I dagsläget är Sverige nettoexportör på årsbasis men är trots detta i behov av import under delar av årets timmar, dvs. likställt med utvecklingen i ovanstående resonemang. Ser man till de utvecklingsscenarion som beskrivs avsnitt 4.2.3.1 kommer andelen planerbar elproduktion minska medan intermittent ökar. Detta medför att import- och exportriktningarna kommer skifta oftare samtidigt som dess storlek ökar även om nettoexporten på årsbasis endast minskar något till 2045.

5 Utveckling av överföringskapacitet i Norden

Sveriges elsystem ska inte ses som ett fristående system utan sammankopplat med angränsande länder. I och med den pågående omställningen av energisystemet där behovet av import och export antas öka blir det i framtiden än viktigare att kunna hantera dessa fluktuationer och riktningsförändringar. Följande avsnitt beskriver hur Sveriges och Nordens transmissionssystem ser ut idag och förväntas se ut i en framtid.

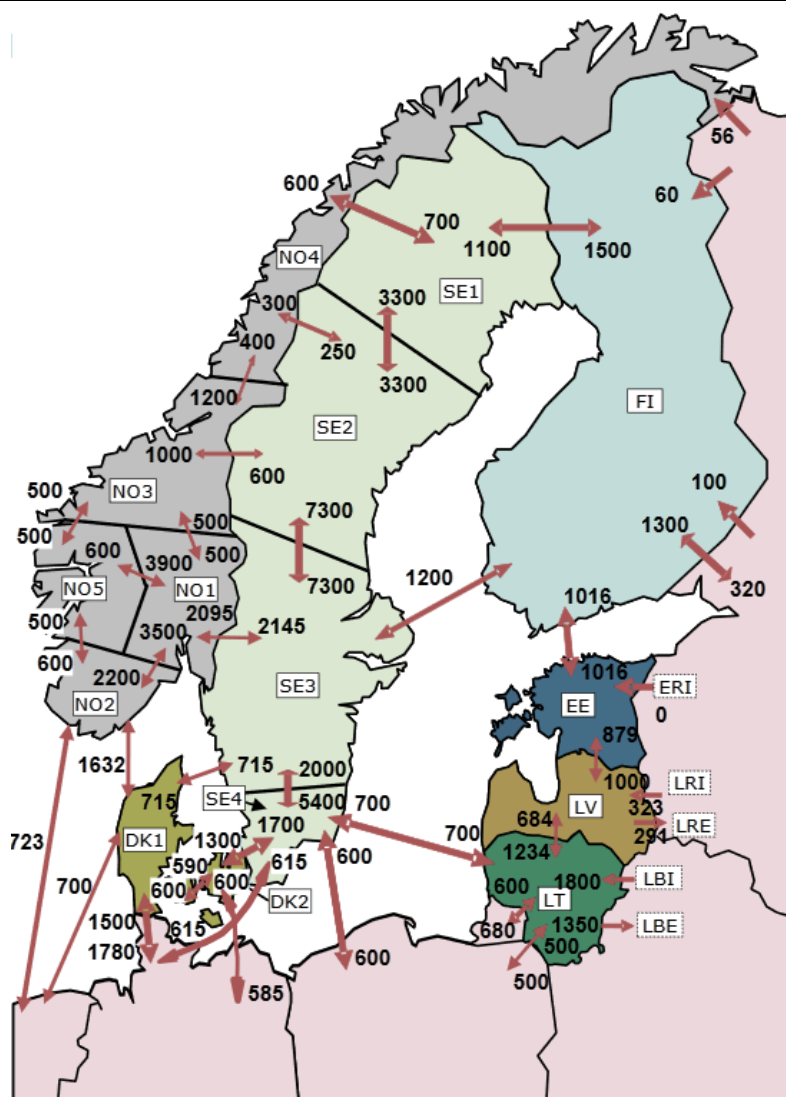
5.1 Transmissionsförbindelser i Sverige

Det svenska transmissionsnätets aktuella utbredning för 2020 kan ses i Figur 20. I figuren visas att stor mängd vattenkraft är lokaliserad i norr, och att de långa kraftledningarna sammankopplar vattenkraften med de största städerna. Eftersom den huvudsakliga förbrukningen ligger i landets södra halva, uppstår en situation med överskott av elektricitet i den norra delen av landet, medan den södra delen har underskott av elproduktion [38]. Historiskt sett har dessa förutsättningar uppmuntrat till interna förbindelser för att tillhandahålla och garantera ett elsystem i balans, dvs. elproduktionen måste momentant motsvara elanvändningen.



Figur 20. Transmissionsnätet för el 2020. [38]

Som ett resultat av begränsningar i överföringskapacitet, delades elmarknaden upp i olika elområde 1 november 2011 [38]. Som visas i Figur 21 delades Sverige upp i fyra elområden; SE1, SE2, SE3 och SE4. Dessa elområden är både sammankopplade med varandra men även med andra länder via utlandsförbindelser. I nuläget har Sverige utlandsförbindelser med Norge, Finland, Danmark, Tyskland, Polen och Litauen.



Den totala överföringsförmågan mellan elområden kan presenteras som "Net Transfer Capacity" (NTC). NTC summerar överföringskapaciteten mellan två elområden och ger således en uppfattning om hur stark förbindelsen är. Värt att poängtera är att överföringskapaciteten i dessa förbindelser kan begränsas på grund av tekniska och marknadsmässiga förutsättningar. Exempel på begränsningar kan vara utmaningar relaterade till spänningsstabilitet eller frekvensstabilitet, vilket eventuellt kan riskera elnätets stabilitet.

Ytterligare exempel kan vara pågående underhåll av kraftledningar vilket kan leda till att överföringskapaciteten tillfälligt begränsas [41]. Tabell 9 beskriver NTC för varje elområde.

Tabell 9. Ackumulerad överföringskapacitet till och från respektive elområde genom utlandsförbindelser. [2]

		SE1	SE2	SE3	SE4
Import	[MW]	1 800	850	4 060	3 615
Export	[MW]	2 100	1 300	4 010	3 215

Importernas och exporternas överföringskapaciteter kan också analyseras beroende på vilket land (eller snarare elområde) elektriciteten kommer ifrån/ övergår till.

5.1.1 Importer

Sveriges importkapacitet från andra länder är sammanfattad i Tabell 10.

Tabell 10. Sveriges importkapacitet från utlandet. [2]

	NO1	NO3	NO4	FI	DK1	DK2	DE	PL	LT
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
SE1	0	0	700	1 100	0	0	0	0	0
SE2	0	600	250	0	0	0	0	0	0
SE3	2 145	0	0	1 200	715	0	0	0	0
SE4	0	0	0	0	0	1 700	615	600	700
Sverige	2 145	600	950	2 300	715	1 700	615	600	700

Värt att notera är att importkapaciteten som presenteras i Tabell 10 är den maximala överföringskapaciteten och kan därmed minska beroende på tillfälliga förhållanden i elsystemet.

5.1.2 Exporter

Sveriges exportkapacitet till andra länder är sammanfattad i Tabell 11.

Tabell 11. Sveriges exportkapacitet till andra länder. [2]

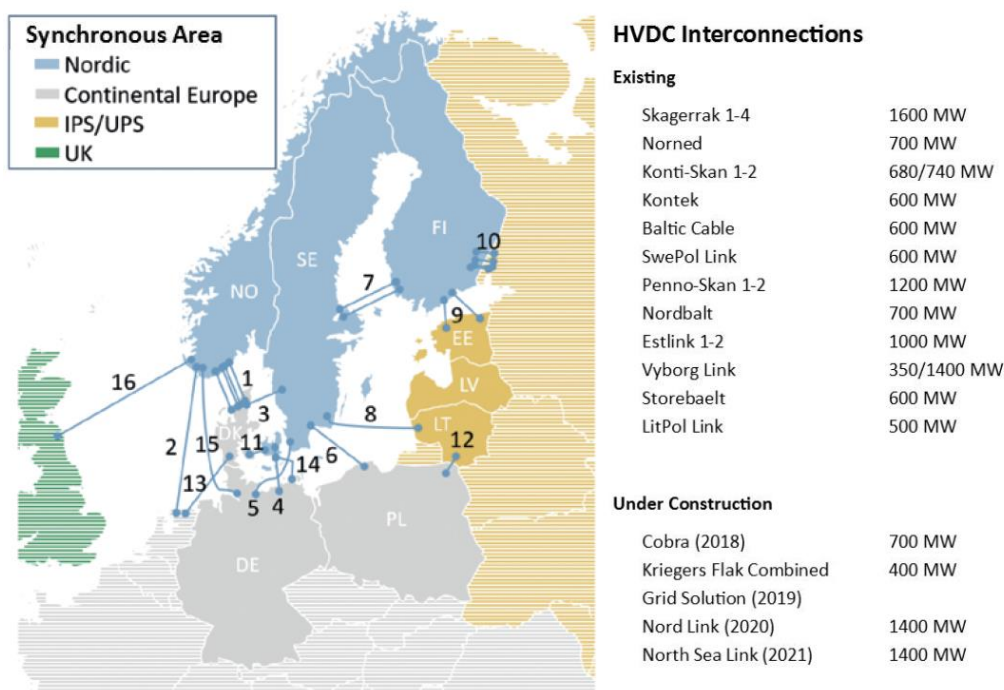
	NO1	NO3	NO4	FI	DK1	DK2	DE	PL	LT
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
SE1	0	0	600	1 500	0	0	0	0	0
SE2	0	1 000	300	0	0	0	0	0	0
SE3	2 095	0	0	1 200	715	0	0	0	0
SE4	0	0	0	0	0	1 300	615	600	700
Sverige	2 095	1 000	900	2 700	715	1 300	615	600	700

Värt att notera är att exportkapaciteten som presenteras i Tabell 11 är den maximala överföringskapaciteten och kan därmed minska beroende på tillfälliga förhållanden i elsystemet.

5.2 Transmissionsförbindelser i Nordeuropa

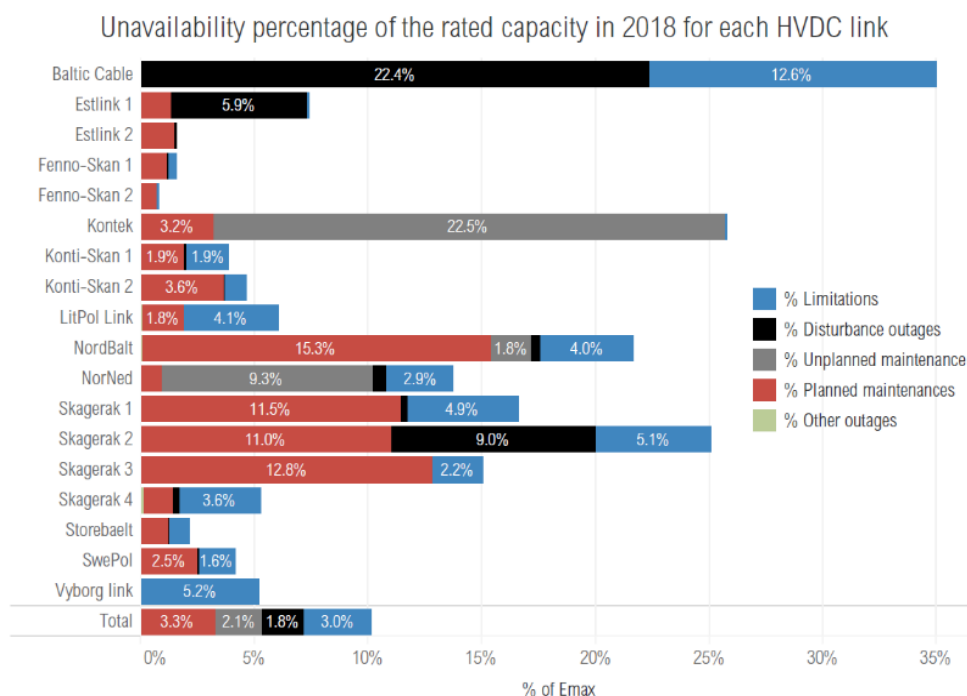
Alla länder i Europa har uppfört överföringsförbindelser med grannländer med syftet att öka nätstabilitet, sammankoppla Europas elnät och därmed möjliggöra för ytterligare utbyggnad och användning av intermittent elproduktion från vind- och solkraft. Förbindelser mellan olika länder kan antingen vara via växelström (AC) eller likström (DC). Växelströmsförbindelser är begränsade till de fall där de två olika elområden är synkrona, det vill säga att elnäten drivs med samma frekvens och är i fas med varandra. Annars är sammankoppling med likström det enda alternativet. [42]

Sverige tillhör det nordiska synkrona området. I detta område befinner sig också Norge och Finland i sin helhet samt en del av Danmark, elområde DK2. Därför är det nödvändigt att använda högspänningslikströmsförbindelser (HVDC) när Sverige kopplas samman med andra länder. Alla HVDC-förbindelser som finns idag och som är under uppbyggnad i Norden är presenterade i Figur 22.



Figur 22. HVDC förbindelser i Norden. [43]

Under 2018 överfördes 53.7 TWh mellan de nordiska och baltiska synkrona områdena via HVDC-länkar [41]. Detta motsvarar 57% av den totala mängd elektricitet som kunde överföras, vilket korrelerar bra med användningsgraden från föregående år. Vidare kan det poängteras att den tillgängliga överföringskapaciteten under 2018 inte motsvarade 100% av den installerade överföringskapaciteten. Detta då tillgängligheten minskades av störningar, underhåll och tekniska begränsningar motsvarande 1.9%, 5.4% respektive 3%. Användningsgraden av varje HVDC-länk skiljer sig dock avsevärt. Figur 15 illustrerar indisponibel tillgänglighet av varje HVDC-länk i Norden och Baltikum i förhållande till respektive märkeffekt.



Figur 23. Andel indisponibel tillgänglighet i förhållande till respektive HVDC-länks märkeffekt år 2018. [41]

5.3 Planerade anslutningar i Norden

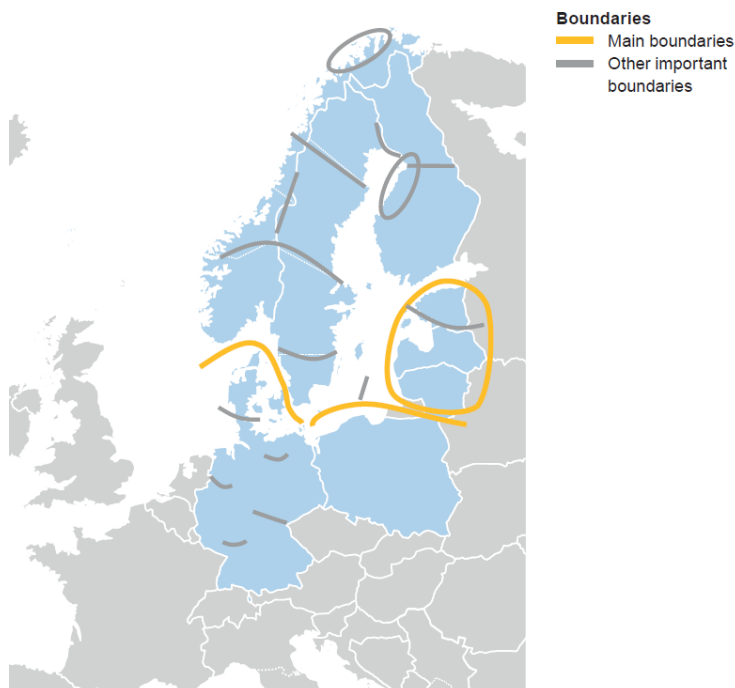
Redan idag finns det planerade anslutningar som ska förstärka det nordiska eltransmissionssystemet. Följande avsnitt beskriver anledningar och förväntningar av dessa.

5.3.1 Anledningar till ett sammanlänkat elsystem

ENTSO-E har som ett av sina uppdrag att skapa förutsättningar för och ytterligare liberalisera den europeiska elmarknaden, och poängterar bland annat de nödvändiga åtgärderna för att uppnå målet om minskade koldioxidutsläpp. ENTSO-E fokuserar på olika aspekter angående den europeiska elmarknaden, ett exempel är hur Europa behöver sammankopplas. Enligt ENTSO-E finns det tre huvudsakliga anledningar till denna sammankoppling [44]:

1. EU ställer miljökrav för att uppnå en koldioxidfri framtid. För att nå detta behövs en ökning av hållbar elproduktion, tex. vind- och solkraft. Som följd av ökad intermittent elproduktion behöver kraftnätet stärkas ytterligare.
2. Ett sammankopplat Europa kommer att reducera prisvariationer som föreligger mellan olika länder och elområden.
3. Fluktuationer i elproduktionen kommer att vara allt vanligare som följd av den väderberoende intermittenta elproduktionen vilket i sin tur medför att en förstärkning och ytterligare integration av det europeiska elnätet kommer att krävas för att säkerställa leveranssäkerhet.

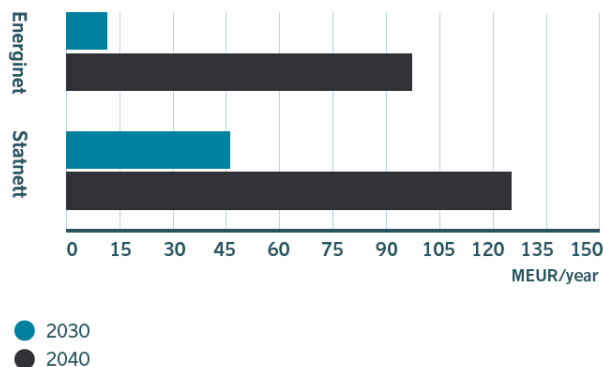
I en fokusstudie på det nordiska elsystemet från ENTSO-E [43] har kritiska gränser som potentiellt kan komma att hota omställningen till ett förnybart och integrerat elsystem identifierats, vilka pekas ut i Figur 24.



Figur 24. Kritiska gränser som potentiellt kan hota ett väl sammanlänkat Norden. [43]

Utöver de HVDC-länkar som är under byggnation, som presenterades i Figur 22, identifieras även fem befintliga korridorer som är av speciellt intresse pga. betydande ökning i förväntade effektlöden. [45]

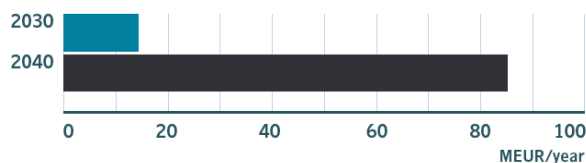
- 1) **NO2-DK1:** HVDC-länkarna Skagerrak 1 och 2 kommer att nå sin förväntade livstid om ett årtionde. Detta motsvarar en överföringskapacitet på 500 MW. Dessutom förväntas Skagerrak 3 att nå sin livstid innan 2040. Som följd av detta analyserades två scenarion där överföringskapaciteten utökas med 700 MW respektive 1 400 MW. Dessa scenarion jämförs med alternativet att inte bygga ut kapaciteten alls. Det förväntade ekonomiska värdet med att bygga ut med 700 MW i Figur 25.



Figur 25. Avkastningen av att bygga ut 700 MW mellan NO2-DK1. Överförings förluster ingår i Statnettets beräkningar men ej för Energinet. [45]

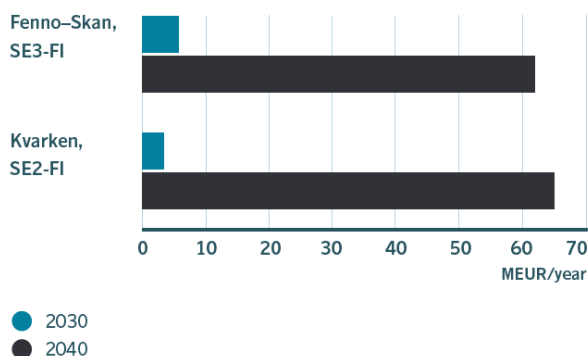
- 2) **NO1-SE3:** En förstärkning av korridoren motiveras genom en ökning av vindkraften i både Norge och Sverige samt en potentiell minskning av kärnkraften i SE3. En DC-förbindelse verkar vara mer lämplig än en AC-förbindelse då den påvisar en högre utnyttjandegrad. En kapacitetsökning motsvarande 1 000 MW analyserades och det förväntade ekonomiska värdet presenteras i Figur 26.

Det förväntade ekonomiska värdet är dock mycket beroende på huruvida nybyggnation av kärnkraft sker i Sverige. En känslighetsanalys påvisar att 3 000 MW ny kärnkraft 2040 skulle minska avkastningen från ungefär 85 MEUR/år till 47 MEUR/år.



Figur 26. Avkastningen vid utbyggnad om 1 000 MW mellan NO1 och SE3. [45]

- 3) **NO-FI:** Med hänseende till de bra förutsättningar för kindkraft i området i kombination med en förväntad ökande elanvändning i Norge, analyserades möjligheten att bygga en HVDC-länk mellan Norge och Finland med en överföringskapacitet om 120 MW. Länken skulle hjälpa till med att stabilisera elnätet på båda sidorna och skapa en marknadsgräns, som i nuläget inte existerar.
- 4) **FI-SE2/SE3:** Utbyggnad av nya HVDC-länkar mellan FI-SE2 och FI-SE3 analyserades då den nuvarande länken mellan FI-SE3, Fenno-Skan 1, når sin förväntade livslängd innan 2030. Analysen visade att förbindelse mellan FI-SE2 var mest fördelaktig då den påverkades mindre av de andra förstärkningarna i elnätet. Det förväntade ekonomiska värdet för de två analyserna, som presenteras i Figur 27, är likvärdiga och påvisar en signifikativ ökning 2040 jämfört med 2030. Detta som en effekt av den förväntade ökningen av vindkraft i elmixen.



Figur 27. Avkastningen vid utbyggnad av ny förbindelse om 800 MW mellan SE3-FI och SE2-FI. [45]

- 5) **DK1-SE3 och DK2-SE4:** Eftersom att Konti-Skan 2 (HVDC länk mellan DK1-SE3) och Öresundskabeln (HVAC mellan DK2-SE4) kommer att nå förväntade livslängder kring 2030 analyserades inverkan från ytterligare överföringskapacitet mellan DK1-SE3 och DK2-SE4. Analysen visade att en ökning av 1 040 MW/1 100 MW (SE3-DK1/DK1-SE3) samt 600 MW mellan SE4-DK2 i förhållande till nuvarande överföringskapacitet skulle medföra positiva nettonuvärden (NPV). I ett scenario där kärnkraften i Sverige byggs ut till 2040 visade känslighetsanalysen ett negativt NPV.

5.3.2 Förväntade flödesförändringar i det nordiska elsystemet

Utvecklingen mot ett mer sammanlänkat elsystemet i Europa kan komma att medföra vissa förändringar i elkraftproduktion samt hur flödena i Europa kommer att se ut.

Till följd av förutsättningar för både vind- och vattenkraft i Norden förväntas Sverige, Norge och Danmark att, år 2040, nettoexportera elektricitet till resterande Nordeuropa. Tillgängligheten hos vattenkraften i kombination med dess reglerbara elproduktion kan därigenom delvis kompensera för vindkraftens intermittenta elproduktion. [43]

Som tidigare belysts planeras kolkraft att fasas ut i flertalet länder samtidigt som kärnkraften är planerad att avvecklas i Tyskland och dess framtid är osäker i Sverige. Detta kommer att resultera i minskad planerbar elproduktion. Detta får till följd att länder där denna produktion har utgjort en stor del i elmixen och samtidigt som vattenkraft utgör en mindre del kommer öka ländernas importbehov. Till exempel spås Polen och Finland att öka sitt behov av importerad elektricitet. [43] [45]

I dagsläget är det baltiska elsystemet synkront med Rysslands och Belarus elsystem (IPS/UPS system). De tre baltiska transmissionsnästoperatörerna (TSO:erna) planerar att istället synkronisera sina elsystem med det kontinentaleuropeiska nätverket (CEN) genom den befintliga förbindelsen mellan Litauen och Polen. En synkronisering av Baltikum med CEN kommer att förenkla import- och exportmöjligheterna mellan länderna. [43]

5.4 Slutsatser kapitel 5

Sverige har redan idag förbindelser med sina grannländer som hjälper att kompensera för den väderberoende elproduktionen, förbrukningsvariationer och som support när fel inträffar i elnätet. Vidare har hela Europa har bestämt att förstärka förbindelserna mellan länderna. Anledningar till att förstärka sammankopplingen mellan länderna är många, ENTSO-e har i sin rapport [44] identifierat vad de ser som tre huvudanledningar:

1. Uppnå miljökrav genom ökad elproduktion från intermittenta kraftslag såsom vind- och solkraft.
2. Reducera prisvariationer som föreligger mellan olika länder och elområden.
3. Kompensera för fluktuationer i intermittent elproduktion.

För att det en utökad sammankoppling av Europas elsystem ska få önskad verkan, i enlighet med de tre ovanstående anledningarna, förutsätter det en övergripande samverkan kring utbyggnaden, av såväl transmissionsnätet som elproduktionen. Kompensation för fluktuationer från den intermittenta elproduktionen, som är planerad att öka (se kapitel 4.2), kan endast erhållas om samvariation mellan såväl kraftslag som geografisk spridningar tas i beaktning. Hur samvariation av elproduktion från vindkraft kan minska fluktuationerna, sett till ett stort geografiskt energisystem, genom spridning beskrivs och diskuteras ytterligare i kapitel 7.

Utökad sammankoppling av länders (och regioners) transmissionsnät är en förutsättning för att kompensera de samvariationer i intermittent elproduktion som finns sett till mindre geografiska områden. Sammankopplingen leder även till minskade prisvariationer geografiskt sett, mellan länder och regioner. Trots sammankopplingen kommer prisvariationer sett över tid fortfarande att finnas, som följd av den ökade andelen intermittent elproduktion.

För de länder som idag har en stor andel planerbar elproduktion och relativt låga elhandelspriser, ex.vis Sverige och Norge, kommer det förmodligen leda till högre elpriser när prisvariationerna mellan länder och regioner reduceras. Ur ett svenskt kundperspektiv kan det vid en första anblick ses som ofördelaktigt att bygga samman elsystemen om det leder till ökade priser. Det skall då sägas att det möjliggör ett stabilare elsystem där ytterligare intermittent elproduktion kan byggas och målen om ett hållbart samhälle med lågt klimatavtryck möjliggörs. Ytterligare analys om utvecklingen av elpriset återfinns i kapitel 6.

Eftersom Norden inte är synkront med det kontinentaleuropeiska transmissionsnätet kommer HVDC-länkar förmodligen att användas i en betydlig högre utsträckning än vad som görs i nuläget. Kritiska gränser har redan identifierats och studier för Norden påvisar behov för framtida investeringar, såsom nätförstärkningar mellan södra Sverige och Danmark. Emellertid kvarstår ovisshet som påverkar investeringsbeslut. En sådan är huruvida Sverige antingen kommer att avveckla, behålla eller bygga ny kärnkraft i framtiden. Kärnkraftsaspekten har i analyserna visats kraftigt påverka det ekonomiska värdet av nya förbindelser. Det bör även poängteras att utbyggnaden av överföringskapacitet mellan länder måste samordnas med nationella nätförstärkningar för att utbud på så vis kan möta efterfrågan i alla riktningar. Detta belyser behovet av kontinuerlig dialog mellan de berörda aktörerna för att maximera de ekonomiska och sociala faktorerna.

6 Elprisets utveckling

Det svenska elsystemet är, som tidigare beskrivet, under förändring. Sedan mitten på 1970-talet har det svenska elsystemet dominerats av produktion från vatten- och kärnkraft. Under de senaste 20 åren har dock förnybar och intermittent elproduktion från främst vindmen även på senare tid från solkraft introducerats i systemet. Medan solkraft ännu är i mindre skala så har vindkraft gått starkt framåt och utgör idag, effektmässigt, den näst största källan för elproduktion.

I Danmark, med betydligt mindre planerbar elproduktion, har fenomenet med negativa elspotpriser, systemtjänster från vindkraft och ett förnybart intermittent kraftslag som den effekt- och energimässigt största elproducenten funnits en längre tid.

Detta kapitel syftar till att genom ett enklare resonemang ge en indikation hur elpriset kan utvecklas när mer intermittent elproduktion införs i elsystemet.

6.1 Avgränsningar

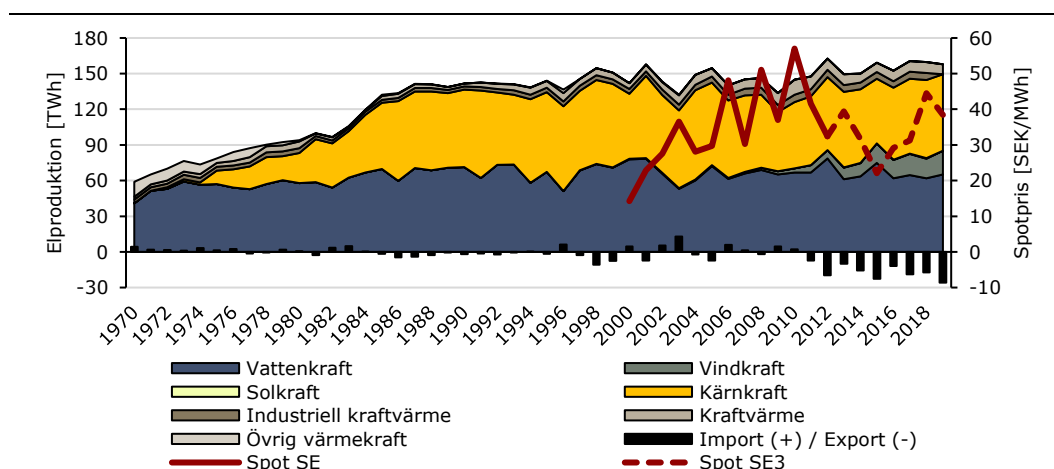
Då en prisprognos på elpriset i kronor och ören är en konst i sig med många osäkerhetsfaktorer och scenarion kommer detta kapitel inte innehålla någon modell för att beräkna priset på ett sådant sätt. Istället kommer fokus vara på hur de ingående delarna som utgör kostnaden för elektricitet kan tänkas utvecklas i Sverige på sikt med utgångspunkt i dagens utveckling.

6.2 Elkostnadens utveckling

6.2.1 Spotpriset

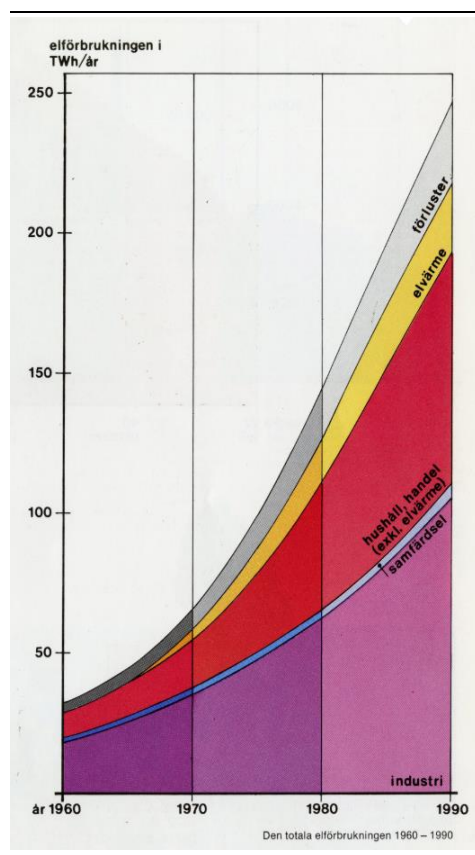
Elprisets utveckling är till största del beroende av energimängden i systemet. Effektbrist i olika elområden driver upp priset lokalt för enstaka timmar men detta får inget större genomslag på medelpriset. Statistiken visar att den högsta skillnaden i medelpris för ett år är 2 öre/kWh mellan elområde 1 och elområde 4. [46]

I Figur 28 nedan visas hur Sveriges elförsörjning sett ut sedan 1970-talet, samt spotpriset sedan 2000. Fram till ca. 1985 sker en utbyggnad av kärnkraft och vattenkraft som sedan planar ut fram till ca. 2005. Under kärnkraftens infasning under 70-talet hade Sverige ett behov av att importera el för att sedan gå över till att exportera under våtår och importera under torrår (ex 1996 och 2003).



Figur 28. Elproduktion och spotpriset i Sverige mellan 1970 och 2019. [46] [47]

Den prognos som låg till grunden för den kraftiga utbyggnationen på 70-talet illustreras nedan i Figur 29 från CDL (Centrala driftledningen) och är daterad till 1969.



I Figur 29 visas en elförbrukningsprognos från 1969. Prognosen revideras i början på 80-talet och landade då på 130 TWh vilket inte är långt från dagens elanvändning om ca. 140 TWh i Sverige. Detta innebar att utbyggnadsplaner på ytterligare produktionsanläggningar fick bli kvar i planeringsstadiet. Men faktum är att grunden var lagd för en stabil energibalans.

Från 2005 och framåt har nedstängningen av ett antal kärnkraftsreaktorer gjort att produktionen från kärnkraften har gått ner även om ett antal av kvarvarande reaktorer har effektuppgaderats.

Från en maxproduktion på 75 TWh 2004 ligger kärnkraften på ett medel om ca. 62 TWh per år sedan 2005 fram till idag.

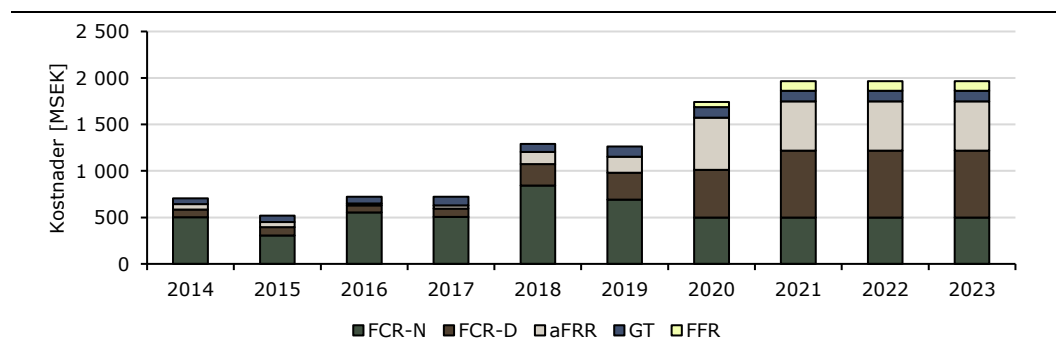
Vattenkraften producerar utifrån vattentillgången per år då endast begränsade volymer kan sparas från ett år till ett annat och levererar således mellan 60 - 80 TWh år (dock lägre vid torrår).

Vindkraftens utbyggnad har framförallt skett under de senaste 10 åren, från en levererad årsvolym om 2.5 TWh 2009 till en produktion om 19.9 TWh 2019.

Figur 29. Prognostiserad förbrukning i Sverige gjord 1969 av CDL. Prognostiserad förbrukning 1990 är 250 TWh. [48]

6.2.2 Systemkostnader

Med systemkostnader avses de kostnader som finns knutet till driften av elsystemet (ej inkluderat nätkostnader). Systemkostnaderna består främst av kostnader för systemtjänster hos TSO:n (i Sverige Svenska kraftnät) samt balanstjänsterna och obalanskostnader. Oavsett hur betalningsflödena och debiteringen sker för dessa kostnader så är det slutkunden (konsument eller producent) som betalar vilket påverkar den totala kostnaden för el. I Figur 30 nedan redovisas hur Svenska kraftnät har budgeterat kostnaderna för systemtjänster de kommande åren.



Figur 30. Svenska kraftnäts budgeterade kostnader för systemtjänster fram till 2023. [49]

Svenska kraftnät konkluderar i sin systemutvecklingsplan att med mer intermittent elproduktion i Sverige och sammankopplade länder samt förändrade konsumtionsmönster med mer elektrifiering i samhället kommer troligen dessa kostnader att öka ännu mer i framtiden.

Balanskostnaden ligger framförallt hos balansansvariga som hanterar sina portföljer genom att minimera obalanser eller se till att de ligger på ett sådant sätt som gynnar systemet och således skapar intäkter. Svenska kraftnät drar slutsatsen att balanshanteringen måste bli bättre då problemet med ökade obalanser genom variationer i systemfrekvensen uppmärksammas. Om obalansen i systemet ökar kan slutsatsen dras att även kostnaden för detta ökar och i slutändan drabbar detta konsumenter och producenter med ökade totalkostnader.

6.2.3 Nätkostnader

Kostnaden för kraftöverföring via nätet är idag en reglerad verksamhet i alla nätnivåer. Då detta är en monopolverksamhet regleras nätbolagens tillåtna intäkter, via så kallade intäktsramar. Det är därför svårt att veta hur detta kommer utvecklas framöver då politiska beslut är den primära drivkraften i prissättningen. Dock finns några aspekter som troligen kommer påverka priset på överföringen:

- Indexering för att följa inflation.
- Nätutbyggnad för att möta effektutmaning och mer effekt i systemet generellt.
- Nätbolagen får möjligheter att köpa tjänster från aktörer i nätet för att effektivisera driften. Dessa kostnader belastar i slutändan kunderna och är att jämföra med nätutbyggnad.

6.3 Slutsatser kapitel 6

Genom att applicera de tidigare analyserade faktorerna rörande hur produktionsmixen och elanvändningen förväntas utvecklas kan en rad slutsatser dras. I ett kort tidsperspektiv bedöms energitillgången i Sverige vara positiv (dvs. överskott av energi på årsbasis), en stor bidragande faktor till detta är att utbyggnaden av intermittent elproduktion överskrider avveckling av befintlig produktion samt ökningen av elanvändning, vilket leder till att det på årsbasis kommer produceras mer än vad som används.

Elpriset påverkas, både upp och ned, av en rad faktorer. Energifaktorn är dominerande över systemtjänster och balansering vilket för vid normalår antyder en minskning av totalkostnaden i det korta tidsperspektivet. I ett längre tidsperspektiv, med ett mycket mer komplext elsystem, systemtjänster, såväl befintliga som nya, antas utgöra en större andel av framtidens elpris. Detta då det blir svårare att matcha elanvändning med elproduktion då andelen planerbar elproduktion minskar. För att kompensera minskade möjligheten att planera elproduktionen kommer systemtjänsternas funktion behöva nyttjas i en högre utsträckning för att bibehålla balans i systemet. I de presenterade kostnaderna för Svk:s systemtjänster, se Figur 30, ses en ökning i det korta perspektivet (fram till 2023). Dessa kostnader kan som följd av ovanstående utveckling antas fortsätta öka fram mot 2045. Hur utvecklingen blir är dock även starkt beroende av andra faktorer, såsom utbyggnad av energilager, efterfrågefleksibilitet m.m.

Att dra slutsatser om hur den totala prisbilden med en lång tidshorisont (2045) inducerar många faktorer med hög osäkerhet, såsom politiska beslut, samhällsförändringar och teknisk utveckling. Faktorer med stor påverkan kan vara utvecklingen inom energilager, kärnkraft, digitalisering och efterfrågefleksibilitet m.m. Tabell 12 illustrerar några av de drivande mekanismerna som påverkar prisbilden.

Tabell 12. Indikativ illustration av hur olika mekanismer påverkar elprisets utveckling.

Drivande mekanism	Prispåverkan
Våttår - hög energitillgång (2001, 2012 & 2015)*	↓
Torrår - låg energitillgång (2003)*	↑
Hög tillgänglighet i kärnkraften - hög energitillgång (2004)*	↓
Låg tillgänglighet i kärnkraften - låg energitillgång (2009)*	↑
Positiv energibalans (överskott på export)	↓
Negativ energibalans (nettoimport)	↑
Flaskhalsar i nätet driver priset uppåt i områden med högre energibehov än nätet klarar	↑ (lokalt)
Flaskhalsar i nätet driver samtidigt ner priset i områden med mer produktion än nätet klarar att över föra till andra områden	↓ (lokalt)
Ökat behov av systemtjänster	↑
Ökade obalanser i systemet	↑
Utbyggnad av nät	↑
Nätbolagen upphandlar tjänster för nätbalans	↑

* Hänvisar till Figur 28

7 Samvariationer i elproduktion från vindkraft

Samvariationer i elproduktion från vindkraft är en fråga som är mycket intressant ur ett systemperspektiv då penetrationen av vindkraft ökar i energimixen. Frågan kan ställas på olika sätt, utifrån olika geografiska perspektiv och med olika tidshorisont (historik/nutid/framtid). [50]

Denna analys begränsas till att titta på samvariationerna i vindkraft i Sverige samt norra Europa utifrån ett nutidsperspektiv och en nära framtid. Vidare förs även ett kort resonemang om vilka skillnader det skulle vara att även titta på hela Europa samt ett annat fokus i vindkraftsutbyggnaden.

7.1 Bakgrund

Vindkraftutbyggnaden i Sverige förväntas under 2020 att passera en installerad effekt om 11 150 MW och en årsproduktion på 30 TWh. Om ytterligare tio år, 2030, är prognosen från Svensk Vindenergi 18 500 MW och en årsproduktion på 60 TWh [51], medan prognosen i kapitel 4.2 påvisar något lägre årsproduktion från vindkraft. Dock står det klart att elproduktionen från vindkraft spås öka. Vindkraften är som bekant en intermittent energikälla och kan således inte planeras utan endast prognostiseras.

Redan idag sker väldigt central prognostisering i elsystemet, exempelvis prognostisering av tillrinningar för vattenkraften samt prognostisering av last (förbrukning). Dock är det skillnad på prognostiseringen av vindkraft då det inte finns någon buffert att jämna ut variationer med (jämför vattenmagasinen i älvarna som kan jämna ut tillrinningar) eller strikta mönster som kan användas ner på tidskala för prognoser på såväl kort som lång sikt (jämfört med lastprognostisering som följer mer tydliga mönster). Produktionsmönstren för vindkraft följer visserligen mönster på års- och säsongsbasis men inte på samma sätt som förbrukning.

Sammanfattningsvis är vindkraften i kraftig utbyggnad samtidigt som förutsättningarna att hantera variationer och möta konsumtionen från denna kraftkälla annorlunda än vad systemet idag hanterar. Lösningarna för detta kan vara många, reservkraft i form av gasturbiner, fler utlandsförbindelser för att jämna ut i ett större system, bygga ut effekttreglering i vattenkraften, andra prioriteringar vid byggnation av vindkraft, förbrukningsflexibilitet etc., listan kan göras lång men denna rapport avgränsas till att benämna detta som "effektutmaningen".

7.2 Avgränsningar

Utifrån det arbete som Svensk Vindenergi själva presenterar i sin rapport "*100 procent förnybart 2040*" [51] gällande effektutmaningen så sammanfattar de vägen framåt, lite förenklat, med två åtgärder:

1. Effektutjämning med andra resurser (inklusive nätutbyggnad).
2. Vindkraftsproduktionen blir allt jämnare i takt med att tekniken utvecklas.

I denna analys tas första hand den andra åtgärden (punkt 2.) i beaktning.

7.3 Samvariationer i vindkraft - Sverige

Det finns flera utredningar gjorda kring detta ämne vilka både har skett utspritt över tid och med olika förutsättningar. I en rapport från 2010 [52] analyseras bland annat korrelationen i produktionen mellan befintlig vindkraft i Sverige från norr till söder. Vid detta läge var den installerade effekten i Sverige ca. 1 500 MW och nästan ingen produktion fanns längs den östra kusten norr om Stockholm.

Det som är intressant att ta med sig från denna rapport, som endast baserades på statistik från befintlig produktion, är att den minsta gemensamma produktionen för samtliga vindkraftverk år 2009 endast var 0 MW vid någon enstaka timme. Däremot var produktionen mindre än 10% av den installerade kapaciteten under 2 700 h eller motsvarande 1/3 av året. Vidare visar rapporten att vindkraften når en maximal produktion om 70% av den installerade effekten vid ett tiotal timmar per år.

Sedan denna rapport skrevs har dock utbyggnaden skett mer i norra Sverige och inte med så oproportionerligt hög tyngdpunkt i södra Sverige som det var 2009.

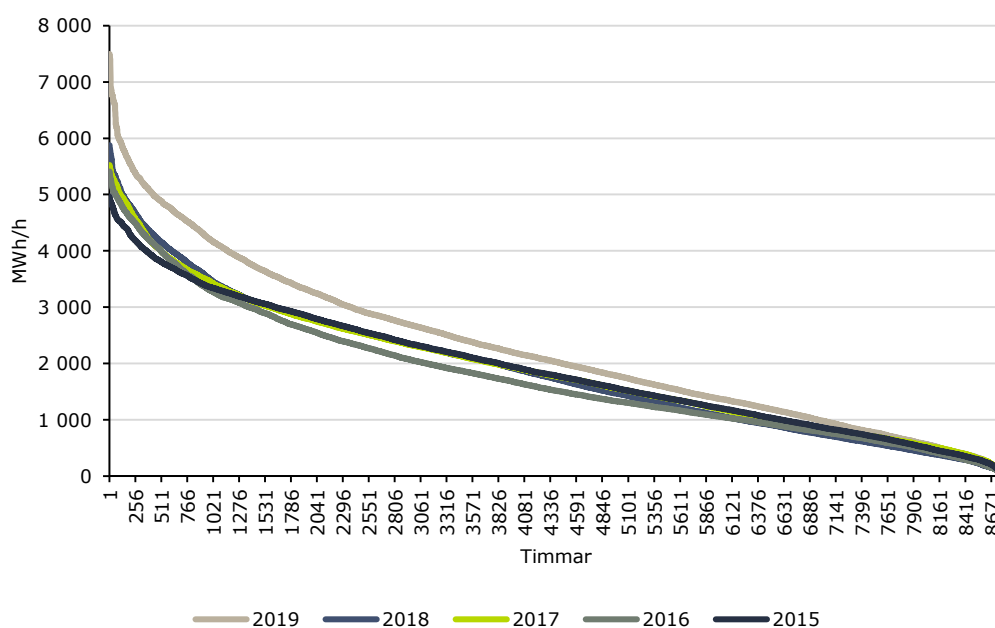
7.3.1 Fördelningen av vindkraftsproduktionen 2015–2019

Via Svenska kraftnäts statistikdatabas Mimer hämtas data för vindkraftsproduktionen i Sverige 2015–2019. I det statistikunderlaget kan det ses att minsta produktion i Sverige från vindkraft aldrig når 0 MW, vilket kunde ses i statistiken från 2009, men är så nära att vindkraftens bidrag är i det närmaste försumbar.

Tabell 13. Minsta produktion från vindkraft under en timme. [46]

År	Minsta produktion [MWh/h]
2019	85
2018	39
2017	56
2016	18
2015	74

För att få en tydligare bild redovisas statistiken i ett varaktighetsdiagram i Figur 31. Även om den maximala produktionen ökar beror detta på en ökad installerad effekt. Genom att studera diagrammet, Figur 31, utifrån det som framkom i rapporten från 2010 återspeglas att produktionen i MWh/h är under 10% för 1/3 av tiden samt att maximal produktion är ca. 70% av den installerade effekten.



Figur 31. Varaktighetsdiagram för vindkraftsproduktionen per timme i Sverige 2015–2019. [46]

7.3.2 Samvariationer i vindkraft i Sverige – ett framtidsperspektiv

I en rapport av Energiforsk från 2015 [53] som behandlar ämnet kring variationer i vindkraftsproduktionen i Sverige utgår författarna från en hypotes att variationer kan byggas bort genom att detta blir en fokuspunkt vid nybyggnation. Författarna kritiserar också metoden som användes i rapporten från 2010 då det inte är rimligt att bara skala upp effekten i befintliga anläggningar och anta att den verkliga utbyggnaden kan ske på sådant sätt. Rapporten från Energiforsk poängterar också att det (2015) finns större förståelse för vindkraftens påverkan på systemet när vindkraften skalas upp och att utbyggnation inte förväntas ske som den schabloniserande uppskalningen som användes vid analysen 2010.

En liknande rapport [54] som den om Sverige från 2010 genomfördes även för de brittiska öarna vid samma tidpunkt. Likaså påvisar denna rapport låg vindkraftsproduktion även vid ett scenario med mycket installerad vindkraft. Dock har författarna använt samma antagande som den svenska rapporten från 2010 om att befintliga vindparker skalas upp i effekt och inte tar hänsyn till lokaliseringsaspekten. Nyare rapporter utgår dock från mer avancerade modeller gällande lokalisering och kommer fram till att problematiken har en lösning genom att fysiskt bygga ut vindkraften mer spritt samt att korrelationsfrågan nu börjar vara en parameter vid nyetablering. [50] [55]

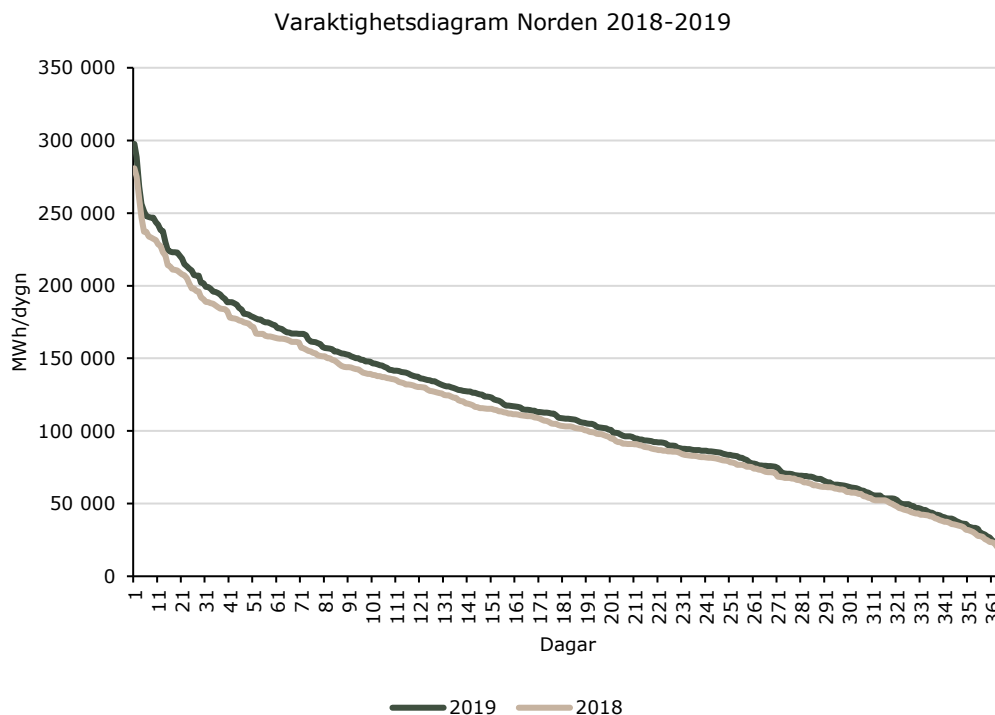
Etablering av vindkraft sker traditionellt utifrån vindläge där den drivande faktorn är antal fullasttimmar. Fokus ligger således på att maximera intäkter genom att maximera produktionstiden. Detta kan tydligt ses i fallet med undersökningen från 2010 och den statistik som sammanställts för denna rapport. Trots högre effekt är profilen på varaktighetskurvan i princip oförändrad. I ett framtida system kan det enligt rapporten istället vara värt att fokusera på platser med färre fullasttimmar men som avviker från samvariationen hos systemets övriga bestånd. Detta skulle vara en fördel för systemet då det höjer lägstanivån för produktionen från hos hela vindkraftsbeståndet.

Det går även att argumentera för att sådana etableringar skulle kunna säkra ett högre elpris för ägaren då vindkraften i dagsläget, generellt, får sämre betalt för sina fullasttimmar då hög korrelerande vindkraftsproduktion trycker ner elpriset.

7.4 Samvariationer i vindkraft - Norden

Det nordiska kraftsystemet inkluderar i detta fall det synkrona området (Sverige, Norge, Finland och Danmark 2) samt elområdet Danmark 1.

I ett histogram över dygnsproduktionen för 2018 och 2019 kan det ses att kurvorna följer varandra väl. Vidare är den minsta produktionen som uppkommer i systemet fortfarande väldigt låg och att produktionen för hälften av årets dagar ligger under 100 GWh/dygn. Det blåser alltid någonstans men ibland ytterst lite.



Figur 32. Varaktighetskurva för Norden 2018-2019. [47]

Att samvariationerna i Norden uppvisar denna tendens där kurvan håller en ganska konstant lutning med en topp mot de mest högproducerande dygnen tyder på att systemet samvarierar ganska väl. En kurva där produktionen varit mer utspridd hade uppvisat en flackare lutning och kurvan hade haft mer av en platå-karaktär. Att det nordiska systemet hänger ihop visas även i analys av Monforti et.al [55], publicerat i februari 2016. Här påvisar författarna bland annat att de nordiska länderna ligger under samma väderområde vilket gör vindkraftsproduktionen starkt korrelerad även om exempelvis Finland och Danmark har mindre korrelation är exempelvis Finland och Sverige.

7.5 Samvariationer i vindkraft - Europa

I det europeiska systemperspektivet blir förutsättningarna helt annorlunda än för Sverige respektive Norden. Europa är tillräckligt stort för att bli påverkat av fler olika vädersystem vid samma tillfälle vilket leder till att vindkraftsproduktion från olika regioner/länder är helt oberoende av varandra. Enligt Monforti et.al [55] ses att Sverige är starkt korrelerat till Finland men svagt korrelerat till Danmark, Estland, Lettland och Litauen. Det finns även en liten korrelation till de brittiska öarna samt Tyskland och Polen. I övrigt kan nämnas att korrelationen mot, exempelvis mot Frankrike, Spanien och Portugal, i princip är obefintlig.

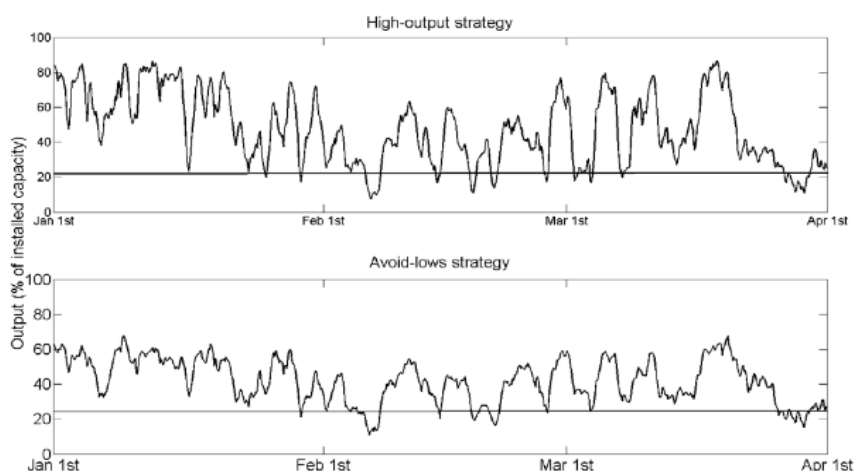
Figur 33 visar korrelationen i vind mellan länder i Norra Europa. Grönt indikerar stark korrelation och röd svag korrelation. Skalan går från 0 (ingen korrelation) till 1 (total korrelation). Figuren är begränsad till länder i EU då rapporten utgår från detta, därav saknas Norge och Ryssland.

	FI	EE	LV	LT	SE	DK	IE	UK	DE	PL
FI	1.00	0.58	0.44	0.33	0.71	0.21	0.15	0.21	0.21	0.22
EE	0.58	1.00	0.87	0.67	0.52	0.28	0.14	0.19	0.24	0.34
LV	0.44	0.87	1.00	0.90	0.48	0.33	0.14	0.21	0.30	0.49
LT	0.33	0.67	0.90	1.00	0.42	0.36	0.14	0.2	0.35	0.65
SE	0.71	0.52	0.48	0.42	1.00	0.49	0.20	0.30	0.33	0.34
DK	0.21	0.28	0.33	0.36	0.49	1.00	0.22	0.37	0.56	0.46
IE	0.15	0.14	0.14	0.14	0.20	0.22	1.00	0.75	0.27	0.17
UK	0.21	0.19	0.21	0.20	0.30	0.37	0.75	1.00	0.45	0.25
DE	0.21	0.24	0.30	0.35	0.33	0.56	0.27	0.45	1.00	0.64
PL	0.22	0.34	0.49	0.65	0.34	0.46	0.17	0.25	0.64	1.00

Figur 33. Samvariation för vindkraft i norra Europa. [55]

Samvariationen som visas i Figur 33 ger förutsättning för att analysera hur nytta kan dras av denna effekt för att geografiskt optimera vindkraftsutvecklingen beroende på vad som vill uppnås. I ett omfattande arbete kring detta som har gjorts av L. Reichenberg vid Chalmers Tekniska Högskola [50] beskrivs vilken potential som finns för vindkraftsutbyggnad om syftet är att undvika låg vindkraftsproduktion i systemet.

Reichenberg drar slutsatsen att det går att uppnå en högre minimumproduktion genom optimerad lokalisering. En sideeffekt av detta är att höga produktionstoppar dessutom undviks och produktionen totalt sett blir jämnare, se Figur 34.



Figur 34. Alternativ lokaliseringsstrategi för vindkraft. [50]

Enligt Reichenberg skulle strategisk utbyggnad av vindkraft främst behöva ske i England, Skottland, norra Norge, södra Frankrike, Nederländerna och Grekland. Där ca. 25% av den totala installerade effekten skulle behöva ligga i England + Skottland, 7% i Norra Norge respektive Södra Frankrike och 6% i Nederländerna respektive Grekland.

Viktigt att ta med från ovanstående analys är att detta scenario strävar mot att undvika låg produktion, det ska komma ihåg att det givetvis fortfarande finns en risk att produktionen under vissa timmar går ner till låga värden.

7.6 Slutsatser kapitel 7

Korrelation mellan elproduktion från vindkraft minskar med ökad geografisk distans mellan de områden som analyseras. I Sverige finns en stark korrelation från vindkraftverken i norr till den i söder. På grund av denna starka korrelation inom Sverige uppstår det några timmar om året där produktionen från hela det svenska vindkraftsbeståndet är nära noll.

Vid analys av ett större system, exempelvis Norden, minskar korrelationen något och timmarna med låg produktion, nära noll, blir färre och således ökar produktionen något men är fortfarande liten sett till den totala, installerade, produktionskapaciteten. Ifall systemgränsen utökas ytterligare och omfattar hela Europa så påverkas det av flera vädersystem och således erhålls en mindre korrelerad produktion.

För att uppnå en större tillförlitlighet från vindkraften, dvs. minska perioderna med låg produktion, behöver vindkraft således byggas i geografiskt utspridda områden med olika vädersystem. Detta betyder dock att etableringar inte alltid placeras så att antalet fullasttimmar maximeras utan snarare att väderkorrelationen mellan områden får en avgörande betydelse. Det bör då belysas att detta kommer, med dagens elproduktionsmix och modell för ersättning, påverka ekonomin för de parker som byggs på platser med mindre gynnsamma vindförhållanden (färre fullasttimmar).

I ett framtida elsystem med mer intermittent elproduktion antas vindkraftsetableringar, med färre fullasttimmar, kunna bli en viktig del i det framtida elsystemet genom att det möjliggör en mer tillförlitlig elproduktion från vindkraftsbeståndet. Ovanstående resonemang stöds av flera rapporter som påvisat att en geografisk utbyggnadsstrategi där utjämnande effekt i systemet får mer utrymme, och etableringarna inte endast sker där antalet fullasttimmar är som högst, skulle kunna både jämna ut variationerna såväl som minska tidsperioderna med låg produktion.

En sådan utbyggnad ses dock inte som trolig, iallafall inte inom närtid, om det inte skapas andra incitament för investerare. För att det ska kunna bli verklighet behöver en rad faktorer förändras. I ett första skede behöver det tydligt analyseras var utbyggnad bör ske för att jämna ut produktionen från vindkraft, utöver det behöver även EU-länderna enas kring en utbyggnadsstrategi som gynnar detta. I ett framtida scenario, där vindkraft står för en allt större andel av den totala elproduktionen i Europa, finns dock potential för utbyggnad på platser med färre fullasttimmar då dessa etableringar kommer leverera när det annars skulle vara brist på tillgänglig produktion från etableringar med många fullasttimmar. Dvs. de kan leverera under perioder med högre elpris och därmed eventuellt bli ekonomisk hållbara trots lägre årsproduktion. Vidare bör dock poängteras att dessa etableringar i ett sådant scenario kommer konkurrera med andra kommande tekniska och marknadsmässiga lösningar som exempelvis energilager och efterfrågefleksibilitet.

8 Samlade slutsatser

Analysen som sträcker sig 20–30 år framåt i tiden är i regel att förknippa med stora osäkerheter så även för analyserna i denna rapport. Faktorer som antas påverka framtiden liksom klimatförändringarnas effekter kan till viss del förutspås, men fortfarande finns det en stor osäkerhet som inte går att prognostisera. Även om det leder till att de absoluta talen som presenterats i denna rapport inte kommer att överensstämma med framtidens värde, kan prognoserna däremot ge troliga indikationer av i vilken riktning utvecklingen antas gå. Utöver de faktorer som till viss del kan förutspås finns det ytterligare händelser som snabbt kan förändra förutsättningarna och således forcera utvecklingen åt en eller annan riktning, vilket kan påverka samhällsutvecklingen på kort såväl som lång sikt. Ett exempel på en sådan ytterligare händelse är pågående pandemin, COVID-19.

Den tydligaste trenden som visas i rapporten är att intermittent elproduktion ökar och förväntas motsvara en stor del av den nordeuropeiska elproduktionen till år 2045. Ett elsystem baserat på mer intermittent elproduktion som även fortsättningsvis ska säkerställa tillgång på el av god kvalitet till konsumenterna är beroende av en rad faktorer. Den ojämna elproduktionen, till följd av mer sol- och vindkraft, kan till viss del motverkas genom samvariation både mellan kraftslagen och geografisk placering. I och med denna oförutsägbarehet i elproduktionen behöver export- och importmöjligheterna mellan regioner/länder utökas. Att sammankoppla Europas elsystem i än högre utsträckning än idag och använda nya tekniska lösningar så som energilager, efterfrågeflexibilitet mm. är förutsättningar för att kunna nyttja sol- och vindkraft utan att göra avkall på leveranskvaliteten. Även om mer intermittent elproduktion kommer att öka de tidsmässiga fluktuationerna av elpriset kommer ett mer integrerat och sammankopplat elsystem att minska de geografiska priskillnaderna som finns idag. En produkt av detta är således att elpriset förmodligen kommer att öka för den svenska slutkunden.

För att slutkunden ska ha tillgång på el av god kvalitet ligger det slutliga ansvaret på beslutsfattarna att skapa förutsättningar för detta genom att agera i framkant utifrån ett gränsöverskridande perspektiv, detta gäller såväl lagar, regelverk som incitamentsstrukturer.

9 Referenser

- [1] Energiföretagen, "Elproduktion," 9 januari 2020. [Online]. Available: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/elsystemet/produktion/>. [Använd 10 mars 2020].
- [2] Svenska Kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden rapport 2018," Sundbyberg, 2018.
- [3] "Workshop," i *GEODE*, Bryssel, 2019.
- [4] Energimarknadsinspektionen, "REN ENERGI FÖR ALLA - VINTERPAKETET," 15 april 2019. [Online]. Available: <https://www.ei.se/sv/Projekt/Projekt/ren-energi-for-alla-vinterpaketet/senaste-nytt/ei-sammanfattar-nya-och-andrade-bestammelser-i-elmarknadsforordningen-och-elmarknadsdirektivet/>. [Använd 9 mars 2020].
- [5] European Commission, "Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet," maj 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-may-22_en. [Använd 9 mars 2020].
- [6] Energimarknadsinspektionen, "Genomförande av ny EU-lagstiftning inom elområdet till regeringen," 2 mars 2020. [Online]. Available: https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyheter-2020/ei-foreslar-nya-regler-for-fornybar-energi-och-flexibilitet-pa-elmarknaden/?utm_source=update&utm_medium=email. [Använd 9 mars 2020].
- [7] Energimarknadsinspektionen, "Nya EU-förordningar för el och naturgas," 2018.
- [8] Energimarknadsinspektionen (Ei), "EU-förordningar för el," 2016.
- [9] Svenska Kraftnät, "EU:s inre elmarknad," 7 januari 2020. [Online]. Available: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/eu-s-inre-elmarknad/>. [Använd 9 mars 2020].
- [10] Energimarknadsinspektionen (Ei), "EU-förordningar för el," [Online]. Available: <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natforeskrifter-och-kommissionsriktlinjer-for-el/#hanchor1>. [Använd 24 februari 2020].
- [11] Bird & Bird, "Clean energy for all Europeans - An overview," 22 augusti 2019. [Online]. Available: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=2b1ddf36-7530-4cd6-b5c0-af6d8f4ad176>. [Använd 24 februari 2020].
- [12] EUR-Lex, "REGULATION (EU) 2019/943 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL," European Union, 5 februari 2019. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0054.01.ENG&toc=OJ:L:2019:158:TOC. [Använd 24 februari 2020].

- [13] Energimarknadsinspektionen (Ei), "EU-förordningar för elmarknaden," februari 2020. [Online]. Available: https://www.ei.se/Documents/Projekt/Natkoder/Ei_presentation_EU_forordningar_feb_2020.pdf. [Använd 20 februari 2020].
- [14] "EU Emissions Trading System (EU ETS)," European Commission, 13 augusti 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en.
- [15] "Utsläppshandel," Naturvårdsverket, 17 januari 2019. [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Miljoarbete-i-Sverige/Uppdelat-efter-omrade/Utslappshandel/>.
- [16] European Commission, "Report on the functioning of the European carbon market," Brussels, 2018.
- [17] M. Carr, "After Topping Commodity Gains in 2018, Carbon Set to Surge Again," Bloomberg, 27 december 2018. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-12-27/carbon-in-europe-set-to-surge-after-topping-commodity-gains>.
- [18] S. Karlsson, "Allt dyrare utsläppsrätter, elcertifikaten mot noll," Second Opinion, 17 april 2019. [Online]. Available: <https://second-opinion.se/allt-dyrare-utslappsratter-elcertifikaten-mot-noll/>.
- [19] C. Perez-Linkenheil, "Trends in the development of electricity prices – EU Energy Outlook 2050," Energy BrainBlog, 15 juni 2017. [Online]. Available: <https://blog.energybrainpool.com/en/trends-in-the-development-of-electricity-prices-eu-energy-outlook-2050/>.
- [20] "European Emission Allowances Futures (EUA)," EEX, 12 augusti 2018. [Online]. Available: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market/european-emission-allowances-futures>.
- [21] Bio energy international, "Fortum Värme to fast track coal phase out, plans for a new CHP in Stockholm," 21 februari 2017. [Online]. Available: <https://bioenergyinternational.com/heat-power/fortum-varme-to-fast-track-coal-phase-out-plan-new-chp-in-stockholm>. [Använd 20 februari 2020].
- [22] Europe beyond coal, "Coal exit tracker," [Online]. Available: <https://beyond-coal.eu/data/>. [Använd 25 februari 2020].
- [23] Danish Energy Agency, "Danish climate policies," [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/energy-climate-politics/danish-climate-policies>. [Använd 25 februari 2020].
- [24] Die Bundesregierung, "Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022," 19 december 2011. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/bundesregierung-beschliesst-ausstieg-aus-der-kernkraft-bis-2022-457246>. [Använd 25 februari 2020].
- [25] BBC, "Germany agrees plan to phase out coal power by 2038," 16 januari 2020. [Online]. Available: <https://www.bbc.com/news/world-europe-51133534>. [Använd 25 februari 2020].

- [26] World Nuclear, "Nuclear Power in Poland," October 2019. [Online]. Available: <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland.aspx>. [Använd 10 mars 2020].
- [27] RES-LEGAL, "Promotion in Estonia," 17 januari 2019. [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/estonia/tools-list/c/estonia/s/res-e/t/promotion/sum/124/lpid/123/>. [Använd 25 februari 2020].
- [28] RES-LEGAL, "Feed-in tariff," 18 januari 2019. [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/latvia/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-2/lastp/155/>. [Använd 25 februari 2020].
- [29] Renewable energy policy database and support, "RES-LEGAL," An initiative of the European Commission, [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/>. [Använd 20 februari 28].
- [30] IRENA, "Remap 2030 Renewable Energy Prospects for the Russian Federation," IRENA, 2017.
- [31] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Policy paper Contract for Difference," 2 mars 2020. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>. [Använd 10 mars 2020].
- [32] Statens energimyndighet, "Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem, delrapport 1: framtidens elsystem och Sveriges förutsättningar," 2018.
- [33] eurostat, "Electricity generation statistics - first results," 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_generation_statistics_%E2%80%93_first_results. [Använd 25 February 2020].
- [34] IEA, "Russia," 2017. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/Russia>. [Använd 25 februari 2020].
- [35] eurostat, 2018. [Online]. [Använd 14 april 2020].
- [36] Svenska Kraftnät, "Långsiktig marknadsanalys 2018," SvK, 2019.
- [37] Svenska Kraftnät, "Systemutvecklingsplan 2020-2029," Sundbyberg, 2019.
- [38] Energimarknadsinspektionen (Ei), "Elmarknader och elhandel," 6 februari 2017. [Online]. Available: <https://www.ei.se/sv/ei-s-verksamhet/Elmarknader-och-elhandel/#hanchor4>. [Använd 4 mars 2020].
- [39] ENTSO-E: Organisation for the eNordic Transmission System Operators, "Maximum NTC," 2020.
- [40] ENTSO-E, "ENTSO-E HVDC Utilization and Unavailability Statistics 2018," 2019 ENTSO-E AISBL, 2019.
- [41] ENTSO-E, "HVDC Links in System Operations," ENTSO-E AISBL, Brussels, 2019.

- [42] ENTSO-E, "TYNDP 2018 Regional Insights Report: Focus on the Nordic and Baltic Sea," 2019.
- [43] ENTSO-E, "European Power System 2040: Completing the map," ENTSO-E AISBL, Brussels, 2019.
- [44] Statnett, Fingrid, Energinet och Svenska Kraftnät, "Nordic Grid Development plan 2019," 2019.
- [45] Svenska Kraftnät, "MIMER STRUKTUR - OCH AVRÄKNINGSDATA FÖR ELMARKNADENS AKTÖRER," [Online]. Available: <https://mimer.svk.se/>. [Använd 25 februari 2020].
- [46] Nordpool, "Historical market data," [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>. [Använd 20 februari 2020].
- [47] Vattenfall AB, [Online]. Available: <https://history.vattenfall.com/sv/power-to-the-people/planerarens-dilemma>. [Använd 16 mars 2020].
- [48] Svenska Kraftnät, "Vindkraftens bidrag till ett stabilt elsystem," 2019.
- [49] L. Reichenberg, "Dampening Variation in the European Wind Energy System," Göteborg, 2015.
- [50] Svensk vindenergi, "100 procent förnybart 2040," 2019.
- [51] J. Olsson och L. Skoglund, "FUTURE WIND POWER PRODUCTION VARIATIONS IN THE SWEDISH POWER SYSTEM," Vattenfall Research and Development AB, Stockholm, 2010.
- [52] Energiforsk, "Scenarios and time series of future wind power production in Sweden," 2015:141.
- [53] Pöyry, "Wind Farm Research," 2009.
- [54] F. Monforti, M. Geatani och E. Vignati, "How synchronous is wind energy production among European countries?," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1622-1638, 2016.

Bilaga – Nomenklatur

Förkortning	Förklaring
A	Ampere
AC	Alternating current (växelström)
ACER	Europeiska unionens Agency for the Cooperation of Energy Regulations
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves
BMU	Tyska federala ministeriet för miljö, naturvård och kärnsäkerhet
CDL	Centrala driftledningen
CDL	Centrala driftledningen
CEN	Central European Network (kontinentaleuropeiska nätverket)
CfD	Contract for Difference
CO₂	Koldioxid
DC	Direct current (likström)
EEG	Tysk lagstiftning om förnybar energi
EFTA	Europeiska frihandelssammanslutningen
Ei	Energimarknadsinspektionen
EIA	Energy Investment Allowance
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
EU	Europeiska unionen
EU-28	28 medlemsländerna i EU (2019)
EU-ETS	European Union Energy Trading Scheme
GT	Gasturbin
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattimme
h	Timmar
FCR-D	Frequency Containment Reserves
FCR-N	Frequency Containment Reserves
FFR	Fast Frequency Response
HVDC	High Voltage Direct Current (högspänningsliksström)
ICE	Intercontinental Exchange (internationell handelsplattform för bla. EU-ETS)
IEA	International Energy Agency
IKN	Icke konsessionspliktigt nät
IRENA	International Renewable Energy Agency
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (tyskt kreditinstitut)
kW	Kilowatt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattimme
LCCC	Low Carbon Contracts Company
LMA	Långsiktig marknadsanalys
MEUR	Miljoner euro
MKM	Estländska ministeriet för ekonomi och kommunikation
MST	Market Stability Reserve
MW	Megawatt
MWh/h	Megawattimme per timme (energi per timme)
NFOŚiGW	Polska nationella fonden för miljöskydd och vattenhantering
NGDP	Projektgrupp inom nordiska nätutvecklingsplanen
NPV	Nettonuvärde
NTC	Net Transfer Capacity (nettoöverföringskapacitet)
RES	Renewable Energy Sources (förnybara energikällor)
RO	Renewables Obligation
Svk	Affärsverket Svenska kraftnät
TSO	Transmission System Operator (transmissionsnätoperatör)
TWh	Terawattimme
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
VE-lov	Dansk lagstiftning om förnybar energi