

Utvärdering av en mer förnyelsebar elproduktion i Sverige

Kandidatarbete
ENMX02-17-12

Admir Alihodza
Anton Fahlgren
Mirza Hamidovic
Niclas Tauson

Sammandrag

Då förnyelsebar elproduktion blir alltmer efterfrågat på marknaden blir uppgiften att försörja landet med tillförlitlig el utan avbrott mer komplicerad. Förutsättningar som soltimmar och stark vind för att försörja solkraft- och vindkraftverk går inte att förutse eller kontrollera. För att upprätthålla en pålitlig elförsörjning måste nätet anpassas om expansionen av dessa produktionstyper ska vara hållbar. Syftet med denna rapport är att beskriva tillvägagångssättet för att undersöka och visualisera hur det svenska elsystemet påverkas vid införandet av mer förnyelsebar elproduktion. Detta har gjorts genom att studera en större samling vetenskaplig litteratur som utvärderats för dess relevans och pålitlighet som sedan sammanställts i denna rapport. Därefter har en modell konstruerats och integrerats med ett webbgränssnitt för att simulera Sveriges elförsörjning. Modellens resultat påvisar att stora effektreserver kommer behövas i elsystemet för att kompensera när förutsättningarna för vind- och solkraft är mindre än önskvärda. Utöver effektreserver kan bristerna åtgärdas genom utbyggnad av överföringskapaciteten i det svenska stamnätet, alternativt kan effekt importeras från grannländer. Sammanfattningsvis är en exklusivt förnyelsebar elproduktion utan kärnkraft möjlig men dagens elnät behöver byggas ut och utvecklas för att kompensera för en alltmer oförutsägbar elproduktion.

Abstract

As renewable electricity generation becomes more in demand on the market, the task of producing electricity without interruptions grows more complicated. Conditions like hours of sunshine and wind speed to supply solar and wind power plants cannot be accurately predicted or controlled. In order to maintain a reliable power supply, the supply network must be adapted if the expansion of these types of production is to be sustainable. The purpose of this report is to describe the approach to investigate and visualize how the Swedish electricity system is affected by the introduction of more renewable electricity generation. This has been done by studying a larger collection of scientific literature evaluated for its relevance and reliability, which has then been compiled into this report. After that, a model has been designed and integrated with a web interface to simulate and visualize Sweden's electricity supply. The results from the model show that large power reserves will be needed in the power system in order to compensate for the lack of power when wind and solar power conditions are less than desirable. In addition to power reserves, the deficiency can be addressed by expanding the transmission capacity in the Swedish grid, alternatively, power can be imported from neighboring countries. In conclusion, an exclusively renewable electricity generation without nuclear power is possible, but today's power grid needs to be expanded and developed to compensate for an increasingly unpredictable power generation.

Innehåll

1. Inledning	4
1.1 Bakgrund	4
1.2 Syfte	4
1.3 Avgränsningar	5
2. Metod	6
3. Teori	8
3.1 Sveriges elanvändning	8
3.2 Elproduktion	10
3.2.1 Vindkraft	10
3.2.2 Solkraft	12
3.2.3 Kraftvärme	14
3.2.4 Kärnkraft	15
3.2.5 Vattenkraft	16
3.2.6 Miljöpåverkan från olika typer av kraftverk	17
3.3 Det svenska elnätet	18
3.3.1 Stamnät	19
3.3.2 Regionnät	20
3.3.3 Distributionsnät	20
3.4 Prisområden	21
3.5 Överföringskapacitet	21
3.6 Tröghetens inverkan på elsystemets frekvensreglering	23
4. Modellbeskrivning	24
4.1 Sol- och vindkraftsproduktion	24
4.2 Kraftvärmeproduktion	25
4.3 Kärnkraftsproduktion	25
4.4 Vattenkraftsproduktion	26
4.4.1 Specialfallet SE4	27
5. Visualisering av modellen	28
5.1 Anpassning av simuleringsmodellen	28
5.2 Hemsidans utformning	28
6. Utvärdering av modellen	32

7. Simulering av framtidsscenarioer	36
7.1 Scenario A.....	36
7.2 Scenario B.....	37
7.3 Scenario C.....	39
8. Diskussion	42
9. Slutsats	44

1. Inledning

1.1 Bakgrund

Elanvändningen i Sverige har ökat stadigt ända sedan elektricitet introducerades i de svenska hushållen. Eftersom befolkningstätheten är större i södra Sverige än i norr är också konsumtionen större där. Utöver det geografiska läget beror konsumtionen på faktorer som yttertemperatur och tid på dygnet. Det här leder till att elproduktionen kontinuerligt måste styras för att möta konsumtionen, annars riskeras ett under- eller överskott på el som måste hanteras. I dagsläget är Sveriges elsystem anslutet till andra länder, vilket öppnar upp möjligheten att importera samt exportera el vid behov. I dessa förbindelser finns det en överföringskapacitet som begränsar hur stor effekten genom förbindelsen tillåts vara.

Sveriges elproduktion är idag en kombination av olika typer av kraftverk. Majoriteten av elproduktionen består i nuläget av vatten- och kärnkraftverk. Kraftvärmeverk i landet producerar utöver värme ungefär en tiondel av elbehovet i Sverige under ett år. Utöver dessa producerar vindkraft ytterligare en tiondel av behovet, och solkraft mindre än en hundradel. Tack vare tillgången på naturresurser i form av vattendrag i norra Sverige, kommer en stor del av elproduktionen därifrån. De vattentillgångar som finns i Sverige nyttjas idag nästintill helt och hållet. Andra vattendrag som potentiellt kunde användas till elproduktion skyddas av lagstiftning [1]. Kärnkraftverken är inte lika strikt geografiskt begränsade, och är därför placerade närmare den stora elanvändningen i södra delen av Sverige. Kärnkraften släpper generellt sett ut mindre koldioxid än förnyelsebara källor [2]. Dessvärre produceras radioaktivt avfall som kräver hantering och förvaring. Därav finns det ett visst intresse för att avveckla kärnkraften och kompensera med annan elproduktion.

I Sverige finns det klimatmål om att elproduktionen i framtiden ska bestå av en större andel förnyelsebar el. Regeringen har en målsättning till 2050 att Sveriges elproduktion ska bestå av förnyelsebara källor till 100 procent. Detta innebär att kärnkraftsproduktionen behöver avvecklas tämligen hastigt om klimatmålen ska uppfyllas till 2050 [3].

Problematiken med större andel förnyelsebara källor som vind- och solkraft är att deras elproduktion är starkt väderberoende. Därav är det svårt att möta konsumtionen med produktionen eftersom effektbehovet sällan har sin topp samtidigt som vädret är som mest gynnsamt. I scenariot då kärnkraften helt skulle bytas ut med vind- och solkraft skulle det uppstå stora svårigheter med att reglera produktionen så att effektbehovet möts, även om energibehovet för en tidsperiod uppfylls. Det är därför av stort intresse att utreda vilka hur vilka brister som uppstår i elsystemet vid större andel förnyelsebar elproduktion.

1.2 Syfte

Syftet med arbetet är att undersöka och visualisera hur det svenska elsystemet påverkas vid införandet av mer förnyelsebar elproduktion. Det är även att utreda hur sammansättningar av olika produktionstyper påverkar utsläppet av växthusgaser från elproduktionen. Det här åstadkoms genom en simuleringsmodell och en visualisering av dess resultat för att belysa potentiella problem som kan uppstå i elsystemet.

1.3 Avgränsningar

Arbetet har Sverige som fokus och nyttjar de fyra elområden som det svenska elsystemet ofta delas in i. Elområden är en konstruerad uppdelning av elnätet som kommer från att det finns begränsningar i överföringskapacitet mellan områden i elnätet. Arbetet avser att belysa problem i effektbalansen på nationell nivå och därför förenklas överföringsbegränsningar till att enbart ta plats i övergångar mellan två elområden.

Import- och exportbehov som beräknas är inte nödvändigtvis genomförbart eller ekonomiskt hållbart beroende på elproduktion och konsumtion i grannländer. I arbetet utformas elproduktionen för att alltid täcka hela effektbehovet i Sverige. Det här utförs för att tydliggöra vilka situationer som skapar ett import- eller exportbehov som måste åtgärdas för att bevara effektbalansen i elsystemet. Därav fångas inte elprisets variationer och upphandlingsdynamik, som annars kan leda till att el köps in istället för att producera den i egna kraftverk. Kostnad för byggnation av nya anläggningar räknas inte ut som en del av arbetet. Arbetet analyserar inte dessa aspekter eftersom målet är att modellen ska användas till att undersöka hur elsystemet påverkas och inte den ekonomiska innebörden av en förändrad produktionsmix.

Utseendet på både last- och väderprofil som används i beräkningar har år 2016 som utgångspunkt. Konsumtionen beror kraftigt på vädret och därför är det viktigt att båda dataserier kommer från samma tidsperiod. Om den totala elförbrukningen för olika framtidsscenarioer skiljer sig från 2016 kommer konsumtionskurvan skalas om, men formen behålls. Kapaciteten för olika kraftkällor som används i beräkningar baseras på den installerade effekten i slutet av 2016. Kraftverk som tillkom under året behandlas som att de funnits installerade och producerat el hela året.

För att beräkna koldioxidutsläpp för respektive kraftkälla används befintliga livscykelanalyser. Begreppet livscykelanalys innebär att en produkts miljöpåverkan under hela dess livslängd beräknas. För ett kraftverk innebär det utsläpp under byggnation, drift och återvinning. Analyser som används är utförda på en mängd svenska kraftverk och uttrycker dess växthusgasutsläpp som ekvivalent koldioxidutsläpp per producerad kWh.

De framtidsscenarioer som arbetet utgår ifrån kommer ifrån Energimyndighetens prognos för Sveriges framtida energisystem. Därav behandlar inte arbetet framtidsbilder där kärnkraften byggs ut på grund av att den svenska regeringens mål är att all elproduktion ska vara förnyelsebar. I framtidsscenarioer som undersöks kommer kapaciteten i vattenkraften hållas konstant eftersom den svenska vattenpotentialen nyttjas nästan helt och hållet i dagsläget [4].

2. Metod

För att undersöka hur en ökad andel förnyelsebar elproduktion i Sverige påverkar elsystemet och växthusgasutsläppen konstrueras en modell. Utifrån installerad effekt för varje typ av elproduktion ska modellen beräkna samtliga produktionskurvor gentemot en given elkonsumtion. Den ska också räkna ut det totala ekvivalenta koldioxidutsläppet per kWh för den givna inställningen. Modellen ska också tillämpas i ett webbgränssnitt där inmatningen kan regleras och resultatet visualiseras. För att bygga modellen används historisk data kring elproduktion och konsumtion samt teori inom ämnet. Alla beräkningar som utförs görs i programmet *Matlab*, och det är också där alla funktioner för produktion har framtagits. All behandling av statistik data görs också i *Matlab*. Den historiska data som ligger till grund för modellen kommer från Svenska kraftnäts sammanställningar över produktion och konsumtion under 2016 [5]. Annan data och information som använts inom projektet har hämtats från vetenskaplig litteratur inom energi- och miljövetenskap samt elteknik eftersom det är den mest relevanta och tillförlitliga faktan som finns tillgänglig för arbetet.

Modellen utvärderas genom att den först körs med parametrar från 2016. Den beräknade produktionen jämförs med den riktiga statistiken från året. Skillnader mellan modellen och verkligheten utvärderas för att kunna använda modellens resultat på ett tillförlitligt sätt vid senare körningar. Framförallt studeras skillnader som uppstår i elproduktionen för kraftvärme-, kärn-, vatten-, samt totalproduktion mellan modellen och 2016. Väderprofilen i modellen baseras på 2016 och som följd av detta blir vind- och solkraftsproduktionen samma som det givna året. Därav analyserar inte skillnader för dessa kraftkällor i utvärderingen. Slutligen undersöks modellens användande av överföringen och jämförs med överföringen som tog plats 2016.

För att undersöka hur det svenska elsystemet kan se ut i framtiden kommer modellen användas till att utvärdera tre scenarier. Framtidsprognoser som används i arbetet kommer från Energimyndighetens rapport till Europeiska kommissionen om Sveriges framtida energisystem. Ur deras rapport har tre framtidsscenarioer valts ut för att behandlas av modellen och sedan analyseras. Dessa tre scenarier är Energimyndighetens prognos för Sveriges elproduktionen 2030, 2040 samt 2050. Scenarierna har valts ut eftersom 2050 är det år då regeringen avser att ha helt övergått till förnyelsebar elförsörjning. På vägen dit är år 2030 och 2040 två viktiga steg på vägen eftersom kärnkraftsproduktionen avtar kraftigt och byts ut med ökad vind-, sol- och kraftvärmeproduktion. I fortsättningen benämns år 2030 som scenario A, år 2040 som scenario B och år 2050 som scenario C. Energimyndighetens prognos för elproduktionen för varje typ av kraftverk i respektive scenario kan ses i tabell 1 i enhet TWh.

Tabell 1: Energimyndighetens prognos för framtida elproduktion i Sverige.

	Scenario A	Scenario B	Scenario C
Vindkraft	35	51	62
Solkraft	3,4	3,4	3,4
Kraftvärme	18,1	19,4	22,5
Kärnkraft	48	27	0
Vattenkraft	16,6	16,6	16,6
Totalt [TWh]	121,1	117,4	104,5

I samtliga scenarier förutspår Energimyndigheten att vind- och kraftvärmeproduktionen kommer öka stadigt genom nybyggnation och effektiviseringar, enligt tabell 1. Solkraftsproduktionen beräknas ha ökat kraftigt från 2016 till scenario A, men är sedan konstant i de två resterande scenarierna. Kärnkraftsproduktionen prediceras minska med en ungefär en tredjedel till scenario A, ytterligare en tredjedel till scenario B och till sist avvecklas helt till scenario C.

Analysen som görs på resultatet från modellen kommer fokusera på totalproduktion och dess ekvivalenta koldioxidutsläpp per kWh (gCO₂eq/kWh) samt nettoenergi per år för import eller export. Det kommer också undersökas var flaskhalsar i överföringen uppstår och vilka implikationer de har för effektbalansen i scenariot.

3. Teori

För att ha ett effektivt elkraftsystem behöver det vara sammankopplat med flera ledningar, snarare än att varje hem ska ha egen elproduktion. Det finns fyra huvudsakliga anledningar till varför ett nationellt elsystem är att föredra:

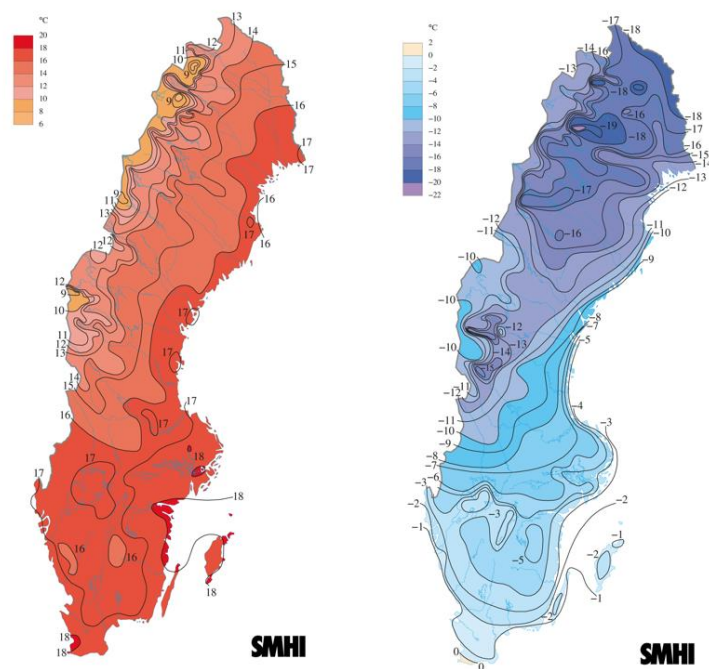
- Alla förbrukar inte maximal effekt samtidigt och därav behöver inte alla ha ett eget kraftverk som klarar av det boendets maximala effektbehov. Genom att istället distribuera el dit behovet finns fördelas det totala effektbehovet över samtliga kraftverk.
- Vissa väderberoende produktionstyper varierar kraftigt i hur mycket effekt de producerar vid olika tidpunkter. Tillgängligheten på effekt varierar mycket mellan platser och genom sammankoppling med ett elnät blir den totala effekt tillgängligheten större.
- När det kommer till produktionstyper som är geografisk beroende så kan elen behöva transporteras långa sträckor för att nå slutkonsumenten.
- Om tillgängligheten på sol- och vindkraftverk är begränsade eller om det lokala elkraftsystemet inte fungerar ska alla kunna dela på effektreserver om det är anslutna till samma elnät [6].

Det här kapitlet avser att svara på hur det svenska elsystemet har utformats efter dessa fyra förutsättningar. Till en början redogörs hur konsumtionen i Sverige ser ut under ett år och vilka faktorer som påverkar den. Sedan förklaras de olika kraftkällor som nyttjas idag, och vilka begränsningar som produktionen förhåller sig till. Utvecklingsmöjligheter samt växthusgasutsläpp beskrivs också för respektive kraftkälla.

Vidare presenteras hur det svenska elnätet är uppdelat i olika ledningsnät för att transportera producerad el till konsumtionen. En annan typ av uppdelning av elsystemet som har stor betydelse kallas el- eller prisområde och beskrivs sedan i ett eget avsnitt. Sedan redogörs för de tekniska begränsningar som avgör överföringskapaciteten i elsystemet. Till sist presenteras begreppen svängmassa och tröghet. Både överföringskapaciteten och trögheten är koncept som har stor betydelse vid utformningen av ett elkraftsystem och är viktiga att ta hänsyn till vid utbyggnad i framtiden.

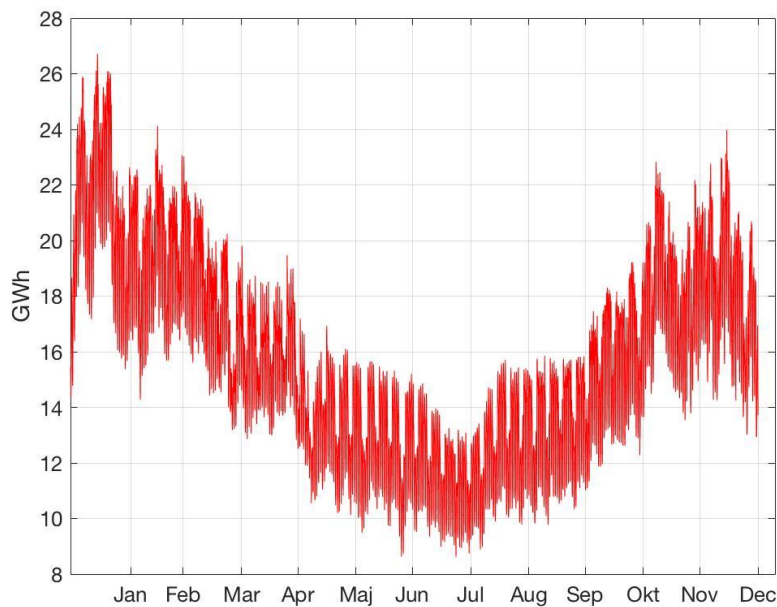
3.1 Sveriges elanvändning

Elkonsumtionen i Sverige varierar mycket under året och denna variation styrs till en stor del av utomhustemperaturen som uppstår under de olika årstiderna. Elanvändningen är störst i mellersta och södra delen av Sverige, vilket medför att en ändring i utomhustemperaturen i ovan nämnda regioner har störst inverkan på den totala förbrukningen. Generellt är det under vintertid som elförbrukningen är högst då temperaturen är låg och vid ett närmande av sommarperioden blir elförbrukningen lägre på grund av högre temperaturer [7]. I figur 1a visas medeltemperaturen för Sverige under juli månad 2016. Medeltemperaturen för januari månad 2016 kan ses i figur 1b.



Figur 1a: Medeltemperatur i juli månad 2016, till vänster.
 Figur 1b: Medeltemperatur i januari månad 2016, till höger.
 Källa: SMHI.

Säsongsvariationer kan också ses i historisk statistik för konsumtion. I figur 2 illustreras konsumtionen för Sverige under 2016 i timvis upplösning. Vid en jämförelse av månaderna syns det tydligt att under juli månad är konsumtionen lägre än under januari. Detta åskådliggör att konsumtionen är till en stor del säsongsberoende och särskilt av temperaturerna som i sin tur är beroende av vädret.

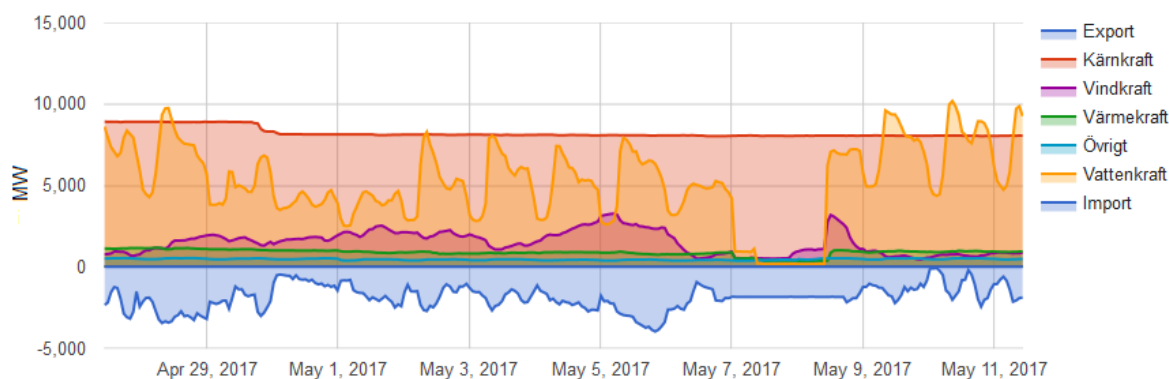


Figur 2: Total förbrukning i Sverige under 2016 med timvis upplösning.

De högfrekventa förändringar som syns i figur 2 kommer från variationer i förbrukningen under dygnet. Elkonsumtionen är generellt som störst under morgonen och tidigt på kvällen. Under natten är den ofta lägre än på dagen eftersom många industrier går långsammare, eller står helt still, och den största delen av befolkningen sover [8].

3.2 Elproduktion

Sveriges elproduktion avser alltid att möta det behov som finns i konsumtionen. Vidare finns det andra faktorer som styr hur stor andel av varje produktionstyp som används vid ett givet tillfälle. I figur 3 syns data från två veckor under våren 2017, som ett exempel på hur elproduktionen kan se ut. Här syns hur vatten- och kärnkraft utgör baskraften för Sverige och tillsammans står de för ca 80 procent av elproduktionen, vilket syns på arean under graferna i figur 3.



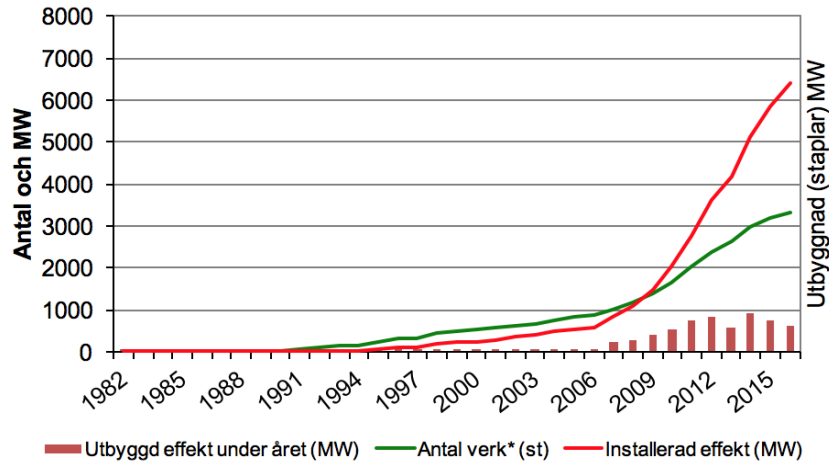
Figur 3: Elproduktion samt utbyte under två veckor under våren 2017 per kraftslag.

Källa: Elstatistik.

Utseendet på elproduktionen kommer från att kraftbolagen strävar efter att hålla både kostnader och utsläpp låga. Därför nyttjas källor som vind- och solkraft eftersom dessa produktionsanläggningar har låga driftskostnader. Den last som finns kvar efter att vind- och solkraftsproduktion har använts till fulla kallas ofta residuallast. För att täcka residuallasten används kraftvärme samt kärn-, och vattenkraftsproduktion eftersom produktionen från dessa källor går att reglera efter behov [9-10].

3.2.1 Vindkraft

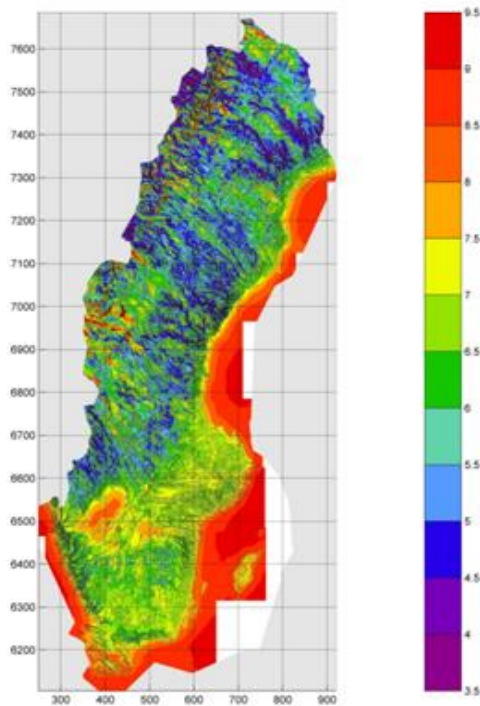
Vindkraft är den tredje största producenten av el i Sverige och den kommer troligen fortsätta att öka i högt tempo. Tydligt visualiseras det i figur 4 att en drastisk utbyggnad av produktionstypen tog fart 2009 och prognoser säger att den kommer fortsätta att öka i samma stadiga tempo som den har gjort fram till 2016 [11]. Utifrån den installerade effekten kan inte produktionen bestämmas då vindkraften är väderberoende och varierar stokastiskt.



Figur 4: Utbyggnad av vindkraft i Sverige från 1982. Källa: Svenska kraftnät.

Produktionen av vindkraft varierar mycket från år till år, samt specifika veckor på året på grund av hur mycket det blåser. Elforsk har genomfört en undersökning som utgick från vinddata från 1992 till 2001 och kom då fram till att vindkraft generellt producerar avsevärt mer energi under vintern än på sommaren. Under samma period visade det sig också att elproduktionen var i genomsnitt högre under den blåsigaste veckan i januari än den blåsigaste veckan i juli. Även om det blåser olika mycket under olika årstider kan medelproduktionen under en specifik vecka stiga med 400 procent från ett år till ett annat. Sammanfattningsvis varierar vinden i större omfattning inom ett år än vad den gör mellan år [12].

Den geografiska placeringen av vindkraftverken har en stor betydelse för elproduktionen. För att bestämma var i Sverige det förekommer högst årsmedelvindhastighet använder Energimyndigheten något som kallas vindkartering. Vindkartering är en modell som beskriver årsmedelvindhastigheten på olika höjd från marken över hela Sverige. I figur 5 visualiseras en karta över Sverige där de olika färgerna är en skala på hur årsmedelvindhastigheten ser ut. Högst medelvindhastighet förekommer längs kusten och vid stora sjöar vilket gör det optimalt att bygga vindkraftverk där [10,12].

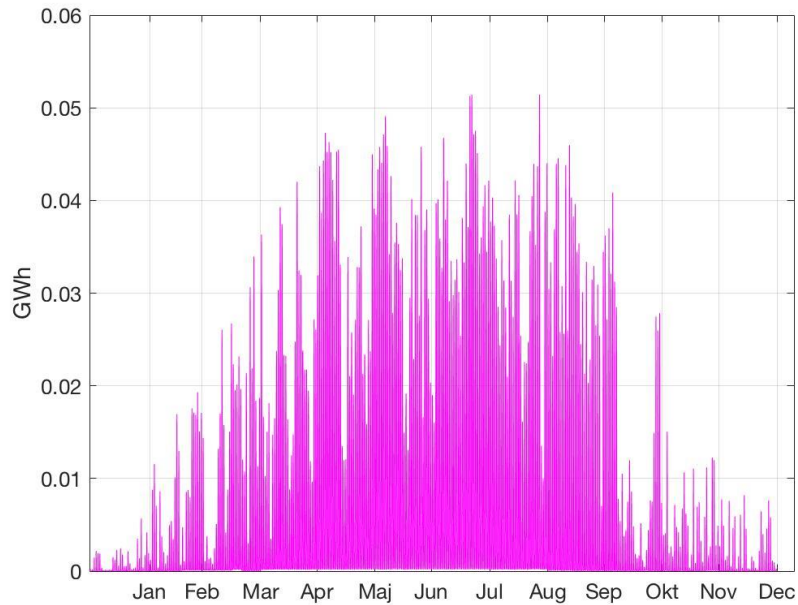


Figur 5: Årsmedelvindhastighet i Sverige på 100 m höjd ovanför marken.
Källa: Energimyndigheten.

Eftersom elen som produceras kommer från vinden är det essentiellt att den årliga medelvindhastighet i ett geografiskt läge uppnår minst 4 m/s, vilket är det minsta möjliga vindhastigheten för att kunna utvinna el. Vindkraftverk har också en övre begränsning på hur mycket de kan producera då den maximala effekt som kan erhållas inträffar vid ca 17–25 m/s. Vid så hög vindhastighet måste bladen på vindkraftverket vinklas bakåt, eller flöjlas, för att behålla samma rotationshastighet. Om vindhastigheten skulle överstiga 25 m/s måste vindkraftverken stängas ner av säkerhetsskäl, dock är vindar större än 11–12 m/s ovanliga [6,10,14].

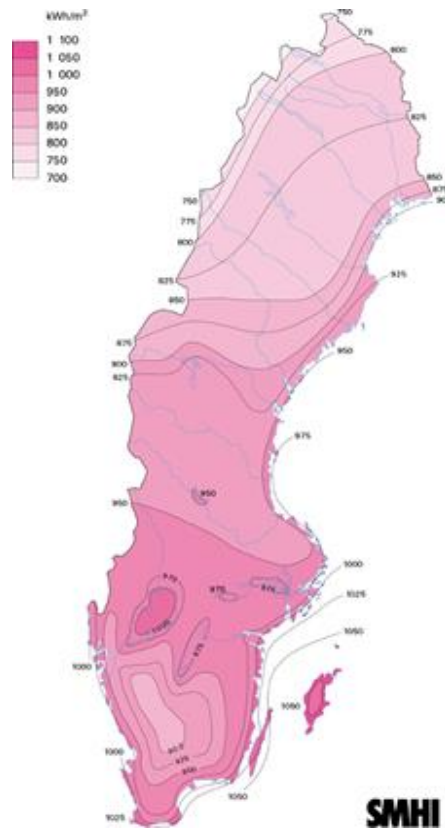
3.2.2 Solkraft

Solkraften är en teknik som har utvecklats mycket på de senaste åren och detta har bidragit till att kostnaden för att producera el av tekniken har dragits ner ordentligt. Men för närvarande är fortfarande elproduktionen från solkraft bara en liten andel av Sveriges elproduktion [6]. Detta beror på många olika faktorer men främst för Sveriges geografiska läge och vädret i de olika årstiderna. Solkraft använder sig av solinstrålning för att producera el, vilket innebär att under natten producerar solkraftverk ingen el. Med hänsyn till Sveriges geografiska läge innebär det att under bestämda årstider får inte Sverige lika många soltimmar som länder längre söderut [15]. Produktionen är mycket låg under årstiderna vinter och höst, men är högre under våren och sommaren på grund av soltimmarna. I figur 6 visualiseras Sveriges solkrafts produktion varje timma under 2016 och det syns tydligt att det under hösten och vinter producerades mycket mindre. Däremot under vår- och sommarperioden är produktionen mycket hög.



Figur 6: Solkraftsproduktion i Sverige under 2016 med timvis upplösning.

Förutom soltimmar påverkas produktion även av hur stark instrålningen är till anläggningen. Hur stark instrålningen är i ett område beror på vinkeln mellan instrålningen och markytan. Det här leder till att instrålningen generellt är högre i södra Sverige än i norra på grund av att dess geografiska position ger en sämre infallsvinkel. I figur 7 visas energin som tillkommer under ett år från den globala solinstrålningen mot en horisontell yta i Sverige. Värderna i bilden är medelvärden baserade på historisk data. Tydligt illustrerar figur 7 att instrålningen uppgår till 974 kWh/m² i södra Sverige, men når bara 750 kWh/m² i de nordligaste delarna av landet. Skillnaden är av storlek 225 kWh/m² och med dagens solpaneler, med verkningsgrad på 15 %, vilket innebär skillnad i den årliga elproduktionen blir ca 34 kWh/m² [14-15].



Figur 7: Normal global solinstrålning under ett år i Sverige. Källa: SMHI.

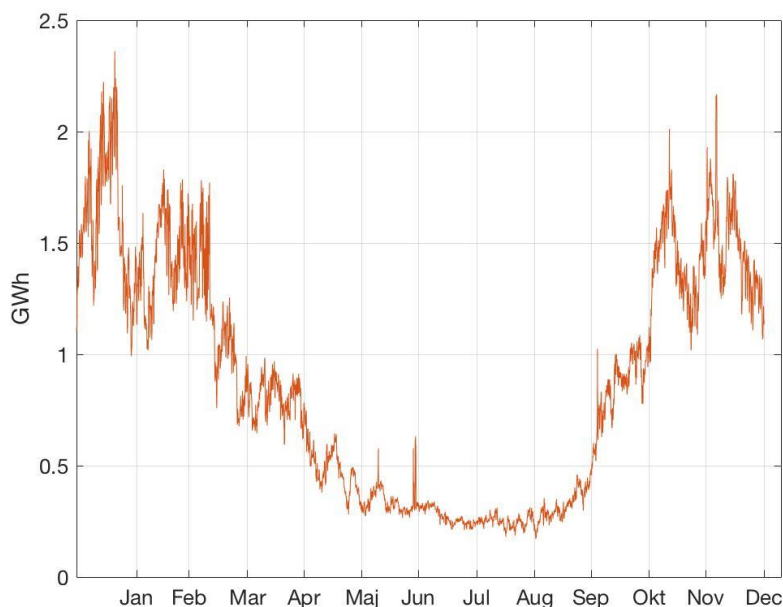
3.2.3 Kraftvärme

Idag utgör kraftvärme ungefär 10 procent av den producerade elen i Sverige. När det produceras elektricitet skapas det även värme. I ett så kallat kraftvärmeverk produceras det el, och den värme som utvecklas tas tillvara och överförs till ett fjärrvärmesystem. Drivs kraftvärmeverken på det här sättet utnyttjas bränslet för anläggningen så effektivt som möjligt. På så sätt är kraftvärmerna mycket effektiva när det kommer till användning av tillgängliga resurser. Kraftvärmeverken som finns i Sverige är mycket effektiva och har en verkningsgrad som ligger runt 90-93 procent [17-18].

När det gäller drivmedel för kraftvärmeverk så är de mycket flexibla. I dagens kraftvärmeverk används bibränslen i så stor utsträckning som möjligt och fossila bränslen utgör en mycket liten andel. Produktionskostnaden för värmekraftverk som drivs på biomassa är dyrare än om kraftverket skulle använda gas eller kol. Däremot är skillnaden i utsläpp så stor att biomassa används som bränsle i en klar majoritet av anläggningarna i alla fall. Typiska bibränslen som används är rester som kommer från skogen. Det kan vara allt från grenar, toppar eller stubbar. Dessutom förbränns rester från hushåll och industrier, vilket löser problem kring hantering som avfall annars skapar. På så sätt är kraftvärme mycket flexibelt och resurser finns alltid tillgängliga vid behov av produktion [17,19].

Tack vare att tillgången på bränsle inte är väder- eller säsonsberoende kan produktionen regleras efter behovet på värme och elektricitet under olika årstider. Sommartid behövs det inte så mycket värme och därav produceras det mindre elektricitet för att behålla den höga verkningsgraden i kraftverket. Under vintertid finns det ett stort behov av värme och

elektricitet vilket medför att kraftvärmerna kan nyttjas maximalt [18-19]. Figur 8 visar 2016 års kraftvärmeproduktion, här syns det hur produktionen följer konsumtionens säsongsvariation.

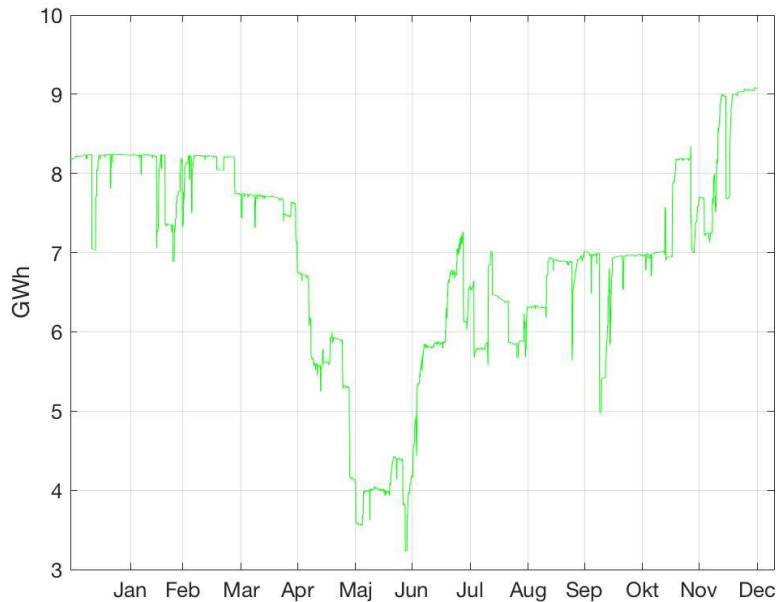


Figur 8: Kraftvärmeproduktion i Sverige under 2016 med timvis upplösning.

I framtiden finns det stor potential i att bygga ut och förbättra kraftvärmeanläggningar i Sverige. Det måste dock finnas ett fjärrvärmenät som kompletterar kraftvärmeverken för att nyttja anläggningarna maximalt. Förbättringar av befintliga anläggningar kan vara i form av rökgaskondensering, vilket ökar verkningsgraden ytterligare. Det finns faktorer som gör att användningen av kraftvärme inte nödvändigtvis växer i framtiden. I och med en större tillväxt av energieffektiva hus kan behovet av fjärrvärme minska. Resultatet skulle bli att kraftvärmeverk blir mindre effektiva och inte lika ekonomiska [18-19, 20].

3.2.4 Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige bidrar till en stor andel av den svenska elproduktionen och har gjort det sedan den introducerades i Sverige 1970. Jämfört med de förnyelsebara energikällorna är inte kärnkraft väderberoende utan kan styras till viss mån efter behov. Generellt passas kärnkraftsproduktionen efter utseendet på konsumtionen, men också utefter tillgängligheten på andra kraftkällor. Resultatet blir att kärnkraftsproduktionen producerar mer under vintern då efterfrågan på el är högst. Under sommarperioden dras istället produktionen ned då efterfrågan är låg. Eftersom effektbehovet under denna period inte är så stort utförs dessutom revisioner på kraftverken. Det här fenomenet kallas säsongreglering eller långsammare lastföljning och syns tydligt i figur 9.



Figur 9: Kärnkraftsproduktion i Sverige under 2016 med timvis upplösning.

Det går också att använda till reglering på kortare tidshorisonter genom primär- och sekundärreglering. I Sverige används inte primärreglering, istället används vattenkraftens reglerfunktion till att styra frekvensen i det svenska elnätet. Däremot används sekundärreglering då det behövs mer effekt i Sverige eller till export [5]. Produktionen i reaktorerna kan i allmänhet styras 1-2 procent, men kring i ett begränsat område kring märkeffekten kan det styras upp till 10 procent [21-23].

3.2.5 Vattenkraft

Vattenkraften är den förnyelsebara produktionstyp som bidrog med högst elförsörjning i Sverige under 2016. Hur stor vattenkraftsproduktionen blir under ett år beror på vattenflödet i älvarna. Flödet beror i sin tur på tillrinningen av vatten. Dynamiken bakom tillrinningen är att under våren smälter snön och isen som har legat uppe på bergen och i följd av det ökade vattenflödet samt vatten samlas i vattendrag. Vid vintertid fryser älvar och vattendrag vilket gör att vattenflödet minskar kraftigt. Resultatet är att produktionen från vattenkraftverk beror mycket på årstid och väder. Ofta används begrepp som torr- och våtår för att beskriva hur stor tillrinningen är. Begreppet normalår används också i vissa sammanhang som är ett slags medelvärde för tillrinningens storlek och baseras på historisk data [6,24-25].

Tillrinningen är oförutsägbar mellan åren och trycket från flödet under våren kan bli enormt stort. På grund av detta händer det att vatten måste släppas förbi utan att energin tas tillvara på. För att undvika outnyttjad energi används vattenmagasin för att lagra vatten under perioder med stor tillrinning. Dessutom hjälper magasinen till att öka fallhöjden för vattnet och därmed öka trycket på turbinen. Vattenmagasinens används sedan för att klara av perioder med låg tillrinning, som under vintern. Lagringen har också som uppgift att tillhandahålla energi under torrår, då tillrinningen helt enkelt inte räcker till för att täcka energibehovet. Det finns regler, som kallas vattendom, som bestämmer inom vilka gränser lagringen får vara under olika perioder på året. Vattendomen kan också diktera ett minimalt och maximalt vattenflöde som vattenkraftsproduktionen måste följa.

Följaktligen påverkar tillrinningen, energilagringen och vattenkraften överlag hur resten av elproduktionen styrs. Om tillrinningen är låg under flera år, och lagringen således liten, kan andra produktionstyper användas i större utsträckning för att kompensera. På samma sätt, fast omvänt, kan vattenkraften kompensera om andra produktionstyper skulle producera mindre under vissa perioder. Allt som allt skapar vattenkraftens lagringskapacitet en värdefull flexibilitet i elsystemet [26-27].

Sveriges vattenkraft har således en stor förmåga att reglera den totala produktionen i landet. Reglering bidrar i sin tur till en balans mellan konsumtion och produktion i det svenska elsystemet. Hur mycket varje kraftverk bidrar till reglerförmågan beror på dess positionering och vattendragets storlek. I Sverige är storleksskillnaden mellan vattendrag så påtaglig att de anläggningar som finns kring de nio största vattendragen står för nästan 100 procent av reglerförmågan och 94 procent av elproduktionen från vattenkraften [28].

Vattenkraftens förmåga att reglera är beroende av fyllnadsgraden i magasinen. Samtidigt är lagringen direkt kopplad till hur konsumtion samt vind- och solkraftsproduktion sett ut dessförinnan. Under vintern då konsumtionen är som högst samtidigt som tillrinningen är som lägst minskar fyllnadsgraden kraftigt. När vårfloeden kommer och utomhustemperaturen stiger fylls magasinen återigen på. Den påverkas också av hur mycket det blåser och antalet soltimmar under en period [9,26].

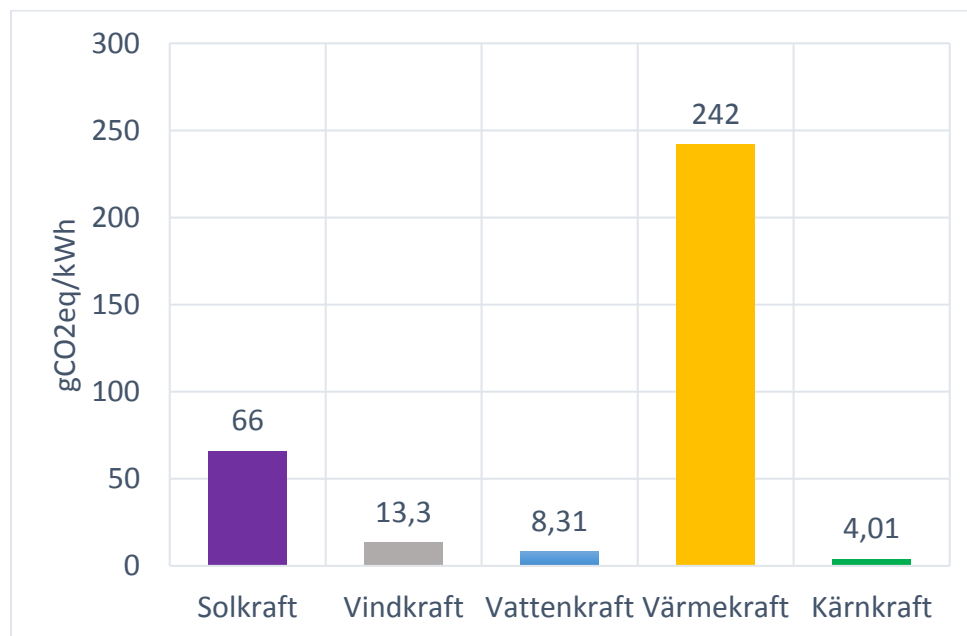
Som följd av ovanstående regleras produktionen från vattenkraft på flera olika tidshorisonter samtidigt. Den reglering som används för att väga upp för våt- och torrår kallas flerårsreglering. På något kortare tidsintervall används årsreglering vars uppgift är att säkerställa tillgängligheten på el oavsett vilken årstid som råder. Till sist kommer vecko- och dygnsregleringen där veckoregleringen ser till att det finns tillgänglig effekt alla dagar i veckan. Dygnsregleringen är en timvis reglering och är den form av reglering som används mest inom vattenkraften. Vid den här typen av reglering kan det röra sig om att justera flera tusen megawatt på några fåtal timmar. Med hjälp av de olika regleringsmöjligheter som finns i vattenkraften kan systemet hantera olika situationer och skillnaden mellan konsumtion och produktion hållas minimal [7].

I framtiden finns det väldigt liten möjlighet att bygga ut den traditionella vattenkraften. De stora älvar där det finns möjlighet att bygga ut vattenkraft vid är idag skyddade av lagstiftning för att bevara biologisk mångfald och skydda ekosystemen i älvarna [28]. Utvecklingen som sker idag handlar därför framförallt om att effektivisera och förnya de befintliga vattenkraftverken. Trots att möjligheterna till utbyggnad är små kommer det ställas stora krav på vattenkraften i framtiden om vind- och solkraft används i större omfattning. Eftersom vind- och solkraft är ostyrbara källor kommer vattenkraftens förmåga att reglera vara ännu viktigare för att kompensera för de stora effektsvängningarna i produktionen [9].

3.2.6 Miljöpåverkan från olika typer av kraftverk

När det kommer till elproduktion från tidigare nämnda produktionstyper har de olika egenskaper som skiljer dem åt vad gäller miljöpåverkan. Beroende på hur omfattande analys som utförs på elproducerande kraftverk ges väldigt varierande resultat. Det här beror på att vissa kraftverk inte genererar några växthusgaser under drift, men ändå bidrar till miljöförändringar tack vare byggnation, transport och återvinning. En metod som används för

att sammanställa den totala miljöpåverkan som olika produktioner bidrar med är via en livscykelanalys (LCA). En livscykelanalys omfattar ett kraftverks utsläpp genom hela livslängden. Eftersom olika produktionstyper bidrar med olika typer av växthusgaser beräknas det totala utsläppet ofta om till koldioxidkvivalenter i en livscykelanalys, för att kunna jämföras. Vidare används det ekvivalenta koldioxidutsläppet av utsläppen för att divideras med kraftverkets elproduktion under en livstid för att få utsläppen per kWh [29-30]. För kraftkällor som vind och sol kan det beräknade utsläppet per kWh skilja sig mycket mellan olika livscykelanalyser. Det här beror av att vind- och solkraft är väderberoende och den geografiska placeringen av dessa typer av kraftverk påverkar hur mycket el de producerar under sin livslängd. I figur 10 syns värden på växthusgasutsläpp under en livscykel för de produktionstyper som används i det svenska elsystemet i enhet gCO₂eq/kWh.



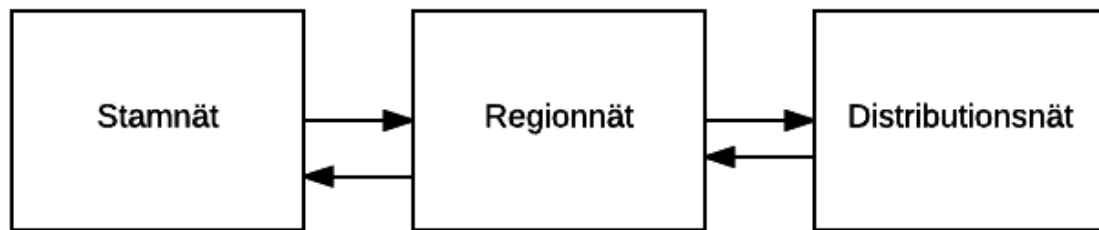
Figur 10: Ekvivalent koldioxidutsläpp per kWh för olika kraftslag.

Värden i figur 10 för sol-, vind-, vatten- och kärnkraft är baserade på en livscykelanalys utförd av Vattenfall på deras elproduktion. För kraftvärme kommer värdet från en livscykelanalys av Elforsk där de bränslen som används i Sverige till kraftvärme har undersökts [31-32].

3.3 Det svenska elnätet

Sveriges elnät är mycket betydelsefull för det svenska samhällets funktionalitet och därmed blir elnätet en fundamental pelare i samhället. Elnätet är en infrastruktur som bidrar till att överföringen av producerad el kommer fram till elkonsumenter som oftast är bosatta en lång sträcka från vart elproduktionen sker. Elnätets uppgift är att fördela och transportera el till önskade slutstationer. Samtidigt som den möjliggör att olika produktionstyper som kraftvärme, vind-, sol-, kärn- och vattenkraft kan samverka med för att bidra till Sveriges elförsörjning. Elnätet möjliggör även för geografiskt bundna kraftverk att kunna transportera kraftverkets producerade el till önskade destinationer.

Sveriges överföringsnät delas generellt upp i tre olika kategorier som illustreras i figur 11. Region- och distributionsnätet är förgreningar av stamnätet, som också kallas transmissionsnätet.



Figur 11: Det svenska ledningsnätets uppbyggnad.

Det svenska elnätet är uppbyggt på ett storskaligt sätt för att kunna höja tillförlitligheten vid överföringar av elektricitet, samt för att reducera miljöpåverkan och kostnaden av elproduktion. Både transmissionsnätet och regionnätet har höga krav på tillförlitlighet, då allvarligheten i ett strömavbrott i hela landet eller hela regioner är mycket allvarliga. Stora kostnader för processindustrier uppkommer vid endast någon sekunds strömavbrott. Konsumenterna märker elavbrott mestadels då det blir fel i distributionsnätet [33].

3.3.1 Stamnät

Stamnätet är den delen av Sveriges elnät som har en spänningsnivå mellan 220 kV och 400 kV. Denna del av elnätet är uppbyggt så att distributionen av stora mängder effekt överförs på långa avstånd med låga förluster. Ett exempel på detta kan vara när det överförs el från ett vattenkraftverk i norr till konsumenter i söder där efterfrågan av el är högre jämfört med i norra Sverige [34]. För att minimera förlusterna så mycket som möjligt vid långa överföringar används ovan nämnda spänningsnivåer. Sveriges stamnät består av 160 stationer med 15 000 kilometer långa ledningar och fem förbindelser med andra länder som använder högspänd likström. Elproduktionsanläggningar som inte har en inmatningseffekt på minimum 100 MW kan inte anslutas till stamnätets 220 kV nät. Och det begärs en inmatningseffekt på minst 300 MW av en anläggning för att kunna anslutas till 400 kV nätet [35].

De som förvaltar transmissionsnätet är den statliga myndigheten Svenska kraftnät och de har även systemansvar för att hela svenska elsystemet skall vara i funktion. Detta i sin tur innebär att Svenska kraftnäts uppgift blir att upprätthålla balansen mellan förbrukningen och produktionen av el i hela Sverige. För att säkerställa att balansen upprätthålls finns det en ellag där elleverantörer är skyldiga att producera lika mycket el som elleverantörens konsumenter förbrukar. Elleverantörer kan antingen själva stå för balansansvaret eller anlita företag som redan utför denna tjänst och överlåta sitt balansansvar till dem. Oberoende av ovan nämnda fall så måste ett avtal kring balansansvar finnas med Svenska kraftnät [35-36]. Dock kan det ibland uppkomma situationer där konsumtionen förväntas överstiga den förväntade produktionen. Detta innebär att under denna period kommer inte balansansvariga företag kunna täcka behovet med de planerade resurserna som de har angivit till Svenska kraftnät. Vid sådana situationer handlar Svenska kraftnät upp en effektreserv. Effektreserven är ett avtal med elproducenter om att ha ytterligare produktionskapacitet eller att konsumenter erbjuds att minska sin elförbrukning under perioden [37].

En annan faktor som Svenska kraftnät bidrar med är effektbalanseringen för att förhindra frekvensavvikelser i elsystemet. Generellt ligger den nominella frekvensen på 50,00 Hz i Sveriges kraftnät. En frekvensavvikelse uppstår då systemet är i obalans, det vill säga då konsumtionen och produktionen inte är i balans [38]. Högre produktion än konsumtion bidrar till att frekvensen stiger i systemet samt att priset på elen sjunker. I det omvända fallet då konsumtion är högre än vad som produceras så minskar frekvensen i systemet och priset ökar [33]. Avvikelserna har även en negativ inverkan på komponenter i elnätet och försämrar arbetsinsatsen av ett flertal apparater som är anslutna till nätet. En större avvikelse kan exempelvis bidra till att lindningen i en transformator värms upp. Upphettningen kan leda till skador i komponenten [38]. Ovanstående åskådliggör hur känsligt elnätet egentligen är och för att behålla elnätets funktionalitet behöver stamnätet vara balanserat.

3.3.2 Regionnät

Regionnät, som också kallas subtransmissionsnät, har i uppgift att fördela elen inom en viss region och dess inmatning kommer direkt från stamnätet. Ofta har regionnät flera inmatningspunkter för att säkerställa inmatningen av effekt från transmissionsnätet. I subtransmissionsnät är inte avstånden lika långa som i transmissionsnätet utan de ligger runt 100 km. Effekterna är dessutom lägre i de regionala näten och därmed används spänningar mellan 130 kV och 20 kV [33,35]. Huvuduppgiften för regionnätet är att sammanbinda stamnätet med distributionsnätet och överföra el mellan dem.

Sammanbindningen sker även med medelstora produktionsanläggningar som är direkt kopplade till regionnätet som till exempel kraftvärmeverk eller vindkraftsparker med en inmatningseffekt mellan 10 MW och 100 MW [39]. Ytterligare kan stora industrier med en elintensiv användning anslutas direkt till regionnätets 130 kV-nivå. Exempel på sådana industrier är smältverk, kemiindustrier och pappersbruk [35]. Regionnät är mestadels kopplade i slutna slingor vilket leder till lättare problemlösning vid fel i ledningar, då det är möjligt att snabbt koppla bort den felaktiga ledningen [33]. Elnätsföretagen som exempelvis E.ON, Vattenfall Eldistribution och Ellevio äger större delar av Sveriges regionnätet [40].

3.3.3 Distributionsnät

Efter regionalnätet kommer distributionsnätet. Dess huvuduppgift är att överföra el från regionnätet till slutkonsumenter. I distributionsnätet fördelas effekten över avstånd på ca 10 km. I anslutningspunkten till regionnätet är spänningsnivån mellan 10 kV och 30 kV, vilket medför en effekt på några få megawatt. Innan elen anländer till exempelvis bostäder transformeras spänningen ned till 400 V i nätstationer. Spänningen transformeras ned eftersom apparaterna hos konsumenter inte klarar av en spänning på 10 kV. Mikrokraftverk som har en inmatningseffekt på mindre än 10 MW samt mindre industrier ansluts direkt till distributionsnätet, då de klarar av spänningsnivån på 10 kV [35,39].

Då det är relativt få konsumenter fördelade per ledning är toleransen för fel högre än för de högre nivåerna i elnätet. Slutna slingor med matning från båda håll är vanliga. Omkopplingar sker visserligen manuellt, vilket kan ta upp till någon timma vid fel på en ledning. I uppbyggnaden av distributionsnäten används nedgrävda jordkablar. Ovanligheten för fel på jordkablar gör att de inte behöver kopplas som slutna slingor. Vid höga spänningar och effekter kan de kopplas bort med hjälp av brytare vid eventuella fel. Smältsäkringar som skydd används vid låga spänningar och effekter [33].

3.4 Prisområden

I Sverige är elsystemet uppdelat i fyra olika elområden, eller prisområden som de också kallas. Namnet kommer från att elpriset skiljer sig mellan områdena beroende tillgång och efterfrågan av el. I figur 12 illustreras Sveriges fyra prisområden, SE1, SE2, SE3 och SE4.



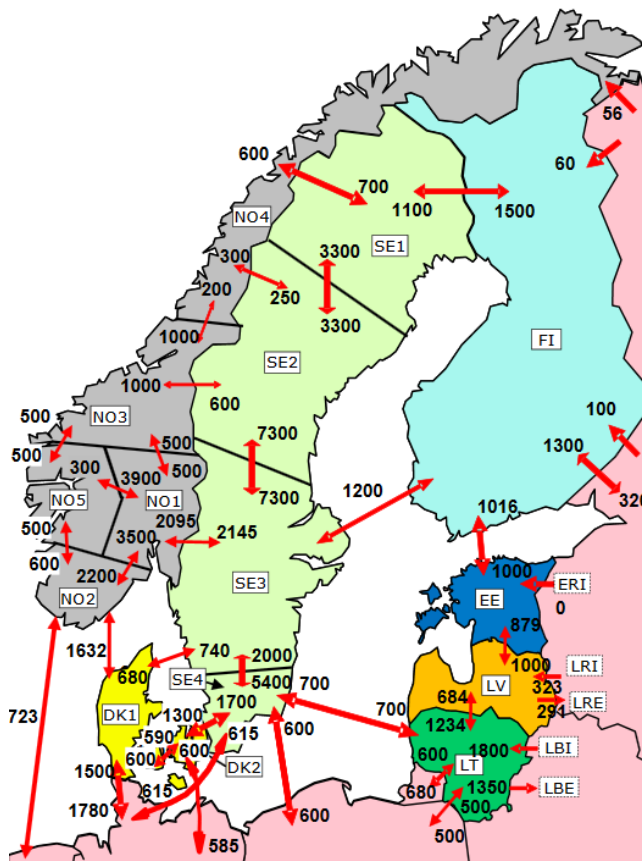
Figur 12: Sveriges fyra prisområden. Källa: Energimarknadsinspektionen.

De olika områdena skiljer sig åt inom både konsumtion och produktion av el. De två prisområden längst norrut, SE1 och SE2, har en relativt låg konsumtion tack vare en låg befolkningstäthet. Jämfört med konsumtionen är elproduktionen väldigt hög i de här områdena på grund av stor tillgång till vattenkraft. I SE3 och SE4 är förhållandet mellan konsumtion och produktion omvänt jämfört med SE1 och SE2. Resultatet blir att el överförs från prisområdena med ett överskott till prisområdena med underskott genom förbindelser i stamnätet. Följden av det här blir att skillnaden i elpriset försvinner mellan prisområden så länge överföringskapaciteten mellan områdena inte överskrids [9].

3.5 Överföringskapacitet

Alla elsystem har vissa begränsningar i mängden effekt som kan överföras mellan två punkter. Utan begränsningar i överföringen skulle kraftverk kunna geografiskt placeras där produktionen och verkningsgraden blir som störst. Dessvärre är det mycket kostsamt att dra så långa kraftledningar och det medför en del tekniska svårigheter. Därav är det av stor vikt att analysera och beräkna vilka begränsningar som finns i överföringen och hur den lämpligast används. Genom att ha goda förbindelser i elnätet kan behovet av lokala effektreserver och elproduktion minimeras. Dessutom kan skillnader i elpriset minska om överföringskapaciteten mellan områden är större. Framförallt inträffar det här då överföringar mellan områdena har nått den maximala kapaciteten, exempelvis under vintertid då

konsumtionen är hög. Överföringskapaciteten kallas ofta Net Transfer Capacity (NTC) som anger en siffra på hur stor effektöverföring får vara. Figur 13 visar NTC gränserna mellan Sveriges prisområden samt till grannländer.



Figur 13. Överföringskapacitet mellan Sveriges prisområden och utlandet i MW.
Källa: Nord Pool

För övergångar som leder ned till SE3 och SE4 i figur 13 är NTC-värdena stora i jämförelse med förbindelsen mellan SE1 och SE2. Detta beror på att förbindelser i elnätet är dimensionerade för att klara av den över- och underskottsdynamik som råder i Sverige. Dessvärre kan behovet vara så stort att överföringen blir en flaskhals i systemet, och då måste el importeras genom andra förbindelser. Vidare är storleken på NTC-värdena i figur 13 fastställda genom att ta hänsyn till både tekniska aspekter och oförutsägbara händelser som kan inträffa i systemet. Det kan exempelvis vara blixtnedslag eller träd som faller på en ledning och orsakar kortslutning.

Den mest avgörande begränsningen i en förbindelse är hur mycket ström som anslutna komponenter klarar av. Blir strömmen för hög genom en komponent blir värmeutvecklingen så stor att det påfrestar komponenten. Detta fenomen kallas för den termiska gränsen och det är av stor vikt att gränsen aldrig överskrids. En annan typ av begränsning i överföring av el kommer från spänningsfall. Eftersom ledningar har en resistans uppstår ett spänningsfall på grund av den ström som flyter genom ledningen. Ledningar dimensioneras också för att klara av kortslutningsströmmar. Detta fenomen kan beskrivas som strömspikar som orsakas av att kortslutning uppstår i nära anslutning till ledningen [6,41].

I elnätet eftersträvas dessutom minimala förluster i elsystemet samt en identisk spänningsnivå vid sändare och mottagare. För att åstadkomma det här behöver lika mycket reaktiv effekt produceras i båda ändar. Om den reaktiva effekten är för hög i en punkt leder det till att den lokala spänningsnivån höjs, och tvärtom för låg reaktiv effekt. I dagsläget skapas den reaktiva effekt som behövs till överföring framförallt i de många synkrongeneratorer som finns inkopplade i nätet. Synkrongeneratorn har en unik egenskap som gör att den aktiva och reaktiva effekten som produceras går att styra. Det går också att använda kraftelektronik eller kondensatorbatterier för att skapa reaktiv effekt, men inte i lika stor utsträckning som synkrongeneratorer. Eftersom synkrongeneratorer idag finns i vatten- och kärnkraften har det svenska elsystemet goda möjligheter att anpassa den reaktiva effektproduktionen. Dock kan det uppstå problem vid införandet av en större andel förnyelsebar produktion i form av vind- och solkraft. Det går att styra den reaktiva effekten som produceras i dess kraftverk, men det utnyttjas inte i elsystemet idag [6,9,33].

Överföringen måste också klara av oförutsägbara frekvensförändringar som uppstår i stamnätet. I synkrongeneratorer inträffar ibland störningar som gör att rotationshastigheten ökar. Obalansen som skapas kallas för transient vinkelinstabilitet och bidrar till instabil nätfrekvens. En annan typ av vinkelinstabilitet som kallas småsignalinstabilitet förekommer också. Den kommer från att inkopplade maskiner i elnätet pendlar mot varandra och på så sätt skapar odämpade effektpendlingar. Konsekvensen blir att maskiner kan behöva kopplas ur systemet [6].

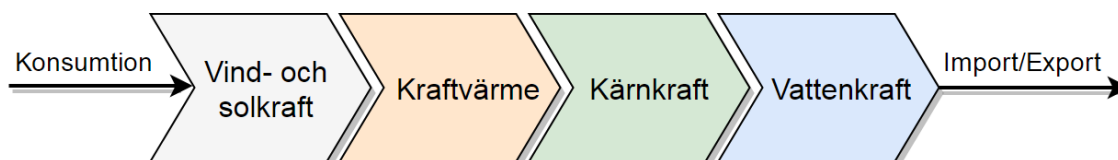
3.6 Tröghetens inverkan på elsystemets frekvensreglering

När ett elsystem överproducerar effekt ökar frekvensen och generatorer kopplade till nätet börjar rotera snabbare. På samma sätt minskar frekvensen och rotationshastigheten vid eventuell underproduktion. Begreppet tröghet är ett mått på elsystemets förmåga att hantera den här obalansen mellan produktion och konsumtion. Ett trögt elsystem innebär att små differenser mellan produktion och konsumtion förändrar frekvensen långsammare än i ett elsystem med låg tröghet [33,42].

Det som bidrar till ett trögt elsystem är turbiner bestående av tunga, roterande delar som är direkt kopplade till elnätet och roterar synkront med nätfrekvensen. Dessa bidrar med någonting som kallas svängmassa och finns framförallt i vatten-, kärn- och värmekraftverk. Andra anläggningar som inte använder dessa generatorer bidrar inte på samma sätt till trögheten. Vindkraftverk är ett sådant exempel eftersom effekten omriktas innan den matas till elnätet. På så sätt är rotationshastigheten inte direkt kopplad till nätfrekvensen. Solpaneler bidrar inte heller med någon tröghet till elsystemet eftersom de inte innehåller några roterande delar. På grund av det här har tröghet en central roll och är en mycket avgörande faktor när det kommer till utbyggnaden av förnyelsebara produktionstyper. Eftersom svängmassan motverkar snabba frekvensändringar och risken för sammanbrott minskar, är det en mycket viktig egenskap för elsystemet [42].

4. Modellbeskrivning

I modellen beräknas produktionen från varje kraftkälla var för sig i en egen funktion. Varje funktion behandlar den last som är kvar efter föregående kraftkälla, sedan beräknas produktionen utifrån de begränsningar som definierats. Resultatet från en funktion överlämnas sedan till nästa funktion i ledet. Den prioritetsordning som modellens arbetar utefter kan ses i figur 14.



Figur 14: Flödesschema som beskriver modellens arbetsgång.

I modellen ges vind- och solkraftsproduktion samma prioritet eftersom de har många likheter. Båda vind- och solkraftverk har låga driftskostnader och de släpper heller inte ut några växthusgaser under drift. På grund av dessa fördelar används alltid all produktion från vind- och solkraftverk i modellen i första hand. När residuallasten är genererad fortsätter modellen med att beräkna kraftvärmeproduktionen. Eftersom bränslet som används i kraftvärmeverk är förnyelsebart prioriteras den över kärnkraft. Reglerförmågan i kraftvärmeverk är dessutom begränsad och är därför inte lämplig att använda som sista steg i modellen. Efter kraftvärmens beräkning beräknar modellen kärnkraftsproduktionen utifrån den restlast som finns kvar. På grund av att kärnkraft inte är en förnyelsebar källa placeras den långt ner i prioritetsordningen. Även om det finns viss reglerbarhet i kärnkraften lämpar den sig inte till att regleras efter de högfrekventa förändringarna som finns kvar i lasten. Därav kommer vattenkraften som sista steg i modelleringen, även om den egentligen hade föredragits över kärnkraft på grund av att vattnet är förnyelsebart. Med vattenkraften finns också möjligheten att lagra energi som inte behöver omvandlas till el direkt. Hela modellens funktion kan beskrivas enligt

$$\Delta E = E_{konsumtion} - E_{vind} - E_{sol} - E_{kraftvärme} - E_{kärnkraft} - E_{vatten} \quad (1)$$

där ΔE är det resulterande under- eller överskott på energi som finns för den givna tidpunkten. I höger led syns elproduktionen för varje typ av kraftverk som beräknas av funktionen för respektive typ. Nedan följer en beskrivning av de funktioner modellen använder i formel 1. De presenteras i samma följd som prioritetsordningen i figur 14.

4.1 Sol- och vindkraftsproduktion

För att skapa en funktion över sol- och vindkraftsproduktionen vars variabel är den installerade effekten undersöktes data från 2016. Den installerade vindkraftseffekten hämtades från Energimyndighetens årliga rapport om vindkraftsstatistik [43]. Data för den installerade solkraftseffekten kommer också från Energimyndigheten, men togs fram genom att sammanställa alla godkända solkraftsanläggningar i deras elcertifikatsystem [44]. Med hjälp av den installerade effekten och historisk produktionsdata kan ett samband tas fram.

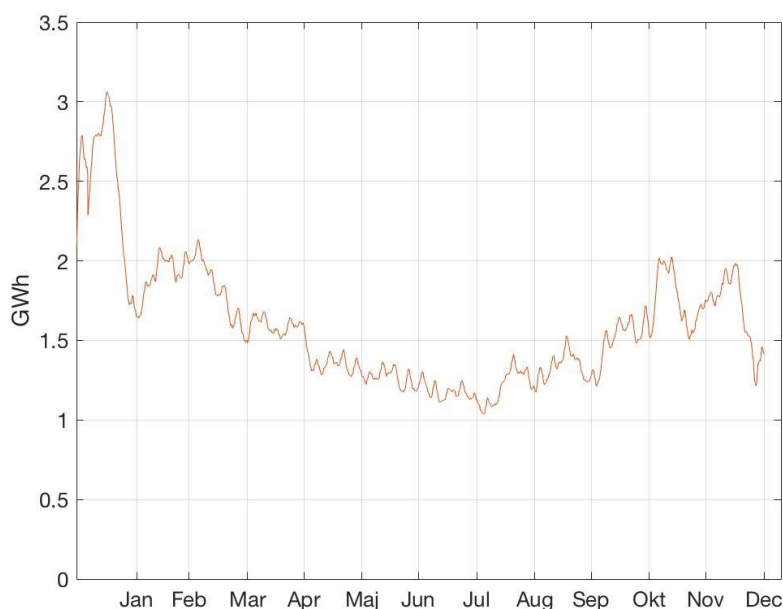
Elproduktionen i ett prisområde för en given timme som en funktion av installerad effekt uttrycks enligt

$$E_{prod} = \frac{E_{prod16}}{P_{inst16}} * P_{inst} \quad (2)$$

där E_{prod16} och P_{inst16} är statistik för elproduktionen och installerad effekt under 2016. E_{prod} är den modellerade elproduktionen givet installerad effekt P_{inst} . Eftersom upplösningen på datan är timvis fångar modellen hur variationer i väder påverkar produktionen. Resultatet blir en generaliserad "verkningsgrad" för varje timme på året, för ett givet prisområde.

4.2 Kraftvärmeproduktion

Eftersom kraftvärmeproduktionen följer behovet av värme, och således konsumtionsprofilen, modelleras den genom ett glidande medelvärde av residuallasten. Det här tillvägagångssättet gör att kraftvärmeproduktionen anpassas något efter produktionen från vind- och solkraft. Samtidigt bevaras de begränsningar som finns inom kraftvärmens i och med att den ska följa behovet av fjärrvärme för att hålla en hög verkningsgrad. I modellen finns också begränsningar så att den installerade effekten, eller den totala energitillgången i form av bränsle inte överskrids. Båda kan varieras och modellen anpassar då produktionen därefter. I figur 15 syns modellens beräknade kraftvärmeproduktion givet parametrar från 2016, det glidande medelvärdet använder här ett tidsintervall på 144 timmar centrerat runt den aktuella timmen.



Figur 15: Modellerad kraftvärmeproduktion för 2016.

4.3 Kärnkraftsproduktion

Som följd av att kärnkraftsproduktionen går att reglera inom vissa gränser ger 2016 års produktion ingen bra passning vid varierande installerad sol- och vindkraftseffekt. Istället modelleras kärnkraftsproduktionens form av ett glidande medelvärde på samma sätt som kraftvärmeproduktionen. Precis som för kraftvärmeproduktionen anpassas produktionen

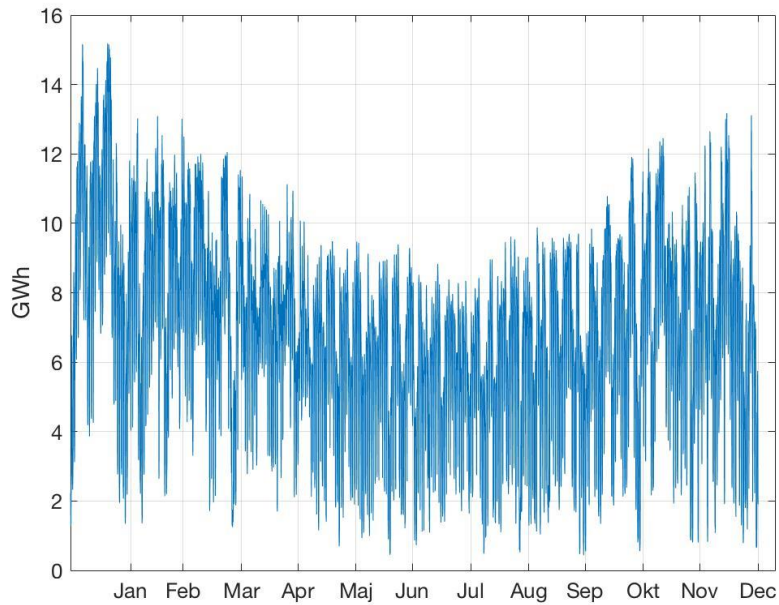
efter behov för att inte överstiga den installerade effekten. Modellen förhåller sig också till hur mycket el som producerades i svenska kärnkraftverk år 2016 och kan inte producera mer el än det gjordes totalt under året. Figur 16 visas modellens beräknade kärnkraftsproduktion för 2016 års installerade effekt med 144 timmars tidsintervall för det glidande medelvärdet.



Figur 16: Modellerad kärnkraftsproduktion för 2016.

4.4 Vattenkraftsproduktion

Styrningen av vattenkraftsproduktionen är extremt flexibel vilket leder till stora möjligheter att reglera elproduktionen fritt efter hur resten av elproduktionen ser ut. Funktionen för vattenkraftsproduktionen utgår ifrån en total tillåten elproduktion och en installerad effekt precis som de andra funktionerna, och båda kan varieras. Själva produktionen modelleras genom att funktionen först undersöker den restlast som kom från funktionen för kärnkraftsproduktion. För den timma med störst elbehov i restlasten sätts vattenkraftsproduktionen till hälften så mycket för den timmen. Samtidigt subtraheras samma energimängd från den totala energimängden som vattenkraftsproduktionen har att disponera. Restlasten uppdateras, och därefter undersöks vilken timme som har störst behov på nytt. Loopen fortgår så länge det finns tillgänglig energi inom vattenkraften kvar som användas till elproduktion, eller tills behovet under alla timmar är täckt. Till sist granskas den modellerade vattenkraftsproduktionen om den överstigit den installerade effekten vid någon timme. Om en överträdelse hittas tas den bort, och den el som producerades över gränsen läggs till på en annan timme som fortfarande har ett behov. Om alla timmars behov redan är täckt läggs den extra energin tillbaka till energi som inte nyttjades under året. Det överskott som blir över efter funktionen är klar är den energimängd som kan lagras i vattenmagasin, eller användas till export. Vid en körning av parametrar från 2016 ser den modellerade vattenkraftsproduktionen ut enligt figur 17.



Figur 17: Modellerad vattenkraftsproduktion för 2016.

4.4.1 Specialfallet SE4

Mindre än 2 procent av den nationella installerade vattenkrafteffekten ligger i SE4 [45]. Som följd av detta blir prisområdets förmåga att lagra energi och reglera produktionen minimal i jämförelse med andra delar av landet. Vattenkraften i SE4 har därför modellerats som en ostyrbar källa och produktionen är samma som 2016 års produktion.

5. Visualisering av modellen

Nedan följer ett avsnitt som redogör för konstruktionen av en för allmänheten öppen webbsida som tillämpar modellen, samt hur denna fungerar.

5.1 Anpassning av simuleringsmodellen

Hemsidan består utav två delar. Dels utav det användargränssnitt som användaren ser samt den modell som jobbar i bakgrunden och gör uträkningarna för visualiseringen.

Som tidigare nämnts så utvecklades modellen i första hand i *Matlab* på grund av programmets flexibilitet och lätthanterlighet avseende matematiska beräkningar.

Matlabs programmeringsspråk är dock inte universellt utan det är individuellt för *Matlab*.

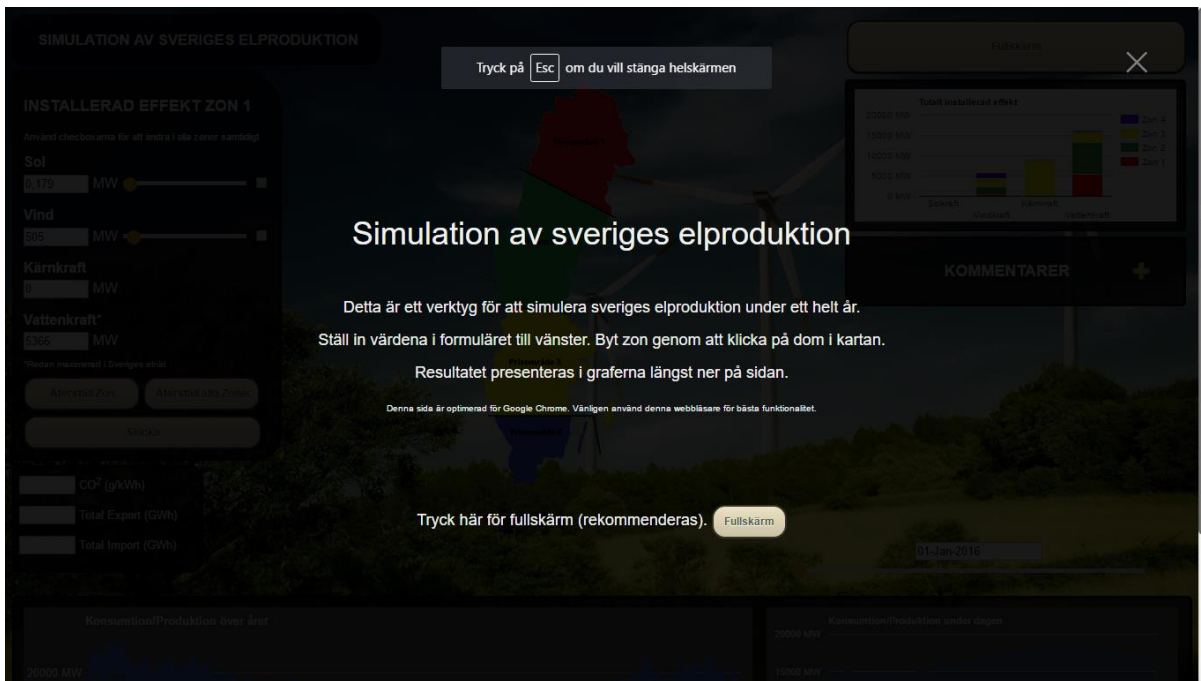
Detta gör det komplicerat att skapa en hemsida som nyttjar de uträkningar som skapats i *Matlab*.

Det finns några sätt att lösa detta problem. Dels kan *Matlab* installeras lokalt på den server som hemsidan är upplagd på. Då kan hemsidan använda sig av serveranrop med hjälp av PHP-skript så att servern exekverar ett givet *Matlab*-skript som sedan returnerar resultatet till hemsidan. Ett annat alternativ är att nyttja ett *Matlab* plug-in vid namn *Coder* som översätter ett givet *Matlab*-skript till C/C++-kod som efter kompilering till en körbar fil kan köras på servern efter liknande anrop som i förra exemplet. Det tredje sättet på vilket plattformen till slut blev uppbyggd var att översätta hela modellen för hand till så kallat *JavaScript*.

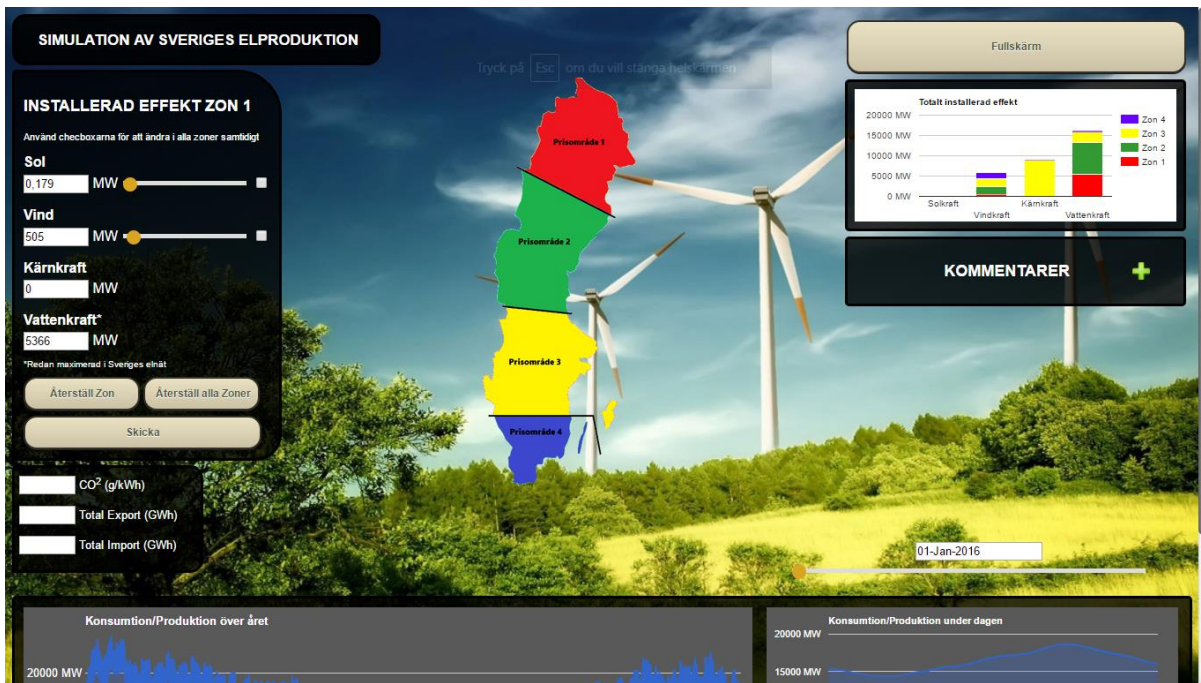
JavaScript är ett programmeringsspråk som stöds utav varje modern webbläsare med stöd för HTML5. Detta är ett smidigt sätt att lösa problemet på då det ej kräver att en server anpassas för PHP-skript och lokala anrop.

5.2 Hemsidans utformning

När hemsidan läses in visas ett försättsblad enligt figur 18. Försättsbladet innehåller en kort förklaring om hur sidan fungerar samt ger en rekommendation om att använda hemsidan i fullskärmsläge för bättre användarvänlighet. När försättsbladet stängs presenteras själva gränssnittet enligt figur 19.

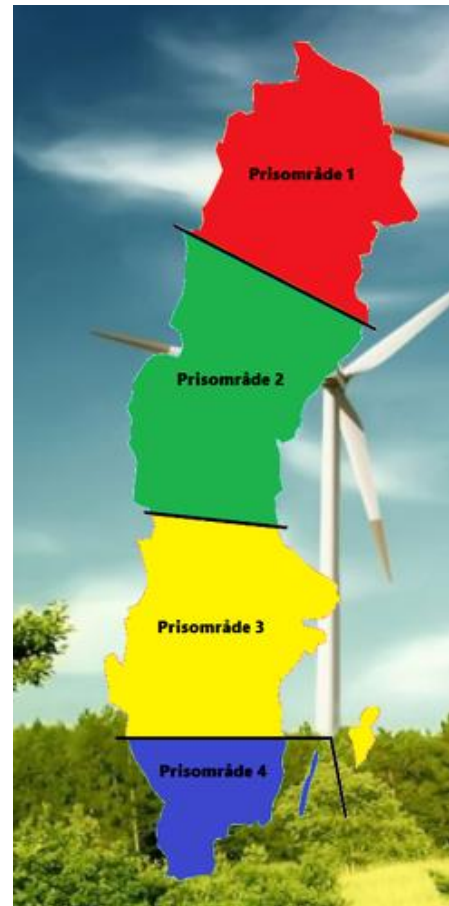


Figur 18: Hemsidans försättsblad.



Figur 19: Hemsidans huvudsida.

Med hjälp av reglagen som syns i figur 20a kan den installerade effekten för varje produktionstyp i det valda prisområdet justeras. I Sverigekartan, som syns i figur 20b, väljs det prisområde som ska justeras. Installerad effekt inom vattenkraften tillåts inte justeras eftersom modellen är begränsad till den effekt som fanns i vattenkraften under 2016.



Figur 20a: Reglage för att variera installerad effekt respektive produktionstyp i det valda prisområdet.

Figur 20b: Sverigekarta med tryckbara prisområden.

När användaren har tryckt på "Skicka" skickas den givna inställningen till modellen. Inmatningen behandlas av modellen och Sveriges elproduktion simuleras därefter. Modellen beräknar hur mycket effekt som varje produktionstyp behöver producera varje timme för att bäst möta elanvändningen från år 2016. Resultatet presenteras därefter i grafen längst upp till vänster i figur 21 över ett helt år. En 24 timmars version av denna finnes dess högra sida där användaren kan se samma data i ett 24 timmars fönster. Med det ovanliggande reglaget kan användaren ange för vilken dag datan ska gälla. De två undre graferna i figur 21 illustrerar den återstående differensen mellan konsumtion och produktion. Den vänstra visar hela året och den högra visar ett 24 timmars fönster på samma sätt som tidigare.



Figur 21: Visualisering av resultatet från modellen.

6. Utvärdering av modellen

För att utvärdera modellens resultat används den totala konsumtionen från 2016. Utöver den vanliga förbrukning inkluderar den dessutom överföringsförluster samt industrins konsumtion, även om de till viss del är producerar egen el. Residuallasten blir densamma för modellen som under 2016 då funktionerna för vind- och solkraftsproduktion är direkt härledda från årets produktion. Kraftvärmens är istället en funktion som ska anpassa sig efter utseendet på residuallasten och på så sätt blir den mer korrekt än 2016 års produktion vid varierande installerad förnyelsebar effekt. I figur 22 syns den modellerade kraftvärmeproduktionen som en blå kurva och 2016 års kraftvärmeproduktion representeras av den gröna kurvan.



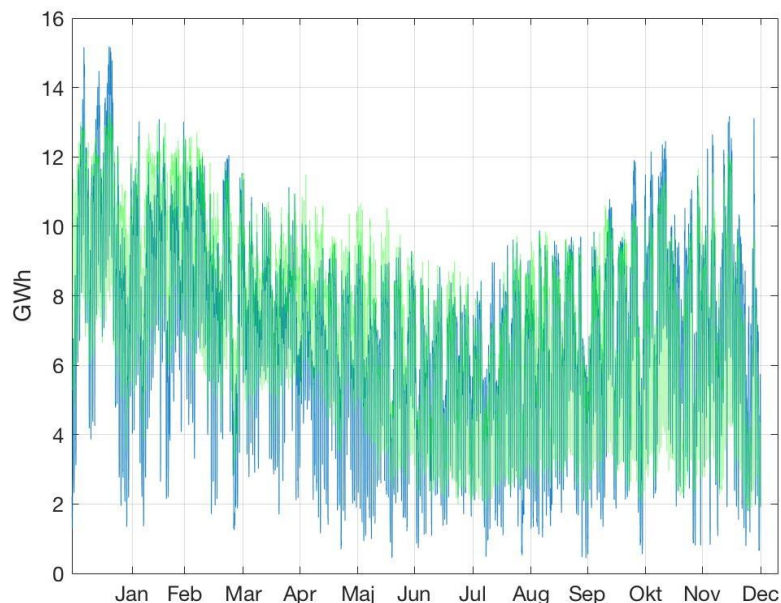
Figur 22: Modellerad kraftvärmeproduktion i blått, 2016 års produktion i grönt.

Det syns tydligt att den beräknade produktionen är betydligt högre än den som Svenska kraftnät redovisar i sin statistik. Energimässigt är det en ca 6.5 TWh skillnad mellan kurvorna och detta beror främst på att stora delar av kraftvärmeproduktionen konsumeras lokalt inom industrin. Lokal produktion som aldrig når ut till elnätet registreras aldrig i Svenska kraftnäts mätpunkter. Formen på den beräknade produktionen följer hur konsumtionen ser ut med lägre behov under de varmare årstiderna. Kärnkraftsproduktionen som modelleras på ett liknande sätt kan ses i figur 23 tillsammans med produktionen från 2016. Blå kurva är modellens resultat och gröna kurva är den historiska datan.



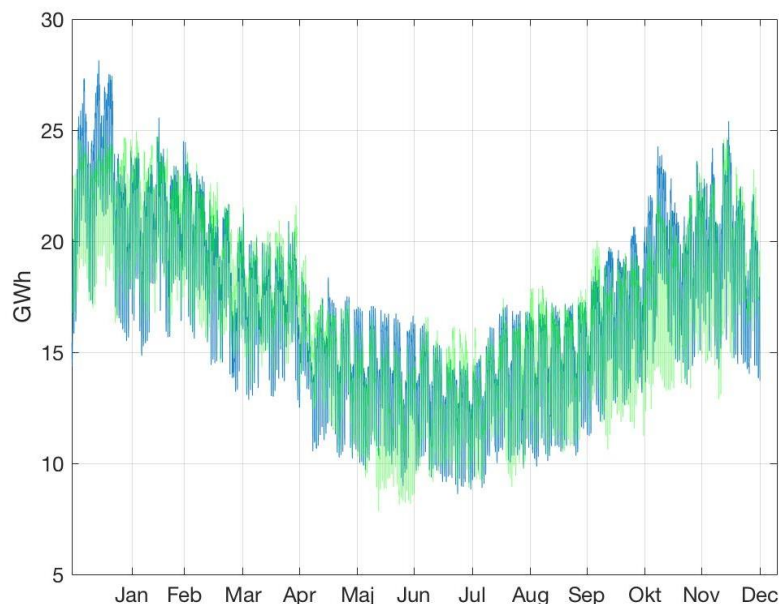
Figur 23: Modellerad kärnkraftsproduktion i blått, 2016 års produktion i grönt.

Modellens resultat har utseende som är lik Svenska kraftnäts redovisade produktion. Precis som kraftvärmens följer den konsumtionens variation under året. Eftersom modellen arbetar med ett glidande medelvärde skiljer den sig från den verkliga produktionen som baseras på det aktuella tillståndet i elsystemet. Som följd av att modellen utgår ifrån 2016 tillför båda produktionsprofilerna lika mycket energi till systemet under året. På grund av att både kraftvärmens och kärnkraften har vissa avvikelser från statistiken kommer också den modellerade vattenkraften att skilja sig. I programmet beräknas vattenkraften sist av alla produktionstyper eftersom den har det slutliga ansvaret för energibalansen. I figur 24 kan både den beräknade och 2016 års vattenkraftsproduktion ses, i blått respektive grönt.



Figur 24: Modellerad vattenkraftsproduktion i blått, 2016 års produktion i grönt.

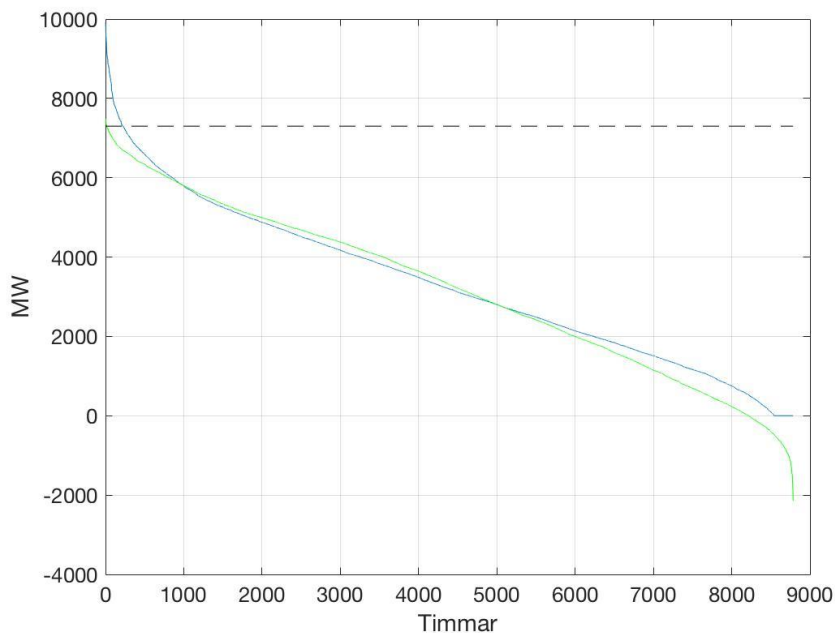
Energimängden för de två skiljer sig med 2.5 TWh, vilket kommer från att modellen använder sig av tillrinningen för ett normalår. År 2016 hade en relativt låg tillrinning och kraftverken använde sig av det som fanns lagrat i vattenmagasinen. Trots detta uppgick aldrig produktionen till energin för ett normalår. Vid analys av totalproduktionen för året 2016 jämfört med modellens totalproduktion blir skillnaderna inte lika påtagliga vilket syns i figur 25. Modellens resultat har större variationer under vissa perioder, framförallt då konsumtionen är stor under vintern. Studeras figur 25 syns det tydligt att modellens produktion är betydligt större under exempelvis januari månad.



Figur 25: Modellerad totalproduktion i blått, 2016 års produktion i grönt.

Olikheter mellan totalproduktionen beror främst på att modellen alltid strävar efter att täcka effektbehovet med egen produktion. I verkligheten baseras stora delar produktionen på elpriset i andra länder som Sverige har förbindelser till. Samma argumentation gäller för de perioder då den modellerade produktionen är lägre än den för 2016. Modellen producerar tillräckligt mycket för att täcka Sveriges behov, men aldrig mer oavsett om elen kan säljas till bra pris till andra länder. Utifrån den modellerade totalproduktionen blir det ekvivalenta koldioxidutsläppet 29 gCO₂eq/kWh. Samma uträkning på 2016 års totalproduktion ger ett koldioxidutsläpp på 19 gCO₂eq/kWh. Denna avvikelse kan förklaras av skillnaden mellan den beräknade kraftvärmeproduktion och faktiska produktionen. Eftersom kraftvärmens ekvivalenta utsläppsfaktor är relativt stor per kWh, har energidifferensen på 6.5 TWh en påtaglig effekt på det totala utsläppet. Energidifferensen inom vattenkraften på 2.5 TWh påverkar också utsläppet till viss del. Dess inverkan är mindre än kraftvärmens eftersom utsläppsfaktorn för vattenkraften är en bråkdel av den för kraftvärmens.

När det kommer till överföringen av effekt i elsystemet är det framförallt intressant att studera de förbindelser där det uppstår flaskhalsar. Effekt som SE4 importerar kommer från SE3, som i sin tur importerar från SE2. Resultatet av den här processen leder till att övergången SE2 till SE3 blir väldigt belastad och är i dagsläget den största flaskhalsen i det svenska elnätet. I figur 26 nedan illustreras förbindelsens varaktighetskurva från modellen i blått och för 2016 i grönt. Den streckade linjen är NTC-gränsen för vad förbindelsen klarar av.



Figur 26: Varaktighetskurvor för SE2 till SE3, modellresultat i blått och data från 2016 i grönt.

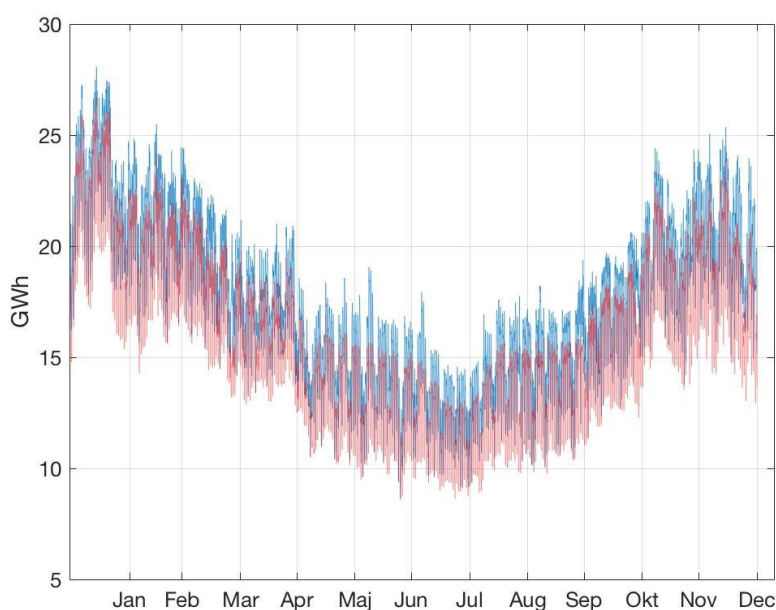
Vid jämförelse av kurvorna i figur 26 syns en klar skillnad. Modellens beräkningar gör att överföringskapaciteten överskrids för att leverera tillräckligt med energi nedåt i landet. Under 2016 hanterades bristen med hjälp av import från grannländer, vilket förklarar att överföringen aldrig överbelastas i den gröna kurvan i figur 26. Det är också därför den gröna kurvan har en negativ del. Utseendet kommer ifrån importen som genomfördes för att täcka behovet som fanns i SE3 och SE4 under de fåtal timmar på året som förbindelsen utnyttjades maximalt. I modellen täcks istället hela behovet av vattenkraftsproduktionen i SE1 och SE2 eftersom den tillåts att överskrida NTC-gränsen vid behov. Fördelen med det tillvägagångssättet är att det tydligt belyser behovet av utbyggnad i överföringen mellan prisområden i framtiden.

7. Simulering av framtidsscenarier

I det här avsnittet redogörs resultatet från modellens utvärdering av de tre scenarier som presenterats tidigare i rapporten. För varje scenario presenteras och undersöks den beräknade totalproduktionen och dess resulterande ekvivalenta koldioxidutsläpp. Sedan behandlas simuleringens framtagna import- eller exportbehov och överskottsenergi inom vattenkraften. Slutligen undersöks hur överföringen mellan prisområden SE2 och SE3 ser ut under de simulerade timmarna på året.

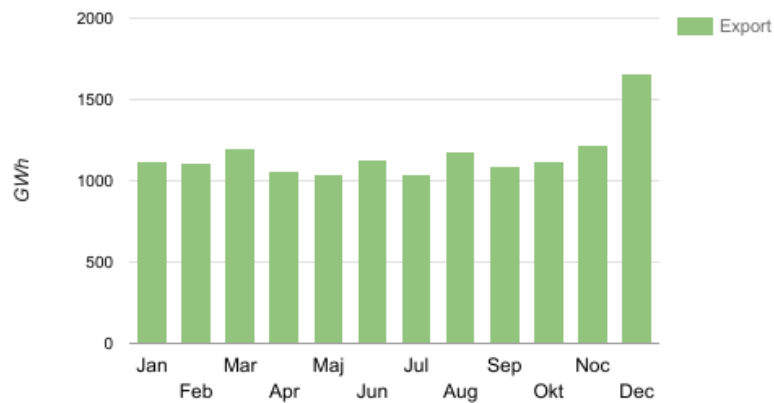
7.1 Scenario A

I det första scenariot har ungefär en tredjedel av kärnkraftsproduktionen fasats ut och blivit ersatt med vind- och solkraft. Produktionen från vattenkraft och kraftvärme har utökats några procentenheter från 2016. Givet blandningen av produktionstyper för scenario A beräknar modellen en total elproduktion för hela året. Modellens resultat syns i figur 27, där produktionen representeras av den blå kurvan. Den röda kurvan är den förväntade konsumtionen för scenariot.



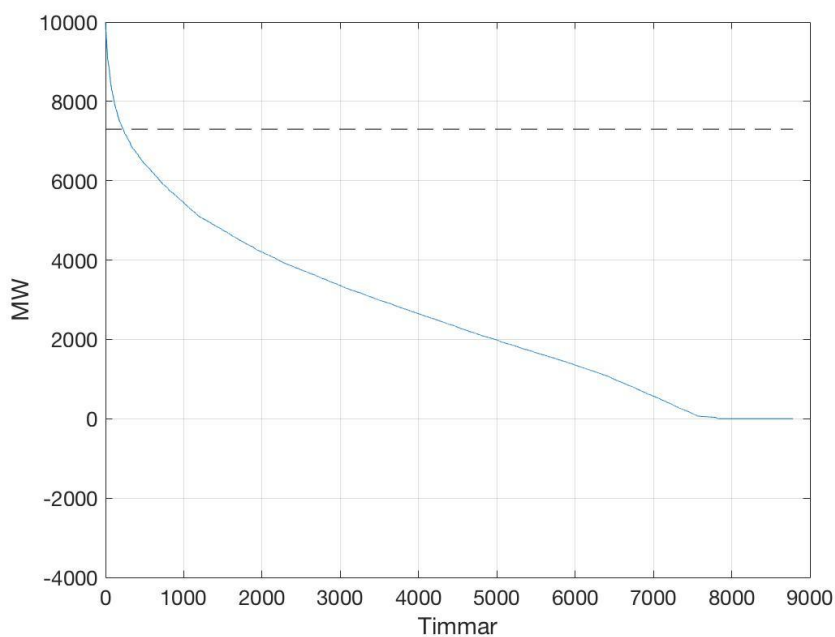
Figur 27: Totalproduktion för scenario A i blått, konsumtion i rött.

Produktionen följer konsumtionens säsongsvariationer väl. Från januari minskar både konsumtion och produktion i takt med ökningen av yttertemperatur. Under andra halvan av året, då yttertemperaturen minskar igen, stiger konsumtion samt produktion igen. För totalproduktionen i figur 27 beräknas utsläppen till 37 gCO₂eq/kWh, vilket är högre än det utsläpp som beräknades för 2016. Dessutom produceras det mer än vad som konsumeras många delar av året, vilket innebär att det finns ett behov av att exportera effekt. I figur 28 nedan visas den energi som behöver exporteras varje månad enligt simuleringen.



Figur 28: Exportbehov för scenario A i månadsvis upplösning.

Överskottsproduktionen uppgår till ca 14 TWh över hela året och kommer från ostyrbar elproduktion. Enligt modellens resultat behövs inte all den energi som kommer från tillrinningen under året. Totalt sett finns det outnyttjad energi på ca 21 TWh inom vattenkraften som antingen kan lagras i magasinen inför framtiden, eller exporteras till utlandet. För överföringen inom landet innebär den relativt låga vattenkraftsproduktionen att södergående förbindelser belastas mindre. Det här syns i figur 29 där varaktighetskurvan för förbindelsen SE2 till SE3 visas. Även om kärnkraftsproduktionen minskas överskrids inte NTC-gränsen oftare än vid modelleringen av 2016. Dessutom behöver prisområdet SE3 importera effekt mer sällan, vilket syns till höger i figur 29 där kurvan är noll.

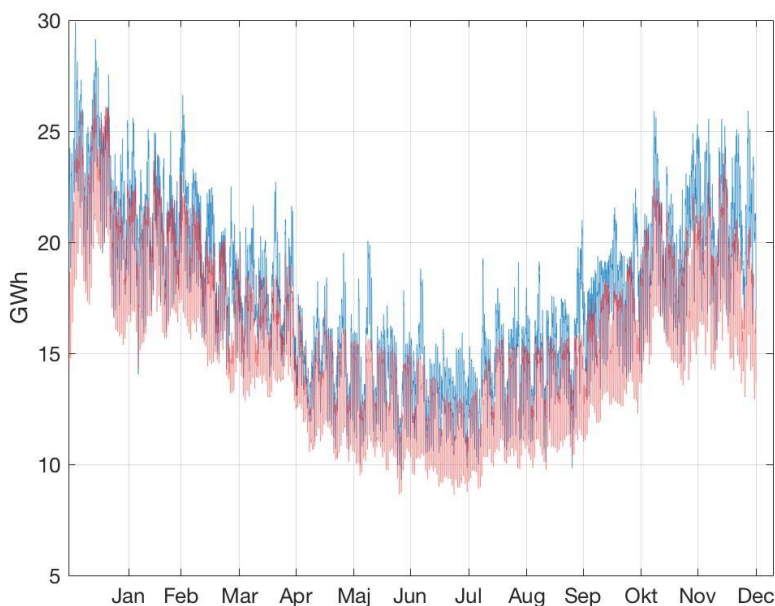


Figur 29: Varaktighetskurva för SE2 till SE3, scenario A.

7.2 Scenario B

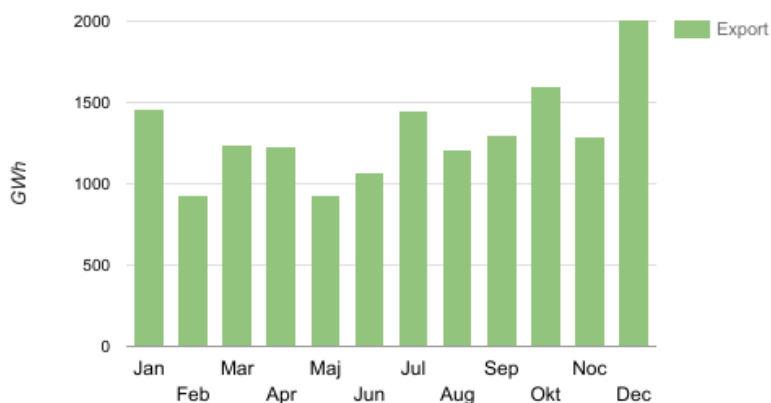
För scenario B har kärnkraftsproduktionen minskats med ytterligare ca 50 procent från scenario A. Vindkraftsproduktionen har i scenario B fortsatt öka. För sol- och vattenkraftverk

är den potentiella elproduktionen samma som för scenario A. Kraftvärmens produktion har ökat ett fåtal procent med avseende på scenario A. Den resulterande totalproduktionen från modellen kan ses i figur 30 som den blå kurvan. Konsumtionen åskådliggörs av den röda kurvan.



Figur 30: Totalproduktion för scenario B i blått, konsumtion i rött.

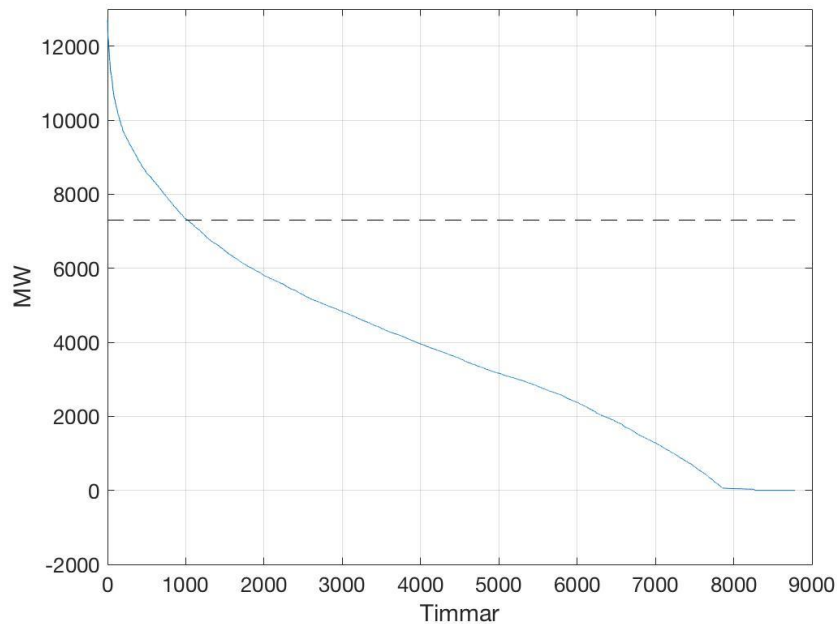
Vid första anblick är totalproduktionen för scenario B väldigt likt den för scenario A både till utseende och storlek. Utsläppen från totalproduktion i figur 30 uppgår till 40 gCO₂eq/kWh, vilket är något högre än för tidigare scenario. Överproduktion under året i scenario B leder till ett överskott på el på 16 TWh. I figur 31 syns exportbehovet för scenario B med månadsupplösning. Det finns också outnyttjad energi inom vattenkraften som kan ge 16 TWh el vid behov.



Figur 31: Exportbehov för scenario B i månadsvis upplösning.

Vidare medförde modellen att överföringen från prisområde SE2 till SE3 blev som figur 32 illustrerar. Den befintliga överföringskapaciteten, som beskrivs av den streckade linjen,

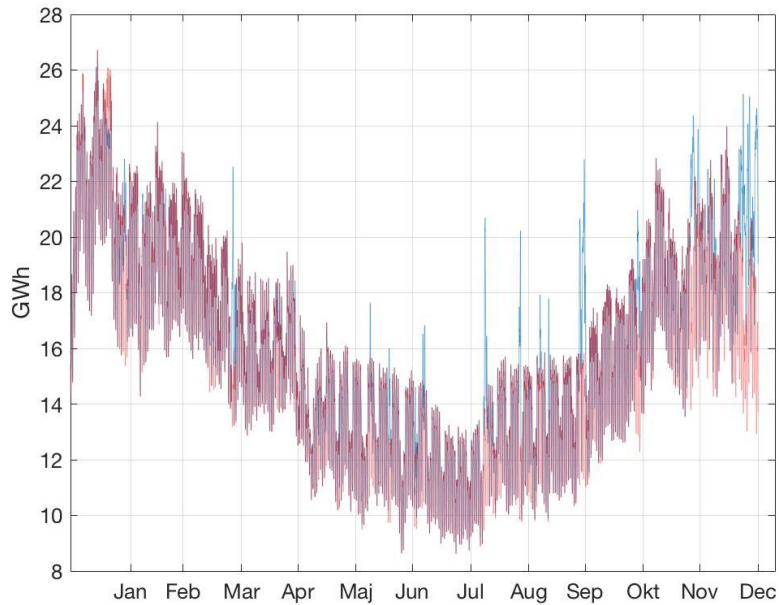
passeras under fler timmar än föregående scenario. Dessutom är den maximala effektöverföringen under året betydligt större än tidigare. Studeras den högra delen av kurvan syns det att för scenario B blir förbindelsen oanvänd under färre timmar om året. Det innebär att prisområdet SE3 är mindre självförsörjande än vid scenario A.



Figur 32: Varaktighetskurva för SE2 till SE3, scenario B.

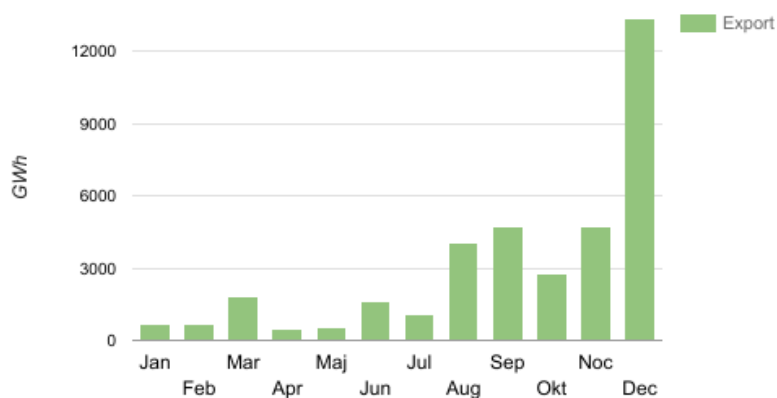
7.3 Scenario C

I scenario C är kärnkraften tagen ur funktion helt och hållet. Vindkraften har byggts ut så mycket att den i modellen producerar nästan lika mycket energi som vattenkraften under ett år. Både vatten- och solkraftsproduktionen är samma som i föregående scenarier. Kraftvärmeproduktion har byggts ut något och producerar nu ungefär en tredjedel av vindkraften. Givet blandningen av produktionstyper blir utsläppsfaktorn ca 44 gCO₂eq/kWh. Totalproduktion i scenario C täcker precis konsumtionen i stort sett alla timmar på året. Detta kan ses i figur 33, där totalproduktionen åskådliggörs av den blå kurvan och konsumtionen av den röda.



Figur 33: Totalproduktion för scenario C i blått, konsumtion i rött.

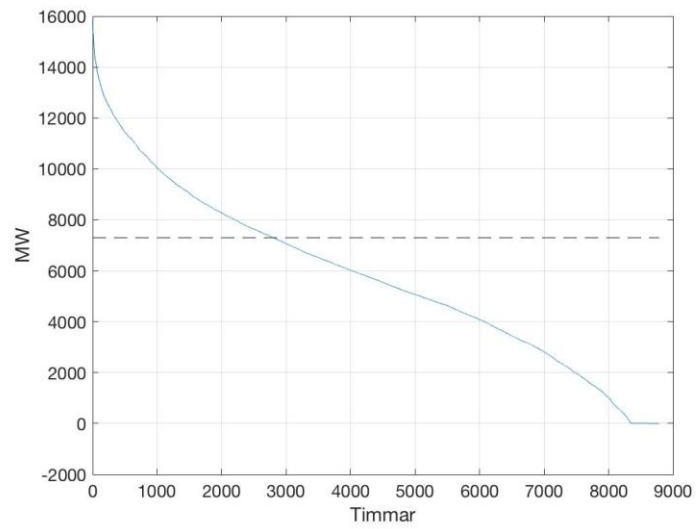
I figuren syns det på de blåa topparna att produktionen överstiger konsumtionen vissa delar av året. Det här är ett resultat av att det blåser mycket och vindkraftsproduktionen är stor. Några fåtal timmar under januari överstiger effektbehovet i residuallasten den installerade effekten i vatten- och kraftvärmen. Följden av detta blir att under dessa timmar måste ca 0.07 TWh importeras från utlandet. Sett till hela året blir det ändå en nettoexport på ca 3.7 TWh och det finns ca 16 TWh utnyttjad energi inom vattenkraften. Nettoexporten per månad kan ses i figur 34.



Figur 34: Exportbehov för scenario C i månadsvis upplösning.

Med kärnkraften helt avvecklad blir förbindelsen SE2 till SE3 ännu mer belastad, vilket syns i varaktighetskurvan för överföringen i figur 35. Den befintliga NTC-gränsen överskrids ungefär en tredjedel av hela året. Till höger i figur 34 syns det att överföringen är oanvänd

ännu färre timmar än vid tidigare scenarion. Det innebär att i scenario C behöver SE3 ännu mer el från SE1 och SE2 än i tidigare scenarion.



Figur 35: Varaktighetskurva för SE2 till SE3, scenario C.

8. Diskussion

De resultat som presenteras i denna rapport är approximativa och stämmer därför inte helt överens med verkligheten. När totalproduktionen för samtliga scenarier studeras syns det att beräkningarna är utförda på ett sätt där el inte importeras avsiktligt. Det här är en följd av att produktionen modelleras för att möta konsumtionen oavsett vad produktionskostnaden är. I verkligheten där inköpspriset på el styrs av tillgången i andra länder hade el eventuellt importerats till Sverige istället för att producera i landet. En annan aspekt som påverkar import är huruvida överföringsförbindelser i landet är överbelastade. Om vissa överföringar används upp till den installerade NTC-gränsen måste effekt importeras om behovet ska täckas.

Den brist på reglerbar installerad effekt som uppträdde i resultatet för scenario C kan bero på hur kraftvärmen var modellerad. Eftersom den modellerats med ett rullande medelvärde kan den beräknade produktionen blivit för låg under vissa timmar med stort effektbehov. Resultatet från scenarion behöver inte betyda att det saknar reglerbar installerad effekt i systemet med den givna produktionsmixen, utan kan vara en följd av hur funktionen för kraftvärme är implementerad.

Den resulterande totalproduktionen för scenario A, B och C täcker det behov som finns från konsumtionen. Skillnaden mellan scenarion är framförallt hur mycket överskottsenergi som produceras. Med minskande kärnkraft och ökning av främst vindkraft blir överskottet mindre i scenario C än för A och B. Detta beror framförallt på att totalproduktionen över hela året minskar då en produktionstyp försvinner helt i scenario C. Utifrån hur kärnkraftsproduktionen har beräknats kan resultatet visa ett överskott på effekt flera gånger under året som i verkligheten hade varit mindre eller icke existerande. Eftersom kärnkraften är styrbar kan det ha funnits möjlighet att skala produktionen efter vind- och solkraftsproduktionen på ett bättre sätt än i modellen. I scenario C blir exportbehovet så mycket mindre eftersom kärnkraften är helt utesluten och därmed inte bidrar till någon överproduktion. Mängden el producerad i vattenkraften ökar från scenario A till B, främst för att det installerades mindre ny effekt än det togs bort med kärnkraften. Vid jämförelse av scenario B och C elproduktionen från vattenkraftverk däremot samma. Även om kärnkraftsproduktionen avvecklats i scenario C producerade inte vattenkraften mer än i scenario B. Detta beror på att den modellerade kärnkraftsproduktionen framförallt bidrog till ett överskott, vilket styrks av det drastiskt minskade exportbehovet mellan scenario B och C.

Utifrån modellens resultat syns det också att ekvivalent koldioxidutsläpp per producerad kWh ökar när kärnkraften avvecklas och byts ut med andra produktionstyper. Det ökande koldioxidutsläppet beror på att kärnkraftsproduktion har ett relativt lågt ekvivalent koldioxidutsläpp jämfört med både vindkraft och kraftvärme under hela livstiden. Dessvärre finns det andra faktorer att se över vad gäller kärnkraft eftersom det radioaktiva avfallet ska hanteras. Sett till helheten är det inte bara utsläpp av växthusgaser som avgör huruvida en framtidsstrategi påverkar miljön positivt eller negativt.

Den befintliga NTC-gränsen för förbindelsen SE2 till SE3, vilket är den största flaskhalsen i elnätet, passerades i samtliga scenarier, vilket syns tydligt i figur A3,B3,C3. För scenario A var överbelastningen inte större än den som modellen beräknade för 2016. Det här är en följd av att det finns mycket mer vindkraft installerat i prisområde SE3, samtidigt som en stor

del av kärnkraftsproduktionen behålls. Tack vare den kärnkraften finns det god möjlighet till styrd elproduktion lokalt i prisområdet. Samtidigt syns det en viss trend vid närmare analys av resultatet i varaktighetskurvor för scenario B och C. Med minskade kärnkraftsproduktion blir flaskhalseffekten ännu mer påtaglig under fler timmar på året. Även om vindkraftsproduktionen sker lokalt så uppstår stora effektbrister då vindhastigheten är låg. Väderberoendet hos vindkraften har därför stor inverkan på mängden effekt som behöver transporteras från SE1 och SE2 nedåt i landet.

Målet med hemsidan var att tillhandahålla ett användarvänligt gränssnitt som illustrerade modellens resultat. Användargränssnittet finns på en hemsida som är åtkomlig för alla som har adressen. På sidan presenteras just nu elproduktionen från samtliga produktionstyper och differensen mellan produktion och konsumtion. Det här är den mest relevanta informationen för att användaren ska kunna bedöma resultatet från den inställda installerade effekten. Ytterligare information som ekvivalent koldioxidutsläpp per kWh samt elproduktionen per prisområde under året hade varit givande att ha på sidan men finns inte i skrivande stund. Modellens implementering på sidan hade även kunnat förbättras. I nuläget körs ett *JavaScript* på användarens dator. Genom att implementera modellen med ett programmeringsspråk som kan användas på servern kunde hastigheten troligtvis ökas. I det här projektet fanns det dessvärre inte resurser för att åstadkomma detta.

9. Slutsats

Målet med modellen var att beräkna hur elsystemet i Sverige påverkas i olika mer förnyelsebar elproduktion genom att studera produktion, koldioxidutsläpp och överföringsbegränsningar. Resultatet av beräkningarna har visat att en större andel förnyelsebar elproduktion än 2016 har stor potential till att vara hållbart både tekniskt och ur en miljösynpunkt. Modellen visar att det ekvivalenta koldioxidutsläppet från elproduktion kommer öka om vind-, sol-, och kraftvärmeproduktion nyttjas i större utsträckning, men behovet att hantera radioaktivt avfall kommer avta. Simuleringarna har också visat att överföringskapaciteten i elnätet behöver byggas ut för att möjliggöra en sådan produktionsblandning. De flaskhalsar som redan finns i elnätet kommer belastas ytterligare då produktion blir mer väderberoende och oförutsägbar. Beroende på tillgång och efterfrågan på el i grannländer skulle den effekt som behövs kunna importeras. Utan de här åtgärderna skulle det behövas större effektreserver som behöver vara i drift under fler timmar på året än i dagsläget.

Referenser

- [1] K. Lindholm. (2017, Mar 3). *Vattenkraft och miljön* [Online]. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/el/produktion/vattenkraft/vattenkraft-och-miljon/>
- [2] T. Bruckner et al. (2014). *Technology-specific Cost and Performance Parameters* [Online]. Tillgänglig: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf
- [3] Regeringskansliet. (2014, September 25). *Mål för förnybar energi* [Online]. Tillgänglig: <http://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/fornybar-energi/mal-for-fornybar-energi/>
- [4] Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten. *Vad avgör ett vatten-kraftverks betydelse för elsystemet* [Online]. Tillgänglig: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=2969>
- [5] Svenska kraftnät. (2016, Okt 10). *Statistik* [Online]. Tillgänglig: <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/statistik/>
- [6] L. Söder. (2014, Juni 22). *På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige* (Version 4.0) [Online]. Tillgänglig: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:727697/FULLTEXT01.pdf>
- [7] Svenska kraftnät. (2016, Juni 27). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2015/2016 och 2016/2017* [Online]. Tillgänglig: <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/160627-kraftbalansen---rapport.pdf>
- [8] E.ON. (2014, November 17). *Elnätet – hur funkar det egentligen?* [Online]. Tillgänglig: <http://energisparytt.eon.se/guider-och-tips/elnatet-hur-funkar-det-egentligen/>
- [9] Svenska kraftnät. (2015, Dec 18). *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion* [Online]. Tillgänglig: <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/anpassning-av-elsystemet-med-en-stor-mangd-fornybar-elproduktion.pdf>
- [10] Svensk Vindenergi. (2010, Dec 7). *Detta är vindkraft* [Online]. Tillgänglig: <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2012/01/Kap-6-version-101207.pdf>
- [11] Svensk vindenergi. (2013, Mar 12). *På väg mot ett förnybart elsystem - möjligheter till 2030* [Online]. Tillgänglig: <http://www.vindkraftsbranschen.se/start/vindkraft/fragor-och-svar-om-vindkraft/>
- [12] M. Amelin et al. (2009). *Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige* [Online]. Tillgänglig: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:476711/FULLTEXT01.pdf>

- [13] Energimyndigheten. (2016, Mar 24). *Nationell vindkartering* [Online]. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/vindkraft/planering-och-tillstand/vindkraftsplanering1/nationell-vindkartering/>
- [14] Västra Götalandsregionen. (2017, Apr 4). *Power Väst* [Online]. Tillgänglig: <http://www.powervast.se/sv/Ovriga-sidor/Power-Vast/Power-Vast/Om-vindkraft/Energi-och-teknik/Placering-av-vindkraftverk/>
- [15] B. Sandén et al. (2014). *Systems perspectives on renewable power* [Online]. Tillgänglig: http://www.chalmers.se/en/areas-of-advance/energy/Documents/Systems%20Perspectives%20on/Systems_Perspectives_on_Renewable_Power_2014_v1.2.pdf
- [16] Energimyndigheten. (2017, Apr 27). *Solceller* [Online]. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solenergi/solceller/>
- [17] Vattenfall AB. (2011). *Sex energikällor - ett energisystem* [Online]. Tillgänglig: https://corporate.vattenfall.se/globalassets/sverige/om-energi/sex_energikallor_ett_energisystem.pdf
- [18] E. Rydegran. (2017, Feb 10). *Kraftvärme ger både el och fjärrvärme* [Online]. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/kraftvarme/>
- [19] J. Frisk. (2012, Nov 13). *Svensk kraftvärmeproduktion* [Online]. Tillgänglig: <http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elproduktion/Kraftvarme/Svensk-kraftvarmeproduktion>
- [20] Naturvårdsverket. (1993). *Rökgaskondensering* [Online]. Tillgänglig: <http://www.naturvardsverket.se/Documents/publikationer/91-620-9529-3.pdf?pid=4324>
- [21] A. Jäderström. (2016). *Automatisk reserv för frekvensreglering* [Online]. Tillgänglig: http://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/driftradet/drad_2_16_bilaga3_afrr.pdf
- [22] J. Persson et al. (2011). *Lastföljning i kärnkraftverk* [Online]. Tillgänglig: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19886/lastfoljning-i-karnkraftverk-elforskrappport-2012-08.pdf>
- [23] NEPP. (2016). *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion* [Online]. Tillgänglig: <http://www.nepp.se/pdf/reglering.pdf>
- [24] A. Ranmarker, "Småskalig Vattenkraft" M.S. thesis, Lunds Universitet, Lund, Sverige, 2008.
- [25] K. Lindholm. (2017, Mar 3). "Våtår" och "torrår" [Online]. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/el/produktion/vattenkraft/vatar-och-torrar/>

- [26] K. Lindholm. (2017, Feb 9). *Elproduktion* [Online]. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/el/produktion/>
- [27] M. Sunnefors och T. Vainionpää. (2005). *Optimering av ett småskaligt vattenkraftssystem* [Online]. Tillgänglig: <http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:604515/FULLTEXT01.pdf>
- [28] Havs- och vattenmyndigheten. (2014, Jul 4). *Strategi för åtgärder i vattenkraften* [Online]. Tillgänglig: <https://www.havochvatten.se/download/18.7291b665146f54c15475548/1404461536553/rapport-hav-2014-14-strategi-for-atgarder-i-vattenkraften.pdf>
- [29] Vattenfall AB. (2012). *Livscykelanalys. Vattenfalls elproduktion i Norden* [Online]. Tillgänglig: <http://docplayer.se/251138-Livscykelanalys-vattenfalls-elproduktion-i-norden.html>
- [30] Greppa näringen. (2012). *Vad är livscykelanalys, LCA?* [Online]. Tillgänglig: <http://www.greppa.nu/download/18.6f9b86741329df6fab4800010558/1370097554450/Vad+%C3%A4r+en+livscykelanalys,+faktablad+2011.pdf>
- [31] Vattenfall AB. (2017). *Elens ursprung och miljöpåverkan* [Online]. Tillgänglig: <https://www.vattenfall.se/elavtal/energikallor/elens-ursprung/>
- [32] J. Gode et al. (2011). *Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter* [Online]. Tillgänglig: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/17907/miljoefaktaboken-2011-vaermeforskrappport-1183.pdf>
- [33] Chalmers Tekniska Högskola. (2016). *Elteknik* [Online]. Tillgänglig: http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/206046/local_206046.pdf
- [34] K. Lindholm. (2017, Feb 8). *Elnätet – distribution* [Online]. Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/el/distribution/>
- [35] A. Nordling. (2016). *Sveriges framtida elnät* [Online]. Tillgänglig: <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-energi/vagvalel-sveriges-framtida-elnet-b.pdf>
- [36] Svenska kraftnät. (2016, Okt 17). *Balansansvar* [Online]. Tillgänglig: <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/>
- [37] Svenska kraftnät. (2016, Okt 17). *Effektreserv* [Online]. Tillgänglig: <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/reserver/effektreserv/>
- [38] S. Persic. (2007). *Frekvensreglering i det nordiska kraftsystemet* [Online]. Tillgänglig: http://www.svk.se/siteassets/jobba-har/dokument/exjobb2007_frekvensreglering.pdf

- [39] Energimyndigheten. (2013). *Vilket nät bör en vindkraftspark anslutas till?* [Online]. Tillgänglig: <https://www.natverketforvindbruk.se/sv/Planering/Elnatsfragan/Vilket-nat-bor-en-vindkraftspark-anslutas-till/>
- [40] D. Torstensson och M. Bollen. (2015). *Leveranssäkerhet i elnäten* [Online]. Tillgänglig: http://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202010/EI_R2010_05.pdf
- [41] S. Elo och E. Marcus. (2015). *Dimensionering av kablar och säkringar för kraftmatningar* [Online]. Tillgänglig: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:854813/FULLTEXT01.pdf>
- [42] D. Karlsson et al. (2016). *Svängmassa i elsystemet* [Online]. Tillgänglig: <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvalel-svangmassa-c.pdf>
- [43] Energimyndigheten. (2016, Okt 26). *Vindkraft i Sverige* [Online]. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/vindkraft/marknadsstatistik/ny-sida/>
- [44] Energimyndigheten. (2017, Apr 7). *Marknadsstatistik* [Online]. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>
- [45] Energimyndigheten. (2016). *Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet* [Online]. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/contentassets/0470e9ec1c58479093f161e614adb474/vattenkraftens-reglerbidrag-och-varde-for-elsystemet.pdf>