



Sveriges lantbruksuniversitet
Swedish University of Agricultural Sciences

Institutionen för energi och teknik

Energiewendes påverkan på det nordiska kraftsystemet

Energiewende and its impact on the Nordic power system

Erik Kalin

SLU, Sveriges lantbruksuniversitet
Fakulteten för naturresurser och lantbruksvetenskap
Institutionen för energi och teknik

Erik Kalin

Energiewendes påverkan på det nordiska kraftsystemet
Energiewende and its impact on the Nordic power system

Handledare: Stefan Burkhart, Vattenfall AB/Portfolio Strategy & Hedging
Ämnesgranskare: Johan Vinterbäck, institutionen för energi och teknik, SLU
Examinator: Cecilia Sundberg, institutionen för energi och teknik, SLU
TE0012, Projektarbete i energisystem 15 hp, Avancerad nivå A1N, teknik
Civilingenjörsprogrammet i energisystem 270 hp

Serienamn: Projektarbete i energisystem, institutionen för energi och teknik, SLU
2014:2

Uppsala 2014

Nyckelord: Energiewende, nordiska kraftsystemet, elhandel, elmarknad, förnyelsebar energi

Elektronisk publicering: <http://stud.epsilon.slu.se>

Abstract

Both the German and the Nordic power markets are seeing dramatically changed conditions due to an ongoing process of expanding the share of renewable production in the systems. For the German part this comes from heavy subsidies which have led to an explosive development in installed capacity of photovoltaic and wind based production. After the Fukushima incident it has been decided to shut down all Germanys nuclear plants. This capacity drop is however not of the same magnitude as the increase in renewables, but will impact the stability of the power system. The Nordic power system which already has a surplus of power sees an even further increase, coming mainly from construction of new nuclear plants in Finland and a general increase in wind farms. The question that is assessed is how the Nordic system, where the producers are already depending on exporting their surplus to the continent, will be affected by the new altered conditions in Germany.

The approach is to analyzing how and when the Nordic system is dependent on the German system. The new conditions in Germany are then estimated by using past data of power consumption, exchange, wind and photovoltaic. By subtracting the intermittent production, the so called residual load is estimated and by regressing the residual load on the actual prices, it is possible to get a fairly accurate estimate of the marginal effect of one extra unit produced or consumed.

The historical data is then scaled with the estimated new capacities of photovoltaic, wind and nuclear. This gives an estimated probability of the residual load as it could be in 2020 based on the weather and demand conditions from the sample set of 2008 to October 2013. The new residual load gives a price probability for different hours of the year which in turn can be matched with the Nordic export patterns to see the impact on the Nordic power system.

It turns out that during a normal year the impact will not be that great. However in a wet year there will be problems exporting as many hours as wanted without occasionally dropping prices to a very low level, and for shorter periods of time there will be problems exporting at all which can lead to depressed price in the Nordic.

Sammanfattning

Både det tyska och det nordiska kraftsystemet genomgår just nu stora förändringar där andelen förnyelsebar energi kraftigt ökar. På grund av kraftiga subventioner, som en del av omställningen till ett förnybart energisystem, har sol- och vindkraftens andel av den tyska energimixen mångdubblats de senaste åren och det spås även fortsätta öka framöver. Efter kärnkraftsolyckan i Fukushima har man även beslutat att fasa ut all kärnkraft. Minskningen är dock inte av samma magnitud som ökningen av förnyelsebart.

Det nordiska systemet, som redan idag har ett energiöverskott, ser också en ökad utbyggnad av energiproduktionen vilket leder till en ytterligare förstärkning. Frågan är då hur det nordiska systemets möjligheter att exportera bort sitt överskott kommer att påverkas av de förändringar som sker i Tyskland.

Genom att analysera residuallasten i det tyska kraftsystemet kan man få fram den margineffekt på priset som en extra enhet produktion eller konsumtion har. För att analysera det framtida kraftsystemet har 2020 valts ut som exempelår. Genom att använda historiska timvärden på last samt förnyelsebar produktion och kärnkraft, tillsammans med framtida förväntad kapacitet har en sannolik residuallast och prisutveckling estimerats. Datasettet sträcker sig från år 2008 fram till oktober 2013.

Det kommer även i framtiden vara möjligt att exportera det nordiska överskottet sett över ett helt år. Däremot kommer det under kortare perioder kunna bli riktigt ansträngt och krävas mycket låga priser för att kraften ska flöda från Norden till Tyskland.

Förord

I denna version av arbetet har utvalda delar medvetet plockats bort. Detta på grund av den höga känsligheten i en del av de data som använts. Alla grafer och tabeller innehållande företagspecifik data har lyfts ut och är istället ersatta med tomrum för att tydligt visa var originalet var placerat. Publik data så som historiska priser har lämnats oförändrad.

Innehåll

1. Introduktion.....	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte.....	1
2. Metod	2
2.1 Avgränsningar och alternativa metoder.....	2
3. Kraftsystemet och elmarknaden	3
3.1 Grundläggande funktion hos en energimarknad	3
3.1.1 TSO.....	3
3.1.2 Prissättning.....	3
3.1.3 Merit order kurva	4
3.1.4 Peak-load och off-peak.....	4
3.1.5 Baskraft/reservkraft	5
3.1 Det nordiska systemet och marknaden.....	5
3.1.1 Den nordiska merit order kurvan	8
3.1.2 Hydrologisk balans och vattenkraft.....	9
3.1.3 Hur fungerar det hydrologiska systemet från ett producentperspektiv	9
3.2 Det tyska systemet och marknaden	10
3.2.1 Den tyska merit order-kurvan	12
3.3 Tysk energimarknadspolicy	12
3.3 Det framtida kraftsystemet i Norden	13
3.3.1 Framtida kabelförbindelser	14
3.4 Det framtida kraftsystemet i Tyskland	14
4. Analys	15
4.1 Situationen i dagsläget	15
4.1.1 Total export och import.....	15
4.1.2 Vad driver export och import	16
4.1.4 Prissättning mellan Norden och Tyskland och betydelse av peak och off-peak	17
4.2 Extrapolerad framtida situation	21
4.2.1 Residuallast.....	21
4.1.2 Framtida residuallast.....	22
5. Resultat.....	23
5.1 Övergripande tendens på timnivå.....	23
5.2 Månad.....	24

5.3 Årsmedel.....	25
6. Diskussion	27
7. Slutsats	29
8. Referenser.....	30

1. Introduktion

1.1 Bakgrund

En specifik egenskap för en vattenkraftbaserad elmarknad som den nordiska är att tillgången på energi kan variera kraftigt mellan olika år. Detta beror i hög grad på den stora andelen väderberoende vattenkraft som finns i systemet där skillnaden i tillgänglig energi mellan två på varandra följande år kan vara så mycket som 50 TWh.

Den nordiska kraftmarknaden är starkt förbunden med den större tyska marknaden och normalt sker en nettoexport av kraft från Norden till Tyskland. Norden har alltså ett genomsnittligt nettoöverskott på energi som behöver exporteras bort. Ett överskott som förväntas öka framöver.

I dagsläget genomgår energisystemen i både Tyskland och Norden stora förändringar. I Norden innebär det en relativt stor utbyggnad av vind- och kärnkraft vilket ytterligare kommer öka överskottet. Tyskland är till följd av kraftiga subventioner, i och med det så kallade Energiewende (Alpman, 2012), mitt inne i en stor utbyggnad av både sol och vindkraft. Det nordiska överskottet kommer alltså att öka samtidigt som den främsta mottagaren av export kraftigt ökar sin produktionskapacitet av billig energi.

På grund av de två olika marknadernas karaktär är det oklart vilka effekter det här kommer att få på möjligheterna för de Nordiska producenterna att exportera sitt överskott till kontinenten.

I Norden är möjligheterna till att spara energi över tid mycket större på grund av den flexibilitet som vattenmagasinen ger. Därför benämner man ofta den nordiska marknaden som en energimarknad eftersom det i hög grad är mängden tillgänglig energi som styr priset. I Tyskland däremot är det i lägre utsträckning möjligt att spara produktion över tid vilket gör att producerande effekt momentant sätter priset. En marknad där priset istället sätts av tillgänglig effekt brukar benämnas effektmarknad eller kapacitetsmarknad.

På grund av detta, samt det starka säsonsberoende vi har på elmarknaden, så finns det inte en given situation som kan analyseras utan vi har flera möjliga situationer i Tyskland som sedan måste matchas ihop med de möjliga korresponderande situationerna i Norden.

1.2 Syfte

Syftet med detta arbete är att kartlägga hur import, men kanske främst export, av el till Tyskland kommer att förändras. Genom att identifiera olika scenarion som kan uppstå och sedan analysera dessa på detaljnivå kan man sedan bygga upp en bild av helheten. Informationen kan sedan vara användbar i flera olika sammanhang men kanske främst för att se hur de nordiska priserna kommer att påverkas. Detta med avseende på allt från den enskilda timmen till snittet över ett helt år. Det ska också tydliggöras, att eftersom arbetet sker på uppdrag av Vattenfall AB, så är analysens utgångspunkt genomförd utifrån ett producentperspektiv, där riskerna snarare än möjligheterna är i fokus. Riskerna i det här fallet utgörs av låga eller mycket låga priser – så kallade priskollapsar – där priserna blir så låga att ingen produktion, förutom den som har marginalkostnad på noll eller under

noll blir lönsam. För en producent har möjligheten att uppskatta sannolikheten för detta stor betydelse bland annat utifrån ett riskhanteringsperspektiv.

Alla beräkningar görs för det specifika året 2020 men metoden ska vara sådan att den enkelt går att applicera på andra år för att göra analysen mer dynamisk. Syftet med att begränsa till ett tvärsnitt av enbart ett år är att kunna hålla det presenterade arbetets storlek inom en rimlig gräns.

2. Metod

- Som start sker en kartläggning av det nordiska och tyska kraftsystemet där även export- och importmöjligheter till Tyskland kartläggs med avseende på kabelförbindelser och kapacitet.
- I analysdelen identifieras först vad som styr flödet mellan de två systemen. Därefter presenteras begreppet residuallast vilket är en metod att beräkna marginaleffekten på priset för en kapacitetsmarknad som den tyska.
- För att få ett estimat av situationen 2020 används en modifierad version av denna metod som presenteras i detalj i slutet av analysdelen. Den kan sammanfattas på sådant sätt att historisk data, med timvis upplösning för produktion och konsumtion, används för att beräkna framtida möjliga kraftbalanser, där justering sker för att spegla de nya förhållanden som kommer att råda, med en väsentligt utbyggd förnyelsebar produktion och minskad kärnkraft.
- I resultatdelen presenteras sedan relevanta delar av de resultat som erhålls när metoden med residuallast tillämpas på en framtida situation 2020.
- I diskussionsdelen sker sedan en kvalitativ genomgång av resultaten för att se hur och när detta kommer att påverka exportmöjligheterna från Norden till Tyskland. Fokus ligger till stor del på att utreda när och hur priskollaps kan komma att uppstå.

2.1 Avgränsningar och alternativa metoder

En möjlig alternativ metod hade naturligtvis varit att mata in all tillgänglig data och framtida estimat i en fundamental prisprognosmodell för att sedan se hur priser och export påverkas. Det här är något som naturligtvis existerar och merparten av de större företagen inom branschen har tillgång till sådana modeller. Utöver det finns det även företag som erbjuder liknande analyser till försäljning.

Två anledningar existerar till varför det finns en mening med att göra analyser även utanför dessa modeller.

1. För det första är modeller för kraftmarknader i många fall att likna vid en black box där outputen oftast är ett pris men där det kan vara svårt att få en överblicksbild över vad som faktiskt sker i modellerna.
2. För det andra sker det ofta stora förenklingar för att spara in beräkningstid och datakapacitet vilket kan göra att man går miste om Extremsituationer som kanske enbart uppstår under kortare perioder.

Den nordiska marknaden kommer att behandlas som ett sammanhållet system utan inre begränsningar även fast det vid tillfälle kan ske mycket inom systemet som också påverkar dess yttre gränser. Detta eftersom arbetet i annat fall skulle kräva betydligt mer tid och resurser. För att begränsa arbetets omfattning har jag också valt att inte gå djupare in i detalj på vad som exakt leder till ett pressat hydrologiskt system, där priserna måste dumpas, utan nöjt mig med att konstatera att sådana situationer frekvent uppstår.

I detta projektarbete kommer priser, produktionskapacitet, överskott och underskott att hänvisas till frekvent. Den kausala ordningen här, d.v.s. vad som leder till det andra, är mer en fråga om hur man väljer att beskriva problemet än en faktisk sanning. Är det prisskillnaden mellan två områden som leder till export från det ena till det andra och på så sätt jämnar ut den fysiska balansen? Eller är det den fysiska balansen som leder till överföringen som på så sätt jämnar ut priserna? Det är en definitionsfråga.

3. Kraftsystemet och elmarknaden

3.1 Grundläggande funktion hos en energimarknad

Eftersom den tyska och den nordiska marknaden och systemet har många gemensamma nämnare följer här en förklaring av hur dessa fungerar på en mer generell nivå.

3.1.1 TSO

Transmission System Operators (TSO) är ansvariga för huvuddelen av överföringen av elektrisk effekt på högspänningsnätverken. De tillhandahåller nättillträde till elmarknadens aktörer (dvs. producenter, handlare, leverantörer, distributörer och direktanslutna kunder) enligt icke-diskriminerande och transparenta regler. Detta för att säkerställa försörjningstryggheten, men de garanterar också en säker drift och underhåll av systemet. I många länder står även den systemansvarige för den huvudsakliga utvecklingen av nätinfrastuktur. Systemansvariga inom EU: s inre marknad för el verkar oberoende av de andra aktörerna på elmarknaden. 41 systemansvariga från 34 länder är medlemmar i ENTSO-E (det europeiska nätverket av systemansvariga för överföringssystem för el).

Tabell 1. Systemansvariga i Norden

Sverige	Svenska Kraftnät
Finland	Fingrid OyJ
Danmark	Energinet.dk
Norge	Statnett SF

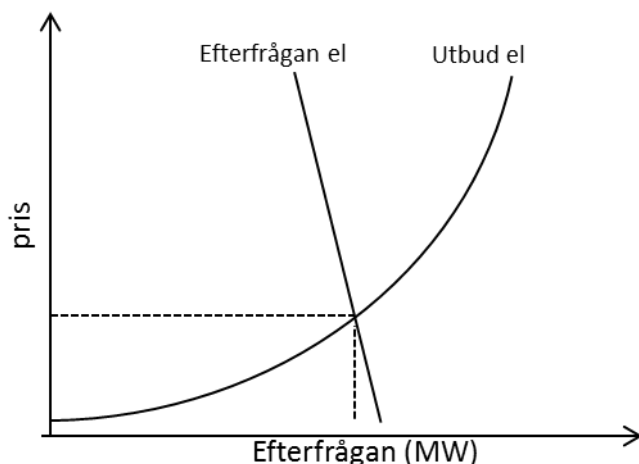
Tabell 2 Systemansvariga per region Tyskland

TransnetBW GmbH
TenneT TSO GmbH
Amprion GmbH
50Hertz Transmission GmbH

(ENTSO-E, 2013b)

3.1.2 Prissättning

Priser på de avreglerade kraftmarknaderna sätts vanligen genom att samtliga producenter och konsumenter lägger bud till elbörsen där de specificerar det pris till vilket de är villiga att köpa respektive sälja en viss volym. Oftast sker det här för nästkommande dag. Genom att aggregera de olika köp och säljbuden skapar man en utbud- och en efterfrågekurva. Där dessa möts sätts sedan priset. Normalt är det kortsiktiga utbudet av el mycket mer prisberoende än efterfrågan och i många fall kan efterfrågan till och med approximeras som en vertikal linje.



Figur 1. Schematisk bild över utbud och efterfrågan på el. Priset sätts där utbud och efterfrågan möts.

3.1.3 Merit order kurva

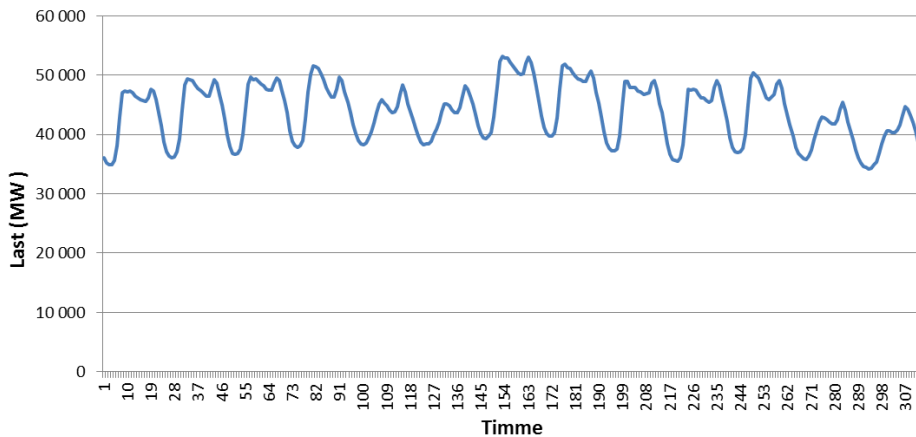
Utbudskurvan, vanligen refererad till som merit order kurvan, utgörs av alla de olika kraftproducerande enheter som existerar i systemet allokerade efter vilken marginalkostnad de har, d.v.s. kostnad för att producera en extra enhet. Generellt kan man säga att produktion beroende av fossila bränslen har en högre marginalkostnad som i allra största utsträckning beror på bränslepriser och verkningsgrad medan förnyelsebar produktion oftast har en kostnad nära eller till och med under noll. Dessa kostnader är också beroende av olika styrmedel som kan göra kraftproduktionen mer eller mindre lönsam. Detta kan ha effekten att det kan bli lönsamt att producera även vid negativa priser.

Undantaget är vattenkraft som till följd av sin flexibilitet men begränsade energimängd också prissätts mer flexibelt. Den fiktiva marginalkostnaden på vattenkraft bestäms individuellt av varje producent beroende på vilken intäkt man kan få nu, i förhållande till möjlig framtida intäkt om man väljer att spara vattnet. Mer om detta senare.

3.1.4 Peak-load och off-peak

En viktig egenskap hos kraftmarknader är den så kallade peak/off-peak variationen. Denna beror på att lasten under veckan och dygnet varierar på sådant sätt att den är betydligt högre under normal arbetstid än övriga timmar. Det här får också till följd att priserna normalt är betydligt högre kontorstid än övriga dygnet samt helger. En vanlig definition på peak-timmar är från klockan 8 på morgonen till och med klockan 19 på kvällen helgfria vardagar.

Denna struktur leder till att produktion med högre marginalkostnad ofta är lönsam endast under höglasttimmar och således inte kommer att vara i bruk hela dygnet. Skillnaderna i pris mellan peak och off-peak är betydligt högre i Tyskland än i Norden eftersom vattenkraften har en dämpande effekt. I figur 2 nedan illustreras hur lasten varierar timme för timme under en vecka.



Figur 2. Exempel på hur konsumtionen i Norden varierar timme för timme under två veckor i oktober.

3.1.5 Baskraft/reservkraft

Installerad produktionskapacitet delas ofta in i baskraft och reglerkraft efter vilken produktionsprofil man har. Typisk baskraft är t ex kärnkraft och brunkol då de körs den absoluta majoriteten av årets timmar. Det här innebär att dess andel av total årlig produktion är betydligt högre än dess andel av installerad kapacitet. Typisk reglerkraft är till exempel gaskraft och vattenkraft. Dess produktion varierar till stor del med priset/efterfrågan över dygnet och hjälper till att hålla systemet i balans vid effekttoppar.

En tredje variant är den förnyelsebara produktion som inte med säkerhet går att prediktera, så kallad intermittent produktion, främst sol- och vindkraft. Den ökande mängden av den här typen av produktion kommer ställa högre krav på tillgänglig reglerkraft framöver (Fritz, 2013).

I en förenklad bild av vad som styr priserna på den tyska och nordiska marknaden kan man säga att kolkraften utgör en slags bas där kostnaderna sedan varierar upp och ned beroende på efterfrågan samt utbud av förnyelsebart.

3.1 Det nordiska systemet och marknaden

Den nordiska marknaden definieras här som det område som ingår i den nordiska elbörsen Nord Pools systempris. För närvarande består detta av Danmark, Sverige, Norge och Finland. Nord Pool fungerar som den gemensamma marknadsplatsen för fysisk handel där man varje dag bjuder in sin konsumtion och produktion för nästkommande dag (Nord Pool Spot, 2013).

På grund av den höga reglerbarheten som ett vattenkraftbaserat system erbjuder, där man har möjlighet att spara vatten, sätts priset till stor del baserat på mängden tillgänglig energi. Därför kan man säga att den nordiska elmarknaden är energiprissatt till skillnad från de flesta andra marknader som styrs av priset på extra kapacitet, vilket kan refereras till som effektprissättning (Burkhart, 2013).

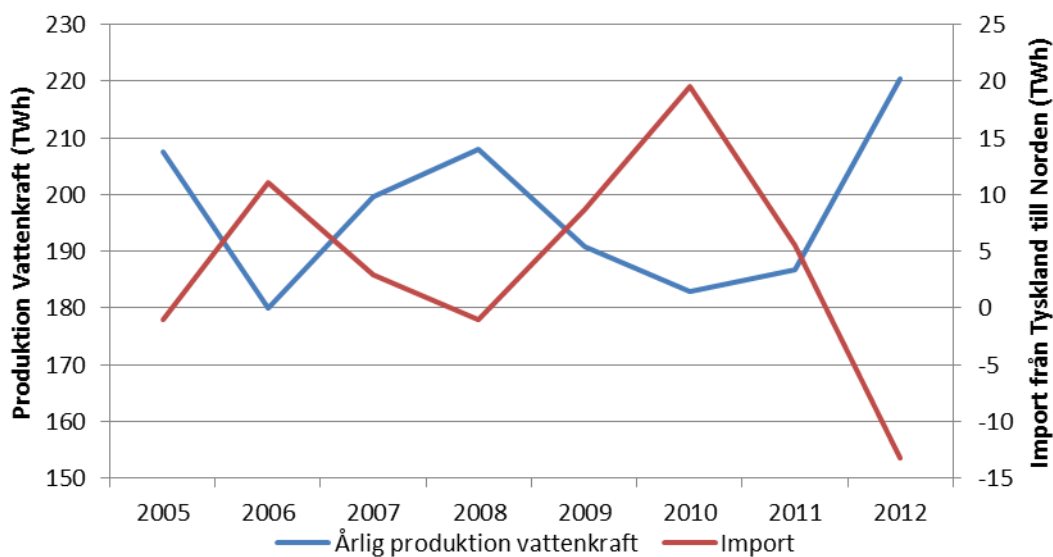
Lite grovt kan man säga att det nordiska priset historiskt har varit beroende av marginalkostnaden för att producera el från kolkraftverk och därefter oscillerar priset runt den nivån beroende på den hydrologiska balansen.

Den totala produktionen i Norden var år 2011 370 TWh och den totala konsumtionen var totalt 369,6 TWh. De nordiska länderna har bland den högsta per capita konsumtionen i världen. Detta beror bland

annat på en hög andel hus som värms med el, de kalla vintrarna och en stor elintensiv industri (Nordic Energy Regulators, 2013).

Norden är normalt en nettoexportör av el men är starkt beroende av den hydrologiska balansen där ett torrt år kan innebära nettoimport. Även vädret och i viss mån tillgängligheten i kärnkraften har betydelse för utbytet. Kallt väder har stor inverkan på konsumtionen och särskilt vintertid kan import därför bli nödvändig. Är till exempel kärnkraften då inte fullt tillgänglig blir förstås behovet av import ännu större.

Figur 3 nedan visar hur nettoutbytet varierar med produktionen av vattenkraft d.v.s. indirekt hydrologiska balansen.



Figur 3. Netto importbehovets beroende av produktionen i vattenkraften (Markedskraft, 2013).

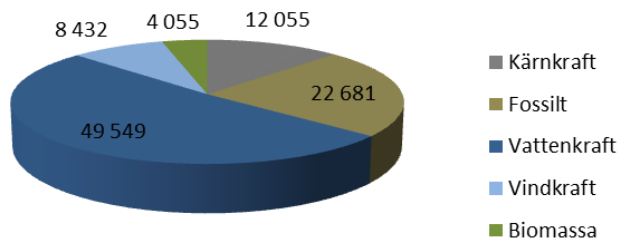
Norden är i sin tur uppdelat i flera olika prisområden. Att detta behövs beror på att det finns begränsningar i överföringskapacitet mellan de olika prisområdena vilket gör att tillräckligt med kraft inte alltid kan flöda fritt mellan alla områden. Då kan produktion med högre marginalkostnad behöva startas i det prisområde som har brist vilket också gör att priserna drar isär.

Norge är uppdelat i fem olika prisområden, Sverige i fyra, Finland i ett och Danmark i två. Dessa kan antingen refereras till genom specifika nummer; Sverige 1, 2, osv men de har också specifika namn. Till exempel så heter Sverige 3 även Stockholm, Danmark 1 Århus, osv.

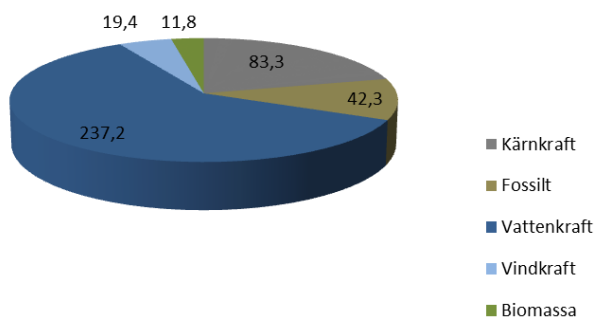
Det kan även uppstå flaskhalsar inom ett prisområde. Det hantaras då av respektive prisområdes ansvarige TSO och löses antingen genom så kallad mothandel vilket innebär att TSO:n betalar producenter på varsin sida för att ändra sina produktionsplaner, eller att man minskar överföringskapaciteten vid prisområdets yttre gränser.

Även om man jämför de olika nordiska länderna är produktionen relativt heterogen. Generellt kan man säga att Norge uteslutande har produktion från vattenkraft. Sverige har en mix av alla produktionsslag men främst kärnkraft och vattenkraft. Danmark baserar sin produktion på termisk kraft och vind. Finland har kärnkraft, termisk kraft och viss vattenkraft. Det här tillsammans med de begränsade överföringskapaciteterna ger upphov till olika typer av relativprissättning mellan områdena beroende på bl.a. vilken vädersituation som råder.

Om det till exempel finns gott om vatten i Norge så kommer det att skapa behov av export från Norge till andra elområden. Om det inte finns nätkapacitet för att exportera hela det momentana överskottet kommer det då leda till sänkta priser i Norge relativt övriga områden. Omvänt om det är underskott av vatten i Norge så kommer det relativa priset i Norge bli högre än i övriga områden. Var vattenkraften produceras kommer alltså ha stor inverkan på vart flödena av kraft rör sig och på samma sätt vilken möjlighet det finns att exportera alternativt importera de volymer som krävs. Eftersom detta faller utanför avgränsningarna för det här arbete kommer ingen närmare studie av dess påverkan beaktas i analysen.



Figur 4. Installerad effekt (MW) i Norden 2012 uppdelad på produktionsslag (Vattenfall, 2013).



Figur 5. Produktion per energislag (TWh) i Norden 2012 (Vattenfall, 2013).

Man bör notera att andelarna inte förhåller sig lika i figur 4 och 5, d.v.s. utnyttjad kapacitet av max varierar mellan olika energislag.

Figur 6 visar överföringsförbindelser mellan olika prisområden i Norden samt mot övriga länder som det ser ut i dagsläget. Här framgår tydligt att den största överföringsförbindelsen mellan Norden och övriga länder är den mot Tyskland vilket också innebär att de tyska priserna är de som har störst inverkan på Norden. Vid varje kabel på kartan finns ett nummer på varje sida om vardera markerade gräns. Detta beror på att möjligheten för kraftöverföring kan skilja sig åt, beroende på vilket håll flödet går. Numret anger vilken export som kan gå ifrån det ena området till det andra.

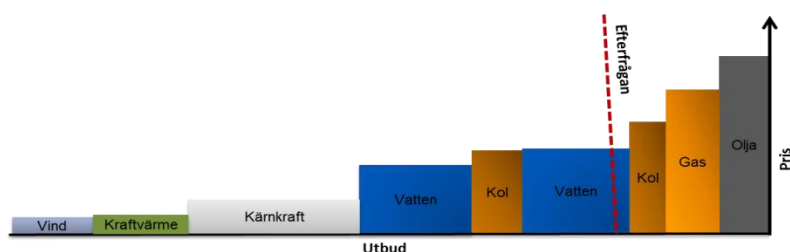


Figur 6. Överföringsförbindelser mellan prisområden i det nordiska systemet samt mot dess yttre gränser (Vattenfall 2013).

Förutom förbindelsen mellan Norden och Tyskland finns det även förbindelser mellan Norge och Nederländerna samt mellan Sverige och Polen. Eftersom både Polen och Nederländerna har system som i stor utsträckning är baserade på fossil kraftproduktion ligger dessa oftast högre i pris än både Tyskland och Norden. Vid beräkningar kommer det därför antas att man i första hand exporterar mot dessa länder och sedan till Tyskland. Det här gör att Tyskland blir prissättande på nedsidan.

3.1.1 Den nordiska merit order kurvan

Merit orderkurvan illustrerar i vilken ordning som kraft typiskt bjuds in till elbörsen med avseende på pris och volym. Den nordiska produktionen är dominerad av vattenkraft och kärnkraft, se figur 7. Vattenkraftens plats i merit orderkurvan är kanske den som är minst statisk då den värderas efter hur mycket man kan tjäna nu jämfört med att spara vattnet till senare. Därför kan vattnets värdering förändras från dag till dag. Att värmekraften placerar sig så lågt beror på att man också tjänar pengar på att producera värme vilket gör att marginalkostnaden på el blir låg. Kraftvärmeproduktion kan bestå både av fossilt bränsle och av biobränsle.



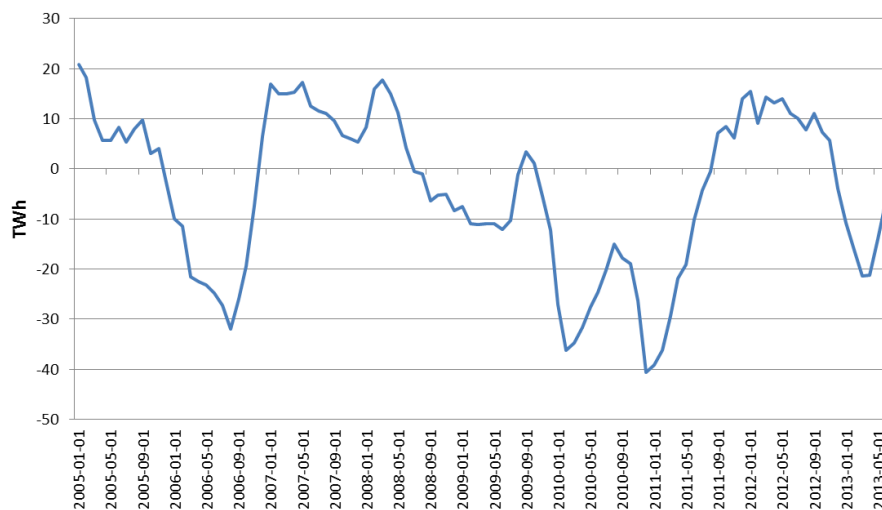
Figur 7. Exempelbild på nordisk merit order kurva.

3.1.2 Hydrologisk balans och vattenkraft

Den hydrologiska balansen är ett mått på vilka vattenresurser som finns tillgängliga inom det relevanta vattenkraftsområdet. I detta fall Norden. Oftast anges måttet som avvikelse från normalen mått i TWh. Måttet hydrologisk balans kan delas upp i magasin samt snö och markvatten. Magasin avser det vatten som momentant finns tillgängligt för produktion i reservoarerna. Snö och markvatten är ett mått på vilken energi som har ackumulerats utanför magasinerna men som troligen kommer bli tillgänglig framöver då det rinner ned i magasinerna.

Eftersom snö och markvatten inte går att mäta med absolut precision varierar resultatet beroende på vem som gör mätningen. Vidare kan resultatet variera beroende på var man väljer att lägga normalen. Det finns flera företag som producerar och tillgängliggör siffror på den hydrologiska balansen. På grund av ovanstående osäkerheter bör man dock akta sig för att jämföra dem sinsemellan och man bör vid analys strikt hålla sig till samma källa.

I figur 8 visas den hydrologiska balansen för det nordiska området mellan januari 2005 och juni 2013.



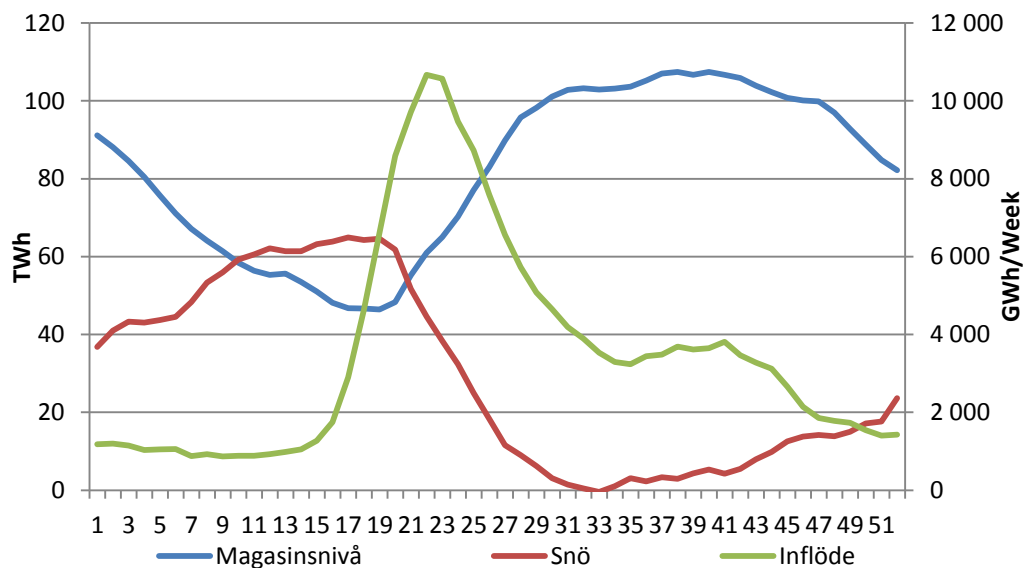
Figur 8. Hydrologisk balans i Norden mot normalt från 2005 och framåt (Markedskraft, 2013).

Fyllnadsgraden i vattenmagasinen kan som tidigare nämnts anges i avvikelse från normal men är oftast uttryckt i procent av max. Den anger helt enkelt hur mycket vatten i förhållande till en maxnivå som finns i de nordiska vattenreservoarerna.

Andra viktiga faktorer är inflöde samt energiviktad nederbörd. Inflödet anger den energimängd per tidsenhet som når vattenkraftverken och nederbörd är i det här fallet den nederbörd som faller mått i mängd energi som tillförs vattenkraftsystemet.

3.1.3 Hur fungerar det hydrologiska systemet från ett producentperspektiv

Vattenkraften går under ett år genom flera olika faser vilket illustreras i figur 9. Under vintern sker den allra mesta nederbörden i form av snö vilket innebär att inflödet minskar. När sedan vår och sommar kommer smälter snön vilket ger upphov till en kraftig ökning av flödet som kan variera en del både i tid och styrka beroende på hur pass högt snön ligger och när värmen slår till på våren, se figur 9.



Figur 9. Magasinsnivå, inflöde och snömagasin veckovis 2012 (Markedskraft, 2013).

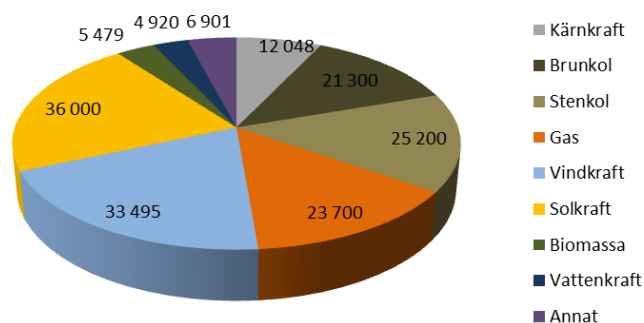
Som vattenkraftproducent är målet att optimera värdet av det tillgängliga vattnet. Under sommar och höst byggs magasinsnivåerna upp för att sedan tömmas under de förväntat högre priserna på vintern och således ge plats åt det höga inflöde som kommer med vårfloden. Vid höga inflöden och magasinsnivåer kan det bli press att använda stora mängder av vattenreserverna till produktion för att inte riskera att behöva spilla, d.v.s. släppa ut vatten vid sidan om turbinerna där det inte leder till någon produktion av el. I dessa fall kan priserna pressas ned till mycket låga nivåer. På samma sätt kan låga nivåer i magasinerna innebära att man håller igen mycket på produktionen för att bygga upp magasinerna igen. Priserna går då upp i och med att man kör dyrare fossilkraft både från det egna systemet och genom import.

3.2 Det tyska systemet och marknaden

Tyskland var 2011 världens sjunde största producent av elektricitet med en total produktion av 588,05 TWh och världens sjätte största konsument med en total konsumtion av 549,12 TWh (U.S. Energy Information Administration, 2013).

Tyskland har en väldigt blandad energimix. Tyngdpunkten ligger på produktion baserad på fossila bränslen, främst brunkol och stenkol. Kärnkraft och gaskraft har varit betydande men ersätts allt mer av förnyelsebar kapacitet i form av vind- och solkraft. Kärnkraften håller till följd av politiska beslut successivt på att fasas ut medan gaskraften blir allt mer olönsam då solkraften pressar ned priserna under höglasttimmar då gaskraften fyller som störst funktion i systemet.

Installerade kapaciteten 2013 var ca 170 GW. Uppdelningen på olika produktionslag ser ut som följande (figur 10):



Figur 10. Produktionskapacitet i Tyskland slutet av 2013 (Vattenfall, 2013).

Till skillnad från Norden, som kan kategoriseras som en energimarknad, kan Tyskland kategoriseras som en effektmarknad eftersom möjligheterna att spara reglerbar kraft är låg. Där priset i Norden större delen av året bestäms av mängden tillgänglig energi som finns i systemet baseras Tysklands pris på vad det kostar att producera en given extra effektenhet momentant.

Den höga andelen icke reglerbar kapacitet i form av sol- och vindkraft (figur 10) gör också att priserna uppvisar en mycket högre volatilitet än på den nordiska marknaden där vattenkraften jämnar ut prisskillnaderna över dygnet.

Tysklands geografiska placering mitt i Europa gör det starkt sammankopplat i det gemensamma Europeiska nätet vilket bidrar till ett relativt stort utbyte med andra länder. Tabell 3 sammanfattar momentana import- och exportmöjligheter.

Tabell 3. Överföringsmöjligheter från Tyskland till andra länder

	Export(MW)	Import(MW)
Nederländerna	3 850	3 000
Frankrike	3 200	2 700
Schweiz	1 500	1 500
Danmark 1	950	1 500
Danmark 2	600	600
Sverige	600	610
Österrike	2 200	2 200
Tjeckien	800	800
Polen	1 200	1 200
Luxemburg	980	NA
Totalt	15 880	14 110

(ENTSO-E, 2013)

I tabell 4 ges en bild av den faktiska exporten och importen i TWh under 2011.

Tabell 4. Faktisk export och importen Tyskland 2011.

	Export(TWh)	Import(TWh)
Nederländerna	8,1	2,5
Frankrike	5,0	7,3
Schweiz	4,5	3,8
Danmark	2,8	5,0
Sverige	0,6	2,1
Österrike	17,2	2,7
Tjeckien+Polen	4,5	12,1
Totalt	42,7	35,5

(EEX, 2013)

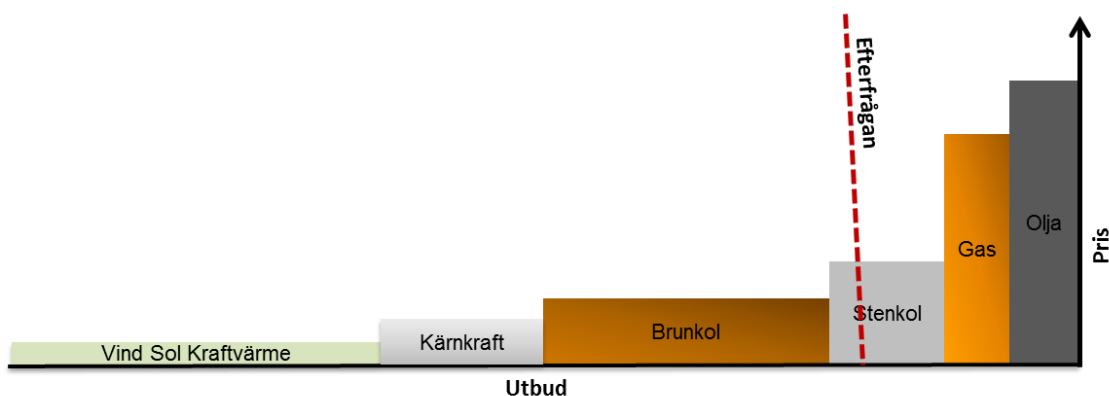
Tyskland är i genomsnitt en nettoexportör av el. Hur detta kommer utvecklas framåt är inte helt entydigt då produktionskapaciteten initialt kan komma att minska under vissa perioder till följd av neddragningar i kärnkraften men en stor andel förnyelsebar kapacitet kommer in i systemet som har en marginalkostnad nära eller till och med under noll vilket troligtvis kommer att pressa ned priserna relativt andra länder.

På samma sätt som för den nordiska marknaden finns det en så kallad spotmarknad där priser och volymer bjuds ut för nästkommande dag. Marknadsplatsen heter EEX (European Energy Exchange) och det prisindex som noteras för spotmarknaden kallas Phelix. Den fysiska spotmarknaden är gemensam för Tyskland och Österrike (EEX, 2013).

EEX erbjuder också en derivatmarknad baserad på Phelix-priset. Till skillnad mot Nord Pool så är det här fysik leverans som gäller i allra största utsträckning, d.v.s. man är tvungen att leverera/förbruka den faktiska mängd el som kontraktet stipulerar.

3.2.1 Den tyska merit order-kurvan

I den tyska merit order-kurvan har vi en större andel förnyelsebar produktion vilken har marginalkostnad på eller till och med något under noll. Det finns också en större diversitet inom skiktet av fossilbaserad kraftproduktion där brunkolen är det som skiljer sig mest från de nordiska förhållandena, se figur 12.



Figur 12. Exempel på tysk merit orderkurva

Brunkol har en lägre marginalkostnad än stenkol därför att gruvan och fabriken på grund av höga fraktkostnader oftast är samägda. Det här gör att man inte behöver köpa bränslet externt på marknaden på samma sätt som för stenkol och gas. Den interna ordningen är dock beroende av priset på bränsle och CO₂. Brunkol har större utsläpp av CO₂ än stenkol och stenkol släpper ut mer än Gas. Skulle därför priset på utsläppsrätter stiga kraftigt så skulle kurvan få ett annat utseende.

3.3 Tysk energimarknadspolicy

Termen Energiewende (sv. *energiomställning*) har introducerats för att beskriva Tysklands omfattande omställning mot att hämta 80 % av sin elektricitet från förnyelsebara energikällor 2050.

År 2000 kom den nya elenergilagern Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (SV. *Förnyelsebar energilagern*) som bland annat stipulerar att förnyelsebar produktion i alla lägen har förtur till nätet. Det innebär att oberoende av pris kommer alltid förnyelsebar kapacitet köras före all konventionell icke förnybar kapacitet så som kol, gas och kärnkraft. Förnyelsebar energi blev också kraftigt

subventionerad genom så kallade inmatningstariffer som garanterades 20 år framåt i tiden Dessa finansieras i sin tur genom avgifter som läggs på fakturan hos slutkunder. År 2012 uppgick den till ca 30 öre per KWh och 2013 höjdes den till 50 öre per KWh (Alpman, 2012).

I följderna av kärnkraftsolyckan i Fukushima 2011 stoppades Tysklands åtta äldsta kärnkraftverk inklusive Vattenfallägda Krümmel med anledning av ett regeringsbeslut där kraftverkens säkerhet skulle garanteras. När sedan kommissionen för reaktorsäkerhet publicerade sin rapport ledde det till en permanent nedstängning av redan stoppade kraftverk samt en revidering av tidigare beslut att köra kärnkraften dess livslängd ut, där man istället valde att fasa ut all kärnkraft till 2022. Detta ledde till ett drastiskt fall av installerad kapacitet från ca 20 till 12 GW. År 2020 förväntas ca 8 GW effekt vara kvar (The Economist, 2013). För att förklara vilka effekter detta har på den tyska marknaden måste man hålla isär slutkundpriser och marknadspriser på spotmarknaden. På grund av den låga marginalkostnaden på produktion från förnyelsebar energi kan de tyska spotpriserna sjunka kraftigt när produktionen är hög och det är spotpriset som ligger till grund för vad producenter får betalt samt vilket pris tysk el har på de internationella marknaderna. Så även om de tyska slutkonsumenterna i stor utsträckning får betala ett högre pris så blir den tyska elproduktionen tillgänglig för gränsöverskridande utbyte till ett relativt sett lägre pris. På samma sätt blir även priset man betalar för importen lägre.

Även om denna stora omställning har fått stora effekter på många delar av det tyska samhället och synen på energi så ligger detta utanför avgränsningarna för vad som ska analyseras här och därför går vi bara igenom vilken effekt det kommer få på flödena av kraft på de internationella marknaderna.

3.3 Det framtida kraftsystemet i Norden

På medellång sikt kommer den främsta tillväxten i Norden ske i form av vindkraft och kärnkraft med en förväntad ökning på ca 19 TWh respektive 24,4 TWh vardera (Vattenfall, 2013). I fallet med kärnkraften kommer den främsta delen från den nya finländska reaktorn Olkiluoto 3 som beräknas stå färdig 2016 men även till viss del från effekthöjningar i befintliga anläggningar. Förbrukningen väntas ligga relativt konstant. I figur 13 nedan visas estimat från Vattenfall på hur den Nordiska kraftbalansen förväntas utvecklas fram till 2020. Vi ser här en ökning från dagens ca 20 TWh överskott till runt 40TWh för ett normalår 2020.

Figur 13. Förväntad utveckling kraftbalans Norden (Burkhart, 2013).

Den framtida utvecklingen illustrerad i figur 13 är enbart ett estimat och siffrorna kan aldrig bli helt exakta. Jämför man t.ex. med en av de externa källor som Vattenfall köper analyser av ligger deras estimat något lägre med ett överskott på runt 30 TWh. Eftersom Norden som tidigare nämnt är ett energibaserat system så görs här ingen djupare analys på hur den momentana kapaciteten kommer att utvecklas.

3.3.1 Framtida kabelförbindelser

Det finns fram till 2020 planer på att bygga ut kabelförbindelserna till övriga kontinenten på sammanlagt 5500 MW. Av dessa kommer 2400 MW vara förbindelser mot Tyskland. Totalt ger detta en sammanlagd nordisk exportkapacitet enligt tabell 5 nedan.

Tabell 5. Maximal export från Norden(MW)

Vi kan därefter för att förenkla analysen dela in dem i tre kategorier av områden: högre eller lägre än nordiska priser samt Tyskland som vi analyserar specifikt. I lägre prisområden har Ryssland och Estland sorterats in - mer baserat på hög osäkerhet om exportförhållanden än faktiska prisförhållanden - de övriga i högre prisområden. Då får vi en exportkapacitet enligt tabell 6.

Tabell 6. Maximal export från Norden uppdelat per relativt prisförhållande (MW)

3.4 Det framtida kraftsystemet i Tyskland

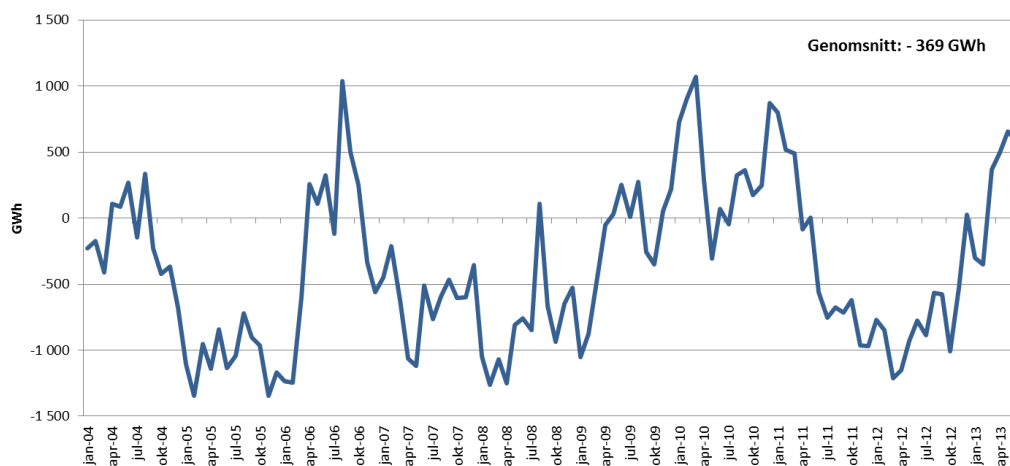
Det tyska systemet står inför tre stora förändringar framöver. De första två är utbyggnaden av sol och vindkraft och den tredje är avvecklingen av befintlig kärnkraft. Fram till 2020 kommer ca 14 GW ny solkraftskapacitet att installeras samt ungefär 15,5 GW ny vindkraft. Kärnkraften kommer enligt vad som är planerat ha minskat från 12 GW i dagsläget till 8 GW år 2020. Övriga parametrar i det tyska systemet förväntas vara relativt stabila (Vattenfall, 2013).

4. Analys

4.1 Situationen i dagsläget

4.1.1 Total export och import

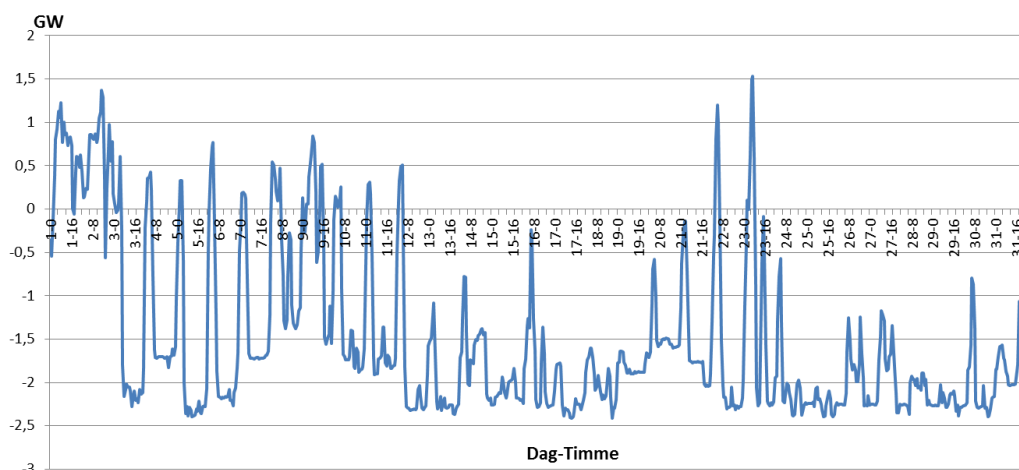
Figur 14 nedan visar det genomsnittliga utbytet av el per månad mellan starten av 2011 och juni 2013 där negativa siffror innebär export från Norden. Som man kan se är den vanligaste situationen export från Norden till Tyskland men variationen är kraftig och vi kan även se månader med helt omvända flöden. När exporten är som högst når den ca 1350 GWh och importen når som högst upp till ca 1000 GWh. I genomsnitt har exporten varit 369 GWh per månad under denna period. Man kan jämföra detta med att Oskarshamns tre reaktorer tillsammans kan producera ca 1900 GWh en bra månad. Det bör också noteras att det ligger en bra bit under den möjliga maxexporten man får om man räknar med siffrorna i tabell 5 som rent teoretiskt ger en möjlig maxexport på ca 1950 GWh per månad.



Figur 14. Genomsnittligt utbyte per månad mellan Norden och Tyskland under perioden 2004 – oktober 2013, där negativa siffror innebär export från Norden.

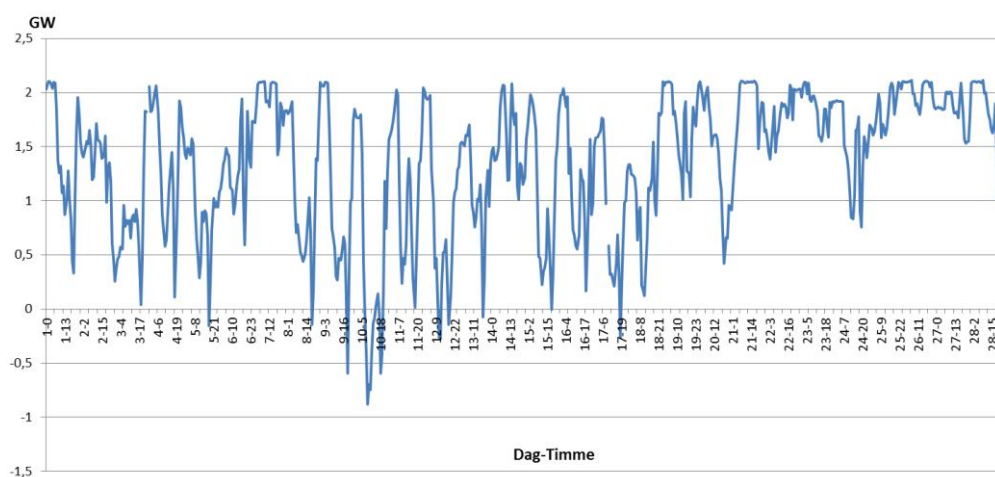
Värt att notera är också att det finns ett mönster på sådant sätt att negativa och positiva punkter tenderar att hänga ihop. Således uppstår ofta långa perioder med sammanhängande export eller import.

Man kan även titta på hur mönstret ser ut över dygnet för att få en bättre uppskattning om hur flödena fluktuerar. Figur 15 nedan visar januari 2005 uppdelat per timme. Januari är intressant därför att det enligt figur 14 ovan är en månad med nästintill maximal export. Det visar sig dock att trots detta sker även import vissa timmar. Vi kan också notera att detta sker under nattimmarna d.v.s. normal off-peak. Vi ska i senare skede gå in på i detalj vad detta kan bero på.



Figur 15. Timvis import Nord Pool från Tyskland januari 2005.

Vidare kan man titta på en månad där importen är som högst. Låt säga februari 2010 i figur 16. Här är mönstret det omvända. Trots att importen är maximal över tid sker ändå export vid några tillfällen. Samtliga är under dygnets peak-timmar, d.v.s. de timmar då lasten är som högst.



Figur 16. Timvis import Nord Pool från Tyskland januari 2010.

4.1.2 Vad driver export och import

I figur 3 såg vi utbytet mellan Norden och Tyskland per år samt motsvarande produktion ifrån vattenkraft, vilket i princip är samma sak som den hydrologiska balansen eftersom tillgängliga vattenresurser också styr mängden produktion. Där gavs också en relativt tydlig bild av vad den främsta avgörande faktorn vad gäller energiflödets riktning är. Regniga år med mycket vatten innebär hög export och omvänt ger torra år med låg vattenkraftproduktion hög import.

I figur 17 är vattenkraftsproduktionen utbyt mot den hydrologiska balansen och upplösningen är på timmar istället för år. Precis som i figur 3 ser vi en mycket stark negativ korrelation(korrelationskoefficient -0,79) mellan tillgängliga vattenresurser och nettoimport.

Figur 17. Tidsserie som visar hur utbytet mellan Norden och Tyskland förhåller sig till den hydrologiska balansen.

För att ytterligare förtydliga hur flödet styrs av hydrobalansen visas i figur 18 en linjär regression. Vertikalaxeln skärs av linjen på ca -12 vilket innebär att exporten övergår till import när den hydrologiska balansen understiger -12 TWh.

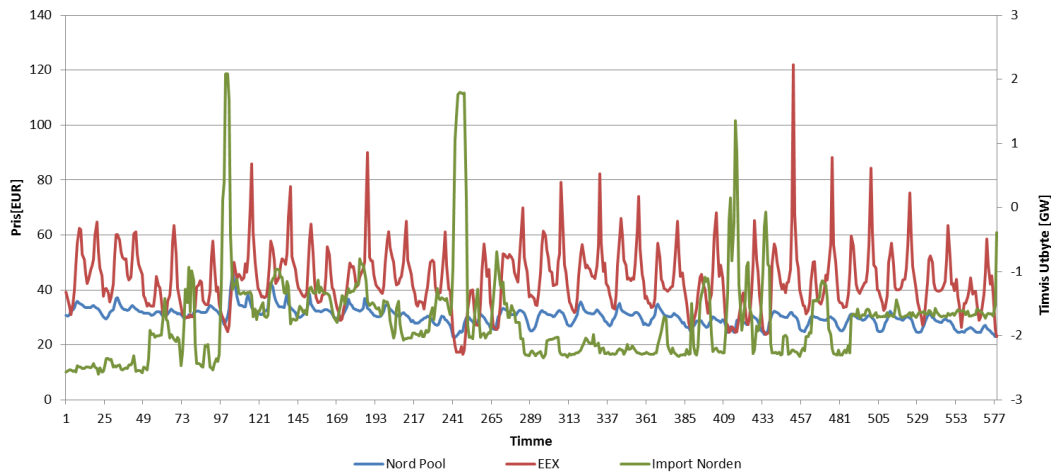
Figur 18. Linjär regression som visar hur utbytet mellan Norden och Tyskland förhåller sig till den hydrologiska balansen.

Slutsatsen är alltså att den hydrologiska balansen historiskt sett till allra största del styr åt vilket håll flödet mellan Norden och Tyskland går. Det finns undantag från detta. Till exempel de timmar på vintern då extrem kyla kan orsaka effektbrist i hela eller delar av det nordiska systemet.

4.1.4 Prissättning mellan Norden och Tyskland och betydelse av peak och off-peak

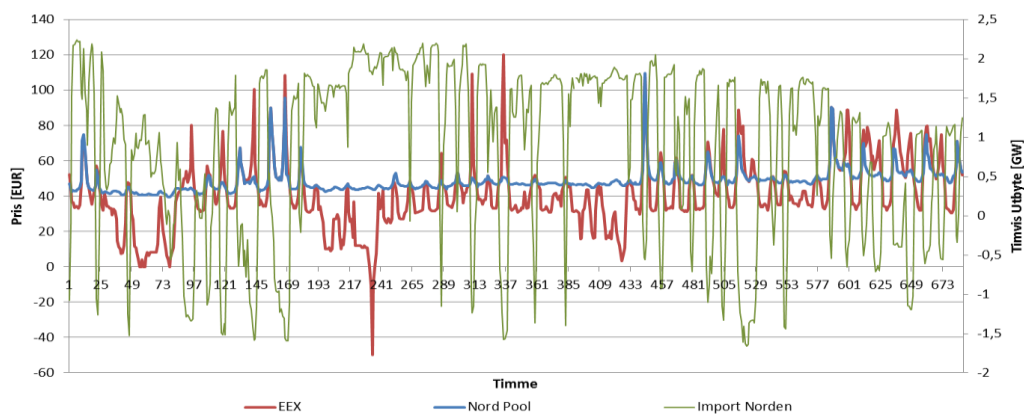
Peak och off peak-timmar används som en benämning för att särskilja de timmar som har högst last och de som har lägst last. Peak-timmar är definierade som vardagar mellan 8:00 och 20:00. På grund av att Tyskland är ett effektbaserat system och Norden ett energibaserat är skillnaderna mellan priset under peak och off-peak timmar mycket större i Tyskland än i Norden, eftersom man i Tyskland behöver gå högre upp respektive längre ned i merit order-kurvan och får på så vis en helt annan

marginalkostnad. I Norden kan denna variation i stor utsträckning pareras med hjälp av vattenkraften som då istället höjer eller sänker sin produktion till en lägre prisdifferens. I både figur 19 och figur 20 ser vi att vi har en mycket högre volatilitet i de tyska priserna medan de nordiska håller sig på en mycket jämnare nivå.



Figur 19. Utbyte och prishållande mellan Norden och Tyskland vid stark hydrologisk balans.

Figur 19 visar situationen under mars 2012 där vi hade en stark hydrologisk balans. Eftersom det då finns ett stort behov av att exportera från Norden till Tyskland hamnar de nordiska priserna nästan konstant under de tyska även under de timmar som priset är som lägst i Tyskland, d.v.s. off-peak timmarna.



Figur 20. Utbyte och prishållande mellan Norden och Tyskland vid svag hydrologisk balans.

Figur 20 visar istället situationen som den såg ut under mitten av mars till mitten av april 2013. Då rådde istället ett underskott i den hydrologiska balansen. De nordiska vattenkraftsproducenterna kan då istället välja, eller tvingas till, att hålla tillbaka så pass mycket produktion att det nordiska systemet istället når upp till de tyska peak-priserna och i stort sett aldrig når ned till off peak-priserna.

På dessa två sätt kan man balansera det hydrologiska systemet för att spara vatten i bristsituationer eller öka flödet i tider av överskott. Den tyska kraftbalansen har således, med nuvarande prissättningsmekanismer på Nord Pool, en stor betydelse för det nordiska systemet eftersom priset där i så stor utsträckning även avgör hur priset i Norden kommer att bli.

Hade export- och importmöjligheterna varit större hade det varit möjligt att jämna ut skillnaderna mer vilket inneburit att den mindre nordiska marknaden i större utsträckning följt de tyska prisrörelserna.

4.1.6 Risk för priskollaps i Norden

Eftersom det ur ett producentperspektiv är mest intressant att utreda risken för riktigt låga priser kommer fokus delvis ligga på risken för så kallade priskollaps. Figur 21 visar dygnspriser på Nord Pool Spot sedan år 2000 samt hydrologisk balans från 2004 då det saknas data längre bak i tiden. I grafen går att utläsa riktiga priskrascher i Norden inte är särskilt frekventa utan infaller lite mer sällan än en gång per år, ofta till nivåer under 20 EUR/MWh. Det är svårt att ansätta ett rent kvantitativt definierat mått på priskollaps. Ser man på prismönstret i figur 21 är det dock ganska tydligt att priset då och då går brant ned till betydligt lägre värden än normalt, under marginalkostnaden för kolkraftsproduktion, för att sedan snabbt återvända. På vägen ner finns det ytterligare en viktig nivå som måste forceras innan man når nollpriser och det är marginalkostnaden på kärnkraft. Eftersom detta till stor del är en företagshemlighet så är den inte helt känd men ligger troligtvis strax under 9 EUR/MWh (Burkhart, 2013). Rent hypotetiskt ska alltså den nordiska kärnkraften börja stängas av vid en situation då priser under detta uppkommer över en tillräckligt lång tid för att det överskrider start och stoppkostnader.

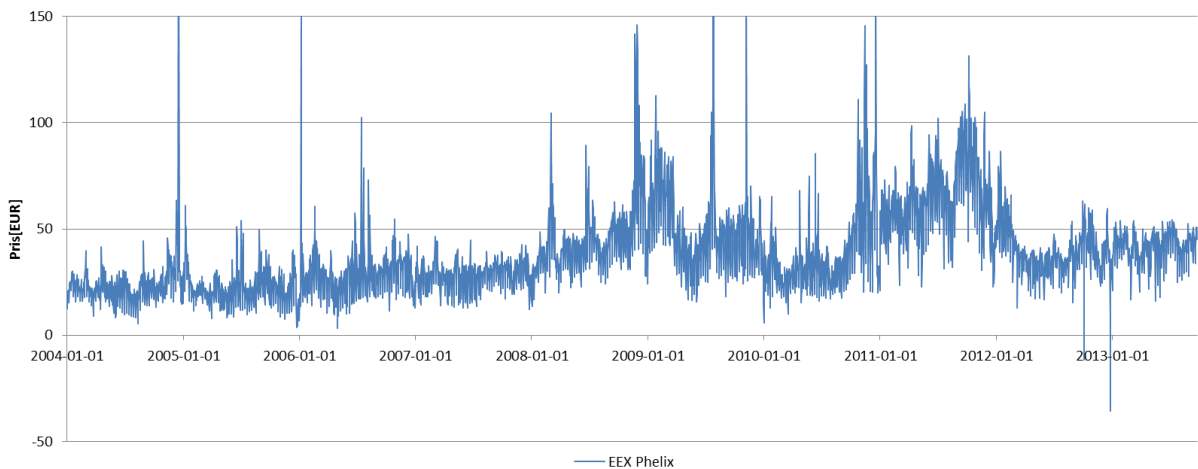
Figur 21. Dygnsmedlet för det nordiska spotpriset från 2000 och framåt samt hydrologisk balans och marginalkostnad på kolkraft från 2004 och framåt.

Att man tvingas att sätta ett sådant lågt pris för sin vattenkraftsproduktion ses av många av marknadens aktörer som att man tappat kontrollen över vattnet så att priset ”kollapsar” i jämförelse med normala nivåer. Vi kan också se i figur 21 att de här nivåerna infaller vid en stark hydrologisk balans, men att det inte ger hela förklaringen, eftersom de högsta värdena på hydrologisk balans inte ger de lägsta priserna. Andra faktorer som spelar in är hög förväntad tillrinning samt låg last.

Figur 8 som illustrerar det hydrologiska året ger en del av svaret. Med undantag för våren när magasinen är helt tömda sker den största tillrinningen på sommaren, då magasinsnivåerna redan kan vara mycket höga, vilket gör att man pressas att köra ut vattnet. Vidare är lasten i systemet normalt som lägst på sommaren då mycket av den tillverkande industrin håller stängt. Det här stämmer också med vad som kan observeras i figur 21 där de riktigt låga priserna uppstår mellan juni och augusti.

4.1.5 Risk för priskollaps i Tyskland

Figur 22 nedan visar hur det tyska spotpriset på dygnsbasis har rört sig sedan början av 2000. På bilden syns tydligt ett fenomen som knappt har uppstått innan 2009. Nämligen priser nära eller till och med under noll. Orsaken till en priskollaps är helt enkelt att utbudet av prisoberoende kraftproduktion överstiger efterfrågan vilket leder till att den marknadsprissättande marginalkostnaden på den dyraste produktionen också blir noll. Eftersom det finns start- och stoppkostnader i både kolkraftverk och kärnkraftverk kan det även vara lönsamt att hålla produktionen igång under kortare perioder med negativa priser. Den låga flexibiliteten gör förstås att priset blir än mer svängigt än om man hade justerat ned produktionen till noll i perioder av priser under marginalkostnaden.



Figur 22. Dygnsmidlet för det tyska spotpriset från 2001 och framåt.

Ännu tydligare blir det om man i figur 23 tittar på hur off-peak priserna följer marginalkostnaden för att producera från kolkraft. Där ser man att priserna ofta faller ned under kostnaden för att producera med stenkol till produktion med betydligt lägre marginalkostnad som brunkol eller kärnkraft. Beroende på hur man definierar vad som är en priskollaps kommer detta vara olika frekvent. Man kan argumentera för att det är priser under noll men många skulle nog anse ett pris under marginalkostnaden för kärnkraft som mycket lågt.

Den tydligaste situationen är när priset går under noll. Den andra är den mer otydliga när priset blir så lågt att det normalt prissättande stenkolet inte längre är aktuellt. Priserna kan då inte helt sägas kollapsa men vill man exportera från Norden till Tyskland måste man alltså lägga sig på prisnivåer som här anses mycket låga.

För att uppskatta den framtida risken för priskollaps behöver man inte bara känna den installerade effekten utan också sannolikhetsfördelningen för hur stor andel av produktionen som kommer att vara

tillgänglig momentant.

Figur 23. Dyngsmedel för tyska off-peak priset från 2004 och framåt.

4.2 Extrapolerad framtida situation

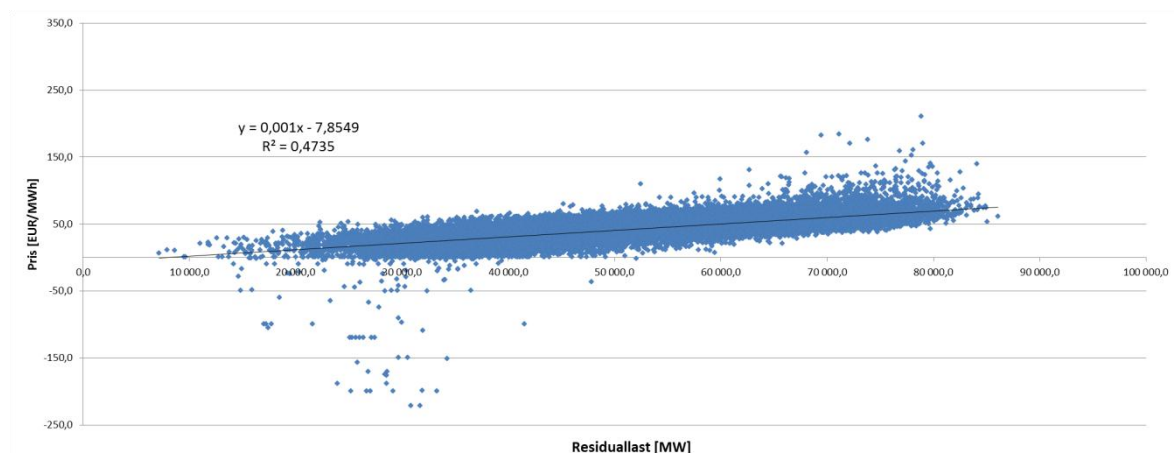
4.2.1 Residuallast

För att här kvantifiera betydelsen av den ökade produktionen av förnyelsebar energi kommer begreppet residuallast att användas. Liknande beräkningar går att finna i till exempel Claudius et al.(2013) och Hirth (2013). Vi definierar därför residuallast enligt ekvation 1.

$$(1) \text{ Residuallast}_t = \text{Last}_t - \text{Produktion Vindkraft}_t - \text{Produktion Solkraft}_t - \text{Import}_t$$

Där t är varje enskild timme i intervallet 2008-01-01 till 2013-10-31.

Residuallasten utgör alltså skillnaden mellan last och intermittent kraftproduktion vilket då implicit blir den mängd produktion som kommer från fossila källor. Genom att därefter analysera hur priset beror av residuallasten får man en kurva som beskriver hur mycket en extra enhet av fossilbaserad kraft kostar att producera. Att på det här sättet rensa för intermittent kraftproduktion ger alltså en bra uppskattning av vilken margineffekt som en extra enhet av sol eller vind har på priset eftersom en extra enhet sol- eller vindkraft innebär en enhet mindre på residuallasten.



Figur 24. Pris som funktion av residuallast från 2008 till oktober 2013.

Från figur 24 får vi ekvation 2 som alltså är priset som funktion av residuallasten.

$$(2) S_{h,phelix} = 0,001 * RL - 7,855$$

Från figur 25 kan man tydligt dra slutsatsen att residuallasten har ett starkt samband med priset. Att standardfelet i regressionen är så högt som 12,42 EUR/MWh visar dock att det också finns andra faktorer som har stor betydelse. Tänkbara förklaringar är bland annat fluktuerande bränslepriset samt start- och stoppkostnader.

Från grafen går också att utläsa att priser runt noll börjar uppstå när man kommer ned mot en residuallast under 50 000 MW. Går man ned under 35 000 MW börjar också kraftigt negativa priser förekomma.

För att mer tydligt illustrera vilken sannolikhet man har att hamna under ett visst pris kan man istället visa datasettet från figur 24 som i figur 25. Där hålls priset konstant för en viss linje och rör man sig längs med linjen ser man hur sannolikheten för att hamna under det priset varierar med skillnaden i residuallast.

Figur 25. Sannolikheten att hamna under ett visst pris givet en specifik residuallast

4.1.2 Framtida residuallast

För att bedöma hur framtida utbyggnad påverkar den tyska kraftbalansen och i förlängningen Norden beräknas framtida sannolik residuallast med hjälp av historiska data samt estimat på framtida förändringar i Tysklands kraftsystem. Nedan följer en kort förklaring av tillvägagångssättet.

Som redan nämnts så väntas tre parametrar genomgå större förändringar fram till 2020. Dessa är minskad kärnkraftskapacitet samt ökad sol- och vindkapacitet. Genom att beräkna procentandelen utnyttjad sol- och vindkraft av maxkapacitet vid varje tidpunkt och sedan skala upp det med den förväntade kapaciteten 2020 får vi ett rimligt estimat på hur mycket som skulle producerats givet samma väderförhållanden men med den nya kapaciteten. Därefter subtraheras en procentandel från andelen producerad kärnkraft för att justera för den där framtida minskade kapaciteten. Ekvation 3 beskriver hur denna beräkning går till.

$$(3) \text{ Residuallast}_t = \text{Last}_t - \frac{\text{Prod.Vind}_t}{\text{Kapacitet Vind}_t} * \text{Kapacitet Vind}_{2020} - \frac{\text{Prod.Solkraft}_t}{\text{Kapacitet Solkraft}_t} * \text{Kapacitet Sol}_{2020} + \text{Produktion Kärnkraft} * SF_{\text{Kärnkraft}} - \text{Import}_t$$

Där SF är en skalfaktor som används för att justera för den minskade kapaciteten och t är varje enskild timme i intervallet 2008-01-01 till 2013-10-31 och t är varje timme på intervallet.

Det här ger således en simulering av hur år 2020 skulle tänkas bete sig baserat på de datapunkter man har från åren 2008 fram till 31 oktober 2013, som är den sista datapunkten. Således får man sex olika scenarion för varje enskild timme under året, där varje scenario är baserat på data för ett specifikt tidigare år, utom november och december där vi enbart har 5 eftersom det saknas data från slutet av 2013. Dessa data kan sedan sammanställas på lämpligt sätt för att ge en bra bild av en tänkbar situation år 2020.

5. Resultat

Här presenteras resultaten som erhöles när ekvation 3 applicerades på det tillgängliga datasettet. Dessa är kvantifierade i de tre olika nivåerna timme, månad och år.

5.1 Övergripande tendens på timnivå

På timnivå syns i huvudsak två tendenser som illustreras i figur 27 och 28. Dessa visar medlet av residuallasten för alla dygnets timmar, samt den 5- och 95-percentilen under maj respektive december. De streckade linjerna är motsvarande baserat på den historiska grunddatamängden. Dessa månader demonstrerar var för sig två ytterligheter där resultatet för de övriga månadernas kan anses vara en intrapolering mellan dessa två extremer.

Figur 26. Residuallasten (resultat från ekvation 3) för maj 2020 i jämförelse med originaldata.

Två processer växelverkar under året där solkraften dominerar på sommaren och vindkraften på vintern. Effekten från solkraften är som allra störst under maj där vi ser en tydlig effekt mitt på dagen som till och med trycker ned residuallasten för peak-timmarna under off peak-timmarna. Däremot är inte skillnaderna så stora övriga timmar vilket innebär att den kombinerade effekten av sol- och vindkraft i genomsnitt då ersätter den från kärnkraft men med en något högre varians, eftersom produktionen är beroende av vädret.

Figur 27. Residuallasten (resultat från ekvation 3) för december 2020 i jämförelse med originaldata.

I figur 27 där produktionen från solceller är som lägst ser vi istället effekten av vindkraften som har sin allra högsta produktion under vintern. Vindkraftsproduktionen har genom sin absoluta känslighet för momentan vindstyrka en hög volatilitet vilket går att observera genom att se att både 95-percentilen och 5-percentilen har flyttats längre från medelvärdet över alla dygnets timmar. Även här ser vi ett medeltal som ligger bara något under det historiska.

Sammanfattningsvis har vi alltså ett något lägre medeltal med fler extremvärden på vintern samt betydligt lägre värden för sommarhalvårets peak-timmar då solkraftens produktion är som högst.

Figur 26 och 27 säger mer om vad de enskilda timmarna kan nå för värden än vad ett dygnsgenomsnitt kan vara. Således kan man dra slutsatsen att volatiliteten kommer att öka under enskilda timmar under december vilket motsvarar en 5-percentil som är ca 10 000 MW lägre över hela dygnet än i det ursprungliga samplet. Det ger en sänkning med i genomsnitt 9,7 EUR/MWh enligt ekvation 2. Residuallasten på strax över 20 000 MW ger också en ca 5 procentig sannolikhet för priser under 0 EUR/MWh enligt figur 25. För maj är det istället enskilda timmar under peak-perioden som går ned kraftigt. I det här fallet till under 10 000 vilket är värden som knappt tidigare observerats. Enligt figur 26 har vi i det fallet en sannolikhet på nästan 30 procent för priser under noll.

5.2 Månad

Figur 28 illustrerar månadsmedlet per timme för maj uppdelat på respektive simuleringsår. På det här sättet är det möjligt att observera huruvida längre perioder kan uppvisa låga värden på residuallasten. Figur 28 visar att vi har en relativt stor skillnad mellan en månad med hög produktion från solceller och en där produktionen är låg.

Figur 28. Månadsmedel residuallast under maj uppdelat på basår för simulering.

Data baserat på samma väder som 2012, vilket är det lägsta scenariot, ger alltså i medel en residuallast på i genomsnitt ca 33 500 under dygnets peak-timmar, d.v.s. 8:00–20:00. Tittar vi sedan i figur 26 ser vi att sannolikheten för priser under 5 EUR/MWh ligger på endast 5 procent. En väldigt låg risk för långvarig priskollaps alltså.

På liknande sätt kan vi se på december i figur 30. Där har vi ett medelvärde på 48 000 MW för lägsta scenariot i december och risken för långvariga perioder av låga priser är således relativt liten.

Figur 29. Månadsmedel residuallast under december uppdelat på basår för simulering.

5.3 Årsmedel

I medeltal har residuallasten sjunkit från 53 188 MW till 49 042 MW. Effekten är långt ifrån dramatisk. Det skulle i så fall innebära en sänkning av det tyska medelpriset med ca 4 EUR/MWh enligt ekvation 2 vilket i sig inte utgör något hinder för export av nordisk kraft. Men som tidigare förklarar är exportbehovet som störst under våtår där man främst vill lägga sig under det tyska priset sett över hela dygnet för att maximera exporten. Tidigare analyser visade att volatiliteten ökar främst under vintern där de tidigare lägsta priserna blir ännu lägre vid mycket vind. Under sommaren blir däremot de tidigare högpristimmarna nedtryckta till nivå med låglasttimmarna. Det här ökar så klart sannolikheten för mycket låga priser men inte till sådana nivåer att det ska spela en avgörande roll för årssnittet. I figur 26 ser vi att 5-percentilen har ett medel på ca 20 000 MW under peak-timmarna. Vilket enligt figur 25 ger ca 60 procents sannolikhet för priser under 20 EUR men endast 10 procents sannolikhet för priser under 0 EUR. Ser vi på lägsta scenario i figur 28 ser vi dock att månadsmedlet

för det lägsta scenariot ligger en bit över 95-percentilen på 30 000 MW vilket är en indikation på att priserna inte kommer hålla sig så låga under någon längre sammanhållen period.

Enligt tabell 6 kommer den maximala exportkapaciteten från Norden till Tyskland år 2020 att vara 5245 MW varav 3400 MW till relativa högprisområden och 1940 MW till områden med liknande eller lägre priser. Vi har ett förväntat kraftöverskott på 40 TWh och en möjlig variation på ca 20 TWh i tillgängliga vattenresurser under ett år vilket alltså blir ett totalt överskott på 60 TWh.

Tabell 7. Maximalt Årligt Exportbehov Norden

Givet antagandet att exporten kan nå sitt maxvärde varje enskild timme, till de områden som definierats som högprisområden, samt noll importen från områden med lägre eller samma pris, ger detta att den genomsnittliga exporten till Tyskland måste vara ca 3449 MW per timme under hela året enligt tabell 7.

Tabell 8. Antal dagar med max export som krävs för att exportera bort överskott.

Enligt tabell 8 behövs det full export till Tyskland under 240 dagar för att exportera bort överskottet vilket är ekvivalent med 5 760 timmar. Detta är samma sak som att man väljer att inte exportera under 3 000 av årets 8 760 timmar. I figur 31 är residuallasten för årets alla timmar ordnade i storleksordning vilket ger en överblick över hur många timmar som ligger över eller under en viss residuallast. Omvänt har vi för 3 000 timmar en residuallast på mellan 40 000 och 50 000 vilket innebär att det lägsta värde man måste fortsätta att exportera till ligger någonstans där emellan. Går man åter till figur 26 för och kontrollerar för residuallast på 40 000 ser man att sannolikheten för priser under 0 EUR är nära noll. Sannolikheten för priser under 10 EUR/MWh är just under 10 procent och priser under 20 EUR/MWh på runt 15 procent.

Figur 30. Varaktighetskurva över residuallast 2020. För 2013 ingår ej månaderna november och december.

6. Diskussion

Det kommer även i framtiden vara möjligt att exportera bort ett eventuellt överskott i vattenmagasinen från Norden till Tyskland. Vad det hela kommer ned till är en fråga om vilket pris man tvingas att acceptera på sin produktion. Ökade förbindelser mellan Norden och Tyskland av den magnitud som aviserats kommer definitivt innebära en högre känslighet i Norden för de tyska priserna.

För helåret ser det ut som att möjligheterna fortfarande kommer att vara goda utan att man behöver leverera till priser runt noll. Däremot kan det hända att man får acceptera priser ned mot eller strax under 20 EUR/MWh under längre perioder än enskilda timmar vilket historiskt sett har ansetts mycket lågt. Hur en sänkning på i snitt 4 EUR/MWh i Tyskland, som beräknats fram tidigare, slår på Norden är svårt att ge ett direkt svar på eftersom det beror på vilka timmar på dygnet som påverkas och om det är våt- eller torrår i Norden.

För enskilda månader kan priset komma ned relativt lågt jämfört med vad vi är vana vid. Under sommarmånaderna kan det tyska priset tryckas ned rejält under peak-timmarna då det historiskt varit höga priser, men dygnsmedlet ser ändå ut att i genomsnitt hålla upp ganska bra. Som tidigare nämnt är det oftast under sommaren som det nordiska systemet är som mest pressat. Därför får man anse att risken för priser så låga att de når ned under marginalpriset på kärnkraft är betydligt högre framöver eftersom det kommer vara svårare att exportera bort kraft under de normala högpristimmarna. Istället för att exportera bort överskottet kommer man då dra ned produktionen i nordisk kärnkraft.

En blåsig vintermånad finns potential att levereras till mycket låga priser i Tyskland. Där priser runt 25 EUR/MWh, som enligt modellen är sannolikt, är historiskt lågt. Däremot är påverkan kanske inte lika stor på Norden eftersom exportbehovet kan begränsas av kyla. Har vi dock varmt här kan det även slå på de nordiska priserna.

För enskilda timmar är sannolikheten för priser runt eller nära noll som högst under vinter och sommar men skillnaden mot övriga året är inte särskilt stor. Residuallasten uppvisar lägst värden mitt på dagen under sommaren samt under alla dygnets timmar mitt i vintern. Värden på mellan 20 000 MW och 10 000 MW för residuallasten är så pass låga att priser under 0 EUR kan uppstå flera gånger i veckan under den perioden.

Sammanfattningsvis kan man säga att den tydligaste skillnaden inte är absolutförändringen i pris utan ökad pris-volatilitet.

Den ökade volatiliteten innebär inte bara en nedsida. För de producenter som har möjlighet att styra produktionen i tiden kommer detta att leda till en viss ökad intjäningsförmåga. Detta gäller i synnerhet vattenkraftproducenter som kan välja att flytta vatten över både timmar och säsonger för att maximera sin produktion när priserna är som högst och därigenom också minimera inverkan av väldigt låga priser.

Produktion som missgynnas är troligen intermittent kraft så som vindkraften eftersom det inte går att styra när produktionen ska ske. Det kan till och med antas att produktionen i den nordiska vindkraften har en viss positiv korrelation med den tyska vilket således ytterligare minskar lönsamheten eftersom man kommer ha störst andel produkt under de timmar där priserna redan pressas ned av hög produktion på kontinenten. För den enskilda producenten kommer detta ha inverkan på den lönsamhet som investeringar i framtida vindkraft kommer kunna ge. En förväntan om minskad lönsamhet kommer således ställa ytterligare krav på styrmedel för att garantera lönsamheten. Eftersom vindkraften i dagsläget av många ses som den i närtid realistiska ersättaren av svensk kärnkraft, torde mer exakta beräkningar av hur stor denna effekt blir vara ett intressant ämne för vidare studier.

De produktionsslag som har en låg marginalkostnad men möjlighet att styra produktionen, så som kärnkraft, kommer i genomsnitt påverkas något negativt och uppleva en viss ökad osäkerhet. Andra produktionsslag som är högre upp i merit-order-kurvan, så som kolkondens, där produktionen i högre utsträckning styrs av priset, kommer få en betydlig ökning av osäkerheten i resultatet. Detta eftersom växlingen mellan att producera med höga marginaler och inte producera alls kommer ske oftare vid en högre prisvolatilitet.

Det bör tilläggas att dessa förhållanden snabbt kan förändras beroende på förändrade världsmarknadspriser på bränsle och styrmedel. Kraftigt ökade priser på utsläppsrätter är en reell möjlighet som skulle förändra merit order-kurvan och därigenom påverka sambanden i figur 25. Vidare bör tilläggas att den inverkan som ökad utbyggnad av förnyelsebar produktion har på energisektorns intjäningsförmåga inte ska förväxlas med den inverkan som fallande bränslepriser har. Låga priser på kol och utsläppsrätter bidrar till en allmänt låg prisnivå på elmarknaden, se figur 21, vilket direkt påverkar resultatet på alla produktionsslag som inte har någon kostnad för dessa i produktionen. Det gäller så väl vattenkraft, kärnkraft som gaskraft, där den sistnämnda har relativt lägre kostnad för utsläppsrätter än övrig fossilbaserad kraftproduktion.

Slutligen bör det tilläggas att en analys av hur hastigheten i residuallastens svängningar påverkar priset har utelämnats i denna undersökning. Påverkan på priserna kan skilja sig åt beroende på om residuallasten faller till låga nivåer under längre tidsperioder eller bara enskilda timmar. Eftersom det vid längre tidsperioder kommer bli lönsamt att stänga ned mer produktion, trots höga start- och stoppkostnader, kan det leda till att prisnivåerna som funktion av residuallasten blir något högre. Det här skulle därför kunna höja månads- och årsmedel något och bör i händelse av vidare analys vara något som tas mer i beaktan.

7. Slutsats

När pressen i Tyskland är som störst under sommaren och vintern kommer det stundtals att vara mycket svårt att exportera bort ett nordiskt vattenöverskott vilket särskilt sommartid kan leda till mycket låga priser i Norden men även sänka den allmänna prisnivån resten av året.

Detta kommer dock inte att vara längre än enskilda timmar eller dagar men rent prismässigt kan stora prisdifferenser mot normalen bli synliga även på månadsmedel.

Under ett helår kommer det inte vara något problem att exportera bort överskott av vatten eftersom det fortfarande existerar en tillräcklig mängd timmar då den tyska lasten är tillräckligt hög i förhållande till produktionen av förnyelsebart, vilket gör att import från Norden till relativt höga priser kan komma i fråga.

En ökad volatilitet i priserna kan också ge producenter med flexibel produktion, så som vattenkraft, ökad möjligheter att producera till höga priser. Förlorarna är de produktionsslag som har svårt att styra produktionen i tiden, så som vindkraft, eftersom de oftast tenderar att ha mycket produktion när priserna redan är låga och således förlorar på ökad prisvolatilitet. Alla produktionsslag kommer att bli exponerade för ökad osäkerhet i resultat.

8. Referenser

Alpman, M (2012), Nyteknik.se 2012-11-12, *Frågor och svar: Vad du behöver veta om Energiewende*, http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/energi/article3580591.ece

Burkhart, S (2013), *Market Analyst, BU Asset Optimisation Nordic* [Intervju 2013-09-01]

Cludius J, Hermann H, Chr. Matthes F, (2013), *The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2012*. Centre for Energy and Environmental markets, Sydney.

The Economist (2013), *Tilting at windmills*, economist.com 2013-06-15, <http://www.economist.com/news/special-report/21579149-germanys-energiewende-bodes-ill-countrys-european-leadership-tilting-windmills>.

EEX Paper on Energy Policy Cornerstones (2013), *Factors for the Success of the Energy Turnaround: Market and Europe*. Leipzig, Document version 0001A. https://cdn.eex.com/document/137479/20130618_EEX%20Energy%20Policy%20Cornerstones_EN.pdf
p 17

EEX (2013), *EEX Product Brochure*, <http://www.eex.com/en/products/-/37722> (Hämtad 2013-07-25)

ENTSO-E (2013a), entsoe.eu, *Procedures for cross-border transmission capacity assessments*. <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/> (Hämtad 2013-10-01)

ENTSO-E (2013b), ENTSO-E Member Companies. <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/> (Hämtad 2013-10-01)

Fritz, Peter (2013), *Modellering av elmarknaden på timnivå, investeringar, balanser priser och handel*, Sweco. http://www.nepp.se/pdf/Modellering_av_elmarknaden_Peter_Fritz (Hämtad 2013-10-24)

Nord Pool Spot (2013), *The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market*, Lysaker. <http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Rules-and-regulations/The-Nordic-Electricity-Exchange-and-the-Nordic-model-for-a-liberalized-electricity-market.pdf> (Hämtad 2013-07-09)

Nordic Energy Regulators (2013), *Nordic Market Report*. Helsinki: 2012:3. <http://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2012/> (Hämtad 2013-09-02)

Hirt, Lion. *The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on the relative price*. *Energy Economics* 2013.

http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/27135/RSCAS_2013_36.pdf?sequence=1
(Hämtad 2013-10-15)

Markedskraft (2012), *Long Term Price Forecast for Electric Power in Nordic Countries 2013-2035. December 2012 edition.* (Hämtad 2013-09-20)

Markedskraft (2013), *Webbaserad databas.* <https://www.mkonline.com/> (Hämtad 2013-10-25)

U.S. Energy Information Administration (2013),
<http://www.eia.gov/countries/countrydata.cfm?fips=gm#elec> (Hämtad 2013-08-05)

Vattenfall (2013), *Internt analysmaterial*

SLU
Institutionen för energi och teknik
Box 7032
750 07 UPPSALA
Tel. 018-67 10 00
pdf.fil: www.slu.se/energiogteknik

SLU
Department of Energy and Technology
P. O. Box 7032
SE-750 07 UPPSALA
SWEDEN
Phone +46 18 671000