



**ROYAL INSTITUTE
OF TECHNOLOGY**

På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige

En studie om behovet av reglerkraft

Version 2.0

Lennart Söder

**Professor i Elektriska Energisystem, KTH,
lennart.soder@ee.kth.se**

2013-03-07

Inledning.....	3
1.1. Nytt i Version 2.0.....	4
1.2. Planerade fortsatta studier	4
2. Funktionen i ett kraftsystem	4
2.1. Att hålla balans i ett kraftsystem.....	5
3. Sveriges nuvarande elförsörjning.....	6
3.1. Energibalanser	6
3.2. Effektbalanser.....	7
3.3. Prissättning av el	10
Prissättning av vattenkraft	11
Koppling mellan drift och prissättning	12
3.4. Elhandel	12
4. Energimöjligheter	14
4.1. Vattenkraft	14
4.2. Vindkraft.....	16
4.3. Sol-el.....	21
4.4. Andra tekniker för förnybar produktion och balansering	25
5. Energi- och effektbalanser vid 55 TWh vind- + sol-kraft	25
5.1. Exempel 1: 45 TWh vind + 10 TWh sol	25
5.2. Exempel 1: Energibalans – varaktighetskurvor	26
5.3. Exempel 1: Effektvariationer	26
5.4. Exempel 1: Effektbalanser	28
5.5. Exempel 2: 55 TWh nettotillförsel vid 75 procents begränsning	29
5.6. Exempel 2: Effektvariationer	34
5.7. Exempel 3: 55 TWh vind + sol och ingen kärnkraft	36
Vattenkraftens variation av effekt och månadsenergi.....	38
Behov av övrig produktion	40
6. Andra rapporter om integration av större mängder variabel förnybar energi	41
6.1. Svenska Kraftnäts rapporter från 2008 och 2012	41
6.2. Kungliga Vetenskapsakademiens Energiutskott.....	42
6.3. Detaljerade vattenkrafts-simuleringar vid KTH	42
7. Slutsatser	47
Bilaga 1: Hantering av elbalansen inom en timme.....	49
8. Litteraturförteckning	54

Inledning

Det finns i såväl Sverige som i andra länder en diskussion om att öka mängden förnybar el. European Commission har t ex ett framtids-scenario för "Energy Roadmap 2050" som består av 97 procent förnybar energi (European Commission, 2011). I Sverige avser Energimyndigheten att "på eget initiativ starta en utredning om hur Sveriges energisystem kan komma att se ut i framtiden. Framförallt handlar det om att ta fram kunskap om vilka energikällor som på ett kostnadseffektivt sätt kan fylla luckan, om ingen vill investera i ny kärnkraft i Sverige." (Sveriges Radio, 2013)

Syftet med denna rapport är att ge en kvalitativ förståelse om det förändrade behovet av reglerkraft vid en mycket större andel variabel förnybar elproduktion än idag. Detta är en andra upplaga där möjligheterna att integrera 55 TWh vind- och solkraft studeras. I rapporten visas att trots en mycket större andel variabel förnybar kraft så sker inga dramatiska förändringar av behovet av reglerkraft jämfört med idag, dvs kraftsystemets förmåga att följa med nettoförbrukningen från timme till timme. Nettoförbrukningen avser [förbrukning]-[vindkraft+solkraft] dvs den förbrukning som övriga kraftverk, inom eller utom landet, ska klara av. Anledningen är att vindkraftens variation från timme till timme är relativt liten, under ca 10% av installerad effekt, medan elförbruknings variation är betydligt större. En mer detaljerad studie, där upp till 30 TWh vindkraft har studerats och vattenkraften studerats på älv- och aggregat-nivå, ger liknande resultat, dvs inga dramatiska förändringar av behovet av reglerkraft. En annan aspekt av reglerkraft är förmågan att klara den högsta elförbrukningen i ett system med mycket variabel elproduktion, ofta benämnd högeffektreserver. I rapporten visas att den generella slutsatsen är att storleksordningen i kostnad för att klara denna utmaning är på nivån noll eller enstaka ören per kWh.

En grundläggande fråga är då vad som menas med "enbart förnybara energikällor". Frågeställningen uppstår eftersom Sverige är en del i det Nordiska elsystemet som i sin tur är en del i det Europeiska elsystemet som i sin tur är kopplat till såväl Afrika (Spanien-Marocko) som Ryssland (till Ural-bergen via Finland och Baltikum). I hela detta elsystem finns en kontinuerlig handel mellan länder och regioner. Vad som här avses med "enbart förnybara energikällor" är att elproduktionen per år från förnybara elenergi källor i Sverige ska motsvara elkonsumenterna i Sverige per år. Detta kan dock innebära att vid vissa tillfällen exporteras el, och vid andra tillfällen importeras el. Om man skulle ställa kravet att "ingen el får importeras om den inte kommer från förnybara energikällor" så förbjuder man därmed elhandel eller också får man studera "enbart förnybara energikällor i Europa, Nordafrika och Ryssland bort till Uralbergen". Den systemgräns som här valts är därmed årsstatistik. Detta innebär dock inte att frågan om effektbalans försummas.

Från den kunskap som hittills tagits fram, inklusive denna rapport, om större mängder vind- och solkraft finns inget hinder till att det skulle vara möjligt att, t ex, erhålla 55 TWh/år från vind- och solkraft i Sverige. Ur ekonomisk synvinkel behöver dock fler, mer detaljerade, studier göras för att ta reda på hur det mest rationella elsystemet baserat enbart på förnybara energikällor ska se ut. Om man ser detta som en möjlig utveckling kan det mycket väl visa sig att det är ekonomiskt rationellt att redan idag anpassa beslut (regler och investeringar) efter vad som är lämpligt för detta framtida elsystem.

De storheter som används är för elenergi TWh-terawattimmar = miljarder kWh-kilowattimmar, och för eleffekt MW-megawatt = en miljon Watt. Om 1 MW används/produceras under en timme motsvarar det energimängden 1 MWh, Megawattimme. 1 TWh = 1 miljon MWh.

1.1.Nytt i Version 2.0

Version 1.0 av denna rapport publicerades den 19 november 2012 (34 sidor). Det har sedan kommit in flera kommentarer och önskan om förtydliganden. Denna upplaga (57 sidor) inkluderar: a) Vilken typ av reglerkraft hanteras/hanteras inte i rapporten (beskrivs nu i kapitel 2), b) frågan om svängmassa vid hög andel kraftverk utan synkronmaskiner (beskrivs nu i kapitel 2, Bilaga 1 och extra exempel i kapitel 5.5), c) ytterligare en aspekt på hantering av frågan om ansvar för effektbalans (beskrivs nu i slutet på kapitel 5.4). d) beskrivning av timsimuleringar och utmaningar vid 55 TWh vind+sol och ingen kärnkraft, e) en del detaljer beskrivs om vilka simuleringsmetoder som använts.

1.2.Planerade fortsatta studier

När det gäller nivån 30 TWh/år från vindkraft har relativt detaljerade simuleringar genomförts där det svenska vattenkraftssystemet och vattendomar har beaktats, se kapitel 6.3. I dessa beräkningar förutsätts dock att samtliga andra kraftverk idag (utom vind och vatten) även i framtiden används i fortsättningen på precis samma sätt som idag. Denna detaljeringsgrad har dock inte använts för alternativet med 55 TWh vind- och solkraft. Detta innebär att det finns ett behov av följande studier:

- a) Scenarier då flera av dagens kraftverk är stängda
- b) Scenarier då andra kraftverk, elbilar etc i Sverige kan delta i den reglering som behövs
- c) Scenarier med, t ex, 55 TWh vind- och solkraft
- d) Scenarier med 100 procent förnybar el som svensk produktion
- e) Scenarier med en Nordisk och/eller Nordeuropeisk modell inklusive handelsmöjligheter inkluderande reglerbehov och regler-möjligheter i grannländer
- f) Beräkningar för olika typer av år: våtår, torrår, vindår etc
- g) etc

Exakt upplägg av dessa studier diskuteras för närvarande (mars 2013).

2. Funktionen i ett kraftsystem

Ett kraftsystem består av kraftverk, generatorer samt de ledningar, kablar och transformatorer som kopplar ihop alla kraftverken med de olika elförbrukarna. Till detta kommer mät- informations- och skyddssystem som används för att hantera hela systemet på ett effektivt sätt.

Funktionen i kraftsystemet är att:

1. Se till att konsumenterna erhåller den efterfrågade effekten (t ex en 60 W-lampa), när de trycker på on-knappen. Detta ska fungera oavsett om det är haverier i kraftverk, blixten slår ner i en ledning, en utlandsförbindelse havererar, det blåser etc. Detta är detsamma som att kontinuerligt upprätthålla en balans mellan total produktion och total konsumtion.
2. Se till att konsumenter får en rimlig spänning, t ex ca 230 V, i vägguttaget. Om spänningen avviker för mycket fungerar inte utrustningen som avsett.
3. Punkten 1-2 ska upprätthållas med rimlig tillförlitlighet. Denna är aldrig 100,000... procent, eftersom detta är orimligt dyrt.

4. Punkt 1-3 ska upprätthållas på ett såväl ekonomiskt som hållbart sätt.

I denna rapport behandlas huvudsakligen punkten 1, 3 och 4 ovan, dvs hur man i ett framtida elsystem med stor andel förnybar kraft upprätthåller balansen mellan produktion och konsumtion på ett rimligt sätt.

2.1. Att hålla balans i ett kraftsystem

Det är fysiskt omöjligt att "göra av med el", t ex använda en 60 W lampa, utan att det exakt samtidigt tillförs exakt samma mängd produktion på något sätt. Det är därmed fysiskt omöjligt att "låna" energi. På samma sätt är det fysiskt omöjligt att producera el utan att denna exakt samtidigt konsumeras. Detta innebär därmed att i samtliga elsystem så gäller alltid att

$$\text{total elproduktion} = \text{total elkonsumtion inklusive förluster}$$

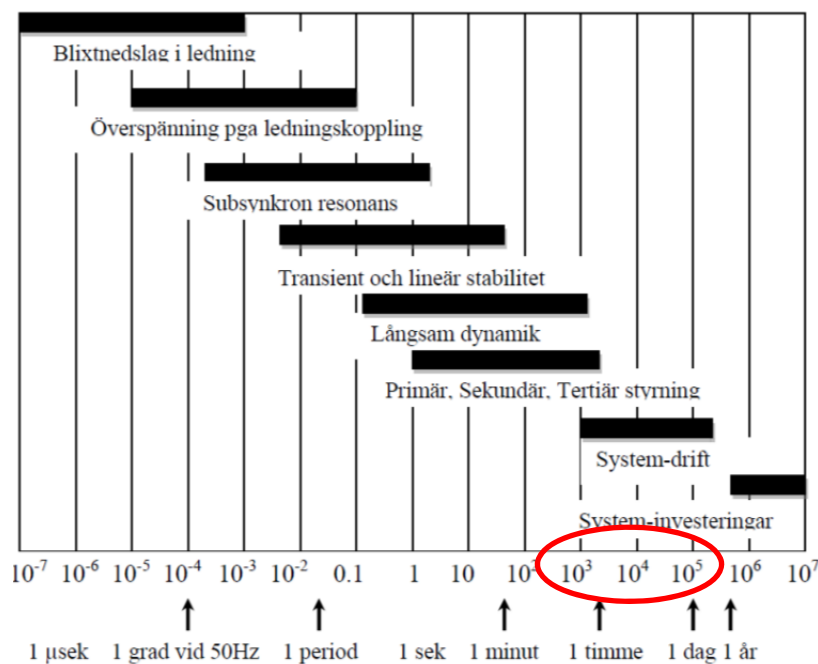
Detta är inte en "önskan" utan gäller definitionsmässigt alltid. Ett extremt exempel är ett totalt haveri i elsystemet då ekvationen ovan innebär att det är noll på båda sidor, dvs ingen elproduktion och ingen elkonsumtion. I de flesta kraftverk finns dock en svängmassa, dvs rotorn i generatoren som tillsammans med själva turbinen roterar. Detta innebär en upplagrad energi, dock väldigt liten i praktiken om man tittar på ett sådant kraftverk så gäller:

$$\text{turbineffekt} + \text{ändrad effekt i svängmassan} = \text{elproduktion}$$

Detta innebär i praktiken att om elproduktionen plötsligt ökar och turbineffekten (t ex mängden vatten genom ett vattenkraftverk) inte ökar exakt samtidigt, så kommer denna extra effekt istället från svängmassan som därmed bromsas och rotationshastigheten minskar.

Utmaningarna i ett kraftsystem kan klassificeras enligt Figur 1. Som framgår av figuren finns det fenomen som blixtnedslag i elledningar (vilka leder till överspänningar som ofta ger ett överslag till stolpar, vilket i sin tur leder till en kortslutning vilket i sin tur leder till att ledningen kopplas bort, vilket antingen leder till elavbrott, eller att strömmen flyttas till en parallell-gående ledning) som sker på mikrosekundskala upp till investeringar som kan ta fler år. Samtliga fenomen i Figur 1 måste kunna hanteras för att elförsörjningen ska fungera tillfredsställande.

Med "reglerkraft" avses här att man håller balans mellan total produktion och konsumtion inom tidsintervallet timme till dygn, men för att detta ska fungera måste även de andra fenomenen kunna hanteras. Ett exempel är att om man har en viss elförbrukning under en timme (energi/timme, MWh/h) så ändras normalt förbrukningen kontinuerligt inom timmen, och även dessa förändringar måste kunna hanteras. Under de senaste åren i Sverige har bedömningen varit att den huvudsakliga utmaningen vid större mängder vindkraft är just i detta intervall (timme-dygn) och inte vad som sker från sekund till sekund. Detta är skälet till att endast detta perspektiv behandlades i version 1.0 av denna rapport. Vid stora mängder vind- och solkraft kan dock även snabbare fenomen, dvs ändringar från sekund-sekund, innebära utmaningar.



Figur 1 Tids- och frekvensintervall för olika fenomen i ett kraftsystem (Lennart Söder, 2011). Med "Reglerkraft" avses intervallet timme till dygn.

Mer detaljer om denna hantering inklusive viss hantering ner till sekundnivå beskrivs i mer detalj i Bilaga 1: Hantering av elbalansen inom en timme.

3. Sveriges nuvarande elförsörjning

3.1. Energibalanser

Den svenska energiförsörjningen har under de senaste 20 åren byggt på en stor andel vattenkraft och kärnkraft. På senare år (2009-2012) har dock kärnkraften producerat på en lägre nivå än tidigare. Vattenkraftens årsproduktion varierar mellan olika år beroende på tillrinningen från regn och snösmältning, samt beroende på hur mycket vatten som sparas mellan olika år. Den "normala" vattenkraftsproduktionen baserat på beräkningar med underlag för tillrinningarna (1960-2010) är 65,5 TWh och lagringskapaciteten i de svenska vattenkraftsmagasinen är 33 TWh (Svensk Energi, 2011). Tillrinningen från regn och snösmältning varierar dock och extremvärden har varit 55 TWh (1996 – "torrår") och 79 TWh (2001 – "våtår"). Vid torrår använder man normalt mer av vattnet sparat från året innan och under våtår så sparar man mer till nästa år. Detta gör att elproduktionen inte varierar lika mycket som tillrinningen mellan olika år.

Förutom vattenkraft och kärnkraft finns i Sverige elproduktion inom industrin (så kallat industriellt mottryck) samt i kraftvärme (man producerar elkraft och fjärrvärme samtidigt). I vissa extrema situationer används också elproduktion i oljeeldade kraftverk (Karlshamn) och i gasturbiner (också fossilbränsle).

Vindkraften har ökat under de senare åren genom att fler vindkraftsverk byggs. Även vindkraften varierar mellan olika år, på grund av olika väder, men dessa variationer är något mindre än vattenkraftens variation mellan olika år (Soder L. , 1999).

Elproduktion från solceller är mycket liten i Sverige för närvarande, men i t ex Tyskland har det varit en mycket stor expansion under senare år.

Tabell 1 visar elproduktionen i Sverige under de senaste åren

Kraftslag	2009	2010	2011	2012
1-Vattenkraft [TWh]	65,3	66,8	66	78
2-Kärnkraft [TWh]	50	55,6	58	61
3-Vindkraft [TWh]	2,5	3,5	6,1	7,1
4-Kraftvärme – bio+avfall [TWh]	5,5	6,5	5,5	Totalt=15 detaljer ej tillgäng- liga
5-Kraftvärme – olja, kol, gas [TWh]	3,8	5,9	3,9	
6-Industrimottryck – bio [TWh]	5,5	5,8	5,5	
7-Industrimottryck – olja, kol, gas [TWh]	0,4	0,4	0,9	
8-Kondens – olja [TWh]	0,7	0,5	1	
9-Total elproduktion [TWh]	133,7	145	146,9	161
Andel förnybar elproduktion [procent]	58,9%	57,0%	56,6%	
Import (+), export (-)	4,7	2,1	-7,2	-20
Total konsumtion	138,4	147,1	139,7	142

Tabell 1: Elenergiproduktion fördelat på kraftslag (Svensk Energi, 2011)

Andelen förnybart beräknas som den andel av total produktion som kommer från vattenkraft, vindkraft och biobränslen, dvs (rad 1+3+4+7)/(rad 9).

3.2.Effektbalanser

I ett elsystem hålls i praktiken en kontinuerlig balans mellan produktion och konsumtion. Det finns ingen egentlig "lagring" i själva nätet utan så fort som konsumtionen ökar så finns det system som gör att också produktionen ökar exakt lika mycket. Samma system (den så kallade frekvensregleringen) gör att en ökning av vindkraftsproduktionen direkt medför minskning i annan produktion (i Sverige vattenkraft) om elförbrukningen antas konstant.

Ibland används uttryck som "elbrist" eller "elöverskott", men dessa termer är inte tekniska (i fysiken är det omöjligt med konsumtion utan produktion) utan snarare ekonomiska, där "elbrist" avser att någon vill förbruka el, men det finns ingen kapacitet, medan "elöverskott" avser att det finns kraftverk som egentligen inte borde byggts då de inte används på ett rationellt sätt.

Det är en utmaning att komma fram till hur man ska få in tillräckligt med kapacitet i ett elsystem så att man mycket sällan behöver koppla bort kunder (som egentligen vill fortsätta konsumera). Utmaningen i det nordiska systemet är kopplat till extrema väderlekar (mycket kallt under längre tid) som gör att elvärmda hus i stora delar av Sverige samtidigt används på hög nivå. Utmaningen är också kopplad till el-tillgången i grannländerna, dvs om de samtidigt har hög elförbrukning och om deras möjligheter att exportera till Sverige under dessa tillfällen. I Sverige är dessa situationer mycket ovanliga (några timmar och inte vartenda år), vilket gör att man måste ha tillgång till effekt som nästan aldrig används. Om man, till exempel, bygger en gasturbin som enbart används 5 timmar varje år så är kostnaden för elproduktionen i detta kraftverk 60 kr/kWh. Det är bland annat detta som medfört att man idag har ett stort intresse av att få till ett system så att kunder kan få betalt om de minskar konsumtionen. Om man t ex stänger av sin elpanna (5 kW) under den timme när gasturbinen annars behövs så sparar man en kostnad om 300 kr för elsystemet förutsatt att

gasturbiner därmed inte behöver byggas. Det finns många som är beredda att minska sin elkonsumtion, eventuellt med ett automatiskt system, om man får den ersättningen. Flera studier har gjorts för Sverige gällande detta, se t ex (Fritz, 2006)

För att hantera extrema situationer och förhindra att elkunder ofrivilligt kopplas bort, har vi i Sverige infört ett speciellt system, den så kallade Effektreserven, vilket bland annat inneburit en speciell lagstiftning (Svenska Kraftnät, 2012). Enligt denna upphandlar Svenska Kraftnät inför varje vinter maximalt 1750 MW kapacitet, vilket kan vara såväl kraftverk som frivillig (betald) minskning av konsumtionen. Denna upphandling innebär att de som kontrakteras får en fast ersättning för vintern, till skillnad från andra elproducenter som enbart får betalt då de producerar.

I Tabell 2 sammanställs hur de senaste effektopparna hanterats. Det kan påpekas att man i denna statistik studerar energi per timme [MWh per timme], motsvarande genomsnittseffekt [MW] per timme. Vilka kraftverk som används en given timme bestäms av deras tillgänglighet (de måste fungera) och det pris de önskar få betalt för att köra (är kravet högre än verkligt pris körs inte

Kraftslag	Installerad effekt [MW]	21 dec 2009 16-17 [MW]	8 jan 2010 17-18 [MW]	22 dec 2010 17-18 [MW]	23 feb 2011 08-09 [MW]
Förbrukning		24180	25390	26700	26000
Vattenkraft	16197	12040	13250	10900	12330
Vindkraft	2899	90	310	330	240
Bio+avfall	3195	3830	4000	3380	2480
Fossilt bränsle	4793				
Kärnkraft	9363	5330	6070	8700	7930
Effektreserv	Prod. + kons.	Ja - i SE4	Ja	Ja – låg nivå	Nej
Totalt:	36447	21290	23660	23310	22980
Import – Norge	3595		188	801	606
Import – Danmark	2440		958	1543	1769
Import – Finland	2450		9	715	-235
Import – Tyskland	600		598	296	260
Import – Polen	600		0	0	0
Total import:	9685	3180	1750	3370	2400

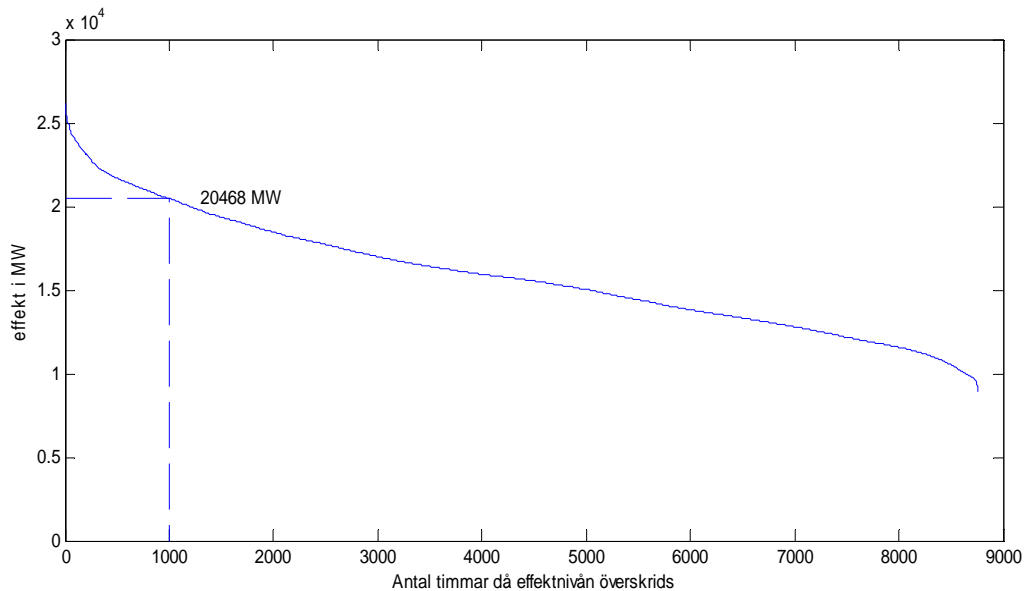
Tabell 2 Installerad effekt från (Svensk Energi, 2011), Last- och produktions-data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011), Import-data från (Nordpool spot, 2010-2011)

kraftverket). Mer om prissättning i avsnitt 2.3. De timmar som sammanställs nedan är de timmar som haft högst förbrukning per kalenderår. Det kan påpekas att ibland finns istället statistik för ”högst elförbrukning per vinter”, vilket ibland ger andra tidpunkter. I verkligheten måste effektbalans upprätthållas varje timme (och sekund) medan tabellen enbart visar genomsnitt per timme.

Toppkonsumtionen är viktig, speciellt när det gäller hur mycket effekt som måste finnas tillgängligt, antingen som produktion inom landet eller som import utifrån. Det kan också finnas möjligheter att minska elkonsumtionen med olika åtgärder.

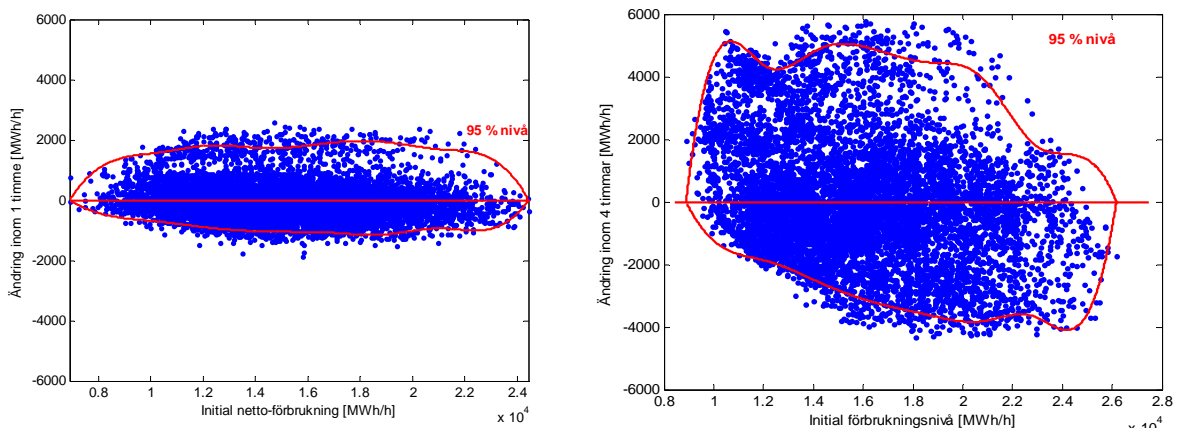
Det är dock inte bara toppförbrukningen som är intressant utan även generell hög förbrukning samt hur lång tid förbrukningen är på hög nivå. Ett sätt att beskriva detta är med en varaktighetskura.

Denna visar hur lång tid en viss nivå överskrids. I Figur 2 visas en varaktighetskurva för svensk elförbrukning år 2011. Denna kurva erhålls genom att man tar alla elförbrukningsnivåer under året och sorterar dem i fallande ordning. Den visar, till exempel, att den högsta elförbrukningen var 26174 MW (överskrids aldrig = 0h) och den lägsta var 8884 MW (överskrids alltid = 8760h). Av figuren framgår också att under 1000 timmar var elförbrukningen högre än 20468 MW. Detta innebär, till exempel, att om man har tillgång till 20468 MW hela året så behöver man mer effekt (import eller annan produktion) under 1000 timmar.



Figur 2 Varaktighetskurva för elförbrukningen i Sverige 2011

Förutom toppförbrukning (Tabell 2) och hur vanlig en situation är (Figur 2), så måste kraftsystemet även klara av att hantera förändringar. Det innebär att när elförbrukningen ökar eller minskar så måste vissa kraftverk följa med så att produktion = konsumtion i varje ögonblick. Exempel på detta visas i Figur 3, där ändringarna avser energi/timme.

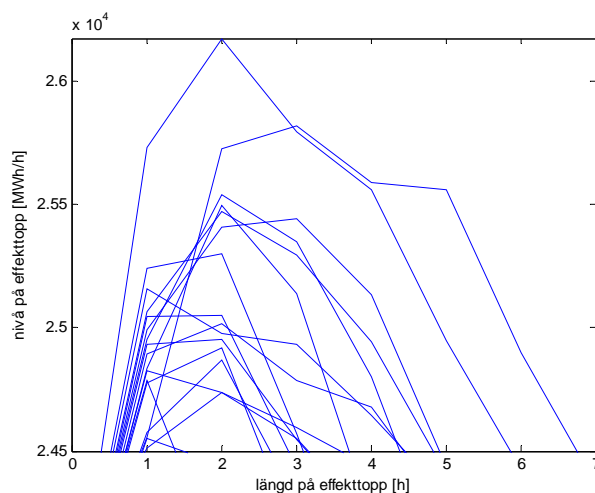


Figur 3 Ändring av elförbrukning i Sverige under 2011 under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

I Figur 3 visas samtliga effekttändringar för 2011 för 1 respektive 4 timmar i form av punkter. Den vänstra figuren visar att förbrukningsökningen under en timme var mindre än 2000 MW under 95 procent av tiden medan förbrukningsminskningen under en timme var mindre än 1000 MW under 95 procent av tiden. Under 4 timmar är motsvarande data ca 5000 MW för ökning och 4000 MW för minskningar. Avseende 4-timmars-ändringar så framgår att stora ökning inte är vanliga vid hög elförbrukning, vilket är naturligt, och att större minskningar inte heller är vanliga vid låga nivåer. Detta har betydelse för vilka marginaler man behöver ha vid driften av kraftsystemet.

För det svenska systemet kan nämnas att vattenkraftsproduktionen är ca 65 TWh/år motsvarande en genomsnittseffekt om 7400 MW. Vattenkraftverk kan ändra sin produktion inom 5-10 minuter vilket gör att dessa kraftverk är mycket flexibla. En möjlig begränsning som alltid måste beaktas är den hydrologiska kopplingen där vatten från ett kraftverk kommer fram till nästa inom en viss tid och då måste det finnas utrymme i det magasinet.

En annan relevant fråga är hur länge som effekttoppar varar. I dagsläget är frågan inte så central, men i en framtid då man kan klara kortare effekttoppar genom flexibel elförbrukning och/eller lagring, så spelar längden på effekttopparna roll. För de data som analyserats här, dvs svenska elförbrukningen 2011 gäller längd på effekttoppar enligt Figur 4. Den högsta elförbrukningen under 2011 var 26174 MWh/h.



Figur 4: Utseende på effekttoppar under 2011 som funktion av tiden.

Figuren visar, till exempel, att den längsta effekttoppen över 24500 MW varade i 6 timmar.

3.3. Prissättning av el

Producenterna av el behöver intäkter för att kunna finansiera drift av och reinvesteringar i sina kraftverk. Prissättningen i Sverige går till på följande sätt.

Vi utgår från en viss timme, kl 8.00-9.00

1. Dagen innan, senast kl 12, ska kraftbolagen lämna in ett bud för hur mycket de vill ha betalt i kronor per MWh produktion. För kraftverk som drivs med bränsle (kärnkraft, kraftvärme) ligger budet ofta i nivå med driftskostnaden, dvs de vill åtminstone ha betalt för bränslet. För

vattenkraft, se nedan. För Sverige måste man ange vilket delområde i Sverige som budet avser. Det finns fyra områden i Sverige.

2. Svenska Kraftnät och motsvarande organisationer i våra grannländer har innan 12.00 gjort en uppskattning av hur mycket el som kan transporteras mellan de olika svenska områdena, samt till/från grannländer för den givna timmen.
3. De som säljer el i de olika områden skickar in sina bud på vad de är beredda att betala för att köpa el. Normalt ligger det så högt så att de får det som de efterfrågat.
4. För varje område i Sverige sätts sedan ett pris. Priset sätts på en nivå så att produktionen blir lika stor som konsumtionen i varje område. Vad gäller mellan områden så går alltid elen från ett område med lågt pris till ett område med samma eller högre pris.

Detta är den huvudsakliga prissättningen för närvarande. En konsekvens av denna metod är att såväl produktion som konsumtion bygger på prognoser för vad man tror behövs flera timmar in i framtiden. Detta gör att man har andra system för att justera för dessa förändringar (Elbas, så kallad "intra-day"-handel respektive reglermarknaden inom timmen). Dessutom är inte konsumtionen konstant inom varje timme. Som framgår i Figur 2 så kan konsumtionen ändras med 2000 MW mellan olika timmar och balansen måste hållas kontinuerligt.

Prissättning av vattenkraft

Vattenkraft har en direkt driftskostnad som är mycket låg. Vattnet är i princip gratis. Vatten kan dock lagras i magasin. I Sverige har vi en total magasinskapacitet om ca 33,7 TWh (Svensk Energi, 2011). Detta innebär att ägarna till vattenkraftverken kan välja när vattnet ska användas, dvs vid ett visst tillfälle eller spara till senare. Om vi tar situationen ovan, dvs en viss dag kl 8.00-9.00. När vattenkraftsägarna väljer vilket pris de vill ha för sin vattenkraft så är alternativet till att sälja det just denna timme att spara det till framtiden. Om man tror att man kan sälja det sparade vattnet en vecka senare och då få 400 kr/MWh (= 40 öre/kWh) så vill man åtminstone få samma pris om man ska sälja det just denna timme. Detta innebär att prissättningen av vattenkraft beror på:

- a) Möjligheter att spara vatten, vilket beror på tillrinning och utrymme i magasinen
- b) Elpriset i framtiden i den situation som man sparar vattnet till

Båda dessa faktorer är osäkra vilket gör att olika bolag kan göra olika bedömningar. Dessutom varierar förutsättningarna beroende på vårflod, kall vinter, regnig höst etc vilket medför att priset på vattenkraft varierar stort över året och mellan olika år. Det kan påpekas att företagen prissättning av vattenkraft i princip inte står i motsättning till ett samhällsekonomiskt utnyttjande av vattnet! Vid mycket höga elpriser används normalt bränsleeldade kraftverk med mycket höga driftskostnader någonstans i elsystemet, normalt inte i Sverige utan i våra grannländer. Ur ekonomisk synvinkel är det bra att man minskar användningen i dessa kraftverk och det är därmed bra att man så mycket som det är möjligt sparar vatten till dessa tillfällen. Det bästa är därmed att använda vattenkraften när elen är som dyrast vilket dagens prissättningsmekanism bör leda till.

Det kan dock tilläggas att när man studerar ett visst år i efterhand så har vattenkraftägarna nästan alltid gjort fel, dvs de har t ex sparat för mycket vatten från höst till vår (ger högre priser på hösten) eller för lite (ger högre priser på våren). Man måste dock beakta att detta just är en efterhandsanalys, och det är inte lätt att avgöra vad som är strategiskt beteende och vad som berodde på att man "trodde fel".

Koppling mellan drift och prissättning

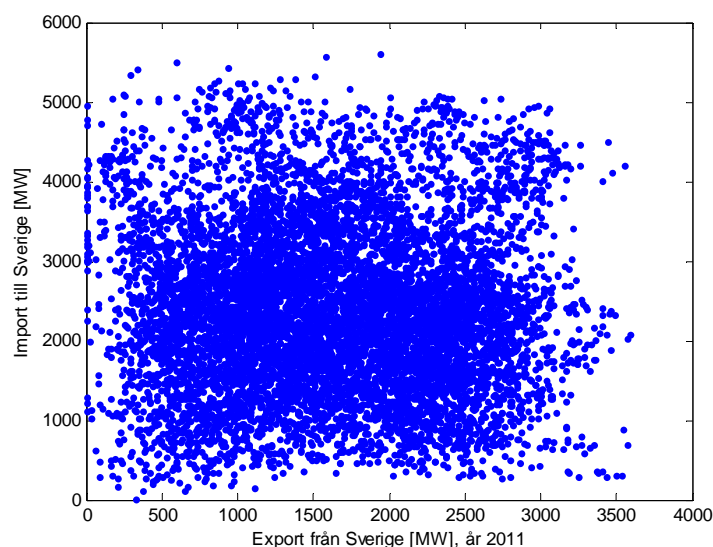
Elförbrukningen varierar kontinuerligt. Detta medför att elproduktionen också måste variera på samma sätt. Ska producenterna producera mer vid ett visst tillfälle måste därmed priset vara högre vid detta tillfälle. Detta gör att priset i princip följer med i takt med konsumtionsändringen. Hög konsumtion motsvarar högt pris och låg konsumtion motsvarar lågt pris. Det finns dock stora mängder vattenkraft i Sverige och grannlandet Norge. Det gör att vattentillgången får en central betydelse på veckomedelvärdet på elpriset. Mycket vattentillgång gör att man inte behöver den dyrare bränsle driven kraften vilket ger lägre pris.

Av stor betydelse är även elhandeln mellan olika områden och länder. Om elpriset är högre i Tyskland än i Sverige under en given timme så säljer man så mycket som möjligt till Tyskland. Om elpriset, å andra sidan är lägre i Tyskland så importerar Sverige istället under den timmen.

Detta system måste beaktas när man studerar tabell 2 ovan, dvs hur elsystemet och dess resurser utnyttjades vid en hög elförbrukning. Att Sverige importerar betyder att import var den billigaste lösningen vid detta tillfälle, dvs billigare än att använda ytterligare svenska kraftverk. Kan också tilläggas att 23 feb 2011, 08-09 så exporterades 235 MWh till Finland samtidigt med hög elförbrukning i Sverige. Elhandeln ger ett mer utjämnt pris mellan olika områden och gör att man kan dela på resurser. Alla länder behöver inte ha kapacitet att klara alla interna extrema situationer eftersom dessa inte inträffar exakt samtidigt i alla länder.

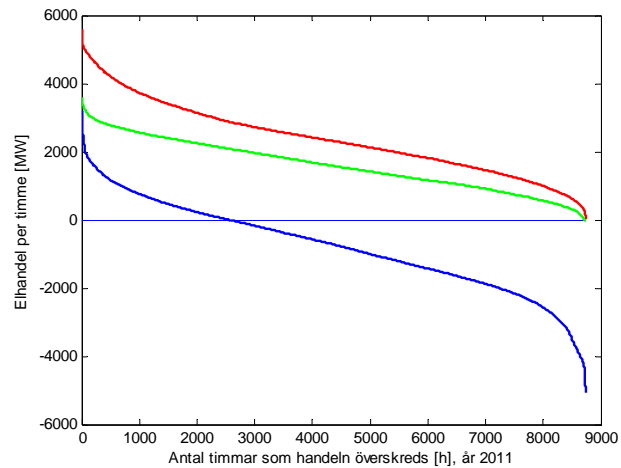
3.4. Elhandel

Sverige har en relativt stor möjlighet att handla med grannländerna. Som framgår av Tabell 2 har Sverige en importkapacitet om 9685 MW, och ungefär lika stor exportmöjlighet. Hur denna handelsmöjlighet utnyttjas beror på elpriset i Sverige och i grannländerna. Elen flyter från områden med lägre pris till högre pris, eller mellan områden med samma pris och då från områden med överskottsproduktion till områden med underskottsproduktion. I Figur 5 visas ett exempel på vilken elhandel Sverige hade med grannländerna under 2011.



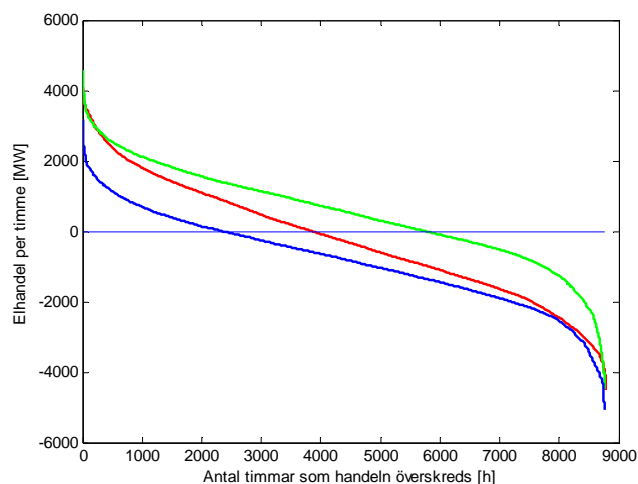
Figur 5 Elhandel mellan Sverige och grannländerna under 2011 (Nordpool spot, 2010-2011)

Varje punkt i Figur 5 visar en specifik timme, dvs hur mycket import och export det var under varje timme. Från figuren framgår att det ofta är både import och export. Det finns ett par timmar utan export, men endast en med ingen import. Den genomsnittliga mängden el som transporteras genom Sverige (dvs minimum av export och import) var under 2011 1400 MW, motsvarande 12,3 TWh energi som därmed transporterades genom Sverige.



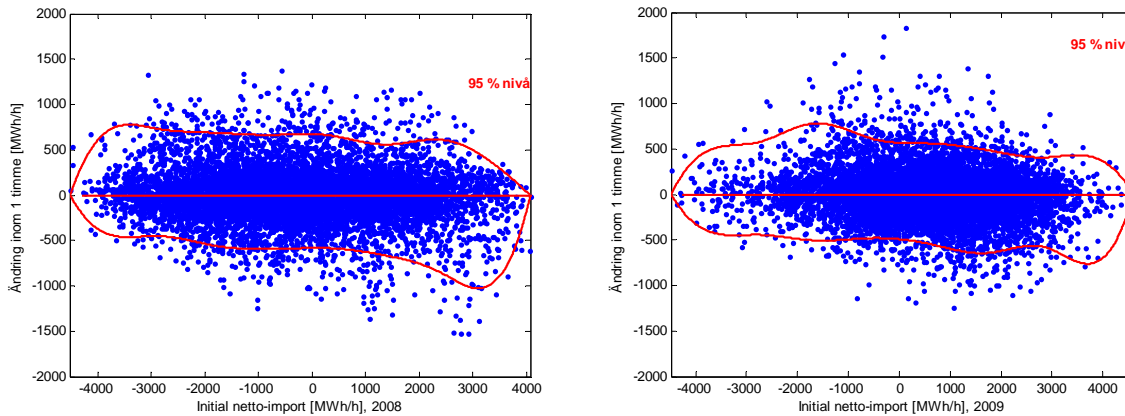
Figur 6 Varaktighetskurvor för **export** (översta kurvan), **import** (kurvan i mitten) och **nettoimporten** (nedersta kurvan) för Sverige, år 2011. (Nordpool spot, 2010-2011)

Ett annat sätt att visa på elhandeln är att studera varaktighetskurvor, där man kan se hur vanligt olika nivåer på import och export är. Under 2011 var exporten högre än importen, dvs nettoimporten var huvudsakligen negativ, se Figur 6. Nettohandeln varierar mellan olika år. I Figur 7 visas varaktighetskurvor för nettoimporten för tre olika år. Under 2009 (översta kurvan) var det nettoimport på årsbasis medan det under 2008 och 2009 var nettoexport på årsbasis.



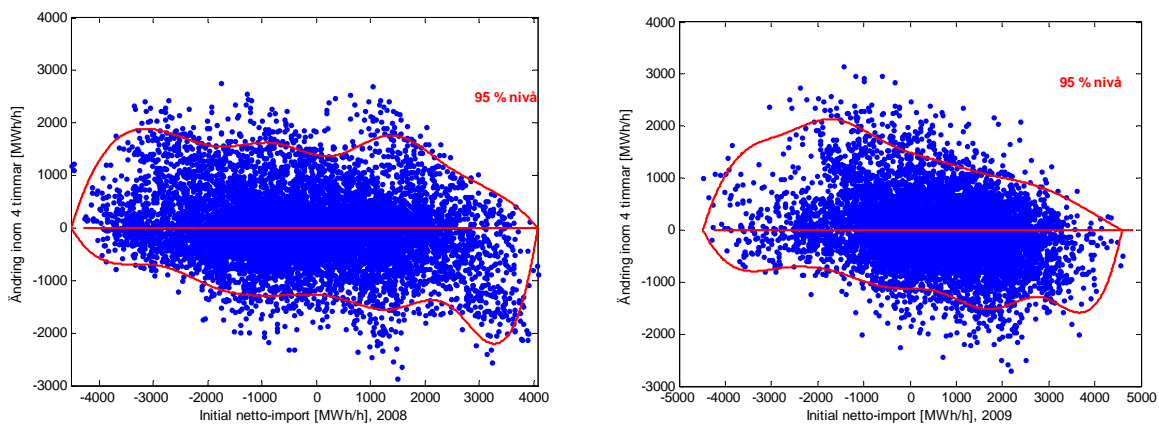
Figur 7 Varaktighetskurvor för nettoimport för Sverige för **2008** (mitten), **2009** (överst) och **2011** (nederst), (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

För att kunna balansera förbruknings- och andra variationer (t ex från vindkraft) i Sverige och i grannländerna så ändras elhandeln från timme till timme. Hur stora dessa förändringar är kan visas i grafer på samma sätt som visades i Figur 3 för elförbrukningen.



Figur 8 Ändring av nettoimporten till Sverige under 2008 under 1 timme (vänster) och 2009 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

Figur 8 visar hur nettoimporten till Sverige ändrades inom en timme för de två åren 2008 och 2009. Figur 9 visar motsvarande för ändringar inom 4 timmar.

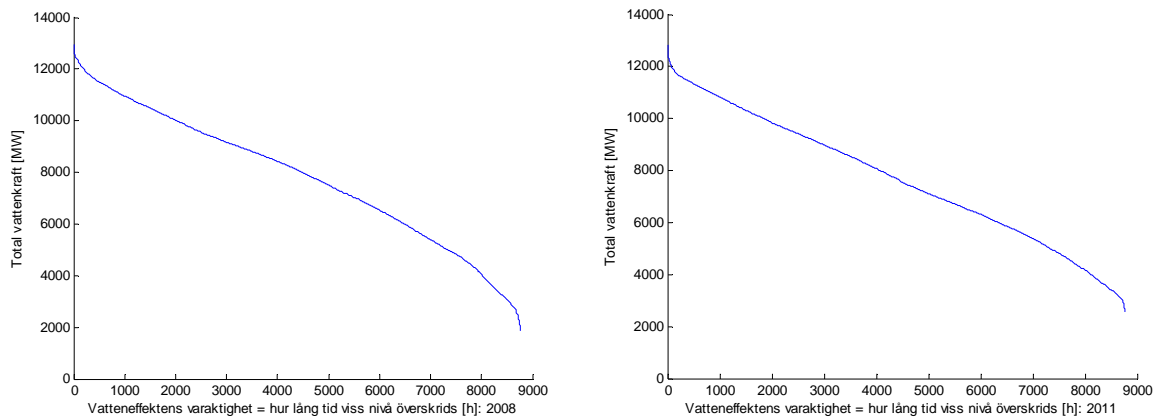


Figur 9 Ändring av nettoimporten till Sverige under 2008 under 4 timmar (vänster) och 2009 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

4. Energimöjligheter

4.1. Vattenkraft

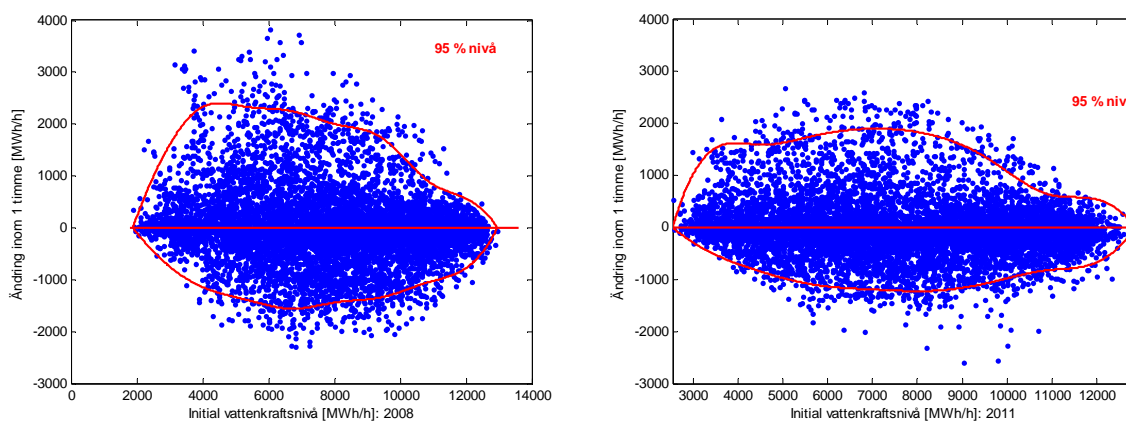
Vattenkraften bidrar till en stor del av Sveriges Energiförsörjning. Produktionen varierar mellan olika år beroende på nederbörd och hur mycket som sparas mellan olika år. Den installerade effekten är 16197 MW (se Tabell 2), men det är inte så vanligt att den installerade effekten används av olika anledningar. I Figur 10 visas varaktighetskurvor för hur vattenkraften användes i Sverige under 2008 och 2011.



Figur 10 Varaktighetskurva för vattenkraftsproduktionen under 2008 (vänster min=1875 MW, max=12951 MW) och 2011 (höger min=2546 MW, max=12839 MW). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

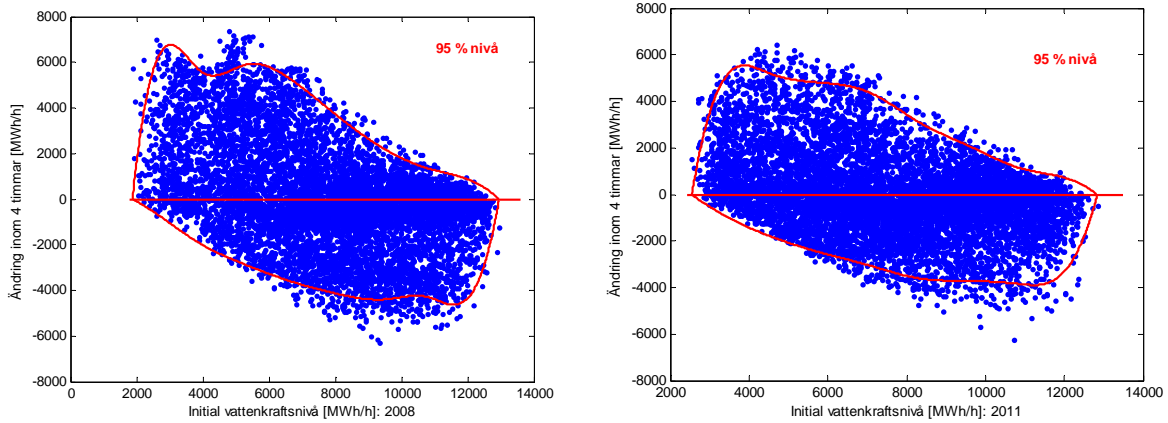
Som framgår av Figur 10 så har för dessa två år effekten varierat mellan ca 2000 och 13000 MW. Vattenkraften är det kraftslag i Sverige som varierar mest och används för att balansera produktion och konsumtion. Skälet till att just vattenkraften används är att övriga kraftverk (huvudsakligen kärnkraft, kraftvärme, vindkraft och industriellt mottryck) har lägre marginalkostnad (= extra kostnad för att producera ytterligare en MWh) än elpriset och pga detta vill man därför av ekonomiska skäl använda dessa kraftverk så mycket som det går.

Vattenkraftens variation kan också, på samma sätt som för elförbrukningen, beskrivas med hur vanligt olika ändringar är, se Figur 11



Figur 11 Ändringar av vattenkraftens produktion inom en timme för 2008 (vänster) och 2011 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

Som framgår av dessa figurer så användes vattenkraften mer för snabbare reglering under 2008 (upp till ca +3500 MW mellan två timmar), medan den maximala ökningen under 2011 var ca 2500 MW mellan två timmar. Motsvarande data för ändringar inom 4 timmar visas i Figur 12.



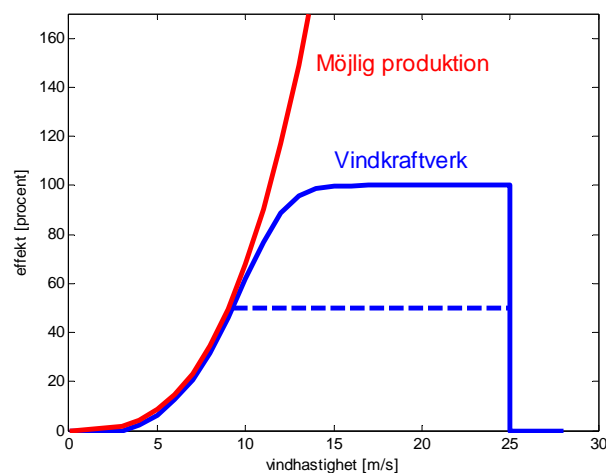
Figur 12 Ändringar av vattenkraftens produktion inom fyra timmar för 2008 (vänster) och 2011 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

Även för fyra-timmarsreglering var ändringen något högre för vattenkraften under 2008 (ca +7000 MW) medan ändringen under 2011 var upp till ca +6000 MW.

4.2. Vindkraft

Ett vindkraftverk producerar el från vinden. Energin som tas upp kommer från den rörelseenergi som finns i vinden. När man tar ut energin minskar vindhastigheten, dvs det blåser mindre på läsidan av vindkraftverket än på lovartsidan där vinden kommer ifrån. Det är inte tekniskt möjligt att ta ut all energi ur vinden eftersom det skulle innebära att det är vindstilla på läsidan av vindkraftverket. Man kan visa att man maximalt kan ta ut 59 procent av energin i vinden i ett vindkraftverk (Betz lag).

Figur 13 visar hur mycket energi man kan få ut från ett visst vindkraftverk (Magnusson, 2004) samt hur mycket energi som teoretiskt (beaktat 59 procent möjligt) går att få ut från vinden.



Figur 13 Vind-effektfunktion för ett vindkraftverk

Som framgår av figuren så tar man ut så mycket som möjligt upp till ca 11 m/s. Därefter begränsas produktionen. Detta sker genom att man flöjlar bladen. Mellan ca 17-25 m/s får man maximal effekt. Orsaken till att man gör detta är att man annars måste bygga kraftigare generator och maskiner så att mer effekt kan erhållas. Samtidigt är vindar över 11-12 m/s mycket ovanliga så man gör en ekonomisk bedömning av vilken effektnivå som är lämplig för en given vindturbin, dvs en given längd på bladen.

Figur 13 visar också en streckad kurva där man halverar den maximala effekten i vindkraftverket genom att flöjla bladen redan vid ca 9 m/s. Konsekvensen av detta blir a) man får ut mindre energi, b) man får oftare maximal effekt. Av detta framgår tydligt att man inte kan värdera ett vindkraftverk efter hur ofta man får maximal effekt. I praktiken innebär en mycket lång tid med maximal effekt att man oftare flöjlar bladen, dvs man "spiller" vindenergi eftersom den inte används.

Vindkraften har ökat i Sverige under de senaste åren.

Tabell 3 visar utvecklingen under de senaste 9 åren.

År	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Årsenergi (TWh)	0,9	0,9	1,0	1,4	2,0	2,5	3,5	6,1	7,1
Installerad effekt 31 dec [MW]	452	493	583	832	1085	1448	2019	2899	3744

Tabell 3: Vindkraftens utveckling i Sverige 2004-2012, (Energimyndigheten, 2012), (Svensk Energi, 2011)

För framtiden finns en mycket stor potential för vindkraften.

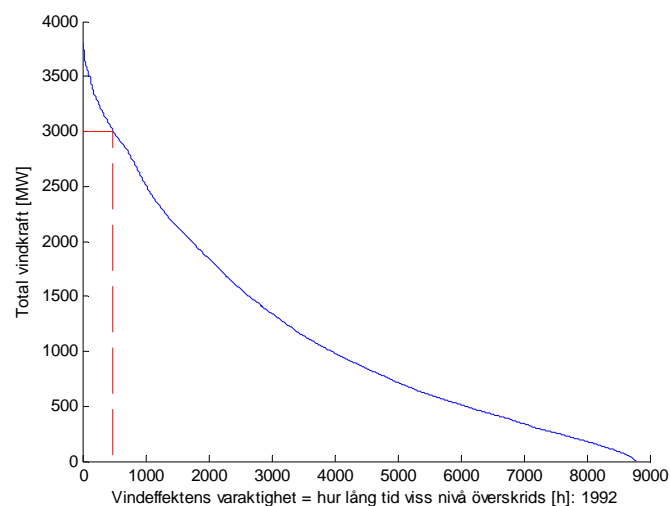
- I (Svensk Energi, 2011) framgår att: " Svensk Energi gjorde en egen investeringsenkät år 2008 som visade på en total investeringsvolym om 300 miljarder kronor fram till år 2018 under förutsättning att vindkraften fortsätter att byggas ut till nivån cirka 17 TWh år 2020. Vindkraften står för cirka en tredjedel av den totala volymen."
- Svenska Kraftnät gjorde en sammanställning 2010-2011 med en viss uppdatering 2012. Både on-shore och några off-shore ingick. En grov uppskattning var att ca hälften av projekten då var i stadiet "indikation/scanning", det allra tidigaste stadiet. Siffran blev 45 000 MW och omfattar vindkraftprojekt som SvK, Vattenfall, Fortum och E.ON antingen redan har anslutet eller fått förfrågningar om. Med förfrågningar avses allt ifrån lösa frågor till "regelrätta" anslutningsansökningar.
- En kartläggning av Sveriges länsstyrelser tillståndsansökningar för vindkraftverk gjordes under 2012 och av alla ansökningar, motsvarande 80 TWh producerad vindkraft per år, förväntas ungefär hälften av ansökningarna att få tillstånd, med en stor del av dem placerade i norra Sverige (Söderberg, 2013).
- Energimyndigheten har tagit fram ett "planeringsmål 30 TWh vindkraft i Sverige år 2020" (Energimyndigheten, 2007)

Det kan nämnas att om man tar Svenska Kraftnäts sammanställning så innebär nivån 45000 MW ca 100 TWh i årsproduktion från vindkraften. Om man antar att hälften av detta blir av så motsvarar det 50 TWh/år. Nivån innebär att om man i Sverige, t ex, skulle införa ett fastprissystem och betala ca 1 kr/kWh skulle produktionen bli mycket stor, säkert över 50 TWh. Men i dagsläget har Sverige ett

elcertifikatsystem vilket medför att om det byggs mer än vad certifikatsystemet är gjort för så kommer certifikatspriset att bli mycket lågt vilket kraftigt skulle försämra ekonomin för vindkraftsbolagen.

För analys av vindkraften i denna rapport har här använts de data som finns presenterade i rapporten (Magnusson, 2004). Resultatet från den studien utgörs av tidsserier av effektproduktionen för 56 vindkraftsanläggningar i Sverige baserat på tänkta geografiska placeringar. Huvudscenariot, vilket används här, är 4000 MW vindkraft fördelat över hela landet. Detta ger som genomsnitt en elproduktion per år om ca 10 TWh. Från denna rapport kan man ta fram elproduktion per timme för dessa 4000 MW för åren 1992-2001. Vindkraftverket som används i rapporten har vind-effekt-kurva enligt Figur 13. Studien bygger på verkliga vinddata från 1992-2001 så den ger en realistisk bild av hur vindkraften skulle kunna variera. År 1992 har här valts då det ger en årsproduktion som ligger nära 10 TWh: 10,2 TWh.

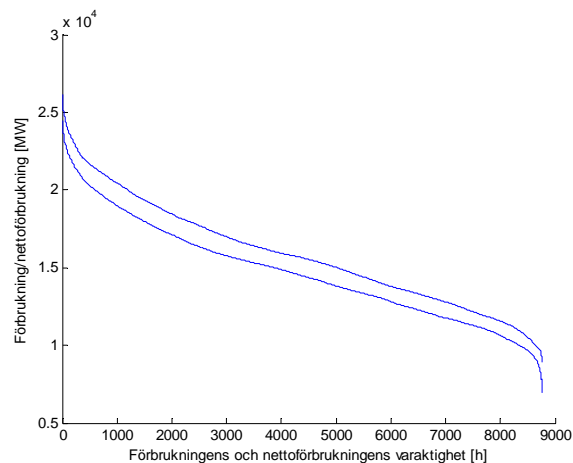
Vinden varierar kontinuerligt och eftersom elproduktionen varierar med vinden enligt Figur 13 varierar också elproduktionen. Figur 14 visar varaktighetskurvan för vindkraften enligt data beskrivna ovan, dvs 4000 MW vindkraft spritt över hela Sverige för året 1992.



Figur 14 Varaktighetskurva för vindkraft i Sverige. Baserat på vinddata för 1992

Maximal produktion blev 3808 MW. Nivån 3000 MW överskred under 488 timmar, dvs under 5,6 procent av året. Lägsta nivån var 0,5 MWh/h och inträffade 18 maj kl 02-03.

Av intresse för kraftsystemet är hur vindkraften samvarierar med elkonsumtionen. Utmaningen är att klara den övriga produktionen på ett säkert sätt, dvs skillnaden mellan elkonsumtion och vindkraft, den så kallade netto-produktionen = elförbrukning – vindkraft. Om man antar att man har 2011 års konsumtion och 1992 års vindkraftsproduktion kan man beräkna detta. Det kan tilläggas att i dessa beräkningar har vindkraftsproduktionen den 29 februari tagits bort, då 1992 var ett skottår vilket 2011 inte var. Resultatet visas i Figur 15.



Figur 15 Varaktighetskurva för elförbrukning (överst) och nettoförbrukning (nederst) i Sverige. Baserat på elförbrukning för 2011 och vinddata för 1992.

Den översta kurvan i Figur 15 visar samma resultat som Figur 2, dvs varaktighetskurvan för elförbrukningen 2011. Den maximala förbrukningen var 26174 MWh/h. Om man för varje timme beräknar nettoförbrukning (som ska klaras av andra kraftverk) så erhålls den nedre kurvan när man lägger timvärdena efter varandra i fallande storleksordning. För nettoförbrukningen är maxvärdet 24445 MWh/h, dvs en minskning med 1729 MWh/h. Minsta elförbrukningen är 8884 MWh/h medan den minsta nettoförbrukningen är 6902 MWh/h, dvs en minskning med 1982 MWh/h. Som framgår av figuren och dessa två data så är minskningen ungefär lika stor för samtliga nivåer. Det kan tilläggas att en årsproduktion om 10,2 TWh motsvarar en genomsnittlig produktion om 1157 MW.

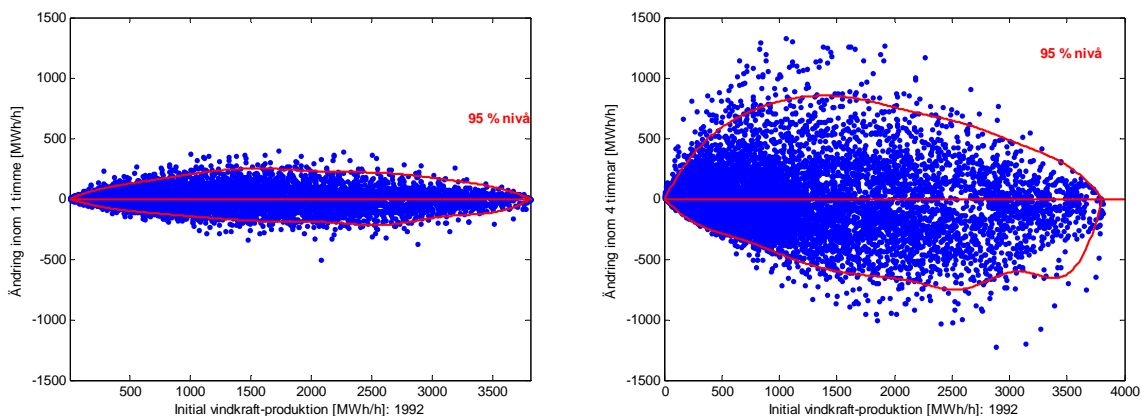
Det bör dock påpekas att man här tagit elförbrukning och vindkraft från olika år. Frågan är då hur representativa dessa data är när man i verkligheten ska ta elförbrukning och vindproduktion från samma tid. Den egentliga frågan är om det är någon korrelation, dvs samvariation, mellan elförbrukning och vind. Över året finns en positiv korrelation eftersom det både blåser mer och är högre elförbrukning under vintern. Frågan är dock hur det ser ut just vid hög elförbrukning. I Tabell 4 har vindkraftsproduktionen som använts ovan (Magnusson, 2004) för åren 1992 studerats för de tillfällen då elkonsumtionen varit som högst för varje år. Datum och tidpunkt för högsta elförbrukning per år har hämtats från (Svensk Energi, 1992-2001).

Datum	tid	Maximal förbrukning [MW]	Vindkraft [MW]	Andel av installerad effekt [procent]	Andel av årsgenomsnitt [procent]
1992-01-20	08-09	23900	459,9	11,5	40,3
1993-12-14	16-17	24400	468,0	11,7	41,0
1994-02-14	08-09	24400	1134,8	28,4	99,4
1995-12-21	08-09	24400	1312,1	32,8	114,9
1996-02-07	08-09	26300	549,8	13,8	48,2
1997-02-17	08-09	25500	1941,1	48,5	170,0
1998-12-07	16-17	24600	2253,0	56,3	197,4
1999-01-29	08-09	25800	823,7	20,6	72,2
2000-01-24	08-09*	26000	520,5	13,0	45,6
2001-02-05	17-18	26800	1915,8	47,9	167,8
Genomsnittligt värde:			1137,9	28,4	99,7

Tabell 4: Vindkraftens tillgänglighet vid hög elförbrukning för åren 1992-2001.

Den genomsnittliga vindkraftsproduktionen vid 10 TWh/år är 1142 MW. Resultatet från denna studie är att genomsnittet vid hög förbrukning är ungefär densamma som årsgenomsnittet. Samma resultat har erhållits vid en annan studie av åtta tidigare elförbrukningstoppar, men då studerades endast vindkraftsproduktion i södra Sverige (Söder, Vindkraftens tillgänglighet vid hög last, 1987). Som framgår av denna tabell är den genomsnittliga vindkraftsproduktionen vid hög elförbrukning (1137,9 MWh/h) lägre än minskningen i exemplet i Figur 15 (1729 MWh/h). Det ska dock påpekas att det inte är exakt samma sak som visas i tabellen respektive figuren. I Tabell 4 visas endast en timme per år, medan Figur 15 studerar samtliga timmar under året. I princip skulle det kunna blåsa mycket vid den högsta elförbrukningen, men betydligt mindre vid den näst högsta elförbrukningsnivån. Därför är metoden som visas i Figur 15 bättre än den i Tabell 4. Metoden i Figur 15 för ett givet år och given vind kan aldrig ge ett större vindkraftsbidrag till minskad toppförbrukning än om man bara studerar ett tillfälle per år.

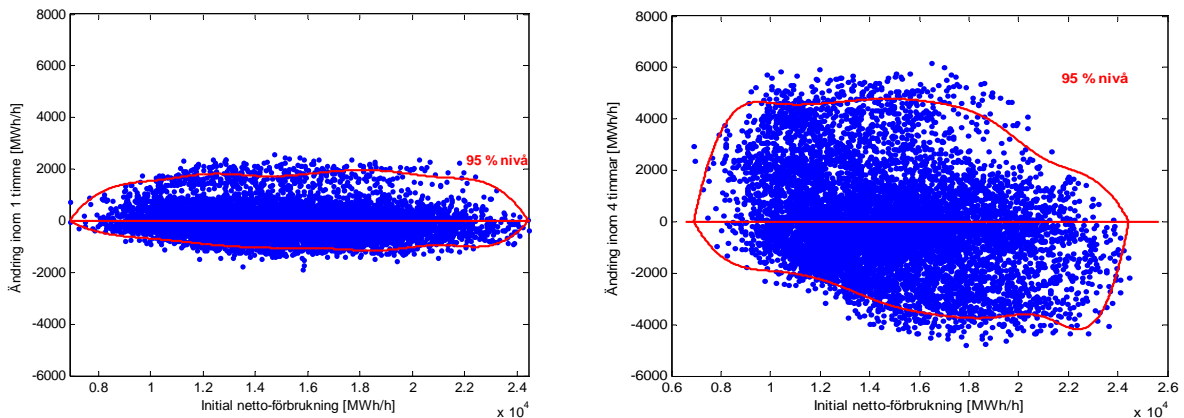
Vad som även är centralt för driften av kraftsystemet är hur snabbt förändringar sker. Ett första steg är att studera hur vindkraften kan variera mellan olika timmar. Detta visas i Figur 16.



Figur 16: Vindkraftens variation under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger)

Figur 16 visar att 4000 MW vindkraft varierar upp till ungefär 300 MW (dvs < 10 procent) mellan olika timmar och upp till ca 1200 MW (ca 30 procent) inom 4 timmar.

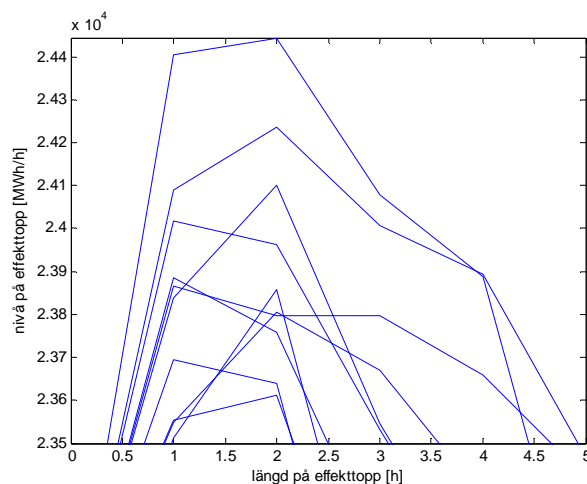
I ett kraftsystem med större mängder vindkraft måste den övriga produktionen följa med nettokonsumtionens variation, se Figur 17. För enbart elförbrukningen, se Figur 3.



Figur 17. Ändring av nettoförbrukning i Sverige under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger). Elförbrukningsdata från (Svenska Kraftnät, 2001-2011) och 4000 MW vindkraft för 1992. Data från (Magnusson, 2004)

I Figur 3 visades samtliga förbrukningsändringar för 2011 för 1 respektive 4 timmar. I Figur 17 visas istället motsvarande netto-förbrukningsändringar. Skillnaden för båda diagrammen är relativt liten. Detta beror på att vindkraftsproduktionen ofta är på relativt låg nivå (<3000 MW under ca 94 procent av tiden, se Figur 14) och att vindkraften är spridd över hela landet och det sker därmed inte så stora förändringar inom en timme. 4-timmars-förändringar kan dock vara större. Observera att y-axeln har ändrad skala om man jämför Figur 17 med Figur 3.

En annan relevant fråga är hur länge som höga nivåer på nettoförbrukningen varar. För de data som analyserats här, dvs svenska elförbrukningen 2011 och 4000 MW vindkraft för 1992 erhålls längd på dessa höga nivåer enligt Figur 18. Den högsta nettoförbrukningen var 24445 MWh/h.



Figur 18: Utseende på netto-effekttoppar som funktion av tiden.

Som framgår av Figur 18 så har maximala nivån på netto-förbrukningen minskat jämfört med enbart elförbrukningen i Figur 4. Maximala längden på effekttoppar för de sista 1000 MW är ca 4 timmar.

4.3.Sol-el

El kan erhållas direkt från solinstrålning med solceller. Tekniken har funnits länge och har på senare år kommit ner ordentligt i kostnad jämfört med tidigare. Kostnaden kan under vissa förutsättningar i

dagsläget ligga på ca 2 kr/kWh vilket är ett högre pris än t ex vindkraft eller dagens marknadspris. När det sjunker ytterligare kan det inom ett par år hamna på ungefär samma nivå som många konsumenter betalar för sin el, dvs marknadspris + skatter avgifter och nätkostnad. I ett sådant läge kan sol-el komma att expandera starkt då det blir lönsamt för konsumenter att generera egen el. Mycket beror dock på skattesystem, möjligheter till så kallad netto-debitering etc.

Sol-el står för närvarande för en mycket liten produktion i Sverige om man ser det ut hela nationens synvinkel. I Sverige fanns i slutet av 2011 15,8 MW solceller (IEA-PVPS, 2012). Motsvarande siffror var för Tyskland 24820 MW och för Italien 12803 MW (IEA-PVPS, 2012). Totalt fanns i hela världen ca 63600 MW att jämför att i slutet av 2009 var nivån 20760 MW, dvs mer än en tredubbling på två år. Utvecklingen är därmed mycket snabb.

I denna rapport görs en uppskattning av hur en möjlig installation av större mängder solceller skulle ge för effektvariationer. För detta har data funnits tillgängligt från 11 platser i Sverige. Data har erhållits från SMHI och avser solinstrålningsvärden per timme för åren 1997-2001. Erhållna soldata avser genomsnittlig effekt per timme över en horisontell yta [$Wh/h/m^2$] för global och diffus strålning. Dessutom har temperaturdata och vinddata erhållits. De två sistnämnda är viktiga eftersom vanliga solceller verkningsgrad minskar vid ökad temperatur. Man kan formulera samma slutsats som att verkningsgraden ökar vid lägre temperatur, dvs mycket sol en sval blåsig dag i maj kan mycket väl ge mer el än en mycket varm och stilla dag i juli. Dessa data finns dock enbart för var tredje timme. Här har antagits linjär interpolation för att få fram temperatur- och vind-data för varje enskild timme.

De data som används är de för 1999 då kvalitén varit bäst. Dock har inte alla datapunkter funnits med. I de fall de inte funnits har samma soldata som timmen innan antagits, respektive samma temperaturdata som datapunkten innan, dvs 3 timmar innan. För vissa platser har kvalitén varit för dålig så dessa data har inte använts. För Lund användes temperaturdata för Malmö. Stockholms-data var för dåliga.

I Tabell 5 sammanställs data för de platser som data erhållits från. I grundexemplet har här antagits att det finns lika stor yta med solceller på samtliga ställen. I tabellen visas även maximal effekt per kvadratmeter med användandet av soleffektberäkning enligt nedan, samt även maximal effekt med en antagen yta så att 10 TWh sol-el erhålls per år.

Plats	1:Lund	2:Växjö	3-Visby	4-Norr-köping
Max W/kvm	96,02	91,30	90,51	91,43
Max MW	1264	1202	1191	1203
Plats	5-Karlstad	6-Borlänge	7 Frösön	8- Umeå
Max W/kvm	90,83	88,84	84,88	88,18
Max MW	1195	1169	1117	1160
Plats	9-Luleå		Summa	
Max W/kvm	87,82			
Max MW	1156		10657	

Tabell 5: 9 platser med antagen solet i Sverige.

Elproduktionen från en solkraftsanläggning beror på solinstrålning, yta och verkningsgrad på solceller vilket är en funktion bland annat av



temperatur på solcellerna. Temperaturen på solcellerna beror på uppvärmning från solen och även på kylningen vilken beror på bland annat utetemperatur och kylning från vinden.

Här har antagits att erhållen elproduktion per timme kan beräknas enligt följande formel (Widén, 2011):

$$P(k) = AI_T(k)\eta_c(k)\eta_{add}$$

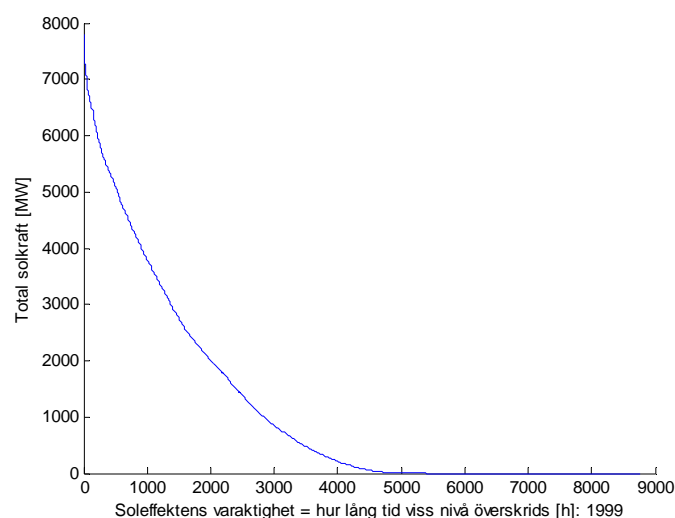
där A =solcellernas area, $I_T(k)$ =solinstrålning [W/m^2], $\eta_c(k)$ =solcellernas effektivitet, η_{add} = effektivitet i övriga delar, t ex omriktare. Solcellernas effektivitet beror på omgivande temperatur enligt (Beckman, 1991), (Widén, 2011):

$$\eta_c(k) = \eta_{c,STC} \left[1 - \mu(T_a(k) - T_{c,STC} + CI_T(k)) \right]$$

där $\eta_{c,STC}$ = solcellernas effektivitet vid *Standard Test Conditions, STC*, μ = solcellernas temperaturkoefficient, $T_{c,STC}$ = solcellernas temperatur vid STC och C = koefficient för instrålningsberoende. Modellparametrar har satts till att representera ett system med solceller med kristallint kisel och en standard-omriktare (Widén, 2011): ($\eta_{add} = 0.8$, $\eta_{c,STC} = 0.14$, $\mu = 0.4\%/^{\circ}C$, $T_{c,STC} = 25^{\circ}C$, $C = 2.8\%$ per $^{\circ}C$)

Totalt erhålls med dessa antaganden en installerade effekt om 10657 MW (se Tabell 5) för att erhålla en årsproduktion om 10 TWh. Som jämförelse kan nämnas att detta är mindre än hälften av den mängd solceller som för närvarande finns i Tyskland.

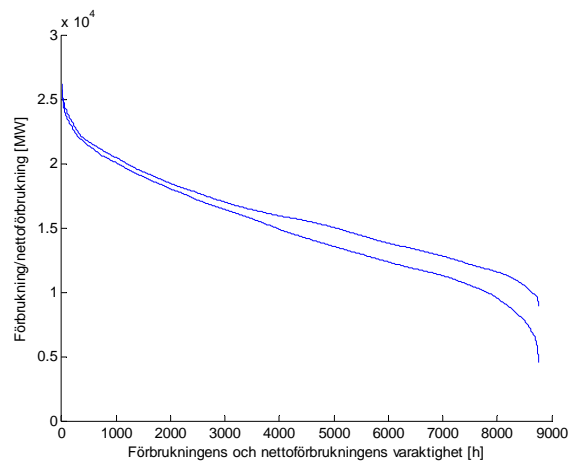
Varaktighetskurvan för total soles i Sverige visas i Figur 19. Som framgår av figuren sker en viss sammanlagring av solcelleffekten, dvs maximal erhållen total produktion (7805 MW) är lägre än totalt installerad effekt (10657 MW). Detta beror på att max effekt inte inträffar samtidigt vid de olika platserna.



Figur 19 Varaktighetskurva för total solesproduktion från 10657 MW solceller i Sverige.

Solelen produceras huvudsakligen under vår-sommar-höst, dvs inte så mycket på vintern.

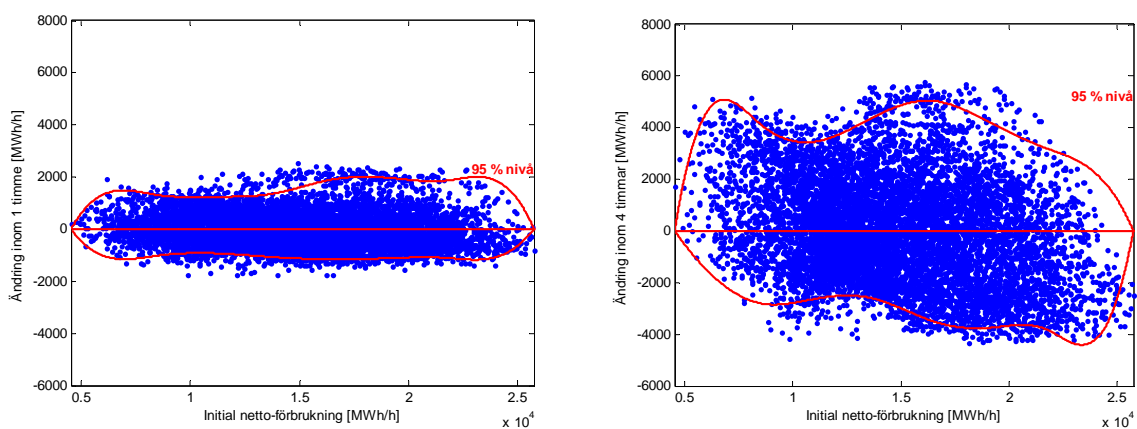
Av intresse för kraftsystemet är, på samma sätt som för vindkraft, hur solkraften samvarierar med elkonsumtionen. Om man antar att man har 2011 års konsumtion och 1999 års solkraftsproduktion kan man beräkna detta. Resultatet visas i Figur 20.



Figur 20 Varaktighetskurva för elförbrukning (överst) och nettoförbrukning (nederst) i Sverige. Baserat på elförbrukning för 2011 och soldata för 1999.

Den översta kurvan i visar samma resultat som Figur 2, dvs varaktighetskurvan för elförbrukningen 2011. Den maximala förbrukningen var 26174 MWh/h. Om man för varje timme beräknar nettoförbrukning (som ska klaras av andra kraftverk) så erhålls den nedre kurvan när man lägger timvärdena efter varandra i fallande storleksordning. För nettoförbrukningen är maxvärdet 25738 MWh/h, dvs en minskning med 436 MWh/h. Minsta elförbrukningen är 8884 MW/h medan den minsta nettoförbrukningen är 4541 MWh/h, dvs en minskning med 4343 MWh/h. Som framgår av figuren och dessa två data så är minskningen betydligt större vid låga förbrukningsnivåer än vid höga. Det kan tilläggas att en årsproduktion om 10 TWh (dvs solkraftens årsproduktion) motsvarar en genomsnittlig produktion om 1142 MW.

Vad som även är centralt för driften av kraftsystemet är, på samma sätt som med och utan vindkraft, hur snabbt förändringar sker, se Figur 21. För enbart elförbrukningen, se Figur 3.



Figur 21. Ändring av nettoförbrukning i Sverige under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger). Elförbrukningsdata från (Svenska Kraftnät, 2001-2011) och 10657 MW sol-kraft för 1999. Data från SMHI.

I Figur 3 visades samtliga förbrukningsändringar för 2011 för 1 respektive 4 timmar. I Figur 21 visas istället motsvarande netto-förbrukningsändringar med solkraft. Skillnaden på en-timmes-variation är relativt liten.

4.4. Andra tekniker för förnybar produktion och balansering

I denna upplaga kommer enbart möjligheterna har få större energibidrag från vind- och solkraft att studeras. Andra tekniker som kommer studeras senare inkluderar

- **Vågkraft**, där det finns ny teknisk utveckling på aggregatsnivå
- **Värmekraft**, vilket inkluderar biobränslebaserad kraftvärme (småskalig och storskalig), samt kondenskraft
- **Elbilar**, vilket ökar elkonsumtionen men kan också bidra till flexibilitet
- **Smarta elnät**, vilket inkluderar att kunder kan vara flexibla och använda mindre el vid vissa tillfällen då det är fördelaktigt ur elsystemets synvinkel.
- **Effektivare energianvändning**, vilket kan minska elförbrukningen. Beroende på teknik så inverkar det vid vilka timmar och hur mycket som elförbrukningen minskar.
- **Elhandel med grannländer**, vilket innebär att variationer från elförbrukning, vindkraft och solkraft sammanlagras över ett större område vilket ger mindre relativa nettovariationer. Dock innebär detta också större elhandelsvolym mellan de olika områdena.
- **Använda biogas**, vilket innebär att "överskott" från t ex vindkraft, via elektrolys kan omvandlas till vätgas vilken sedan kan lagras i biogasnätet. Biogasen kan sedan användas för elgenerering eller fjärrvärme. Detta har bland andra föreslagits av (Peter Eriksson, 2013)

5. Energi- och effektbalanser vid 55 TWh vind- + sol-kraft

I detta avsnitt kommer två exempel med 55 TWh vind+sol att presenteras. Det första gäller samma exempel som i Version 1 av denna rapport. I det andra exemplet har en gräns på att man i Sverige åtminstone måste få 25 procent av produktionen från andra kraftverk än vind och sol lagts in. I ett tredje exempel har samma data som exempel 2 men mer detaljer över året rörande övrig produktion beaktats.

5.1. Exempel 1: 45 TWh vind + 10 TWh sol

I detta exempel studeras en tillförsel om 45 TWh vindkraft och 10 TWh solkraft, dvs totalt 55 TWh variabel förnybar kraft. Detta är ungefär samma produktionsnivå som kärnkraft + vindkraft hade under 2009-2010, se Tabell 1. För vindkraften motsvarar detta 18000 MW, vilket innebär ungefär samma vindkrafts täthet (MW/km^2) som i dagens Spanien och Portugal, medan den blir ungefär hälften så stor som i dagens Danmark och Tyskland, se **Tabell 6**. 10 TWh solkraft motsvarar en installerad effekt om 10657 MW, med en max-produktion om 7805 MW, se avsnitt 4.2.

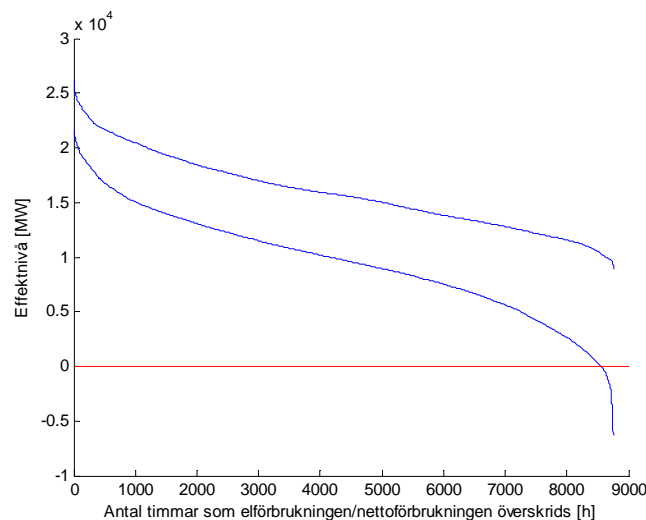
Land	Vindkraft [MW]	Yta [km^2]	Täthet MW/km^2
Danmark	3871	43093	0,0898
Tyskland	29060	356733	0,0815
Spanien	21674	504782	0,0429
Portugal	4083	92000	0,0444
Sverige	18000 (i denna studie)	449964	0,0400

Tabell 6 Mängden vindkraft i olika länder, landytor från (Nationalencyklopedien), vindkraftdata från (EWEA, 2012)

Enbart de år som studerats tidigare kommer analyseras, dvs 2011 för elförbrukningen, 1992 för vindkraften och 1999 för solkraften. Syftet med dessa studier är att få en strukturell förståelse för problematiken samt även se storleksordningen av olika utmaningar. 45 TWh vindkraft har erhållits genom att multiplicera elproduktionen från 4000 MW vindkraft med 4,5.

5.2.Exempel 1: Energibalans – varaktighetskurvor

Med större mängd sol- och vindkraft måste den övriga energiproduktionen följa nettovariationen, dvs skillnaden mellan elförbrukningen och summan av vind- och sol-kraftsproduktion.



Figur 22 Varaktighetskurvor för elförbrukningen (överst) och nettoförbrukningen (nederst). Nettoförbrukningen består av elförbrukningen (data från 2011), 45 TWh vindkraft (data från 1992) och 10 TWh solkraft (10 TWh).

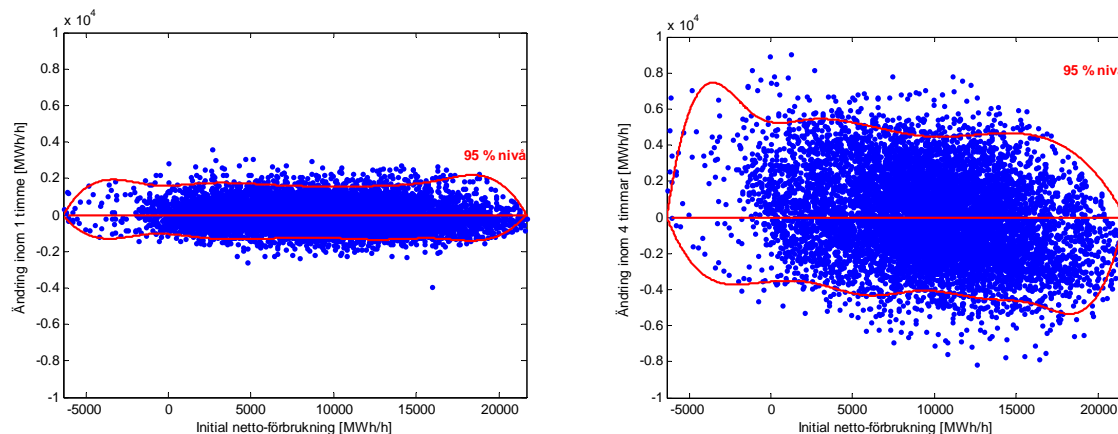
Figur 22 visar hur nettoförbrukningen ändras för en given nivå på förbrukning, vindkraft och solkraft. Den nedre kurvan är beräknad genom att man först för varje timme beräknar

$$\text{nettoförbrukning} = \text{förbrukning} - \text{vindkraft} - \text{solkraft}$$

Sedan läggs samtliga värden i fallande ordning och då erhålls nettoförbrukningens varaktighetskurva. Denna nettoförbrukning måste därmed täckas av annan produktion. Som framgår av figuren så är nettoförbrukningen negativ under en del av året. Nettoförbrukningen är under noll, dvs export, under 200h. Energimängden för dessa timmar motsvarar en export om 0,325 TWh. För denna specifika kombination av förbrukning, sol- och vind-kraft minskade toppförbrukningen från 26174 MW till 21674 MW, dvs en minskning med 4499 MW. Man kan dock inte räkna med att denna minskning gäller varje år, se avsnitt 5.4.

5.3.Exempel 1: Effektvariationer

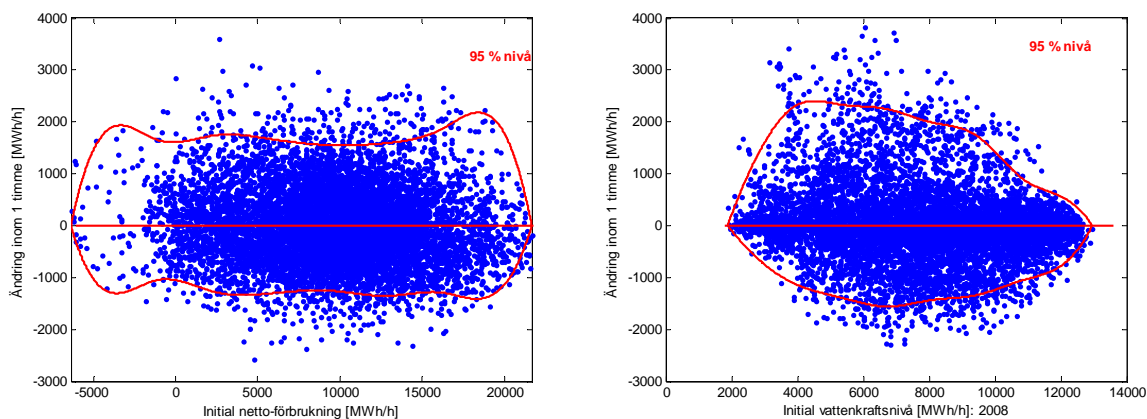
Utmaningen i samtliga kraftsystem är att på ett tillförlitligt sätt hålla balansen mellan produktion och konsumtion. Detta innebär att man både måste klara alla olika förbrukningsnivåer, men också förändringen mellan olika situationer. I Figur 3 visades hur enbart elförbrukningen varierade mellan enskilda timmar respektive under 4 timmar. Samma typ av figur kan tas fram för nettoförbrukningen när man har beaktat 45 TWh vindkraft och 10 TWh sol-kraft. Resultatet visas i Figur 23.



Figur 23 Ändring av nettoförbrukningen vid 45 TWh vindkraft och 10 TWh solkraft inom 1h (vänster) och 4h (höger)

Som framgår av Figur 23 är nettovariationen från timme till timme upp till ca 3000 MW ibland men oftast under 2000 MW (95% av tiden). Inom 4 timmar är variationen större, upp till ca 8000 MW men oftast under ca 6000 MW. Är detta mycket eller lite? Om man jämför med enbart elförbrukningen i Figur 3 så är det en ökning av ändringarna från timme till timme med knappt 1000 MW och med drygt 1500 MW för ändringar inom 4 timmar. Det bör här påpekas att oftast är ändringarna betydligt mindre.

Om man jämför Figur 23 (nettoförbrukningens variation med 55 TWh vind- och sol-kraft) med hur vattenkraftens har körts i Figur 11 och Figur 12, så ser man att nettoförbrukningsändringarna från timme till timme är av samma storleksordning som faktisk ändring av vattenkraften från timme till timme under 2008. Detta visas i Figur 24.



Figur 24 Ändring från timme till timme med 55 TWh sol+vind (vänster) och svensk vattenkraft under 2008 (höger)

Det kan tilläggas att förutom motbalansering med vattenkraft så finns andra kraftslag att tillgå och även elhandel som i praktiken har visat sig kunna variera, se Figur 8 och Figur 9.

Storleksordningen på variationer visar inte på några dramatiska förändringar. Däremot behöver mer detaljerade simuleringar genomföras innan man kan säga exakt hur det förhåller sig med hur man på

ett rationellt sätt ska hålla balansen. De förändringsdiagram som visats avser, t ex, hela år, medan man i verkligheten bör titta på kortare perioder.

5.4.Exempel 1: Effektbalanser

Som framgår av Figur 22 så har 55 TWh vindkraft + solkraft (installerade effekt 18000 +10675 = 28675 MW) medfört en minskning av behovet av annan kapacitet under högsta förbrukningen med 4499 MW. 4499 MW motsvarar 15,7% av den installerade effekten 28675 MW. Antag att man istället skulle få dessa 55 TWh från kärnkraft. Frågan är då hur mycket denna kärnkraft bidrar med effekttillskott under hög elförbrukning. Tabell 7 visar kärnkraftens tillgänglighet vid de 10 senaste elförbrukningstopparna.

Datum	timme	Topp- last [MW]	Kärn- kraft [MW]	Andel av installerad effect [%]	Andel av årsmedel [%]	Årlig prod. [TWh]	Års- medel [MW]	Installerad effekt [MW]
2003-01-31	08-09	26400	8840	93,6%	118,2%	65,5	7477,2	9441
2004-01-22	08-09	27300	9432	99,6%	110,2%	75	8561,6	9471
2005-03-03	08-09	25800	8182	91,3%	102,7%	69,8	7968,0	8961
2006-01-19	17-18	26300	8928	99,6%	120,3%	65	7420,1	8961
2007-02-21	18-19	26200	7083	78,1%	96,5%	64,3	7340,2	9074
2008-01-23	17-18	24500	9000	100,7%	128,6%	61,3	6997,7	8938
2009-01-16	08-09	24800	8741	93,6%	153,1%	50	5707,8	9342
2009-12-21	16-17	24800	5330	57,1%	93,4%	50	5707,8	9342
2010-12-22	17-18	26700	8691	95,0%	136,9%	55,6	6347,0	9151
2011-02-23	08-09	26000	7931	84,7%	119,8%	58	6621,0	9363
Genomsnittligt värde			8215,8	89,3%	118,0%	61,5	7014,8	

Tabell 7 Svensk kärnkrafts tillgänglighet vid 10 elförbruknings-toppar. Elförbrukningstopp per år från (Svensk Energi, 1992-2001), kärnkraftens produktion från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

Med 55 TWh kärnkraft per år så motsvarar detta en medeleffekt om 6279 MW. Den genomsnittliga tillgängligheten vid hög elförbrukning blir då, om man använder data från Tabell 7, 118% av detta, dvs 7408 MW. Detta bidrag till toppeffekten är därmed 7409-4499=2910 MW högre än för motsvarande mängd energi från sol- + vindkraft.

Denna fråga måste förstas hanteras i ett system med stor mängd sol- och vindkraft på ett rimligt sätt. Det är dock viktigt att notera storleksordningen för detta. En installerad kapacitet om 28675 MW har ett bidrag vid toppförbrukning som är 2910 MW lägre än för ett annat alternativ. För att få den ekonomiska storleksordningen på detta klart för sig kan man göra följande antaganden: Antag att man måste bygga gasturbiner (eventuellt biobränsle, men de körs endast enstaka timmar per år) om 2910 MW. Kostnaden för detta kan beräknas enligt: En gasturbin kostar ca 300000 kr/MW,år. Här antas en tillgänglighet om 95 procent, och dessutom antas en bränslekostnad om 900 kr/MWh. Med en antagen driftstid om 10 timmar/år (studera t ex toppförbrukningen i Figur 4) så erhålls en årskostnad om 9000 kr/MW installerad effekt. Detta innebär en total årskostnad per MW om $300000/0,95 + 9000 = 325000$ kr/MW. Med ett behov om 2910 MW erhålls en årskostnad om 945 Mkr. Om denna kostnad slås ut på 55 TWh så blir kostnaden $945/55000 = 0,017$ kr/kWh, dvs 1,7 öre/kWh. Man bör dock även beakta att det inte bara är en kostnad med gasturbiner, utan även en intäkt när produktionen säljs till marknaden. Det är dock svårt att uppskatta vilket priset kommer vara. Man kan dock anta att det kommer att vara mycket högt om man närmar sig en situation med effektbrist.

Om vi antar ett pris, dvs en intäkt, om 5 kr/kWh, driftstid 10 timmar/år och 2910 MW så blir den totala intäkten $2910 \cdot 10 \cdot 5 \cdot 1000 = 145,5$ Mkr/år. Vid 10 kr/kWh blir intäkten 291 Mkr/år. Utslaget på 55 TWh blir intäkten 0,26 respektive 0,5 öre/kWh.

Man ska dock ha i beaktande att det finns betydligt billigare sätt att klara toppförbrukningen än med gasturbiner. Total energikostnad för själva gasturbinerna i exemplet ovan är $325000/10=32500$ kr/MWh, dvs 32,5 kr/kWh. Det finns många lösningar för att klara 10h/år som bör ha en lägre kostnad än 32,5 kr/kWh. Det finns, t ex, många konsumenter som med rätt information kan tänka sig att minska sin konsumtion under 10h/år till en betydligt lägre ersättning än 32,5 kr/kWh. Med mer elbilar i system kan dessa antingen avstå från att ladda vid hög elförbrukning eller också mata in effekt vid hög förbrukning. Detta exempel skall enbart ses som en illustration till storleksordningen på problematiken kring hur man klarar tillräckligt med effekt i ett kraftsystem med stor andel förnybar kraft. Exemplet berör enbart en viss teknisk lösning (gasturbiner) och för ett visst år (för förbrukning, vind och sol) och med en viss alternativ lösning (kärnkraft) och studien gäller enbart den högsta timmen och antagande om 10h drift. Men det är svårt att se att storleksordningen på den resulterande kostnaden (i exemplet ovan 1,7 öre/kWh) kommer vara annat än mycket liten i förhållande till kostnaden för själva sol- och vindkraft-kraftverken. Man ska också beakta att om man bara tillför mer vind- och solkraft utan att lägga ner några andra kraftverk så behövs ingen kompensation alls, ur svensk synvinkel, eftersom det redan finns tillräckligt med reservkraft för höglastsituationer. I detta fall är därmed extrakostnaden för att upprätthålla en tillräckligt hög leverenssäkerhet vid hög elförbrukning och mycket variabel produktion lika med noll.

Långsiktigt finns i Sverige planer på att marknaden själv ska finansiera höglastreserver, dvs produktion/flexibel konsumtion för att klara topplastsituationer. Om detta blir fallet måste därmed priset vara tillräckligt högt vid dessa situationer för att det skall löna sig att bygga gasturbiner, alternativt ha kontrakt med flexibla konsumenter. I så fall kommer priset motsvara kostnaden och intäkterna från denna kraft kommer motsvara kostnaden.

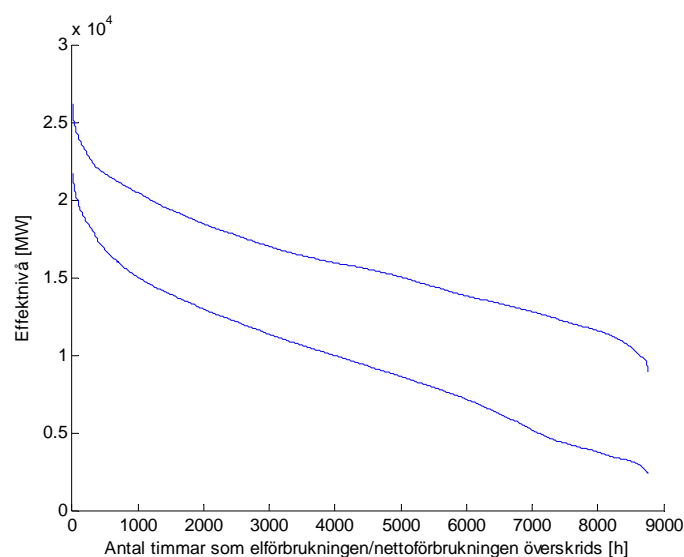
5.5.Exempel 2: 55 TWh nettotillförsel vid 75 procents begränsning

Om man studerar Figur 22 ser man att total produktion från vind+sol under 200h överstiger elförbrukningen i Sverige. Det finns en frågeställning gällande hur man upprätthåller den kortsiktiga balansen i ett kraftsystem när man har en liten roterande svängmassa i systemet. Detta förklaras närmare i Bilaga 1: Hantering av elbalansen inom en timme. Med anledning av detta kan det vara av intresse att studera ett system där man antar att man i Sverige alltid måste få minst 25 procent av all produktion från kraftverk med direktkopplade synkronmaskiner, dvs inte vind eller sol. Siffran 25 procent har valts eftersom den generella beskrivningen från Irland brukar göra gällande att "upp till 75 procent" är möjligt, i deras system, att få från vindkraft. Det svenska systemet är dock annorlunda med betydligt mer förbindelser till grannländerna och andra förutsättningar vilka alla talar för att det är möjligt att ha större andel än 75 procent i Sverige. Det kan nämnas att Portugal hade 93 procent vid ett tillfälle under 2011, se Bilaga 1. Det bör tilläggas att mycket talar för att man i Sverige som är starkt, synkront, kopplat till Norge, Finland och Själland kan ha en betydligt högre andel än 75 procent, men detta exempel är till för att visa ett konservativt exempel där man sätter denna gräns.

Till detta kommer att studierna nedan utgår från förbrukningsdata från Svenska Kraftnät. I denna "förbrukning" räknas nettokonsumtionen för industrier som har intern produktion, dvs industriellt mottryck. Kraftvärmen i industrin gav under 2011 6,4 TWh (Svensk Energi, 2011) vilket motsvarade

4,6 procent av produktionen. Denna produktion skedde i synkronmaskiner och räknas även dessa in så blir "maximal andel asynkron produktion" ca 70 procent i genomsnitt istället för maximalt 75 procent eftersom även förbrukningen innehåller en del synkronmaskiner.

Vi antar därmed först i Exempel 2a att det alltid måste finnas 25 procent produktion från andra kraftverk än vind+sol, men att nettoproduktionen fortfarande ska vara 55 TWh. I slutet av detta avsnitt görs senare en känslighetsanalys med något ändrade data i Exempel 2b-2c. Här antas först att det som överstiger 75 procent inte används, för att sedan studera vilka möjligheter det finns att använda detta. Steg ett är därmed att den energi som fås från vind och sol men som högst ger 75 procent av elförbrukningen totalt ska ge 55 TWh/år. I detta fall har solkraften ökat något för att kompensera överskottet. Med användande av samma år som i Figur 22, 17750 MW vindkraft och 13000 MW solkraft och max 75 procent av elförbrukningen från vind+sol erhålls ett resultat enligt Figur 25.



Figur 25 Varaktighetskurvor för elförbrukningens (överst) och nettoförbrukningens (nederst). Nettoförbrukningen består av elförbrukningen (data från 2011), 45 TWh vindkraft (data från 1992) och 13 TWh solkraft. Produktion avser bruttotillförsel. Nettotillförsel från vind+sol är 55 TWh om all produktion över 75 procent av elkonsument försummas

Som framgår av Figur 25 är alltid nettoförbrukningen minst 25 procent av förbrukningen. Den nedre kurvan är beräknad genom att man först för varje timme beräknar

$$\text{nettoförbrukning} = \text{förbrukning} - \text{vindkraft} - \text{solkraft}$$

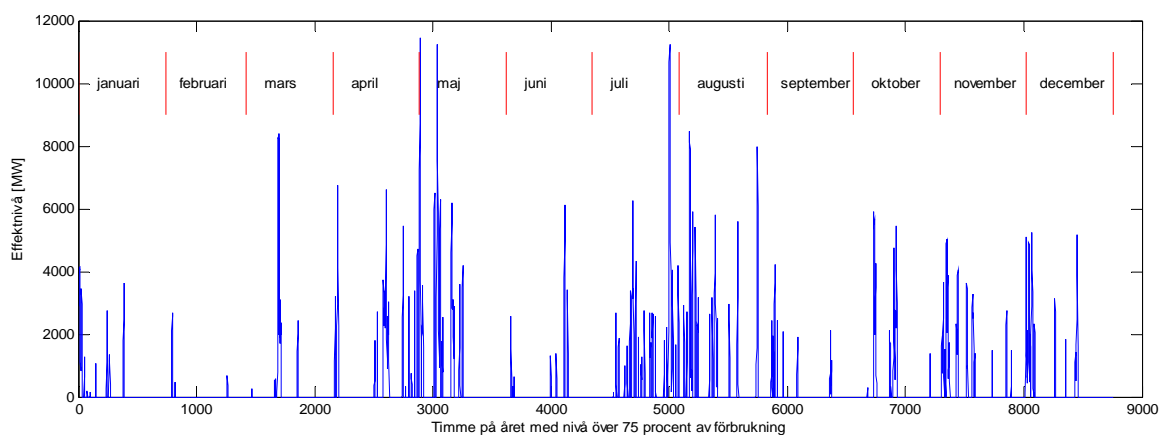
Om denna nivå är lägre än 25 procent av förbrukningen så sätts den till 25 procent av förbrukningen. Sedan läggs samtliga värden i fallande ordning och då erhålls nettoförbrukningens varaktighetskurva. Den mängd energi i detta fall som "tagits bort", dvs det som överstiger 75 procent av förbrukningen motsvarar 3 TWh vilket är 5,4 procent av 55 TWh. Frågan är då hur man hanterar dessa 3 TWh? Nedan följer några olika möjligheter:

1: Spill: Antag att man inte på något sätt försöker använda detta utan man inför ett tekniskt system som gör att om sol+vind överstiger 75 procent av förbrukningen, då stänger man av tillräckligt många sol- och vind-kraftverk för att hålla nivån 75 procent. I så fall kan man se det som att kostnaden för sol- och vindkraft ökar med 5,4 procent. Om man utgår från en produktionskostnad för vindkraft om

ca 65 öre/kWh (Olle Nyström, 2011), så skulle detta innebära en merkostnad för vindkraftsdelen om 3,5 öre/kWh.

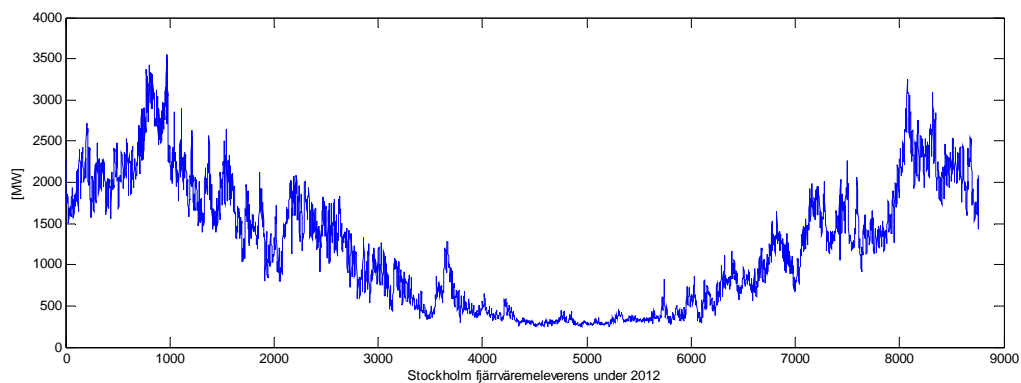
2: Export: Om gränsen skulle vara att man alltid måste ha 25 procent av konsumtionen i andra kraftverk än sol- och vind-kraftverk, så hindrar detta inte att man exporterar överskottet. Men det förutsätter en marknad för detta. Den finns troligen, men har ännu inte studerats närmare.

3: Användning i fjärrvärme: Antag att alternativet till att använda de nämnda 3 TWh är att spilla dem enligt förslag 1. Det innebär i så fall att kostnaden för att använda detta bör vara mycket låg. Ett sätt är att använda elpatroner (elpannor) i fjärrvärmerna. Investeringen för dessa bör vara låg, så även om det inte är många timmar per år som de används bör det kunna vara möjligt. Men frågan är när detta överskott inträffar och om det då finns ett värmebehov. Figur 26 visar för Exempel 2 vilka timmar som nivån 25 procent av elförbrukningen överskrids samt hur mycket. Som framgår av figuren kan nivån ibland vara hög och samtidigt är det många timmar som nivån inte överskrids. Totalt överskrids nivån under 1222 timmar, dvs under 14 procent av året. Å ena sidan är 1222 timmar inte ett litet antal, men om man ska införa en teknik som utnyttjas bara under 14 procent av året så får inte investeringskostnaden vara för hög. Figur 26 visar även att överskottet fördelas över hela året men med tyngdpunkt på april-maj och juli-augusti.



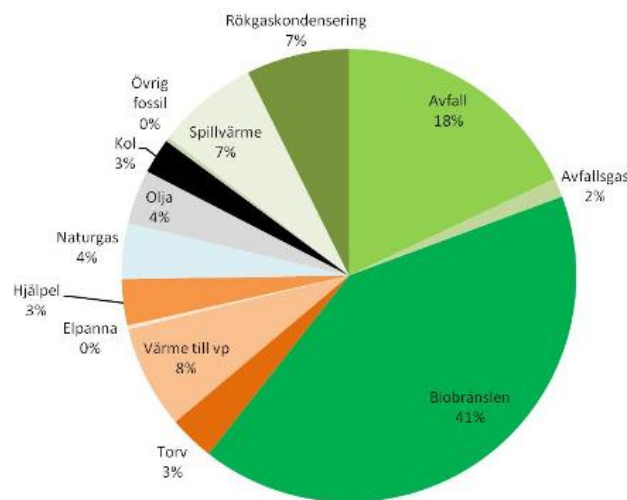
Figur 26 Timme på året i Exempel 2 då vind+sol överstiger 75 procent av elförbrukningen.

Detta måste därmed beaktas när man ser på olika möjligheter att använda detta. I Figur 27



Figur 27 Total fjärrvärme-leverans i Stockholm under 2012 per timme. Total leverans för City-Söder, inklusive Söderenergi samt Nordvästra inklusive E.ON Järfälla.

visas fjärrvärmeförbrukningen i Stockholm under 2012. Den totalt levererade energin, dvs ytan under kurvan, var 10,7 TWh-värme. Det kan nämnas att data för 29 februari tagits bort för att alla dataserier ska bli lika långa. 2012 var ett skottår.

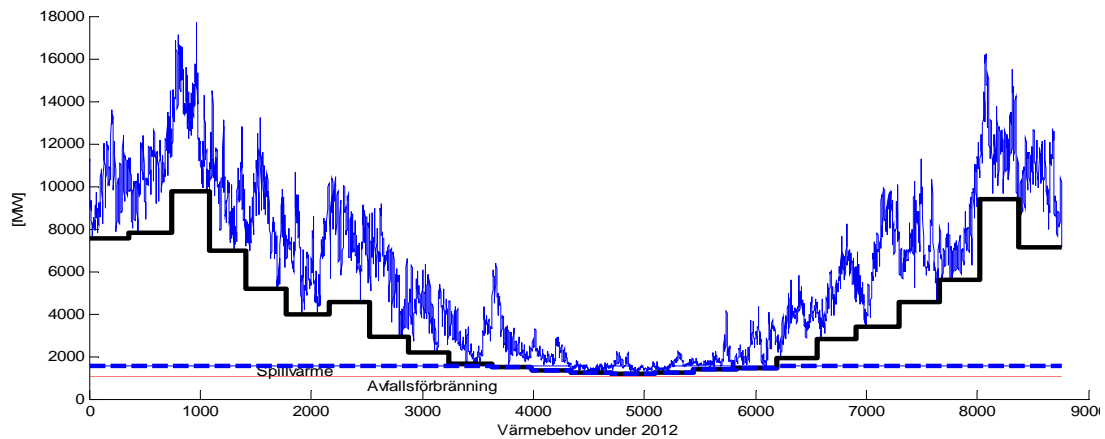


Figur 28 Total fjärrvärmeproduktion och källor under 2011 i Sverige (Svensk Fjärrvärme, 2012). Total värmeproduktion: 53,4 TWh.

För att uppskatta fjärrvärmens möjligheter att använda högre andel elproduktion med en tillgänglighet enligt Figur 26 har följande antaganden gjorts:

- Årsbehovet har antagits vara likadant i Sverige som i Stockholm, dvs kurvan i Figur 27 har skalats upp så att total konsumtion på årsbasis blev 53,4 TWh enligt Figur 28.
- Stora mängder vindkraft och solkraft antas ligga längre in i framtiden, och en möjlighet är att avfallsförbränning i detta läge till viss del har ersatts med avfalls-återvinning. Här antas dock att avfallsförbränningen är på samma nivå som i Figur 28, dvs 18 procent av produktionen.
- Avfallsförbränning, spillvärme och rökgaskondensering antas ha så låg kostnad att det inte är intressant att ersätta denna med el, även om elen är gratis.
- Avfallsförbränningen (dvs 18 procent av totalen) antas köras så konstant som möjligt över året.
- Spillvärmerna antas också köras så konstant som möjligt över året. När inte underlaget räcker (undersommaren) ökas istället produktionen övriga delar av året för att få rätt nivå.
- Rökgaskondensering antas minska om övrig produktion minskar.

Resultatet med dessa antaganden redovisas i Figur 29.

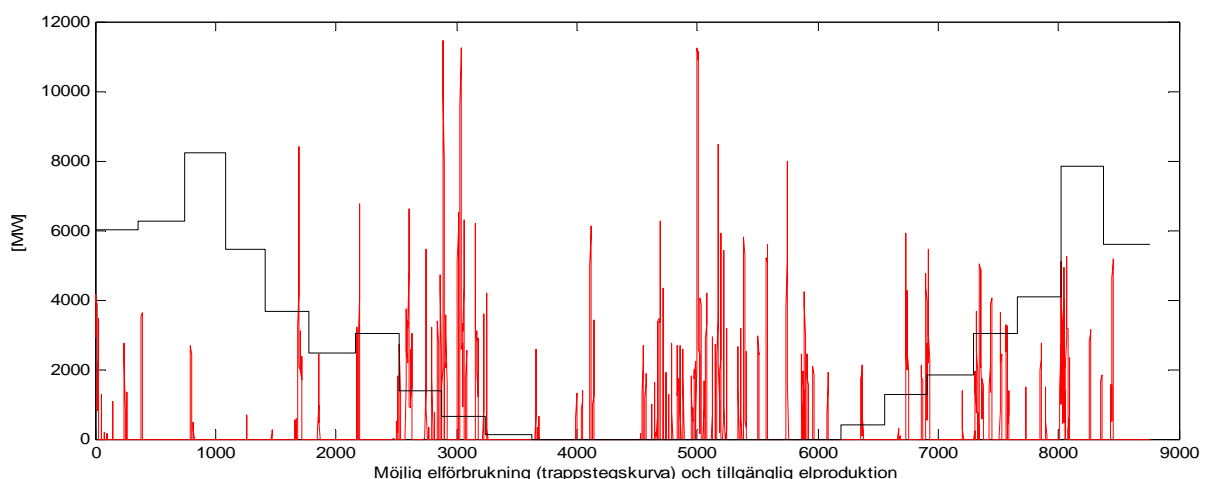


Figur 29 Svensk fjärrvärme-produktion per timme under 2011 med antaganden enligt ovan

I Figur 29 har sedan antagits följande begränsningar för vilken del av värmelasten som skulle kunna täckas med elpatroner:

- Året har delats in i 24 perioder, varje månad har delats in i 14+14, 15+15 respektive 15+16 dagar.
- För varje period har maximal produktion för avfallsförbränning + spillvärme beräknats vilket visas som en streckad blå kurva i figuren.
- För varje period har även minimal total värmeproduktion beräknats. Denna visas som en heldragen svart linje i figuren.
- Här har sedan antagits att elpatroner skulle kunna täcka den del som är mellan dessa två linjer, dvs skillnaden mellan minimal total värmekonsumtion och maximal värmeproduktion från avfall+spillvärme för varje period.

Om man sedan kombinerar tillgänglig elproduktion från Figur 26 med tillgängligt utrymme från Figur 29 så erhålls Figur 30.



Figur 30 Tillgänglig elproduktion från Figur 26 och utrymme i fjärrvärmesystemet enligt Figur 29

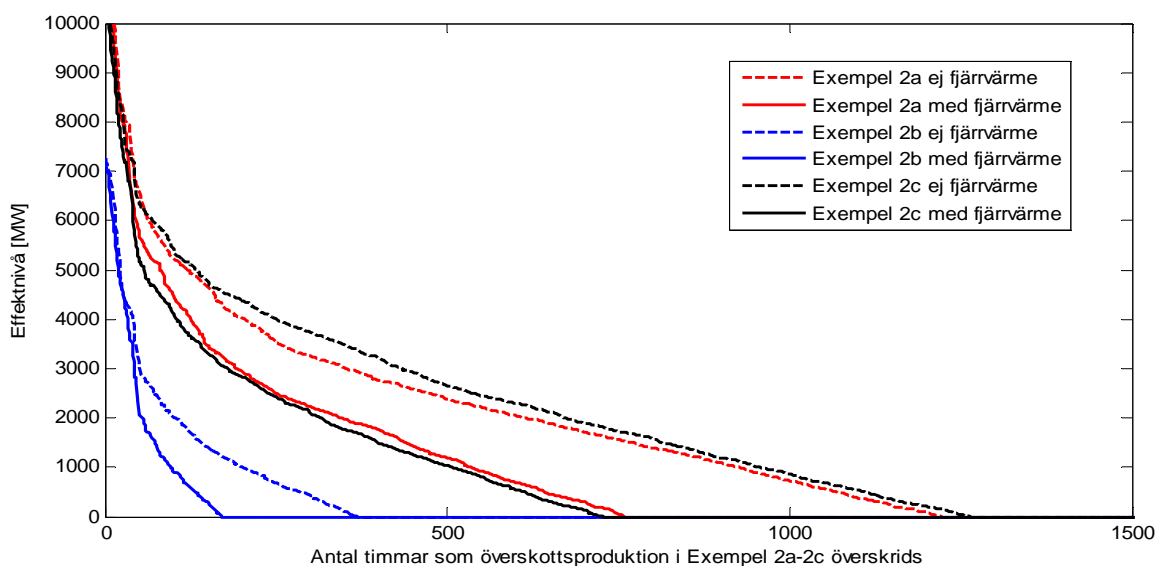
Som framgår av Figur 30 så det inte möjligt att använda all möjlig elproduktion i fjärrvärmesystemet. Detta beror på att den extra tillgängliga elproduktionen kommer under sommaren när

värmeconsumtionen är låg. Den tillgängliga elproduktionen är 3,0 TWh. Av denna skulle 1,2 TWh kunna användas i fjärrvärmesystemet med antaganden enligt ovan dvs ca 41 procent. Resterande överskott blir därmed 1,8 TWh.

Samma typ av beräkningar som ovan kan göras med andra antaganden. Nedan följer några exempel:

- **Exempel 2b:** Med antagandet om 45,6 TWh vindkraft, 10 TWh solkraft och samma maximala andel som i Portugal, dvs 93 procent, erhålls en nettoproduktion om 55 TWh och överskottsproduktion om 0,61 TWh. Av detta kan 0,28 TWh användas i fjärrvärmesystemet med samma antagande som tidigare. Resterande överskott blir 0,3 TWh.
- **Exempel 2c:** Med antagandet om 48,2 TWh vindkraft, 10 TWh solkraft och samma maximala andel som i exemplet ovan, dvs 75 procent, erhålls en nettoproduktion om 55 TWh och överskottsproduktion om 3,22 TWh. Av detta kan 1,6 TWh användas i fjärrvärmesystemet med samma antagande som tidigare. Resterande överskott blir 1,6 TWh.

I dessa exempel innebär därmed en mindre mängd solkraft, vilken ersätts med vindkraft (3 TWh mindre solkraft exempel 2b-2c jämfört med 2a) att det primära överskottet ökar i exempel 2c, men en större del av detta kan användas i fjärrvärmenätet, dvs mindre nettoöverskott. Om samma andel som i Portugal kan användas blir nettoöverskottet mindre.



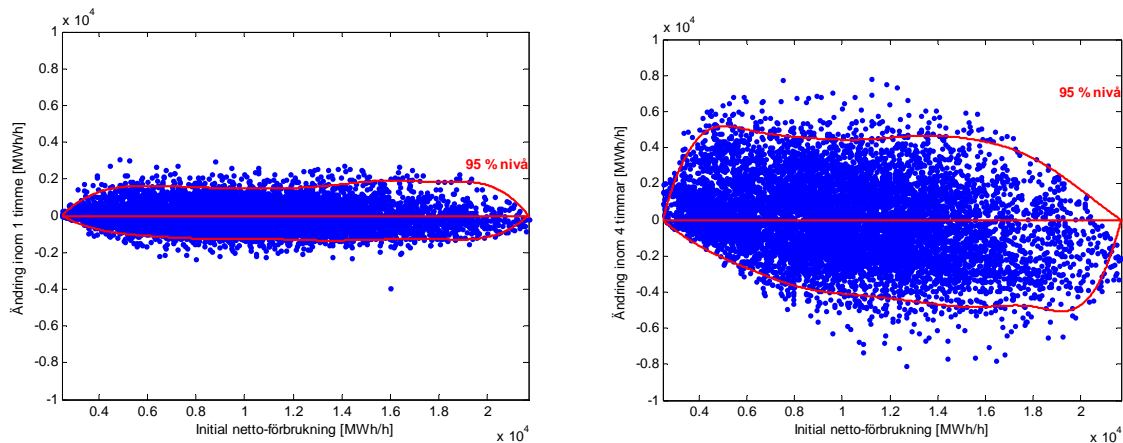
Figur 31 Varaktighetskurvor för överskott före och efter användning i fjärrvärme för Exempel 2a, 2b och 2c

I Figur 31 visas varaktighetskurvor för de tre exemplen. Användning i fjärrvärmen minskar överskottet, men även med denna användning kan överskottet komma upp i nivåer om 7000-10000 MW.

5.6.Exempel 2: Effektvariationer

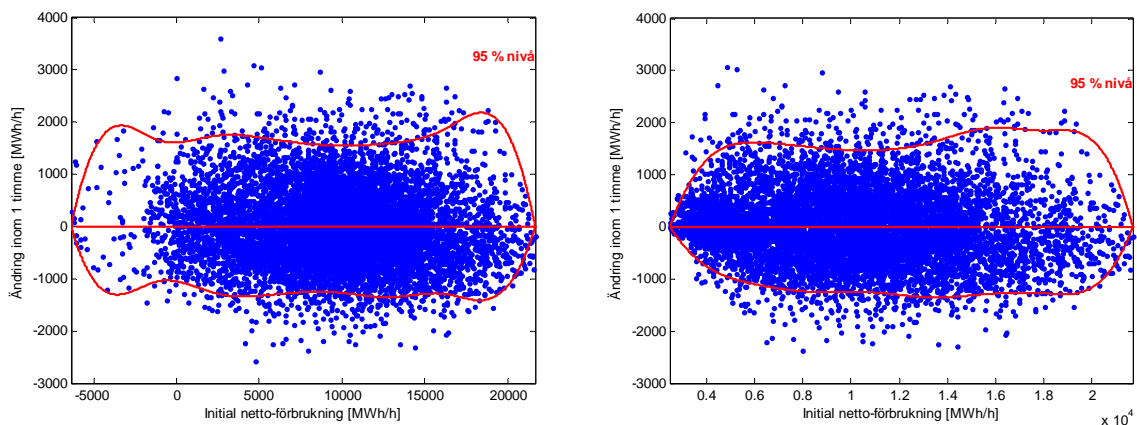
På samma sätt som exempel 1 måste man klara alla olika förbrukningsnivåer, men också förändringen mellan olika situationer. I Figur 23 visades nettoförbrukningens variation när man i Exempel 1 beaktade 45 TWh vindkraft och 10 TWh solkraft dvs ingen effektbegränsning . På samma sätt kan man visa detta för Exempel 2. Här antas grundfallet, dvs Exempel 2a med en maximal andel

av förbrukningen om 75 procent där det som överstiger denna nivå inte beaktas här. Resultatet visas i Figur 32.



Figur 32 Ändring av nettoförbrukningen vid grundfallet, dvs 45 TWh vindkraft och 13 TWh solkraft (det som överstiger 75 procent av förbrukningen beaktas inte) inom 1h (vänster) och 4h (höger)

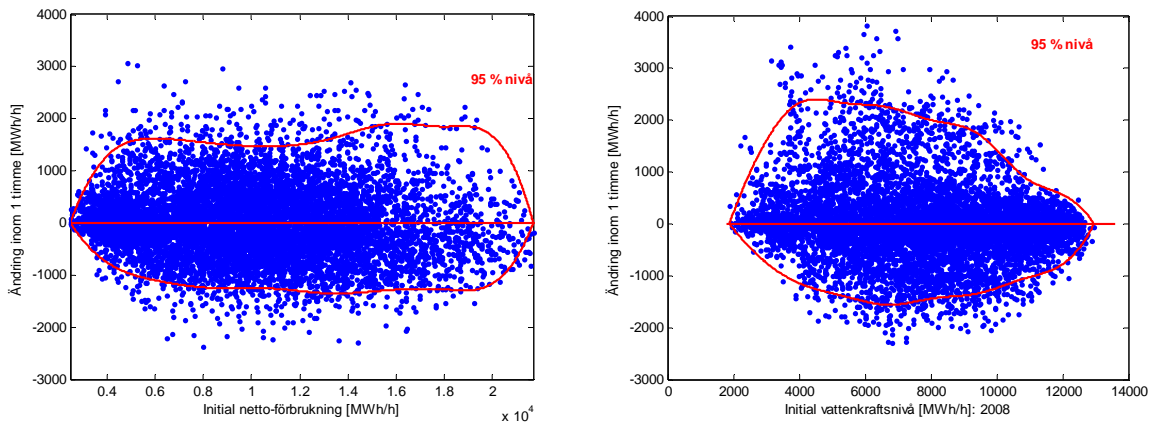
I Figur 33 visas som jämförelse nettoförbrukningens variation mellan två timmar för Exempel 1 och grundfallet i Exempel 2.



Figur 33 Ändring av nettoförbrukningen inom en timme för Exempel 1 (vänster) och grundfallet i Exempel 2 (höger)

En viktig skillnad som syns tydligt i Figur 33 är att den horisontella axeln i den vänstra figuren går ner till ca -6000 MW (dvs negativ nettoförbrukning) medan den i den högra enbart går ner till noll (negativ nettoförbrukning ej möjligt). Det är också något lägre variationer (marginellt) i den högra eftersom vissa extremare nivåer inte tagits med.

Även för Exempel 2a kan man jämföra ändringen av nettoförbrukning från timme till timme med vad som faktiskt erhållits från driften av vattenkraften under, t ex, 2008. Detta visas i Figur 34.



Figur 34 Ändring från timme till timme med 55 TWh netto från sol+vind i Exempel 2 (vänster) och svensk vattenkraft under 2008 (höger)

Vad som är värt att notera i Figur 34 är att nivån i y-led, dvs förändringarna från timme till timme är i samma storleksordning. Men det är också värt att notera att i x-led så har vattenkraften haft en utgångsnivå som varierat ca 11000 MW mellan högsta och lägsta, medan nettoförbrukningens utgångsnivå har ett intervall om ca 23000 MW. Detta innebär i princip att all reglering inte kan skötas av enbart vattenkraft (då denna enbart täcker ett reglerintervall om 11000 MW), utan det behövs även annan reglering i kraftverk, men det är inte just nivån mellan olika timmar som är utmaningen. Detta hanteras nedan i avsnitt 5.7.

För att få en mer övergripande förståelse för detta behöver därmed hela elsystemet med även alla andra kraftverk inkluderas i simuleringar av samma typ som de som beskrivs i avsnitt 6.3. Detta ingår också som kommande studier enligt avsnitt 1.2.

5.7.Exempel 3: 55 TWh vind + sol och ingen kärnkraft

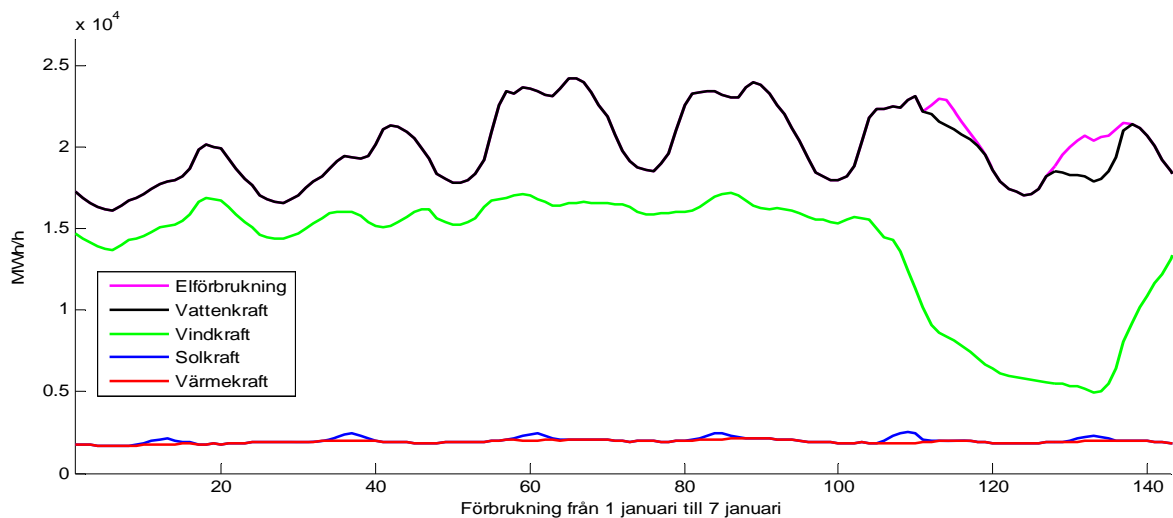
I detta exempel studeras energiförsörjningen under ett specifikt år där kärnkraften antas avvecklad helt och 55 TWh vind- och solkraft antas tillfört. Förutsättningarna är:

- Elförbrukningen enligt 2011. Dessa data är från Svenska Kraftnät (Svenska Kraftnät, 2001-2011) vilket innebär att, t ex, industriellt mottryck inte kommer med då det redan är avdraget vid den konsumtion som finns med.
- Övrig värmekraft enligt data från Svenska Kraftnät för 2011. Enligt denna statistik blir total energiproduktion 9,8 TWh. Som framgår av Tabell 1 var dock total värmekraft (ej kärnkraft) under 2011, 16,8 TWh, skillnaden om 7 TWh beror på lokal produktion som inte finns med i Svenska Kraftnäts statistik. Om man ska ta med denna produktion så måste därmed även konsumtionen öka samma timmar. Här har valts att inte ta med denna. I verkligheten kommer det därmed finnas mer produktion (synkronmaskiner) men denna försörjer en lokal elförbrukning.
- Vindkraft+Solkraft enligt Exempel 2a
- Vattenkraften antas maximalt kunna producera 12951 MW, se Figur 10.

För varje timme har sedan balansen tagits fram enligt följande:

- Given produktion = (värmekraft + solkraft + vindkraft) där (solkraft + vindkraft) får vara maximalt 75 procent av konsumtionen. Övrig produktion från (solkraft+vindkraft) hanteras som överskott. Egentligen nettokonsumtion där lokal produktion (industriellt mottryck) är borttaget.
- Önskan om vattenkraft = Elförbrukning – Given produktion
- Faktisk vattenkraft = Önskan om vattenkraft, dock max 12951 MW. Om detta är möjligt gällande effektvariationer och energiproduktion hanteras nedan.
- Import = (Önskan om vattenkraft) – (Faktisk vattenkraft). Om man inte har import krävs annan produktion vilket kommenteras nedan.

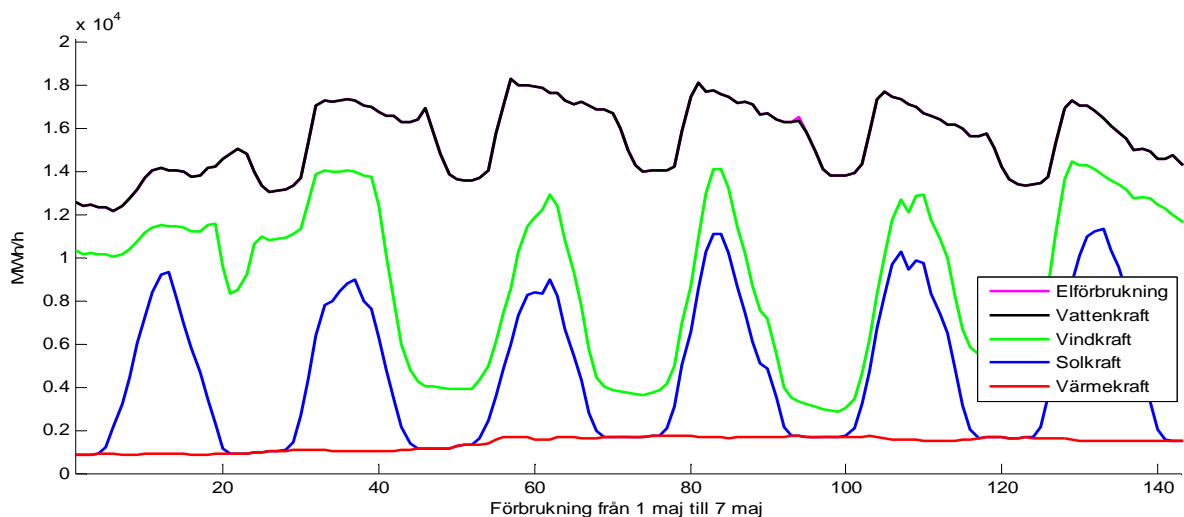
Ett exempel visas i Figur 35 gällande första veckan i januari.



Figur 35 Energibalans för Exempel 3, 1-7 januari

Som framgår av figuren så är det ganska konstant elproduktion från värmekraften, solkraften ger ett litet bidrag och vindkraften begränsas vilket syns genom att den håller en relativt konstant marginal till elförbrukningen. Vattenkraftens effekt räcker nästan hela tiden, men de två sista dagarna är elförbrukningen för hög vilket kräver import eller andra lösningar, se nedan.

Figur 36 visar motsvarande för tidsperioden 1-7 maj. Vid denna tid är solkraftsproduktionen betydligt större och elförbrukningen lägre. Det kan noteras ett mycket litet extra behov av effekt på eftermiddagen den 4 maj.

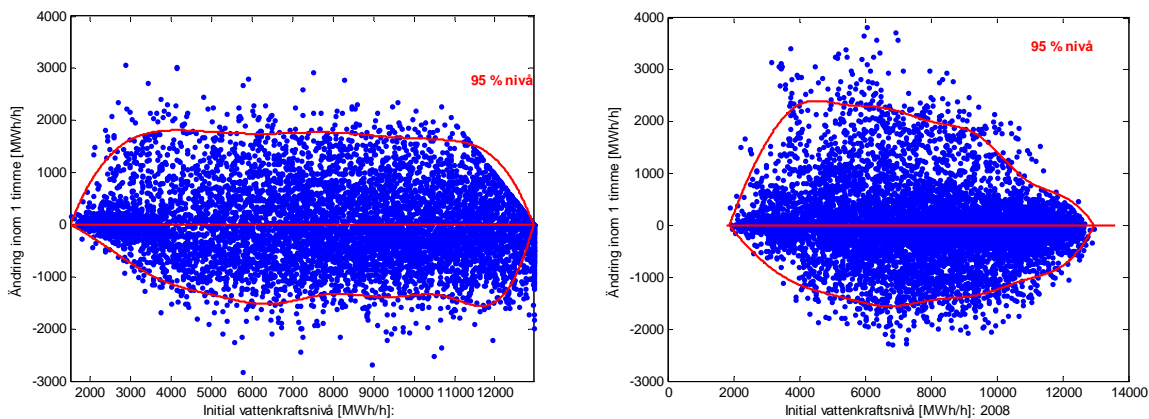


Figur 36 Energibalans för Exempel 3, 1-7 maj

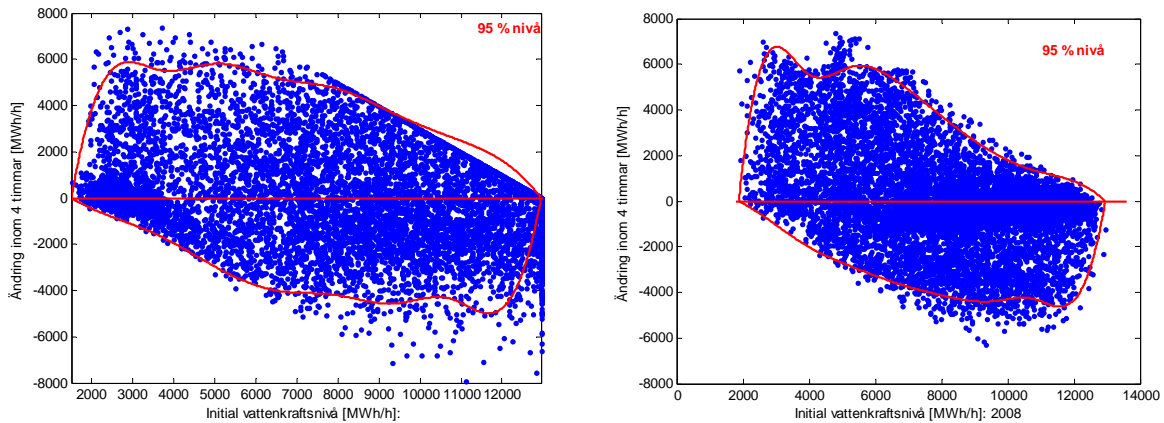
Figur 35 och Figur 36 visade två exempel. På motsvarande sätt kan dessa figurer tas fram för hela året. Beräkningarna är förenklade på så sätt vattenkraften endast beskrivits med en maximal gräns. Vad som ytterligare behöver studeras inkluderar om energin finns tillgänglig, om vattenkraftens effekt kan variera på det önskade sättet, samt lösningar på situationer då vattenkraftseffekten inte räcker.

Vattenkraftens variation av effekt och månadsenergi

Vattenkraftens effektvariationer kan beskrivas på samma sätt som ovan, dvs förändringar från timme till timme, eller över längre perioder. Resultatet för förändringar över en respektive 4 timmar visas i Figur 37 och Figur 38.



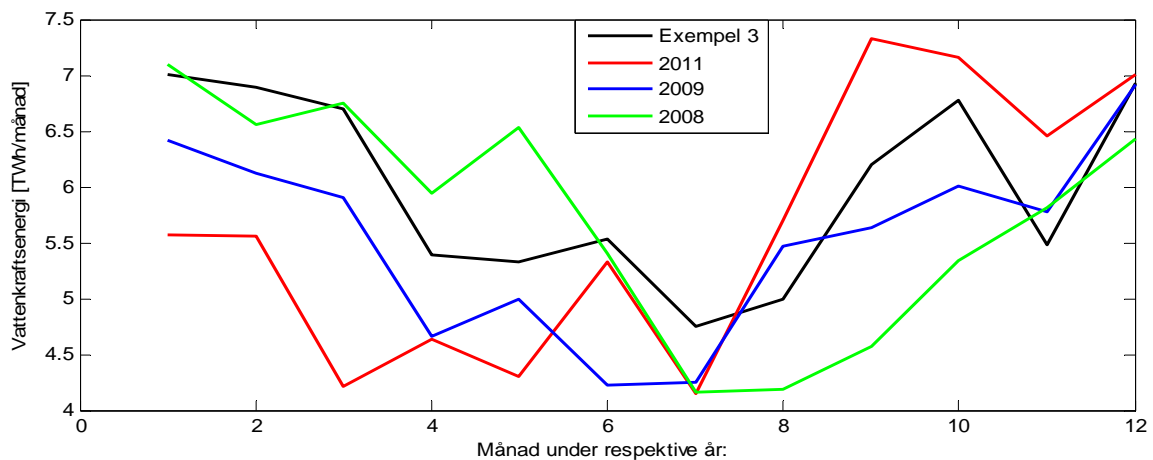
Figur 37 Ändringar av vattenkraftens produktion inom en timme för Exempel 3 (vänster) och 2008 (höger), från Figur 11.



Figur 38 Ändringar av vattenkraftens produktion inom fyra timmar för Exempel 3 (vänster) och 2008 (höger), från Figur 12

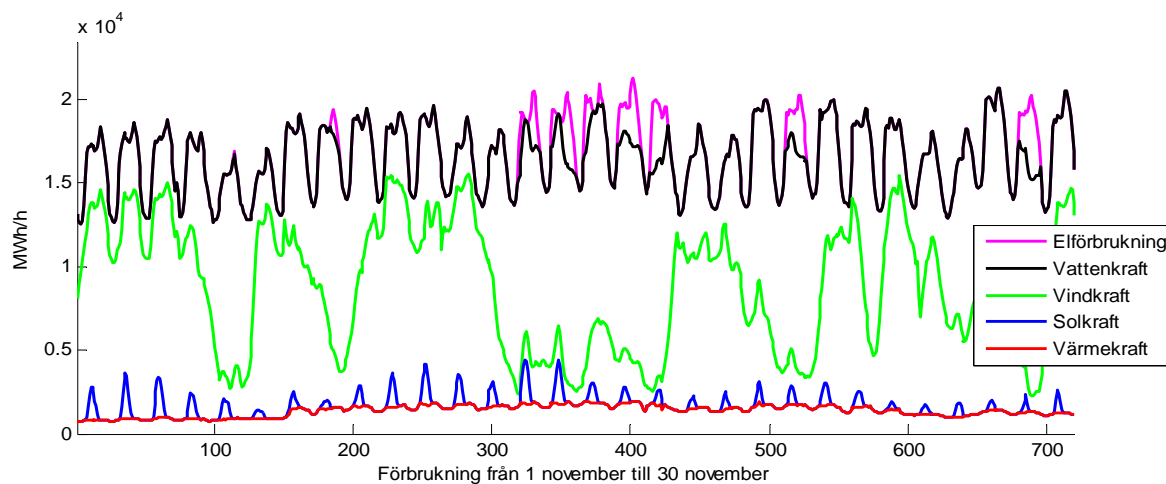
Det kan noteras att det i Exempel 3 inte satts någon nedre gräns. Den faktiska gräns som erhållits blev 1505 MW vilket är något lägre än vad som faktiskt erhöles 2008, 1875 MW. Man kan också notera att maxnivån, 12951 MW erhöles fler gånger i Exempel 3 än under 2008.

En annan viktig fråga är hur vattenkraften regleras över året. Mycket av tillrinningen kommer under vårfloden och sparas för användning senare under året. I Figur 39 jämförs den resulterande vattenkraftsanvändningen i Exempel 3 med faktiskt utfall under tre olika år.



Figur 39 Användning av vattenkraft per månad i Exempel 3, 2008, 2009 och 2011 (Svenska Kraftnät, 2001-2011).

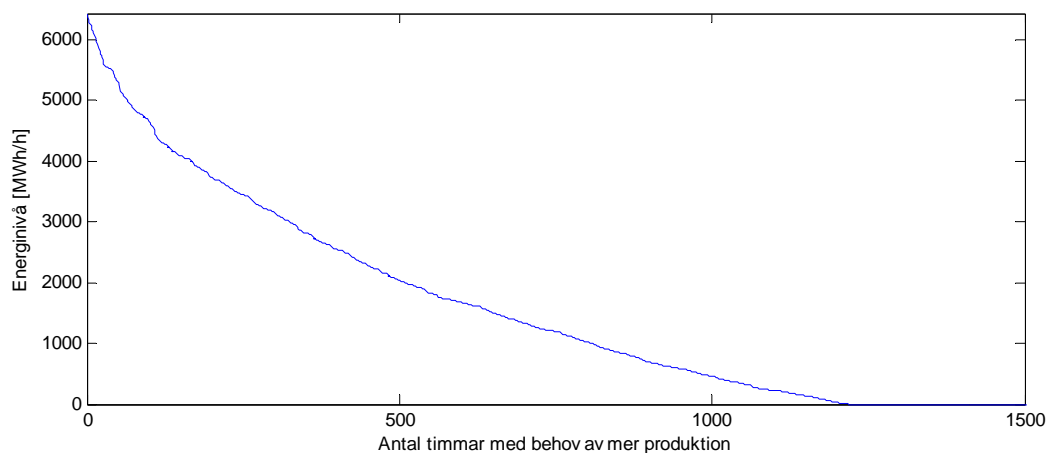
Det är ingen strukturell skillnad mellan vattenkraftsanvändningen över året i Exempel 3 jämfört med de andra åren. Dock kan noteras att vattenenergin under november minskade med ca 1 TWh. Detta beror på att vindkraften producerade relativt mycket under denna period, se Figur 40. Den årliga vattenkraftsproduktionen enligt ovan är 72 TWh (Exempel 3), 67 TWh (2011), 66 TWh (2009) respektive 69 TWh (2008). Viktigt att notera att i verkligheten vet man inte hur mycket tillrinning det kommer vara i framtiden och inte heller om det, t ex, kommer vara "blåsig i november". Detta har inte beaktats i denna studie och inverkan av denna osäkerhet kräver ytterligare studier.



Figur 40 Elproduktion per timme under november månad i Exempel 3

Behov av övrig produktion

Enligt metoden beskriven ovan erhålls en "Import = (Önskan om vattenkraft) – (Faktisk vattenkraft)". Om man inte har import krävs annan produktion vilket kommenteras nedan.". Man ser, t ex i Figur 40, att ibland behövs mer produktion än tillgänglig effekt i vattenkraften, i Figuren "magenta-färgad" och är skillnaden mellan förbrukning och vattenkraft. Genom att studera samtliga timmar över året kan varaktighetskurvan för detta ytterligare behov beräknas, se Figur 41.



Figur 41 Varaktighetskurva för import/övrigt produktionsbehov i Exempel 3.

Som visas i Figur 41 så behövs upp till 6400 MW och det behövs mer produktion (eller minskad konsumtion) under upp till 1200 timmar. Den totala energin under kurvan är 2,4 TWh. Svensk Energi har gjort en prognos för tillgänglig övrig effekt till 2024 (Svensk Energi, 2011). Om man utgår från denna så har följande produktionskapacitet inte beaktats i Exempel 3: gasturbiner (1500 MW), kondens (500 MW) och ytterligare kraftvärme (1649 MW). Kondens och gasturbiner drivs dock idag med fossila bränslen. Till detta kommer att Svenska Kraftnät har ett program för den så kallade effektreserven. För vintern 2012/2013 finns där erbjudanden om förbrukningsreduktion om 464 MW (Svenska Kraftnät, 2012). Totalt ger detta en kapacitet om $1500+500+1649+464=4113$ MW. Dessutom finns importmöjligheter. Det är dock en utmaning att lösa detta på bästa möjliga sätt inom marknadens ramar. Det finns säkert tekniska lösningar (t ex kraftverk som drivs av bio-diesel), men det är inte säkert att dessa är den lösning som marknaden väljer då det beror på marknadspris mm.

Om det är möjligt att exportera de 3 TWh som klassas som "överskott ovan" (när vind + sol överstiger 75 procent av svensk elförbrukning) och energin och effekten enligt Figur 41 kan importeras så erhålls en förnybar energibalans i detta fall (ett överskott om 0,6 TWh). Detta förutsätter dock dessa handelsmöjligheter samt att vattenenergin är 71 TWh och att den går att använda enligt ovan metod. Detta behöver dock studeras mer i kommande rapporter.

6. Andra rapporter om integration av större mängder variabel förnybar energi

I Sverige har integration av vindkraft studerats i många rapporter. Av okänd anledning har nivåerna nästan alltid varit 10, 20 och 30 TWh vindenergi per år. Dess nivåer studerades redan i början av 1980-talet: I (Kraftindustrin + NE, 1984) studerades de tekniska och ekonomiska konsekvenserna av att integrera vindkraft i kraftsystemet: "Utbyggnadsalternativen 5, 10, 20 resp 30 TWh vindkraftsproduktion har jämförts med ett basalternativ som saknar vindkraft". I (SOU 1988:32, 1988) studerades möjlig lokalisering av större mängder vindkraft. I direktiven stod det: "En riktpunkt bör vara att de föreslagna lägena medger en sammanlagd produktion om ca 10 TWh (terrawattimmar) per år i aggregat på land och ca 20 TWh per år i aggregat till havs".

Det är viktigt att notera att upp till 30 TWh vindkraft varit en förutsättning i rapporterna och inte ett resultat från studierna. Nedan presenteras dock en del nyare rapporter inom detta område.

6.1. Svenska Kraftnäts rapporter från 2008 och 2012

Svenska Kraftnät publicerade 2008 en rapport (Svenska Kraftnät, 2008). Rapporten presenterar numeriska data för bland annat "utökade reglerbehov" Tyvärr har denna rapport missuppfattats på många sätt. Anledningen är bland annat:

- Det finns ingen automatik att "ökat reglerbehov" måste mötas av "investering i ny kapacitet". I SvK-rapporten står det, t ex, att "Det totala utökade reglerbehovet bedöms uppgå till 1400-1800 MW vid en utbyggnad av 10 TWh vindkraft". Om detta skulle innebära att det var nödvändigt att bygga motsvarande ny kapacitet så skulle det knappast vara tekniskt möjligt att i år integrera 7-8 TWh vindkraft, vilket man kommer att göra.
- Den viktigaste missuppfattningen och feltolkningen av denna rapport är dock att "ökat behov av reglerkraft" automatiskt leder till "behov av att bygga ut mängden reglerkraft". Antag att vi i Sverige installerar 5000 MW vindkraft i dagens system. När behövs då reglerkraft? Jo det är framför allt vid hög vindkraftproduktion (upp mot 5000 MW) då man måste ha något som kan starta ganska snabbt (dvs reservkraft) om vinden mojar. Men i just det läget så körs ju vattenkraften på låg nivå eftersom vindkraften producerar mycket. Detta innebär i praktiken att mycket produktion i vindkraften gör att fler andra kraftverk körs på låg nivå vilket medför att dessa kraftverk kan öka sin produktion om det mojar. Detta innebär att ju mer vindkraften producerar desto mer reserver finns det också. Det är därmed helt korrekt att mer vindkraft ger större behov av reserver mer man kan därmed inte dra slutsatsen att detta i sig leder till behov av utbyggnad! Detta är inte beaktat i Svenska Kraftnäts rapport.
- Förutom detta kan följande nämnas om SvK-rapporten: För "extra primär-regleringsreserv" har SvK tagit fel siffra från en annan rapport från 2005 (250 MW istället för 20 MW för 4000 MW

vindkraft). SvK har adderat olika typer av reserver trots att 4h-reserver är en del av 24h-reserver, dvs de bör inte adderas. 24h-reserver är huvudsakligen en elmarknadsfråga då kraftverk i Norden kan startas betydligt snabbare än 24h. I praktiken behövs endast reserver med en kortare tidshorisont då vindprognoserna är bättre.

För mer detaljerade kommentarer hänvisas till (Söder, IEA Task 25 – Design and Operation of Power Systems with large amounts of Wind Power, Elforsk Rapport 09:07, 2009).

I oktober 2012 publicerade Svenska Kraftnät en ny rapport, (Svenska Kraftnät, 2012). I denna rapport finns ett avsnitt som heter "4.5 Behovet av reglerkraft". Där hänvisas inte till den tidigare rapporten (Svenska Kraftnät, 2008).

6.2.Kungliga Vetenskapsakademiens Energiutskott

KVA:s Energiutskott har i rapporter och debattartiklar kommenterat möjligheterna att integrera vindkraft i kraftsystemet. Till viss del bygger de sin analys på feltolkningar av Svenska Kraftnäts rapport från 2008 presenterad i avsnitt 6.1.

Men den mest förvånande slutsatsen är hur man från en vetenskaplig organisation kan komma fram till en "gräns" om 10 TWh vindkraft i Sverige. Man kan förvänta sig av en så välkänd organisation som KVA att man

- Antingen menar en "teknisk gräns", men i så fall måste man beskriva konsekvenserna av att ha mer än 10 TWh. En sådan beskrivning saknas.
- Eller också menar man en "ekonomisk gräns", dvs att vid 11 TWh vindenergi/år blir det orimligt dyrt jämfört med 9 TWh vindenergi/år. En sådan beskrivning saknas också.

För mer detaljerade kommentarer hänvisas till (Söder, Sammanställning av Lennart Söders kommentarer till KVA:s uttalanden om vindkraft, 2010)

6.3.Detaljerade vattenkrafts-simuleringar vid KTH

Vid KTH, avdelningen för Elektriska Energisystem har två rapporter gjorts där upp till 30 TWh vindenergi/år i Sverige har simulerats. För dessa rapporter har detaljerade modeller av den svenska vattenkraften tagits fram där man beaktat rinntider, dagens vattendomar, tillrinning, installerad effekt etc. Simuleringarna har gjorts för 12 veckor per år.

I den första rapporten, (Amelin Mikael, 2009), beskrivs resultaten från en studie av vattenkraftens förmåga att balansera olika mängder vindkraft i norra Sverige. För att kunna genomföra en sådan analys har en modell av vattenkraft-systemet norr om snitt två tagits fram. Modellen omfattar 154 vattenkraftverk med en sammanlagd effekt på 13,2 GW, vilket motsvarar ungefär 80% av den installerade effekten i den svenska vattenkraften. I modellen är det möjligt att följa samspelet mellan vattenkraft, vindkraft, övriga kraftverk och last på timbasis. Vattenkraftsmodellen har gjorts så detaljerad som möjligt, och tar hänsyn till vattendomar, rinntider mellan kraftverk och andra fysiska begränsningar.

Den andra rapporten, (Obel, 2012), studerar vattenkraftens reglerförmåga i en modell med 256 vattenkraftverk i hela Sverige med en totalt installerad effekt på sammanlagt 15 640 MW. Vattenkrafts-produktionen simuleras i modellen en upplösning på en timma över en vecka, sammanlagt tolv olika veckor från år 2009. Modellen tar hänsyn till rådande vattendomar och är en

vidareutveckling av den som använts i Elforsks rapport 09:88 Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige. Kapacitetsbegränsningarna i elöverföring mellan Sverige och de länder Sverige är sammankopplat med samt mellan de fyra elområdena inom Sverige är medtagna. Elförbrukningen, övrig produktion och vindkraften ingår som tidserier för de fyra områdena i Sverige. I praktiken simuleras vattenkraftens förmåga att följa en given varierande netto-förbrukning. Olika nivåer på installerad vindkraftseffekt, vind och tillgänglig exportkapacitet undersöks. En utbyggnad på 4000 MW, 8000 MW och 12 000 MW motsvarande ca 10, 20 och 30 TWh simuleras.

Båda dessa rapporter har utförts under handledning av Lennart Söder och Mikael Amelin vid avdelningen för Elektriska Energisystem, KTH. I rapporten (Amelin Mikael, 2009) studerades enbart norra Sverige medan rapporten (Obel, 2012) är en vidareutveckling där hela Sverige studerades inklusive de flaskhalsar som finns mellan olika områden i Sverige. Modellerna bygger på att man simulerar driften av kraftsystemet per timme där man måste beakta att produktion = konsumtion samt att man beaktar dagens vattendomar och handelskapaciteter.

I fortsättningen behandlas enbart rapporten (Obel, 2012) eftersom den har den mest relevanta beskrivningen med, t ex, vindkraften fördelad över hela landet. För varje tidssteg (12 veckor har simulerats med 168 timmar i varje) gäller i enheten [MWh/h] att

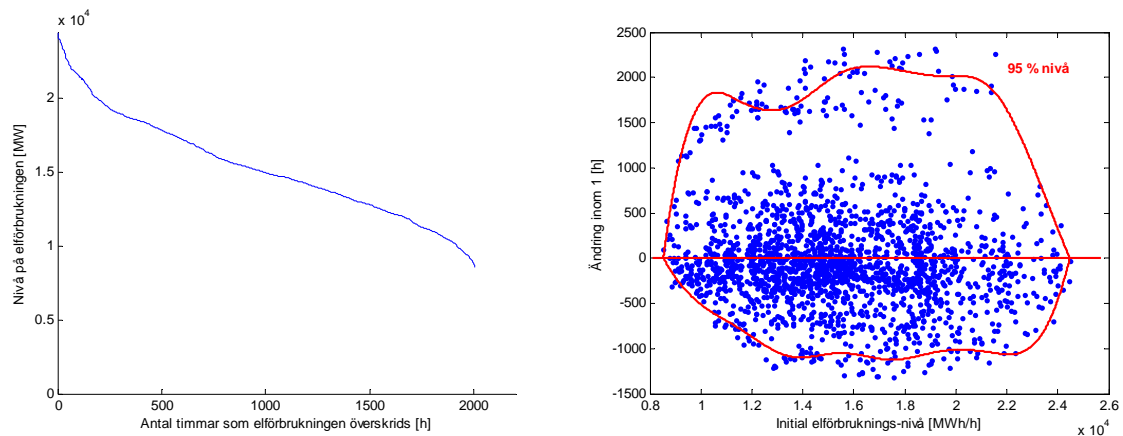
$$[\text{vindkraft}] + [\text{vattenkraft}] + [\text{övrig produktion}] + [\text{import}] = [\text{elkonsumtion}] + [\text{export}]$$

För [övrig produktion] och [elkonsumtion] har faktiska data för 2009 använts. Nedan kommer fallet med 30 TWh vindkraft att kommenteras. Detta motsvarar 12000 MW med tillgängliga data vilka har tagits från (Magnusson, 2004). Detta innebär att de resurser som finns för att balansera vindkraft och elförbrukning är vattenkraften och elhandeln med grannländer eftersom [övrig produktion] är indata till modellen i form av en tidsserie.

En viktig slutsats är också, vilket framgår nedan, att för varje extra MWh vindkraft blir det i princip en MWh mer export eftersom såväl [elkonsumtion] som [övrig produktion] är fastlagd och modellen utgår från att tillgången på vattenenergi under varje simulerad vecka är given (magasinsförändringar under varje vecka är indata).

Nedan presenteras resultaten från (Obel, 2012) för fallet med 30 TWh vindkraft och "Scenario – Normal vind", på ett något annorlunda sätt jämfört med i rapporten. Inga nya simuleringar har gjorts utan det som visas nedan är ett annat sätt att visa resultaten som förhoppningsvis ska ge en förståelse för vad man kan få fram och vilka förändringar som detta innebär jämfört med dagens systemdrift. Data är tagna direkt från resultatfilerna. På samma sätt som tidigare i denna rapport kommer varaktighetskurvor och förändringar inom en timme att visas för olika storheter. I rapporten har 12 veckor studerats: vecka 3, 7, 12, 16, 19, 27, 32, 35, 38, 42, 47 och 52. Totalt innebär det att $12 \cdot 168 = 2016$ h har simulerats, vilket gör att varaktighetskurvan inte avser hela året (8760h) utan en kortare tid. Resultaten redovisas nedan för hela det simulerade åren, dvs samtliga 12 veckor.

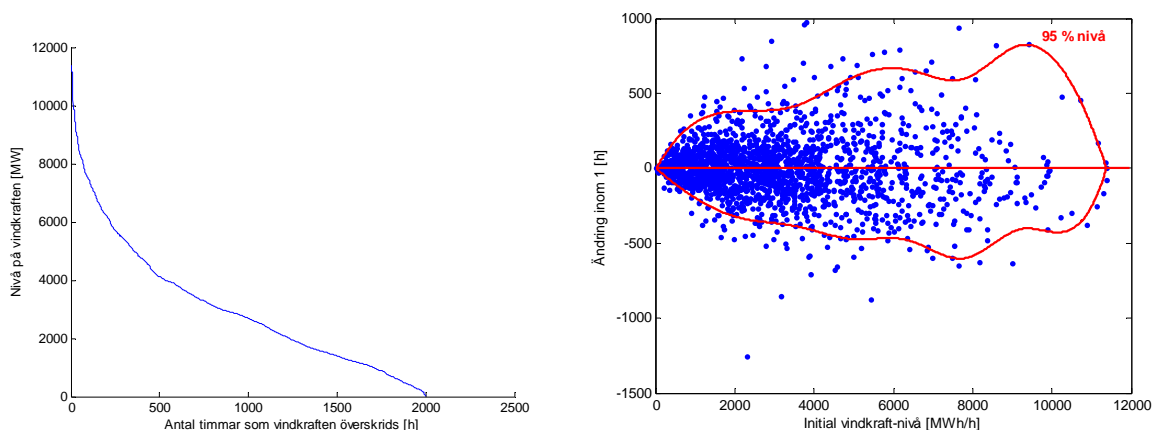
Elförbrukningens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 42.



Figur 42 Elförbrukningens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

Figur 42 visar samma struktur på elförbrukningen som i Figur 2 (varaktighetskurva för elförbrukningen 2011) och Figur 3 (förändringar inom en timme). Maximala och minimala förbrukningen var 24470 MW respektive 8525 MW.

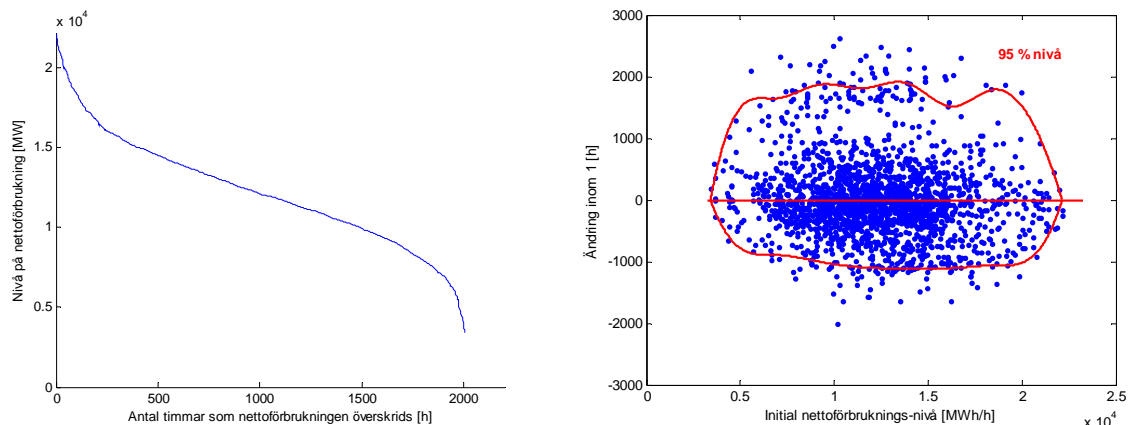
Vindkraftens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 43.



Figur 43 Vindkraftens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

Varaktighetskurvan i Figur 43 har ungefär samma struktur som den som visas ovan i Figur 14 för ett annat vindkraftsår. Maximal produktion är 11377 MW. Förändringen inom 1 timme ligger maximalt (ökning) på 1000 MW, dock oftast i lägre än ca +800 MW. Det är i linje med det som visas i Figur 16 där 4000 MW vindkraft, utspridd över Sverige, varierar upp till ca +300 MW inom en timme. Det är viktigt att notera att elförbrukningen (Figur 42) varierar betydligt mer under en timme än 12000 MW vindkraft (Figur 43).

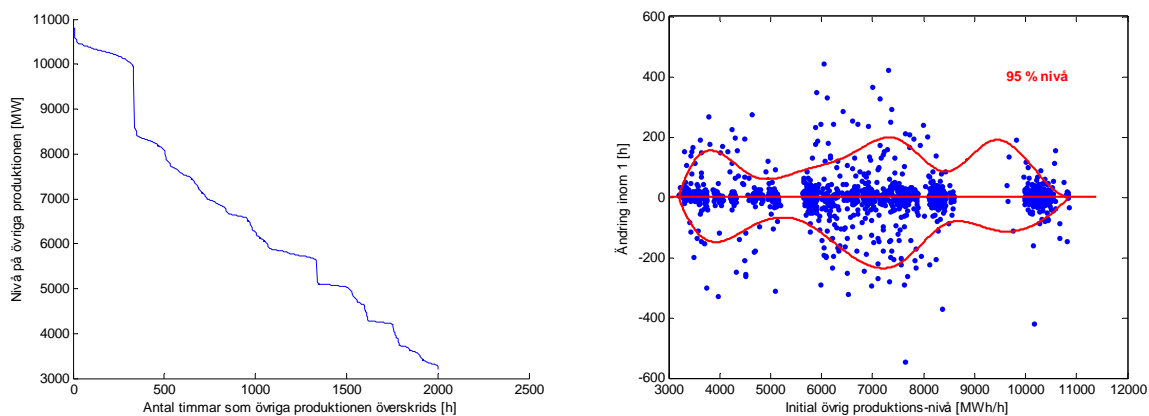
Nettoförbrukningen är [elförbrukning] – [vindkraft]. Det är dessa variationer som ska täckas av [övrig produktion], [vattenkraft] och [export/import]. Nettoförbrukningens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 44.



Figur 44 Nettoförbrukningens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

Den maximala nettoförbrukningen har med dessa data sjunkit från 24470 MW till 22137 MW dvs en minskning med 2333 MW. Den minsta nettoförbrukningen är 3412 MW en minskning med 5113 MW. Förändringen inom en timme är upp till ca + 2500 MW, fast oftast är det ca 2000 MW.

Nettoförbrukningen i Figur 44 ska täckas av [övrig produktion], [vattenkraft] och [export/import]. [Övriga produktion] styrs i praktiken inte inom varje vecka så mycket av förbrukningsvariationer, men däremot ändras denna produktion över året. Kraftvärmen producerar, t ex, mindre under sommaren då värmelasten är lägre och kärnkraften förlägger normalt revisioner till andra perioder än vintern. Om man ser över hela året så har därmed den övriga produktionen olika nivåer, se Figur 45. Det kan påpekas att här inkluderas faktisk kärnkraftsproduktion till skillnad mot Exempel 3.

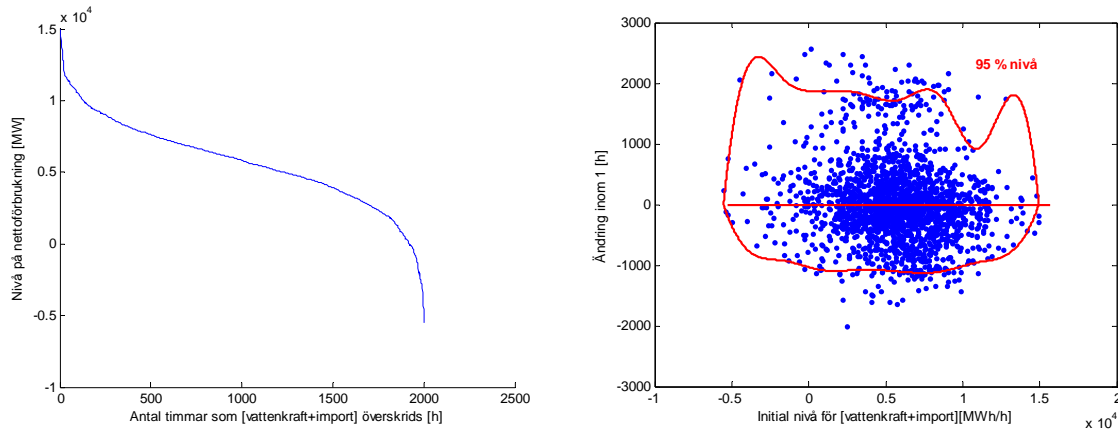


Figur 45 Övrig produktions varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger)

I Figur 45 ser man i varaktighetskurvan en del horisontella sektioner vilka just visar på den relativt konstanta produktionen inom varje vecka. Även för förändringarna så är dessa utgående från en viss nivå, där man ser att initialnivåerna har grupperat ihop sig på olika nivåer vilka motsvarar de olika nivåerna i varaktighetskurvan.

I den studerade modellen är det import/export och vattenkraft som anpassar sig för att man ska erhålla balans mellan produktion och konsumtion varje timme. Dessutom beaktas för vattenkraften de olika vattendomarna som finns samt hydrologiska bivillkor, dvs att vatten som tappas från ett

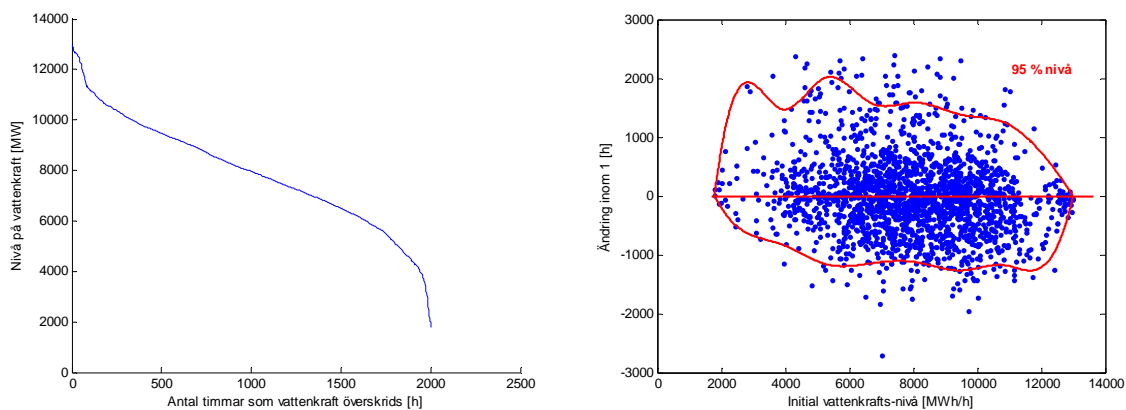
kraftverk efter en viss tid kommer fram till nästa kraftverk. I Figur 46 visas hur den variabla produktionen (vattenkraft + import) varierar.



Figur 46 Variabel produktion (vattenkraft + import): varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger)

Som beskrivits ovan så innebär problem-förutsättningarna att det blir en stor mängd export eftersom en större mängd vindkraft tillförs utan att något annat energislag i Sverige ändrar sin energiproduktion. Det är detta som gör att varaktighetskurvan går ner till -5000 MW, dvs exporten överstiger vattenkraftens produktion med 5000 MW. Eftersom det huvudsakligen är vattenkraften och import/export som möter variationerna i nettoförbrukningen så är det naturligt att förändringsfiguren i Figur 46 har ungefär samma utseende (i nivåer från timme till timme) som nettoförbrukningen i Figur 44.

Man kan även studera hur varje del i denna balansering fungerar, dvs vattenkraften respektive import/export. I Figur 47 visas resultatet för vattenkraften.

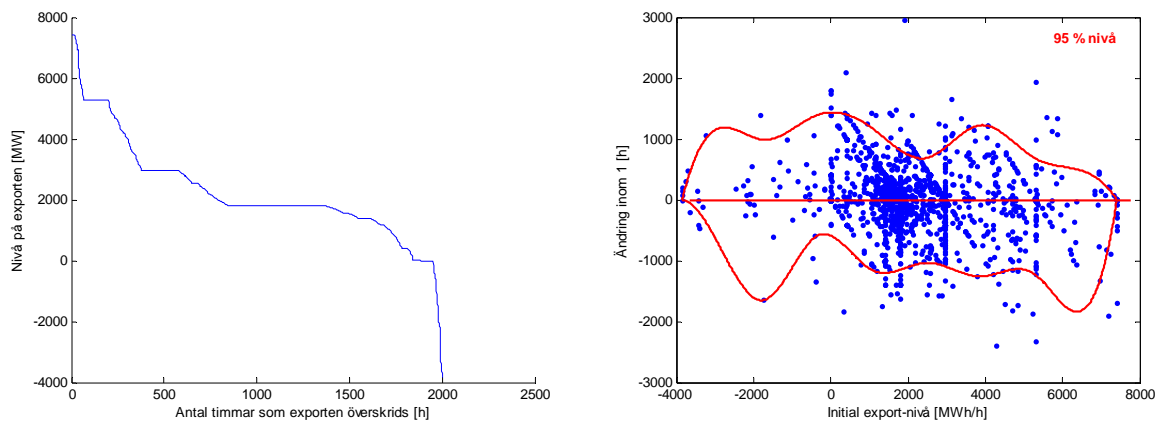


Figur 47 Vattenkraftens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

Varaktighetskurvan i Figur 47 visar på en högsta och lägsta nivå om 12993 MW respektive 1786 MW. Det är en något högre respektive lägre nivå än hur vattenkraften kördes under 2008 och 2011 i Figur 10. Figur 47 visar också att de höga respektive låga nivåerna används under en relativ kort tid. När det gäller förändringen från timme till timme så är det inga stora skillnader mellan resultatet i Figur 47 och de i Figur 11. År 2008 var förändringarna större än resultatet från denna studie. Detta visar att

vattenkraften faktiskt kan variera mer än resultatet från denna studie, dvs denna studie har inte tvingat vattenkraften att köra så mycket som är tekniskt möjligt. Detta har inte varit nödvändigt eftersom elhandeln med grannländerna också behandlats som flexibel. Detta är i sig ett rimligt antagande eftersom elhandel med grannländerna huvudsakligen styrs av prisskillnader och inte tekniska begränsningar.

När det gäller elhandel med grannländerna så är det en dominerande export. Figur 48 visar resultatet.



Figur 48 Exportens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger)

I modellen körs varje vecka separat där mängden vindkraftenergi, vattenenergi, övrig produktion och elförbrukning är given. Detta innebär ofta att exporten (ibland import) hamnar på en ganska konstant första nivå som sedan varierar om det behövs. Detta gör att varaktighetskurvan visar upp en del ganska konstanta nivåer som motsvarar dessa. Som framgår att varaktighetskurvan är det dominerande export som blir resultatet vilket är naturligt. Det kan också påpekas att exporten (i praktiken nettoexport) är upp till 7408 MW vilket är högre än i Figur 5 - Figur 7. Men man måste beakta att i denna studie är den totala exportmängden betydligt större än 2008 och 2009. När det gäller förändringen från timme till timme så är resultatet i Figur 48 (upp till ca ± 1500 - 2000 MW) något större än ändringarna under 2008-2009 i Figur 8.

Som framgår av denna analys är det relativt mycket data man måste studera för att kunna dra några slutsatser. Det kan också påpekas att endast ett av scenarierna i (Obel, 2012) har analyserats. Det scenario som analyserats i Figur 42 - Figur 48 visar dock på rimliga resultat. Som framgår av motregleringen av vindkraft, vilken utförs av vattenkraften och variabel elhandel, så sker inga dramatiska förändringar med 30 TWh vindkraft. Detta framgår när man jämför de högra figurerna i Figur 47 och Figur 48 med Figur 11 respektive Figur 8.

7. Slutsatser

I denna rapport beskrivs först Sveriges nuvarande elsystem samt hur elbalansen upprätthålls. Därefter görs en analys av behovet av reglerkraft vid integration av 55 TWh vind- och solkraft i det

svenska elsystemet. Dessutom beskrivs resultaten från en mer detaljerad studie där 30 TWh vindkraft analyserats.

Ett viktigt budskap är att man förstår att elförbrukningen i Sverige varierar betydligt mer från timme till timme än, t ex, 12000 MW vindkraft. Detta är centralt för förståelsen av hur mycket mer reglerkraft (om man definierar detta som att motbalansera variationer) som behövs vid större mängder vindkraft. Även med, t ex, 12000 MW vindkraft blir det inga dramatiska förändringar av detta behov. Självklart behövs det något mer reglering, men för att studera detta i detalj måste man bland annat beakta att ju mer vindkraft som produceras, desto lägre körs vattenkraften vilken därmed kan öka om vindkraften minskar.

Effektfrågan, även benämnd frågan om höglastereserver, dvs hur man ska klara av hög effektförbrukning, har även behandlats och den generella slutsatsen är att storleksordningen i kostnad för att klara denna fråga med en stor mängd variabel produktion är på nivån noll eller enstaka ören per kWh. Hur denna fråga ska lösas på ett ekonomiskt/miljömässigt effektivt sätt vid ett svenskt elsystem baserat på enbart förnybar energi är dock en utmaning som kräver fler studier.

I rapporten visas också ett exempel där man begränsar mängden sol+vind till max 75 procent av total konsumtion, men fortfarande antar 55 TWh bidrag till elförsörjningen. Detta ska inte ses som en rekommendation, men mer som en känslighetsanalys om vad som händer om man skulle införa en begränsning av mängden sol+vind. Antagandet om 75 procent är också konservativt baserat på internationella erfarenheter. Resultatet blir att man får ett överskott om 3 TWh. Om detta enbart "spills" ökar kostnaden för sol+vind med ca 5 procent. Det finns dock flera möjligheter att minska detta genom, t ex, export, användning i fjärrvärme etc. Det visas att användande i fjärrvärme av erhållet överskott kan minska detta, men överskottet från sol+vind kan ofta komma vid tillfällen då det inte finns fjärrvärmeunderlag, så det kan inte lösa hela problematiken.

I rapporten visas också ett exempel där kärnkraften ersatts av 55 TWh vind+solkraft. I detta exempel blir det ett överskott om ca 3 TWh vid stor vind- och solkraftsproduktion, samt ett underskott om 2,4 TWh vid låg vind+solkraftsproduktion. Vidare studier behövs för att studera, t ex, olika vindår, olika solår, olika vattenår, beaktande av vattendomar, lämpliga lösningar på över- respektive underskott etc.

I rapporten visas att:

- trots en mycket större andel variabel förnybar kraft så sker inga dramatiska förändringar av behovet av reglerkraft, dvs kraftsystemets förmåga att följa med nettoförbrukningen från timme till timme.
- kostnaden för att klara hög effektförbrukning i ett system med mycket stor mängd sol- och vindkraft är på nivån noll eller enstaka ören per kWh vilket ska jämföras med investeringskostnaden för t ex vind- och solkraft.

För att få mer detaljerade konsekvensbeskrivningar i form av utnyttjande av olika handelsförbindelser, resulterande prisnivåer samt hur sol- och vindkraft bör balanseras med vattenkraft, elhandel, flexibel elförbrukning, elbilar och/eller övrig elproduktion bör ytterligare studier genomföras av samma typ som i (Amelin Mikael, 2009) och (Obel, 2012) utvidgad med en förbättrad modellbeskrivning av grannländer. Avsnitt 6.3 sammanfattar dessa utredningar.

Bilaga 1: Hantering av elbalansen inom en timme

El kan i princip inte lagras. Detta innebär att så fort som el konsumeras så kommer denna produceras i en generator och även tvärtom, dvs så fort som el produceras så måste den konsumeras. Detta gäller alltid och är en fysisk grundlag som man inte kan göra någonting åt. Detta innebär i praktiken att så fort som man tänder en lampa så kommer denna el produceras någonstans i en generator. På motsvarande sätt så gäller det att exakt samtidigt som el produceras i ett vindkraftverk eller vattenkraftverk (eller något annat kraftverk) så konsumeras den någonstans. Ett annat exempel är när man får ett snabbstopp i ett kraftverk (t ex ett kärnkraftverk om 1000 MW), så kopplas normalt inte konsumenter bort, utan exakt samtidigt ökas istället elproduktionen i andra kraftverk.

El kan alltså inte "försvinna"! Det finns fysiskt sett vare sig "elöverskott", eller "elbrist". Det finns alltid en viss mängd förluster i ett elsystem, men dessa är normalt ett par procent (i Sverige ca 10%) av konsumtionen om man ser hela kedjan från produktion i kraftverk via ledningar ända till konsument. Förlusterna består av att kraftledningar och transformatorer värms upp något när man skickar ström genom dessa. Detta innebär i praktiken att den totala produktionen (= vad generatorerna matar in på elnätet) alltid blir högre än vad konsumenterna tar ut från elnätet. Ibland används orden "elbrist" och "elöverskott". Men dessa ord är snarare ekonomiska beteckningar. "Elbrist" betyder att någon skulle vilja konsumera el, men den finns just då inte tillgänglig där konsumenten finns eller till det pris som konsumenten vill betala. "Elöverskott" innebär på motsvarande sätt att det finns kraftverk som skulle kunna producera el om det fanns konsumenter som var beredda att konsumera mer om de ville betala vad elen kostar.

Det är en kontinuerlig utmaning i elsystemet att upprätthålla en exakt balans mellan produktion och total konsumtion inklusive förluster i elnäten. För närvarande (2013) är den största utmaningen i det svenska och nordiska elnätet när man av någon anledning får ett snabbstopp i ett kärnkraftverk. När detta händer (vilket sker ungefär en gång per år i varje kärnkraftverk) så försvinner momentant en elproduktion om ungefär 1000 MW, vilket är elproduktionen i ett större kärnkraftverk. Precis när detta händer så ska alla elkonsumenter fortsätta att få sin el som vanligt, dvs de kan inte längre få sin el från kärnkraftverket utan istället från någon annan energikälla! Den energikälla som då alltid står i "reserv" är att alla generatorer (i vattenkraftverk, kärnkraftverk och andra) i hela det nordiska elsystemet står och snurrar. Precis när kärnkraftverket snabbstoppas så kommer energin istället från den upplagrade energin i alla dessa snurrande generatorer, den så kallade svängmassan.

Ett sätt att förklara hur balansen upprätthålls i ett elsystem är att dra en parallell med en cykel, se Figur 49

Cykel	Elsystem
	
<p>1a: Vi utgår från att några på cykeln trampar och några bromsar. Luftmotstånd och hjulmotstånd är "förluster" och en del av bromsandet. Om man på hela cykeln trampar lika mycket som man bromsar så går cykeln med en konstant hastighet.</p>	<p>1b: Detta motsvarar att man i elsystemet (till exempel hela det Nordiska elsystemet vilket visas i figuren) har samma totala produktion som konsumtion. Denna balans innebär att alla större generatorer (med så kallade synkrogeneratorer där den elektriska frekvensen är direkt kopplad till hur fort generatorn snurrar) snurrar lika fort och man har en konstant frekvens i hela elsystemet. Den är normalt 50 Hz, dvs växelspanningen byter polaritet från plus till minus exakt 50 gånger per sekund.</p>
<p>2a: Om nu någon på cykeln plötsligt slutar trampa för att han får ont i benet så börjar cykeln sakta in. Den stannar inte direkt eftersom det finns en viss masströghet i cykeln som beror på vikten hos alla personer och på själva cykeln.</p>	<p>2b: Detta motsvaras av ett något kraftverk plötsligt stannar. Då börjar elsystemet gå lite "långsammare" och frekvensen sjunker något. Den börjar sjunka direkt på samma sätt som cykeln direkt börjar sakta in. Men frekvensen sjunker inte språngvis eftersom det finns en viss mängd rörelseenergi, dvs en svängmassa i turbiner mm vilka driver generatorerna.</p>
<p>3a: När hastigheten på cykeln minskar (samma hastighet på hela cykeln) så finns det några av de som trampar som har en hastighetsmätare. När de ser att hastigheten minskar så kan de trampa mer för att kompensera för den som fick ont i benet. När övriga cyklister ökat sin kraft på pedalerna så mycket att hastigheten är konstant, så har det blivit balans mellan trampare och bromsare.</p>	<p>3b: Detta motsvaras av att det på flera kraftverk, i Norden, framför allt vattenkraftsverk, finns frekvensmätare där den elektriska frekvensen mäts kontinuerligt (samma i hela Nordiska elsystemet). När frekvensen minskar ökas elproduktionen i dessa kraftverk ända tills produktionen ökat så mycket så att den tidigare minskade produktionen i ett kraftverk kompenseras. När detta skett är frekvensen åter stabil. Allt detta sker helt automatisk oavsett vad som orsakat obalansen: havererat kraftverk, vinden minskar i något kraftverk, någon ökar sin elkonsument, någon startar ett kraftverk etc. Därefter startas lämpliga kraftverk upp genom manuell reglering så att den automatiska reserven återställs.</p>

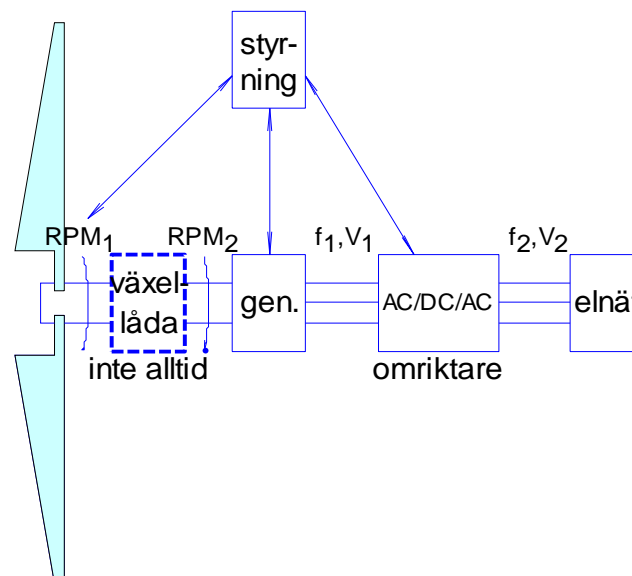
Figur 49 Kortsiktig balanshållning i ett elsystem

En central frågeställning är därmed det som framgår av ruta 2b-3b. När t ex vindkraften varierar innebär den momentana reaktionen på detta att variationen balanseras av ändrad mängd

rörelseenergi i turbiner och de roterande delar i synkronmaskiner som är direkt kopplade till elnäten, någonstans i Norden. Dvs det är den samlade svängmassan som gör att ändringar inte går så fort. Om man tar ut för mycket rörelseenergi så snurrar turbinerna långsammare vilket resulterar i en lägre frekvens vilket i sin tur gör att framför allt vattenkraftverk läser av den sjunkande frekvensen och då ökar mängden vatten till turbinerna vilket ökar produktionen och stabiliserar frekvensen. Detta kallas "primärregleringen" som är det första steget i "frekvensregleringen" vars syfte är att upprätthålla en balans mellan produktion och konsumtion. Vi har samma frekvens i det nordiska systemet (Sverige, Finland, Norge och Själland) och man kan se det som att vi i Norden (ej Island och Jylland) sitter på samma cykel.

Nästa steg i frekvensregleringen är "sekundärreglering" där vissa kraftverk automatiskt mäter av ändrad frekvens vilket i sin tur gör att dessa ändrar sin produktion. Det sista steget i frekvensregleringen är "tertiärregleringen" (historiskt kallad sekundärreglering i Norden) där manuella beslut tas i kontrollrum om vilka kraftverk som ska startas eller stoppas inom varje enskild timme.

En fundamental fråga som börjat diskuteras på senare år är storleken på svängmassan vilket är den totala mängden rörelseenergi som finns i systemet. Detta kan jämföras med cykel-parallellen i Figur 49. Om cykeln och cyklisterna i figuren skulle vara viktlösa skulle cykeln tvärstanna om någon bromsar eller accelerera oändligt snabbt om någon ökar kraften på tramporna. I kraftsystemet finns denna svängmassa, som gör att man inte får plötsliga frekvensfall, i de roterande massorna i det Nordiska elsystemets samtliga stora generatorer, så kallade synkrongeneratorer (de har en rotationshastighet som är direkt kopplad, = synkront, till nätfrekvensen – normalt 50 Hz). Alla stora kraftverk, såväl vattenkraft, industriellt mottryck, kraftvärme som kärnkraft har denna typ av generatorer. I vindkraftverk finns det dock en omriktare mellan själva turbinen som är kopplad till generatorn och elnätet, se figur Figur 50.



Figur 50 Vindkraftverk: Bladen (= turbinen) roterar vilket gör att generatorns rotor roterar vilket medför att el genereras med frekvensen f_1 och spänningen V_1 . Denna omriktas sedan till nät frekvensen $f_2 = 50$ Hz och samma spänning som på elnätet.

Det finns därmed en svängmassa även i ett vindkraftverk bestående av turbinen, axeln och rotorn i generatoren. I dagsläget gör dock omriktaren att denna roterande massa inte kan användas direkt på samma sätt som generatorer kopplade direkt till elnätet. För solceller finns ingen svängmassa alls, utan genereringen kopplas direkt till elnätet via en omriktare.

För Sveriges del har inga detaljerade studier gällande just problematiken kring svängmassa gjorts för en situation där en mycket stor andel av elförsörjningen skulle komma från sol- och vindkraft. Det finns dock flera studier och erfarenheter som är relevanta för denna fråga.

- A. På Gotland kommer all produktion från vindkraft. Gotland är förbundet med fastlandet med en likströms-kabel. Detta innebär att det på Gotland inte finns någon svängmassa i generatorerna, och likströmskabeln innebär att fastlandets svängmassa inte finns direkt tillgänglig på Gotland. Lösningen är att man på Gotland alltid har två synkronmaskiner som snurrar, men som vare sig har produktion eller konsumtion (utom vissa förluster). Dessa benämns "synkronkompensatorer". Detta kan ses som en lösning på ett system med enbart "mass-lös" generering.
- B. På Irland har man gjort en detaljerad analys av hela öns (Irländska republiken + Nordirlands) möjlighet att ha en stor andel vindkraft (EirGrid-Soni, 2010). Redan idag har man ibland situationer med hälften av elproduktionen från vindkraft. Irland har en likströms-kabel till Skottland och man håller på att få igång en ny likströmskabel mellan Irland och Storbritannien. Rapporten är omfattande och många utmaningar studerats, inklusive frågan om svängmassa. Detta är en speciell utmaning på Irland eftersom det är en ö med enbart likströmsförbindelser till omvärlden. Man har tagit fram ett speciellt index "Operation Metric 1" som avser $OM1 = \frac{\text{vindkraft [MW]} + \text{import [MW]}}{\text{elförbrukning [MW]} + \text{export [MW]}}$. Slutsatsen är att OM1 kan vara upp till 60-80 procent, men man måste då vidta olika åtgärder. Dessa är 1) Mer så kallade reaktiva resurser behövs, vilka används för att hålla spänningen i systemet, 2) Se till att samtliga vindkraftverk uppfyller nätanslutningskraven en så kallad "grid code", 3) Ändring av parametrar i ROCOF-skydden; dessa skydd (Rate Of Change Of Frequency) kopplar bort olika utrustningar (elförbrukning och vindkraftverk) om frekvensen ändras för fort, 4) Närmare studier av kortslutnings-strömmar för olika situationer. Man har utgått från att vare sig vindkraften eller likströmsförbindelserna till ön kan bidra med någon svängmassa av betydelse. Men de har inte studerat detta närmare.
- C. Portugal har en relativt stor andel vindkraft. Landet är förbundet med Spanien med växelströmsledning, dvs energin i svängmassan kan överföras från det ena systemet till det andra (man sitter på samma cykel). Dessutom är Spanien förbundet till det centraleuropeiska systemet (och dess svängmassa) genom växelströmsledning till Frankrike. Kapaciteten på förbindelsen Portugal-Spanien är ca 1200 MW. Portugal har haft en vindkraftsandel av total konsumtion om upp till 93 procent. Den 15 november 2009 hade man 70 procent, den 31 oktober 2010 75 procent, den 15 maj 2011 81 procent (Soder, o.a., 2012), och den 13 november 2011, kl 4:30 var andelen 93 procent (Holtinen, 2012). Anledningen till att man kan ha högre andel än studierna från Irland är kopplingen till Spanien. För den 13 november 2011, kl 4:30 var andelen 93 procent av konsumtionen, men vid detta tillfälle importerades 90 MW och om man räknar som andel av produktionen inklusive pumpkraftverk (som kan gå som "förbrukning" då de pumpar, men som har synkronmaskiner som koppling till elnätet) så var andelen 78 procent vid detta tillfälle. I Portugal har man planerat in ett forskningsprojekt gällande problematiken kring svängmassa vid hög andel vindkraft och nödvändig primärreglering.

- D. Frågan om svängmassa har kommit upp mer på senare tid och som framgår ovan så finns det speciella utmaningar på öar som studerar stor andel vindkraft och som inte har växelströmsförbindelser till omgivande system. Detta har medfört att man på Irland praktiskt utreder möjligheten att starkare koppla den existerande svängmassa i vindkraftverken så att den kommer till nytta till elsystemet. I Figur 50 innebär det i praktiken att man mäter frekvensen på elnätet, f_2 , och om den ändras så styr man omriktaren så att den upplagrade rörelseenergin i turbin och rotor snabbt kan skickas ut på elnätet genom omriktaren. I praktiken är det ett styrsystem som införs. På Irland har systemoperatörerna EirGrid (Irländska republiken) och Soni (Nordirland) beslutat genomföra en test med detta (EirGrid-Sony, 2012) där GE-Energy kommer testa sin teknik WindINERTIA control (GE-Energy, 2009).
- E. En intressant möjlighet är även att använda existerande kraftverk som svängmassa även om man inte genererar i dessa. I Sverige har vi sedan länge i vissa fall haft vattenkraftverk infasade (dvs turbinen roterar och generatoren är inkopplad) på elnätet utan generering. Syftet har varit att ha marginaler om man plötsligt får ett avbrott i ett stort kärnkraftverk och snabbt behöver öka produktionen. Då behöver inte vattenkraftverket snurra igång, utan det räcker med att man ökar vattenpådraget vilket gör att man snabbare får igång produktionen. Detta ökar svängmassan i systemet trots att detta inte varit huvudsyftet. Ett annat exempel är kärnkraftverket Zion vid Lake Michigan i USA. Detta togs ur drift den 15 januari 1998. Båda generatorerna har blivit ombyggda till synkronkompensatorer för att stabilisera elnätet i norra Illinois (Exelon, 2010). Ombyggnaden gällde två 1220 MVA synkrongeneratorer (Kay, 1999). Syftet var främst att hålla spänningen vilket också är en bra egenskap hos synkrongeneratorer.
- F. En annan intressant möjlighet är att styra likströmsförbindelser. Detta är möjligt med den nyare likströmstekniken HVDC-VSC (High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter). För att denna teknik snabbt ska kunna reagera på behov i ena änden så krävs att det finns svängmassor i andra änden och att det finns marginaler att överföra mer. I princip är det samma funktion som i ett vindkraftverk, se Figur 50, dvs det finns en upplagrad energi i de roterande massorna, och genom att styra omriktarna så kan denna energi snabbt levereras till den andra sidan av omriktarna. Men detta kräver en fungerande styrning. Det finns också förslag på att DC-ledningens kapacitans kan användas som kortsiktig energilagring (Zhu, Booth, Adam, Roscoe, & Bright, 2012), men detta har troligen mindre potential.
- G. Ett sätt att få in mer svängmassa i systemet är att betala för denna och idén är då att de som kan erbjuda denna till lägsta kostnad också får betalt för detta. På Irland har man föreslagit en speciell produkt: "Synchronous Inertial Response (SIR)": Den föreslagna SIR-produkten definieras som "den kinetiska energin (vid nominell frekvens) av en reglerbar synkrongenerator, reglerbar synkronkompensator eller reglerbar synkron elförbrukning multiplicerad med en SIR-Faktor (SIRF)". Mer detaljer finns presenterade i (EirGrid; Semo; Sony, 2012).
- H. I Danmark har man vid flera tillfällen mer vindkraftsproduktion än elförbrukning. Man har vid dessa tillfällen krav på att ha 2-3 konventionella kraftverk igång, så kallad "must-run" (Soder, o.a., 2012). I Danmark planerar man för en ytterligare ökad mängd vindkraft. Därför har systemoperatören Energinet.dk renoverat två gamla synkrongeneratorer i område DK1 (Jylland) och kommer att beställa en ny 270 MVA-maskin till område DK2 (Själland) till sommaren 2013. Utöver detta pågår ett anbudsförfarande för ytterligare två 200 MVA synkronmaskiner (eller motsvarande tjänst från en kraftverksägare) att installeras nästa år (DK1 och DK2). Det finns flera orsaker till "must-run"-kravet: Kontinuerlig spänningsstyrning, dynamiskt spännings-stöd, kortslutningseffekt och (framtida behov av) svängmassa. Men den främsta anledningen till att

titta på synkronmaskiner kravet att på ett säkert driva högspända likströms-förbindelser med LCC-teknik. För detta bidrag är den gamla tekniken fortfarande överlägsen när det gäller respons och överbelastningskapacitet (Abildgaard, 2013).

- I. Slutsatsen från detta är att inget talar för att det är omöjligt, ur svängmassans synvinkel att ha åtminstone 75 procent av produktionen i Sverige från vind- och solkraft. Det är inom det intervall som tagits fram som gräns för Irland, men lägre än vad man faktiskt haft i Portugal och Danmark. Sverige har också relativt starka förbindelser till grannländerna och dessa är av växelströms-typ, vilket därmed är bättre än vad man har på Irland. Det finns också möjligheter i Sverige att antingen köra vattenkraftverk i "tomgång" och/eller bygga om i framtiden nedlagda kärnkraftverk till synkronkompensatorer om det skulle visa sig nödvändigt och/eller ställa krav på masströghet i vindkraftverk och/eller se till att de likströmslänkar som har tekniska möjligheter också kan bidra med masströghet (dvs från masströgheten på andra sidan länken). För att komma fram till den mest rationella lösningen på denna fråga så behövs vidare utredningar. Gränsen 75 procent ska enbart ses som ett konservativt exempel. Här antas 75 procent av konsumtionen, men egentligen ska man se det som en viss procent av produktionen och då bör man beakta att a) det finns synkronmaskiner i våra grannländer vilka är ansluta via växelströmsledning, och b) när man har 75 procent av konsumtionen från vind+sol kommer ofta priset vara så lågt i Sverige att export kommer (dvs produktionen är större än konsumtionen) ske vilket innebär att andelen vind+sol kommer vara lägre än 75 procent av produktionen.

8. Litteraturförteckning

- Abildgaard, H. (2013). *Kommunikation per e-post, februari 2013, med Hans Abildgaard, Chief Engineer, Energinet.dk.*
- Amelin Mikael, E. C. (2009). *Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige, Elforsk rapport 09:88.* Stockholm: Elforsk. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=09_88_
- Beckman, J. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes.* New York: Wiley Interscience.
- EirGrid; Semo; Sony. (2012). *DS3: System Services Consultation Finance Arrangements.* Hämtat från http://www.eirgrid.com/media/System_Services_Consultation_-_Finance_Arrangements.pdf
- EirGrid-Soni. (2010). *All Island TSO Facilitation of Renewable Studies.* Eirgrid. Hämtat från <http://www.eirgrid.com/media/FacilitationRenewablesFinalStudyReport.pdf>
- EirGrid-Sony. (2012). *DS3 Programme Advisory Council Meeting Minutes.* Hämtat från <http://www.eirgrid.com/media/Advisory%20Council%20Minutes.pdf>
- Energimyndigheten. (2007). *Nytt planeringsmål för vindkraften år 2020 ER 2007:45.* Eskilstuna. Hämtat från <http://www.energimyndigheten.se/Global/Press/Sammanfattning%20av%20rapporten%20Nytt%20planeringsm%C3%A5l%20f%C3%B6r%20vindkraften%20%C3%A5r%202020.pdf>
- Energimyndigheten. (2012). *Energiläget i siffror 2011.* Eskilstuna. Hämtat från <http://www.energimyndigheten.se/Global/Statistik/Energil%C3%A4get/Energil%C3%A4get%20i%20siffror%202011%20uppdaterad%20120514.pdf>

- European Commission. (2011). *Energy Roadmap 2050, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN*. Hämtat från http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf
- EWEA. (2012). *Wind in power- 2011 European Statistics*. Hämtat från http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_2011_European_statistics.pdf
- Exelon. (2010). *ZION STATION, Plant Fact Shee*. Hämtat från http://www.exeloncorp.com/assets/energy/powerplants/docs/Zion/Fact_Zion.pdf
- Fritz, P. (2006). *Effektkapacitet hos kunderna*. Stockholm: Elforsk rapport 06:38. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?download=report&rid=06_38_
- GE-Energy. (2009). *WindINERTIA™ Control*. Hämtat från http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/renewable_energy/en/downloads/GEA17210.pdf
- Holttinen. (2012). *IEA Wind, 2011 Annual Report*. IEA. Hämtat från http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2011/2011%20IEA%20Wind%20AR_1_small.pdf
- IEA-PVPS. (2012). *TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Hämtat från http://www.iea-pvps.org/index.php?id=1&elD=dam_frontend_push&docID=1239
- Kay, R. F. (1999). *Conversion of Two Zion 1220 Mva Generators to Synchronous Condenser Operation*. Hämtat från http://www.ece.iit.edu/~flueck/chicago_pes/1998/anb0210.html
- Kraftindustrin + NE. (1984). *Vindenergi i kraftsystemet - Slutrapport, hösten 1984*.
- Lennart Söder, L. B. (2011). *Different time scales for studies of power system performance*. NEPP - North European Power Perspectives. Hämtat från http://www.nepp.se/pdf/different_timescales.pdf
- Magnusson, K. N. (2004). *Effektvariationer av vindkraft - Elforsk rapport 04:34*. Stockholm. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=04_34_
- Nationalencyklopedien. (u.d.).
- Nordpool spot. (2010-2011). *Nordpool data download*. Hämtat från <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/>
- Obel, F. (2012). *Balansering av en storskalig vindkraftsutbyggnad i Sverige med hjälp av den svenska vattenkraften*. Stockholm: KTH. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=1&pid=diva2:538474>
- Olle Nyström, P.-A. N.-M. (2011). *El från nya och framtida anläggningar 2011*. Elforsk rapport 11:26. Hämtat från http://www.elforsk.se/Programomraden/El--Varme/Rapporter/?download=report&rid=11_26_

- Peter Eriksson, L. G. (2013). *Gör biogas av elöverskott från vindkraft*. Göteborgs-Posten - 2013-03-03. Hämtat från http://www2.nobicon.se/energiimedia/func/extern_show_eim.php?ID=00393246&UID=005217&token=62db547cbcea73c86cecbe909f82f4e
- Söder, L. (1987). *Vindkraftens tillgänglighet vid hög last*. KTH, Stockholm.
- Soder, L. (1999). *Wind energy impact on the energy reliability of a hydro-thermal power system in a deregulated market*. 13th PSCC, Trondheim, Norway. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=1&pid=diva2:473248>
- Söder, L. (2009). *IEA Task 25 – Design and Operation of Power Systems with large amounts of Wind Power, Elforsk Rapport 09:07*. Stockholm: Elforsk. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=09_07_
- Söder, L. (2010). *Sammanställning av Lennart Söders kommentarer till KVA:s uttalanden om vindkraft*. Stockholm: KTH. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=2&pid=diva2:467459>
- Soder, L., Abildgaard, H., Estanqueiro, A., Hamon, C., Holttinen, H., Lannoye, E., . . . Zimmermann, U. (2012). *Experience and Challenges With Short-Term Balancing in European Systems With Large Share of Wind Power*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 3, Issue 4.
- Söderberg, A.-L. (2013). *Faktorer som påverkar vindkraftsutbyggnaden*. Uppsala Universitet. Hämtat från uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:588422/FULLTEXT01
- SOU 1988:32. (1988). *Läge för vindkraft*. Bostadsdepartementet.
- Svensk Energi. (1992-2001). *Svensk Energis, tidigare Kraftsams, årsrapporter*.
- Svensk Energi. (2011). *Elåret 2011*. Stockholm: Svensk Energi. Hämtat från <http://www.svenskenergi.se/upload/Statistik/El%C3%A5ret/El%C3%A5ret2011.pdf>
- Svensk Fjärrvärme. (2012). *Tillförd energi till värmeproduktion 2011*. Hämtat från <http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarme/Energitillforsel/>
- Svenska Kraftnät. (2001-2011). *Electric Power Statistics for whole Sweden*. Hämtat från <http://svk.se/Energimarknaden/El/Statistik/Elstatistik-for-hela-Sverige/>
- Svenska Kraftnät. (2008). *Storskalig utbyggnad av vindkraften - Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft. Dnr 617/2008/AN40*. Stockholm. Hämtat från http://www.svk.se/Global/01_Om_oss/Pdf/Rapporter/080601_Bilaga_vindkrafttrapport_2008.pdf
- Svenska Kraftnät. (2012). *Effektreserv*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Hämtat från <http://www.svk.se/Energimarknaden/El/Effektreserv/>
- Svenska Kraftnät. (2012). *Effektreserven 2012/2013*. Hämtat från <http://www.svk.se/Energimarknaden/El/Effektreserv/Effektreserven-20122013/>

Svenska Kraftnät. (2012). *Perspektivplan 2025 - en utvecklingsplan för det svenska stamnätet. Remissutgåva Oktober 2012*. Sudbyberg: Svenska Kraftnät. Hämtat från <http://www.svk.se/PageFiles/52109/Perspektivplan-2025-remissutgava.pdf>

Sveriges Radio. (2013). *Radio-inslag 130222: "Vi kommer att få se en mer dynamisk energimarknad"*. Hämtat från <http://sverigesradio.se/sida/artikel.aspx?programid=415&artikel=5452480>

Widén, J. (2011). *Correlations Between Large-Scale Solar and Wind Power in a Future Scenario for Sweden* (Vol. 2).

Zhu, J., Booth, C. D., Adam, G. P., Roscoe, A. J., & Bright, C. G. (2012). *Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems*. *Transactions on Power Systems*, Volume PP, Issue 99.