



**ROYAL INSTITUTE  
OF TECHNOLOGY**

# **Studie av sannolikhet för hög elförbrukning, effektbrist, effektvärden och höga elpriser**

**Version 1.0**

**Lennart Söder**

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

**2015-02-02**

## Innehållsförteckning

1. Sammanfattning .....	2
1.1. Kommentarer .....	3
2. Bakgrund .....	4
3. Studie av perioden 1996-2013. ....	6
3.1. Elförbrukning .....	6
3.2. Behov av elproduktion för att klara hög elförbrukning.....	8
3.3. Enkelt exempel för att illustrera ekonomi för sällan använda kraftverk .....	9
3.4. Kommentarer till exemplets antaganden .....	11
4. Analys av svensk vindkraft .....	13
4.1. Vindkraft 1996-2001.....	13
4.2. Vindkraft 2007-2013.....	15
4.3. Vindkraft 1996-2001 samt 2007-2013 vid hög elförbrukning.....	18
5. Analys av svensk kärnkraft och hög elförbrukning.....	20
5.1. Kärnkraftens effektbidrag, statistisk metod.....	20
5.2. Kärnkraftens effektbidrag, historiskt bidrag .....	23
6. Analys av effektbidrag från vindkraft och kärnkraft. ....	25
6.1. Effektivärden för vindkraft och kärnkraft 1996-2001 och 2007-2013 .....	26
6.2. Effektivärde för kärnkraft 2001-2013.....	28
7. Litteraturförteckning .....	30

### 1. Sammanfattning

Effektfrågan har åter igen kommit upp som en viktig frågeställning. Bakgrunden är en kombination av att det finns ett riskdagsbeslut om att avveckla effektreserven samt att det förutses att några äldre kärnkraftsreaktorer kommer stängas av. Om allt detta genomförs och inget annat inträffas, så kommer risken för effektbrist att öka. Man måste dock räkna med att det även händer annat i elsystem som, t ex, ändrad transmissionskapacitet och mer vindkraft etc.

I denna rapport har en statistisk bearbetning av elförbrukning, vindkraft och kärnkraft under perioden 1996-2013 genomförts. Syftet är att man ska få ett grepp för hur vanligt det är med höga elförbruknings-situationer samt vilka elpriser som är nödvändiga om man förväntar sig att elmarknaden skall finansiera effektreserven utan en speciell lagstiftning om upphandling. Resultaten kan sammanfattas enligt:

- Höga elförbrukningssituationer är ovanliga. Endast under fyra år i perioden 1996-2013 var elförbrukningen över 26000 MW, 2001, 2004, 2010 och 2013. Den totala tiden var 20 timmar som elförbrukningen var över 26000 MW, dvs i genomsnitt 1.1 timme/år. Som högst var elförbrukningen 26663 MW, dvs de sista 663 MW användes endast ca 1.1 timme/år.
- Det billigaste sättet att erhålla produktion som enbart används ett fåtal timmar per år är gasturbiner. Om marknaden skall finansiera dessa krävs dock ett tillräckligt högt pris. Om priset inte blir tillräckligt högt så är kraftverken inte lönsamma. Till detta kommer att hög elförbrukning inte är så vanligt, vilket gör att det blir riskfyllt att göra dessa investeringar. Under perioden 2005-2009 (5 år) var, t ex, elförbrukningen aldrig högre än 26000 MW.
- Risken för effektbrist måste hållas låg, men den kan aldrig bli noll! Om man, t ex, har en bristrisk om en timme på 10 år och man tycker att denna risk är för hög, så måste man införa ett system som bara behövs en timme på 10 år!
- I ett exempel har vi utgått från ett maximalt acceptabelt elpris om 14-30 kr/kWh, ett isolerat Sverige, att marknaden finansierar kraftverk som kräver elpris lägre än det maximala under tillräckligt lång tid, en tillförd mängd vind- eller kärnkraft om 9 TWh/år samt en acceptabel bristrisk om 1 timme vart 5:e-10:e år. Med dessa förutsättningar blir vindkraftens effektvärde 443-513 MW och kärnkraftens effektvärde 781-1330 MW om man använder den internationellt använda metoden för effektvärde.
- Med samma antaganden kan behovet av effektreserv beräknas, dvs den mängd som inte finansieras av enbart elpriser. Resultatet blir 1400-1900 MW (ej kärnkraft/vindkraft), 1700-2000 MW (med 9 TWh vindkraft), 1700-1900 MW (med 9 TWh kärnkraft).
- Resultaten ska inte ses som exakta uppskattningar utan snarare indikera storleksordningen på vad som behövs, samt vilka kopplingar som finns mellan kraftslag, elförbrukning, risk för effektbrist och accepterade elpriser. Det finns mycket som inte beaktats, t ex haverier i övriga kraftverk, tillgång till import eller flexibel elförbrukning.

## 1.1. Kommentarer

Rapporten har studerat vissa specifika historiska data och baserat beräkningar på dessa. Många antaganden har också gjorts. Nedan kommenteras dessa.

- a) Det finns en grundläggande princip-problem på så sätt att effektfrågan rör framtiden och den analys som görs här bygger på historisk statistik. Det är egentligen omöjligt att dra slutsatser om framtiden baserat på statistik, men på något sätt måste man ju analysera. Utgångspunkten, om man ska dra slutsatser från detta, är i så fall att historiska data antas representativa för framtida situationer.
- b) När det gäller den statistiska analysen av såväl vindkraft som kärnkraft så har endast 13 år studerats. Och det är endast ett fåtal av dessa år som har haft riktigt hög elförbrukning. Det är därmed svårt att dra slutsatser om vilken risk det finns för låg tillgänglighet i båda dessa kraftslag vid hög elförbrukning i framtiden.
- c) För de ekonomiska beräkningarna har här antagits gasturbiner med kostnader enligt senaste uppskattningar. Kostnaderna utgår dock från vissa antaganden om realränta, bränslepriser, inköpspris etc. Om man, t ex, vill använda förnybara bränslen för att driva gasturbiner måste detta beaktas och man måste också beakta att det finns ekonomiska risker i och med att man inte vet när i framtiden som elpriset kommer bli tillräckligt högt eller för hur länge.

- d) Här antas just gasturbiner, men i verkligheten finns såväl import, flexibel elanvändning som andra kraftslag. Det är dock viktigt att notera hur pass sällan som detta behövs. Elförbrukningen är över 26000 MW endast ca 1.1h/år och om man, t ex, ska få 500 MW kunder att vara flexibla under 1.1 h/år i genomsnitt så krävs ganska stora investeringar och man måste beakta att man troligen inte kan räkna med just 500 MW flexibilitet, utan man måste göra "flexibilitets-investeringar" i en större mängd än vad som sedan finns tillgängligt. Det är säkert möjligt, men detaljer behöver utredas (på gång inom nya projekt vid KTH-Elkraftsystem) om en realistisk potential.
- e) En viktig frågeställning är utmaningen runt det "accepterade priset". Enligt de antaganden som gjorts så kommer vissa gasturbiner att finansieras av marknaden (upp till tillräckligt många timmar per år + tillräckligt högt pris) medan de som används mer sällan ska erhålla någon form av annan ersättning. Det är en utmaning att få till ett ekonomiskt system som medför att vissa kraftverk finansieras av "marknaden" medan andra även skall erhålla någon form av annan ersättning.
- f) Dessa gasturbiner (såväl de marknads-finansierade som de med effektersättning) skulle även kunna få inkomster från att sälja systemtjänster (balansreglering, masströghet, spänningshållning mm). Det skulle kunna leda till att de klarar sig med lägre priser då de aktiveras av "effektskäl". Men man måste utreda närmare hur stor betydelse denna möjliga extra finansiering kan ha på intresset att göra investeringar.
- g) I de nuvarande beräkningarna har det antagits, förenklat, att den installerade effekten i kraftverken upp till effektreserven är 100% tillgänglig samt att den tillgängliga effekten är konstant. I verkligheten varierar även tillgängligheten i övriga kraftverk.
- h) Sammataget är verkligheten betydligt mer komplicerad än vad som antagits i simuleringarna i denna rapport. Det finns en korrelation mellan vindkraft i Sverige och grannländer vilket påverkar möjligheterna till import vid hög last och låg vind; importmöjligheter beror på tillgänglighet i såväl överföringsförbindelser som i kraftbalansen i våra grannländer; priset har inte beaktats, vilket till viss del påverkar konsumtionen; bortfall av kraftverk kan påverka överföringskapaciteten; man måste hålla tillräckligt med driftreserver även vid hög nettoförbrukning; det kan finnas interna flaskhalsar inom Sverige mm. KTH+SvK har inlett ett samarbete med att studera dessa frågor närmare.

Detta är ett arbetsdokument som kommer uppdateras vid behov.

## 2. Bakgrund

I Sverige måste vi ha ett elsystem med en mycket hög leverenssäkerhet och detta oavsett vilken typ av kraftverk vi har i framtiden. Denna fråga kom upp redan efter avregleringen i slutet av 90-talet och resultatet blev en lagstiftning som gav Svenska Kraftnät rätt att upphandla upp till 2000 MW effektreserv inför varje vinter.

För närvarande får upp till 1500 MW upphandlas vilket till 50 procent ska bestå av förbrukningsreduktioner. Genom ett riksdagsbeslut 2010 etablerades den ordning som nu gäller dvs en successiv utfasning av den centralt upphandlade effektreserven till år 2020.

Svenska Kraftnät har i en remiss på regeringens punktskatterförslag om höjd skatt på kärnkraft bland annat skrivit att "en enkel analys ... indikerar att en stängning av O1, O2, R1 och R2 markant skulle

öka risken för effektbrist i södra Sverige". Uppenbarligen verkar inte Svenska Kraftnät lita på att marknaden själv snabbt nog löser frågan om att det ska finnas tillräckligt med kapacitet. Det finns en risk för att de har rätt, men å andra sidan måste det finnas ett regelverk som gör att elmarknaden löser denna fråga oavsett om olika producenter motiverar stängning av sina anläggningar med politiska beslut, åldrande anläggningar eller prisläget. Exempel på prispåverkande beslut är såväl tillstånd till ledningar till utlandet, utökning av certifikatsystemet eller ändring av skatter.

Det finns i princip 3 olika sätt att se till att det blir tillräckligt med effekt:

- 1) En så kallad "energy-only"-marknad, där man har ett elpris som kan bli mycket högt och där detta höga pris motiverar investeringar i nya produktionsanläggningar eller flexibel elförbrukning. Man måste då acceptera att det blir effektbrist ibland och att priset då sätts av kostnaden för tvångsbortkoppling av kunder. I en "energy-only"-marknad så får man ju bara betalt om resursen används och det som aldrig används får heller aldrig betalt! Och vem vill göra en sådan investering, oavsett om det är ett kraftverk eller en investering för flexibel konsumtion?
- 2) Upphandlade "strategiska reserver", vilket är den metod som för närvarande används, dvs man betalar vissa producenter och konsumenter en fix summa per vinter för att de ska finnas tillgängliga. Även i detta system uppstår en viss risk för effektbrist, men hur mycket den begränsas beror på mängden upphandlad effekt. Man måste också acceptera att priset ibland blir riktigt högt för att det ska bli lönsamt att bygga kommersiella kraftverk som nu används mer sällan eftersom det finns vissa kraftverk som får en effektersättning.
- 3) Kapacitetsmarknad där man har ett system att betala för alla effektbidrag. I system där detta införts blir effektersättning en mycket stor del av betalningen.

I praktiken är förstås metod 2 ett mellanting mellan 1 och 3 där man kan välja hur mycket effekt som ska få en kapacitetsersättning, prissättning av effektreserven till marknad etc. En utmaning med metod 1 är att man ibland kan få mycket höga elpriser eftersom detta är nödvändigt för att få till investeringar. Som exempel kan nämnas att under perioden 1992-2011 (20 år) var den högsta elförbrukningen 26633 MW (2004), och den näst högsta 26323 MW (2001) enligt Svenska Kraftnäts timserier [1]. Detta innebär att under ett år av tjugo behövdes 310 MW extra under högst ett par timmar. Det är tveksamt om "marknaden" är beredd att ta den risk som det innebär att tillföra 500 MW (produktion eller flexibel konsumtion) om man bara får betalt några timmar vart 20:e år. Dessutom är det än mer komplicerat då det kan hända att det blåser eller inte blåser, import är möjligt eller inte. Alla dessa osäkerheter ökar risken för investerare.

**Man ska därmed inte tro att det är möjligt att både ha låga elpriser, ingen effektersättning och att det samtidigt finns producenter/konsumenter som ser till att det finns tillräckligt med effekt vid sällan förekommande effekttoppar!**

För att välja vilken metod man tycker är bäst, så måste man principiellt ta ställning till A) Vilken effektbrist kan vi acceptera, B) Vilket är det högsta pris vi kan acceptera. Om man både vill ha en mycket liten risk för effektbrist (någon timme vart 20:e år) och samtidigt aldrig höga priser (typ 3-10 kr/kWh) så måste man förespråka någon form av effektersättning.

Dagsläget är tyvärr dock att många verkar tro att "marknaden" ordnar detta så att det "automatiskt" blir både mycket låg risk för effektbrist, ingen effektreserv och aldrig extrema priser. Detta är

knappast troligt. Parallellt finns åsikten att staten ska ta ansvar för konsekvenser av att marknadsaktörer stänger kraftverk pga ändrad konkurrenskraft orsakad av myndighetsbeslut, priser etc. Ansvaret bör här innebära klara regler för hantering av extrema situationer.

För att få till ett fungerande system, dvs klara marknadsregler enligt metod 1-3 ovan, så måste det finnas en bättre förståelse för drivkrafterna på en avreglerad elmarknad där ingen kommer göra någon investering om inte denna investering kan förväntas vara lönsam med aktuella marknadsregler! Om man inte tillåter höga priser vid extrema situationer så har jag svårt att se varför någon aktör (nätägare, producent, elhandlare) skulle vara beredd att sätta igång ett system som leder till mer flexibla kunder, då vinsten med att minska sin elförbrukning blir liten. Men om man inte vill ha höga priser så måste man ha någon form av effektmarknad.

Det finns absolut ingen automatik i att stängning av kärnkraft leder till effektbrist. Men det förutsätter ett robust system för hantering av frågan enligt någon av ovanstående metoder. Och utan detta system finns en risk för effektbrist, oavsett typ av framtida kraftverk.

### **3. Studie av perioden 1996-2013.**

I det följande kommer först data från perioden 1996-2013 att studeras. Utgångspunkten är konsumtionsdata per timme vilka erhållits från Svenska Kraftnät. På deras hemsida finns data för 2001-2013. Äldre data har erhållits efter direktkontakter. Av intresse är också inverkan av vindkraft och kärnkraft och dessa kraftkällors samspel med den metod som används för att hantera risken för effektbrist. Perioderna 1996-2001, 2007-2013 och 2001-2013 är valda i den analysen eftersom det för dessa perioder finns en bra databas för vindkraft (eller kärnkraft) med data per timme, så man kan studera samma mängd vindkraft för flera år. Dessutom finns elförbrukningsdata per timme.

#### **3.1. Elförbrukning**

Data för perioden 1996-2013 har erhållits från Svenska Kraftnät. Dessa data är de data som rapporteras in till Svenska Kraftnät [1]. Dessa data är inte exakt samma som "total konsumtion/produktion". Skillnaden beror bland annat på viss typ av lokal produktion, t ex industriellt mottryck där det finns intern produktion i vissa industrier. Detta medför, t ex, att rapporterad max-konsumtion per år, vilka t ex finns i Svensk Energis årsrapporter [2], inte är exakt desamma som de konsumtionsdata som finns i Svenska Kraftnäts data. Tabell 1 visar på skillnaden.

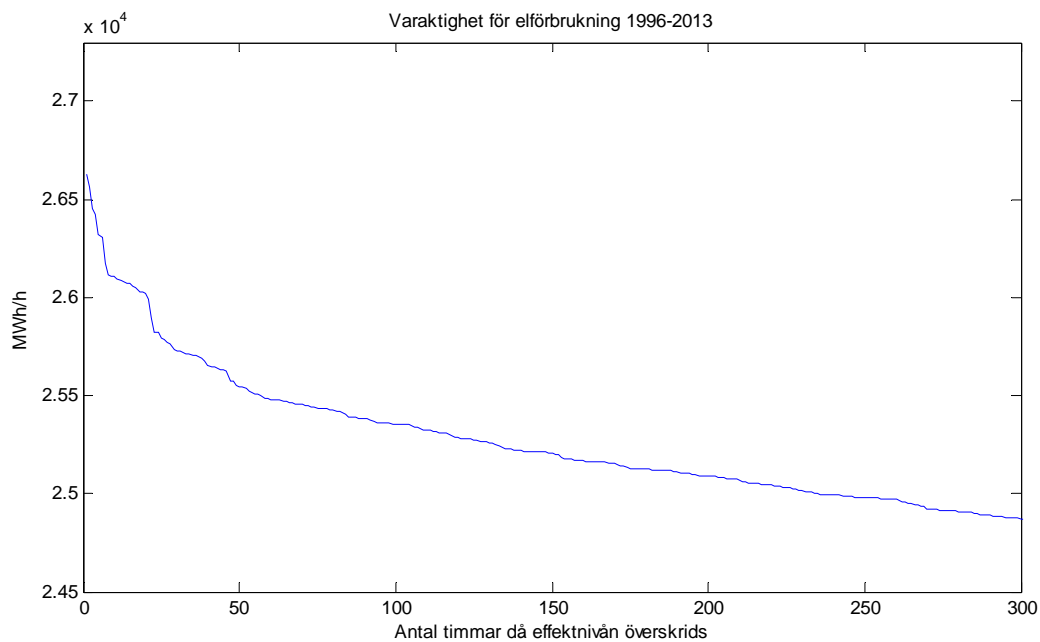
Som framgår av Tabell 1 så ligger Svensk Energis nivå alltid högre vilket beror på att man även beaktar sådan produktion/konsumtion som inte finns med i Svenska Kraftnäts statistik, t ex intern produktion i industriellt mottryck. Under 3 år (1999, 2005 och 2012) är dessutom vald tidpunkt olika, men skillnaden i nivå mellan de olika datumen är liten.

I fortsättningen kommer tids-serierna från Svenska Kraftnät att användas. Ur effektbalanssynpunkt är den viktigaste frågan hur "resterande" produktion (dvs den som inte är intern i t ex industriellt mottryck) skall kunna täckas.

Datum	tid	Max förbrukning [MW] [2]	Max förbrukning [MW] [1]	Extra effekt
1996-02-07	08-09	26300	25647	653
1997-02-17	08-09	25500	24287	1213
1998-12-07	16-17	24600	24016	584
1999-01-29	08-09	25800	25220	580
1999-12-16	08-09	-	25625	-
2000-01-24	08-09	26000	25383	617
2001-02-05	17-18	26800	26323	477
2002-01-02	16-17	25800	25354	446
2003-01-31	08-09	26400	25730	670
2004-01-22	08-09	27300	26633	667
2005-03-03	08-09	25800	25121	679
2005-12-19	16-17	-	25212	-
2006-01-19	17-18	26300	25518	782
2007-02-21	18-19	26200	25418	782
2008-01-23	17-18	24500	23588	912
2009-12-21	16-17	24800	24470	330
2010-12-22	16-17	26700	26179	521
2011-02-23	08-09	26000	25363	637
2012-02-03	09-10	-	25366	-
2012-12-13	16-17	26200	25276	924
2013-01-25	08-09	26750	26072	678

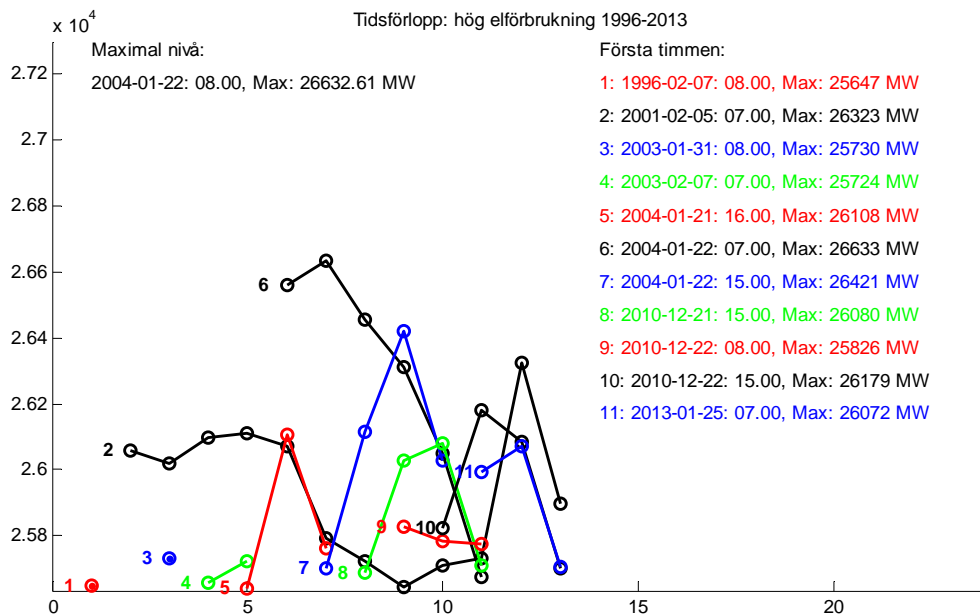
Tabell 1 Elförbruknings-max per år från 2 olika källor.

Om man nu tar alla data från Svenska Kraftnät (1996-2013) och sorterar de högsta värdena i fallande ordning så erhålls Figur 1.



Figur 1 Varaktighetskurva för de 300 högsta timmarnas förbrukning i Sverige 1996-2013.

Det högsta av de 300 värdena är 26633 MW och det lägsta är 24672 MW. Det innebär att de sista 1961 MW används under 300 timmar under 18 år, dvs i genomsnitt 17 timmar per år. De olika nivåerna har inträffat vid olika tider. Om man enbart studerar de nivåer som ligger över 25633 MW, dvs de högsta 1000 MW konsumtion, så erhålls Figur 2.



Figur 2 tidsförlopp för de 11 högsta elförbrukningsförloppen 1996-2013.

Figur 2 visar att de sista 1000 MW behövdes under 11 tillfällen under 18 år. Ibland endast enstaka timmar men vid ett tillfälle, nr 2 - 2001, under 12 timmar i sträck. Högst elförbrukning var det under 2004. Under åren 2005-2009 (5 år) var inte elförbrukningen tillräckligt hög någon gång för att komma med i figuren.

### 3.2. Behov av elproduktion för att klara hög elförbrukning

Som framgår av ovanstående är riktigt hög elförbrukning relativt sällan förekommande. Det innebär att de kraftverk som används för extrema situationer kommer användas relativt sällan. Verkligheten är (som vanligt) något mer komplicerad än att bara studera elförbrukningsnivåer. Tillgängligheten varierar för samtliga kraftslag och importmöjligheten kan också vara olika vid olika tillfällen beroende på såväl elförbrukning i grannländer, tillgänglighet i deras kraftverk, samt tillgängligheten på själva förbindelsen till grannlandet. För en mer noggrann analys måste man därmed ta hänsyn till alla dessa faktorer för att kunna uppskatta hur ofta toppkraftverk kommer användas. Om man beaktar såväl import som begränsad tillgänglighet kan detta a) medföra att man har högre tillgång till effekt då det är hög tillgänglighet och importmöjlighet eller b) medföra att man får lägre tillgång till effekt då det är låg tillgänglighet och begränsade importmöjligheter.

Men slutsatsen är ändå densamma: De kraftverk (eller flexibel elförbrukning) som behövs för att klara elförbrukningstoppar kommer ha ett mycket lågt utnyttjande, och det kan ibland gå år mellan de tillfällen då de verkligen behövs. Det kan förstås påpekas att kraftverk/flexibel förbrukning som används vid "hög elförbrukning" även kan användas vid andra tillfällen. Detta förbättrar i så fall



utnyttjandet av dessa. Men å andra sidan medför detta att andra kraftverk används mindre vilket kan minska de ekonomiska förutsättningarna för att dessa ska finansieras av marknaden.

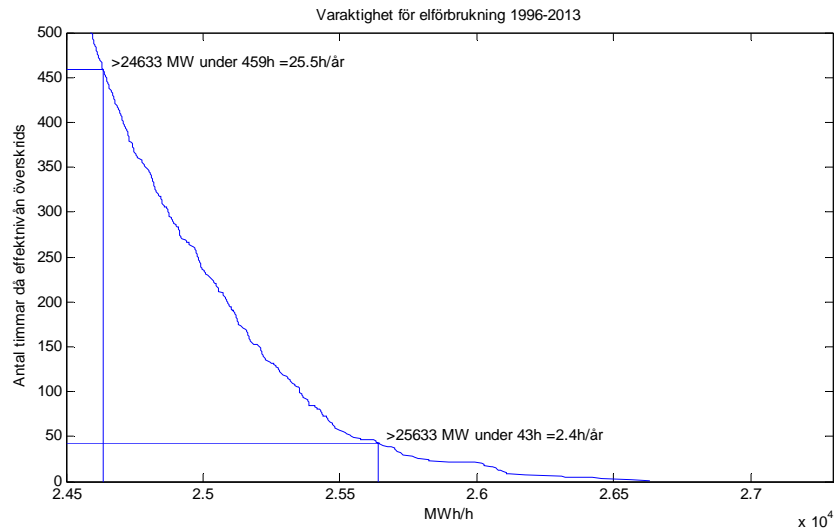
### 3.3. Enkelt exempel för att illustrera ekonomi för sällan använda kraftverk

I det följande görs följande antaganden:

- 1) För kort utnyttjning under året används gasturbiner. Kostnaden för dessa är 360 kr/kW,år samt 1200 kr/MWh. Tillgängligheten antas vara 95 procent. Dessa data har hämtats från en rapport från 2014, [3], med en kalkylränta på 6 %.
- 2) För övriga, marknadsfinansierade, kraftverk med låg driftkostnad antas en 100%-ig tillgänglighet. På marginalen antas marknadsfinansierade gasturbiner med data enligt ovan.
- 3) Det maximalt tillåtna elpriset är 14 kr/kWh. Det innebär att marknaden kan förväntas bygga kraftverk som är lönsamma om elpriset är högst 14 kr/kWh under tillräckligt lång tid.
- 4) Investeringarna ser enbart på förväntad användning under ett "normalår" vilket är genomsnittet av de studerade åren.
- 5) Det finns ingen möjlighet till import vid hög elförbrukning.
- 6) Elförbrukningen varierar som den gjort i Svenska Kraftnäts data för den studerade perioden.
- 7) En risk för effektbrist ("Loss of Load Probability"=LOLP), dvs kapaciteten räcker inte, om 1 timme vart femte år (LOLP=0.2 h/år) antas acceptabelt.
- 8) Då 14 kr/kWh inte räcker så antas att man måste ha ett speciellt system ("effektreserv" eller "strategisk reserv") för den resterande effekten som marknaden inte kommer betala, men som behövs för att få ner LOLP till en acceptabel nivå.

Om en gasturbin skall användas 29.6 timmar per år, och denna skall finansieras av elpriset, så måste elpriset därmed vara  $1200 + 360000 / 29.6 / 0.95 = 1200 + 12802 = 14002$  kr/MWh = 14 kr/kWh. Detta innebär att en elförbrukningsnivå som enbart existerar <29.6 h/år kommer inte kunna täckas av kraftverk som finansieras av elmarknaden då denna kräver ett elpris om 14 kr/kWh under minst 29.6 timmar.

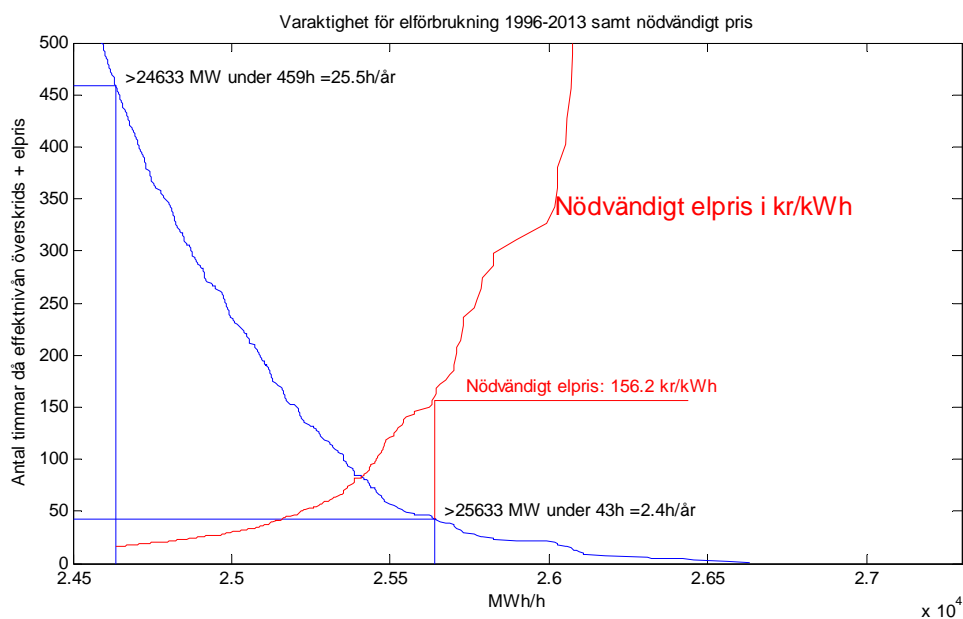
Om man nu studerar de högsta elförbrukningarna så kan man istället byta plats på axlarna i Figur 1. Man erhåller då Figur 3.



**Figur 3** Varaktighetskurva för de 500 timmarna med högst elförbrukning under perioden 1996-2013. Max förbrukning 26633 MW, 2004.

I Figur 3 har även varaktigheten för de sista 1000 (elförbrukning > 25633 MW) respektive 2000 MW (elförbrukning > 24633 MW) lagts in. De sista 2000 MW behövs därmed under i genomsnitt 25,5 timmar per år. Om en gasturbin används 25,5 timmar per år så måste elpriset därmed i genomsnitt vara  $1200 + 360000 / 25,5 / 0,95 = 1200 + 37895 = 16060$  kr/MWh = 16 kr/kWh under dessa 25,5 timmar för att denna gasturbin ska få kostnadstäckning om det inte finns någon effektersättning.

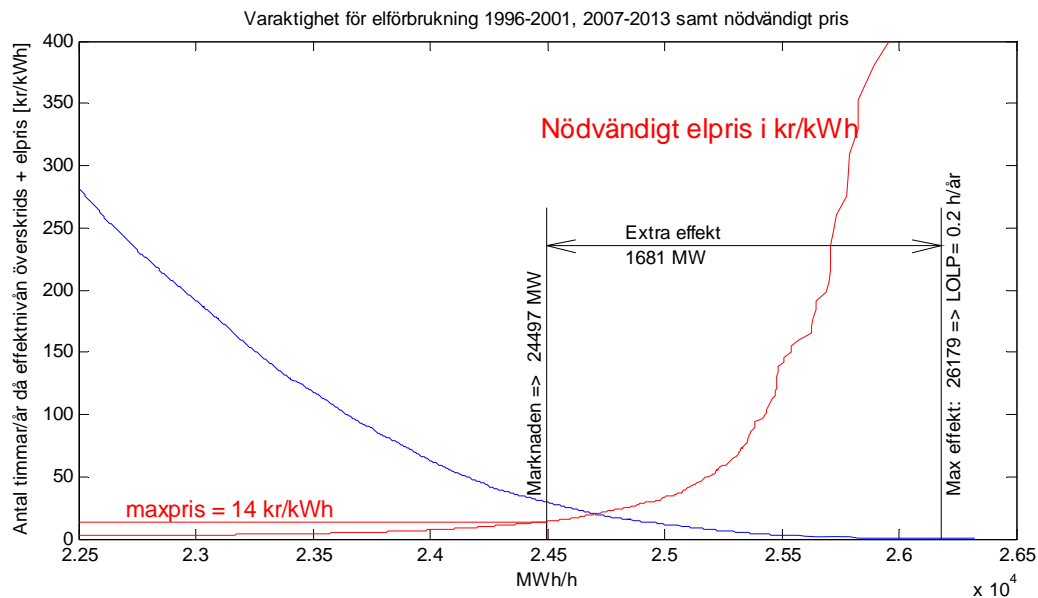
Men detta förutsätter just att gasturbinen får priset 16 kr/kWh under i genomsnitt 25,5 timmar varje år. Detta gäller ju just vid nivån 24633 MW elförbrukning. Vid högre elförbrukning blir utnyttjningstiden lägre och därmed måste priset vara högre. Priskurvan tillsammans med varaktighetskurvan i Figur 4.



**Figur 4** Varaktighetskurva för hög elförbrukning samt nödvändigt elpris vid hög elförbrukning för att gasturbin ska få kostnadstäckning.

Figur 4 visar att, med de förutsättningar som givits, så är det nödvändigt att ha ett elpris om 156,2 kr/kWh för att en gasturbin ska få kostnadstäckning om den enbart används under 2,4 timmar per år.

Vi gör nu antagandena enligt ovan, dvs punkt 1-8 och studerar perioden 1996-2001 samt 2007-2013. Val av tidsperiod är att det är denna period som kommer studeras senare, då vinddata funnits tillgängligt. Resultatet visas i Figur 5.



Figur 5 Varaktighet/år för hög elförbrukning samt behov av effektreserv vid ett antaget maxpris om 14 kr/kWh och en accepterad effektbrist om 1h vart 5:e år.

### 3.4. Kommentarer till exemplets antaganden

I exemplet i avsnitt 3.3 gjordes en hel del förenklingar som här ska kommentaras samt hur dessa kan tänkas slå på resultatet:

**1) För kort utnyttning under året används gasturbiner. Kostnaden för dessa är 360 kr/kW,år samt 1200 kr/MWh. Tillgängligheten antas vara 95 procent.**

Gasturbinkostnaden i sig är inte så osäker. Däremot minskar säkert investeringsviljan vid osäker användning, osäkra elpriser och osäker politik. Det är ganska osäkert om det politiska systemet och regelverket kommer acceptera elpriser om 16 kr/kWh i det långa loppet. Och om inte dessa priser finns i verkligheten så kommer heller inte gasturbinägarna att få betalt. De kostnader som använts har byggt på "perfekt information" om utnyttjandet och kostnadstäckning samt given realränta, 6%.

**2) För övriga, marknadsfinansierade, kraftverk med låg driftkostnad antas en 100%-ig tillgänglighet. På marginalen antas marknadsfinansierade gasturbiner med data enligt ovan.**

I verkligheten är förstas inte den installerade kapaciteten tillgänglig hela tiden. Vattenkraften har, t ex, en installerad effekt om ca 16000 MW men historiskt maximum är ca 13800 MW. Kärnkraften (idag) kan ge ca 9531 MW, men under elförbrukningstoppen 2009 (2009-12-21, 16-17) erhålls enbart 57 procent (5330 MW) från dessa verk. Vindkraftens produktion varierar också och kan vara under 15 procent av installerad effekt under elförbrukningstoppar. Det kan alltså finnas tillfällen med hög

produktionskapacitet och låg kapacitet. Det principiella resonemanget är dock detsamma: Extra behov av topp-kapacitet behövs och utnyttjningstiderna kan bli mycket låga vilket förutsätter mycket höga elpriser om de ska finansieras av elmarknaden.

**3) Det maximalt tillåtna elpriset är 14 kr/kWh. Det innebär att marknaden kan förväntas bygga kraftverk som är lönsamma om elpriset är högst 14 kr/kWh under tillräckligt lång tid.**

Denna prisnivå har här bara antagits. Senare antas även nivån 30 kr/kWh. Ju högre pris som antas, desto mer effekt kan man förvänta sig att marknaden kan stå för utan någon effektreserv. Det är dock centralt att det finns ett stöd för att acceptera en viss nivå, för att investerarna skall kunna lite på detta. Om det finns en tro att reglerare/politiker inte accepterar en viss nivå utan kommer ändra reglerna om priset blir "för högt" så minskar detta investerarnas vilja att investera

**4) Investerarna ser enbart på förväntad användning under ett "normalår" vilket är genomsnittet av de studerade åren.**

Har kommenterats ovan under punkt 1).

**5) Det finns ingen möjlighet till import vid hög elförbrukning.**

Det kan förstås finnas denna möjlighet och bland annat beror importmöjligheten på elpriset. Om elpriset blir på de mycket höga nivåer som nämns i exemplet ovan, 16-156 kr/kWh eller mer, så kommer det förstås finnas ett mycket stort intresse att exportera till Sverige!

**6) Elförbrukningen varierar som den gjort i Svenska Kraftnäts data för den studerade perioden.**

Detta resonemang utgår bland annat från att elförbrukningen är okänslig för priset. Detta är förstås fel. Om priset skulle vara 156 kr/kWh skulle förstås många konsumenter vara beredda att stänga av sin konsumtion. Däremot är kanske inte viljan lika stor vid 16 kr/kWh för enstaka timmar. Detta är förstås en outnyttjad resurs. Däremot måste man även här beakta utnyttjningstid och hur ofta olika nivåer förekommer. Antag, t ex, att man istället för gasturbiner ska ha flexibel konsumtion för de sista 1000 MW:en. Utseendet på dessa under de 18 åren från 1996-2013 framgår av Figur 2. Om man antar att hela elsektorn ska finansieras av elpriset (ingen kapacitets-marknad eller strategisk reserv) så innebär det att även utrustningen för flexibel elanvändning (totalt 1000 MW kapacitet, dvs ca Stockholms elförbrukning) med brytare, informations-system, ekonomisk hantering etc, ska finansieras och utnyttjandet är endast 11 gånger under 18 år, flera år i rad utan något behov, vissa år många timmars behov, andra år endast enstaka timmar. Självfallet en stor potential och möjlighet, men att räkna med detta innan det implementerats medför förstås osäkerheter. Ett nystartat projekt vid KTH ska närmare studera detta.

En annan osäkerhet är just elförbrukningsnivån i sig. Den varierar mycket mellan olika år och osäkerheter för framtiden inkluderar varmare väder (?), övergång från elvärme till värmepump (?), mängd mekanisk massa i pappersindustrin (?), elbilar (?).

**7) En risk för effektbrist ("Loss of Load Probability"=LOLP), dvs kapaciteten räcker inte, om 1 timme vart femte år (LOLP=0.2 h/år) antas acceptabelt.**

Även nivån 0.1 h/år studeras. I verkligheten är denna analys betydligt svårare eftersom det finns en risk med bortfall i många kraftverk samtidigt med låg vind och låg import. I det fall som studeras här kan man ansätta LOLP=0 h/år, men inte i ett verkligt system.

**8) Då 14 kr/kWh inte räcker så antas att man måste ha ett speciellt system ("effektreserv" eller "strategisk reserv") för den resterande effekten som marknaden inte kommer betala, men som behövs för att få ner LOLP till en acceptabel nivå.**

Skillnaden mot dagens system är att här antas att det ska ske investeringar i nya kraftverk baserat på detta system. Det måste då, förmodligen, ha mer fasta rammar än det system som finns för närvarande med årliga upphandlingar, för att investerarna ska investera.

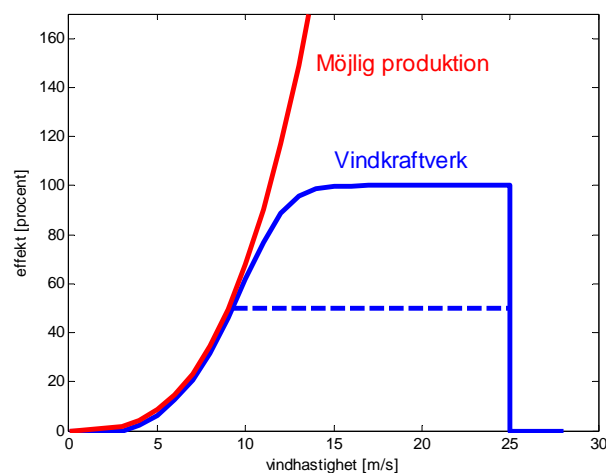
Som framgår av ovanstående resonemang är det svårt att se att det blir just gasturbiner som täcker hela behovet om upp till 2000 MW. Såväl import som flexibel förbrukning kommer troligen att vara mer konkurrenskraftigt och även detta är sådant som potentiella gasturbinägare måste beakta.

## 4. Analys av svensk vindkraft

Vindkraften analyseras här för 2 perioder. Den ena är perioden 1996-2001. För den perioden finns såväl elförbrukningsdata som tillgängliga, representativa, vindkraftserier. Den andra perioden är 2007-2013 då det finns förbrukningsdata samt faktiska, representativa, vindkraftsdata. Dessa två serier har dock lite olika prestanda och behandlas inledningsvis separat. Totalt täcker de en tidsperiod av 6+7=13 år.

### 4.1. Vindkraft 1996-2001

SMHI har publicerat en rapport som innehåller vinddata-serier för 50 platser i Sverige [4]. Serierna bygger på vinddata för tidsperioden 1992-2001 samt vindkraftverk enligt Figur 6. Figuren visar hur mycket energi man kan få ut från ett visst vindkraftverk [4] samt hur mycket energi som teoretiskt (beaktat 59 procent teoretisk gräns) går att få ut från vinden.



Figur 6 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. Vid höga vindstyrkor, mer än 25 m/s, stängs vindkraftverken av pga att det inte är ekonomiskt att dimensionera kraftverket för dessa mycket höga, men sällan förekommande, vindstyrkor.

I [4] finns ett grundfall där en viss mängd vindkraft antagits för de 50 olika platserna. En sammanställning för detta visas i Tabell 2.

Pris- area	Vind- region	Original- fördelning för 10 TWh	Faktisk max effekt under 2013
SE1	3b	305 MW	334 MW
SE2	3a	475 MW	749 MW
SE3	2	1335 MW	1522 MW
SE4	1	1885 MW	1159 MW
Summa		4000 MW	3764 MW

**Tabell 2 Mängd vindkraft i olika områden enligt [4] samt verklig fördelning under 2013**

Detta fall kommer användas i den fortsatta analysen. Fördelen med dessa serier är att de representerar variationen i en konstant mängd vindkraft där all vindkraft under alla år befinner sig på samma plats.

Elförbrukningsdata har funnits tillgängligt för tidsperioden 1996-2013 och därför kan man studera samvariationen mellan vindkraft enligt denna rapport och elförbrukningen från Svenska Kraftnät. En första sammanställning erhålls genom att studera vindkraftens tillgänglighet vid de högsta elförbrukningarna enligt Tabell 1. Resultatet visas i Tabell 3.

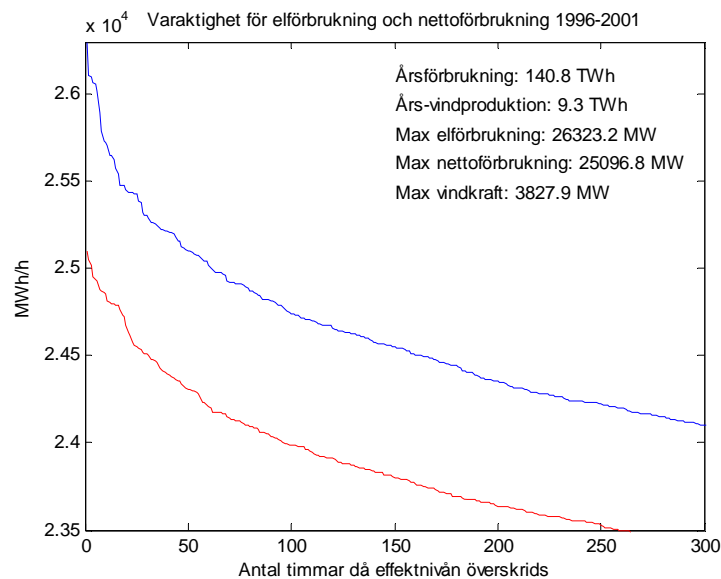
Datum	tid	Max förbrukning [MW] (Svensk Energis årsrapporter)	Max förbrukning [MW] (Svenska Kraftnäts data)	Vindkrafts- produktion [MW] [4]	% av 4000 MW	% av medel: 1106 MW	Netto- förbr. [MW]
1996-02-07	08-09	26300	25647	549,8	13,7	49,7	25097
1997-02-17	08-09	25500	24287	1941,1	48,5	175,5	22346
1998-12-07	16-17	24600	24016	2253,0	56,3	203,7	21764
1999-01-29	08-09	25800	25220	823,7	20,6	74,5	24397
1999-12-16	08-09	-	25625	697,0	17,4	63,0	24928
2000-01-24	08-09	26000	25383	520,5	13,0	47,0	24862
2001-02-05	17-18	26800	26323	1915,8	47,9	173,2	24407

**Tabell 3 Vindkraftsproduktion för 4000 MW vindkraft enligt basfallet i [4]. "Medel" baserat på hela tidsserien, 1992-2001.**

Som framgår av tabellen varierar vindkraftens bidrag mycket mellan olika år. Jämförelsen med "medel" har tagits med där 4000 MW vindkraft i 10-årsserien gav ca 9,7 TWh/år motsvarande 1106 MW som medeltal. Det kan noteras att under året med högst förbrukning, 2001, så var bidraget mycket högt. Samtidigt var högsta nettoförbrukningen under 1996. För att ge en sammanfattande beskrivning av bidraget kan man beräkna nettoförbrukningen, dvs den förbrukning som måste täckas med andra kraftslag. Den kan beräknas per timme såsom

Nettoförbrukning = elförbrukning – vindkraftsproduktion

Man kan sedan beräkna varaktighetskurvan för nettoförbrukningen och jämföra med varaktighetskurvan för förbrukningen. Detta visas i Figur 7.



**Figur 7 Varaktighetskurva för elförbrukning och nettoförbrukning med vindkraft 1996-2001.**

Som framgår så har vindkraften, t ex, minskat maximala elförbrukningen (= behov av övrig produktion) med  $26323 - 25096 = 1227$  MW. Detta är en lägre minskning än vindkraftsbidraget vid elförbrukningstoppen 2001. Detta beror på att det fanns andra timmar med nästan lika hög elförbrukning (se Figur 2), men med mindre bidrag från vindkraften.

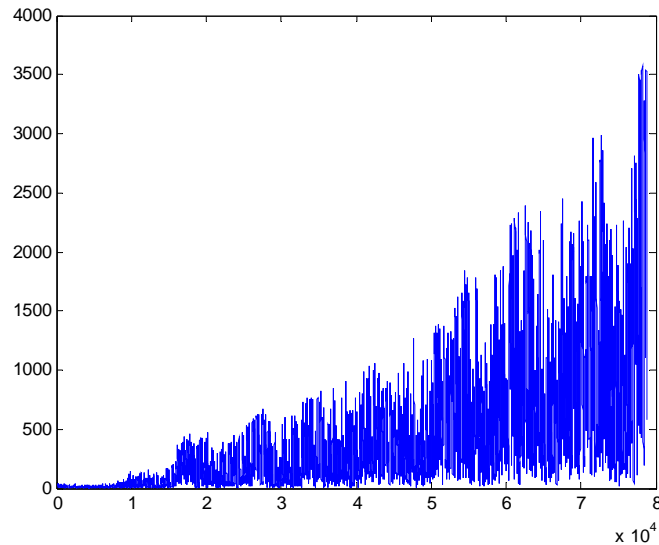
## 4.2. Vindkraft 2007-2013

Mängden vindkraft i Sverige har ökat signifikant under de senaste åren, se Tabell 4.

År	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MW	442	525	580	788	1021	1560	2163	2899	3745	4470

**Tabell 4 Installerad vindkraftseffekt 31 december varje år enligt Svensk Energis "Elåret" [2]**

I Svenska Kraftnäts databas finns data för total, till SvK, rapporterad vindkraft [1]. Denna skrivs ut i Figur 8.



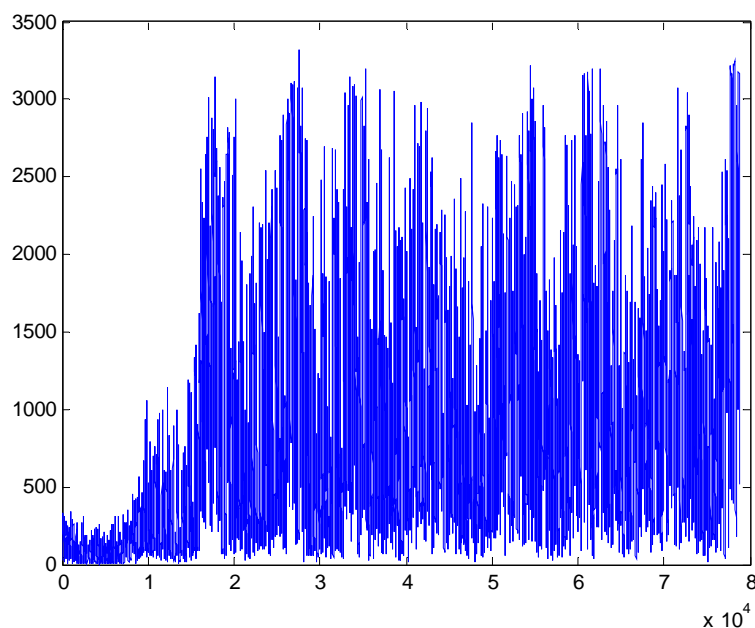
**Figur 8 Total vindkraftsproduktion, MWh/h, för perioden 2005-2013 från Svenska Kraftnäts datafiler**

Som framgår av Figur 8 så har vindkraften ökat, men det beror huvudsakligen på att den installerade mängden vindkraft har ökat. För att kunna få jämförbara siffror år från år behöver därmed dessa data skalas. Här antas utbyggnaden skett jämnt över året, dvs 1 januari gäller värdet för slutet på föregående år enligt Tabell 4, och i slutet av varje år finns också data i den tabellen. Detta innebär att vindkraften varje timme skalas om till den effekt som antas gälla och den som antogs gälla erhålls med linjär interpolation över året. Som exempel så kan nämnas att om vi tar data för kl 07.00-8.00 den 15 mars 2011, dvs timme  $31 \cdot 24 + 28 \cdot 24 + 14 \cdot 24 + 7 = 1759$  så blir skalningsfaktorn om vi antar 4000 MW vindkraft:

$$\text{skalfaktor} = \frac{4000}{2899} \cdot \frac{8760 - 1759}{8760} + \frac{4000}{3745} \cdot \frac{1759}{8760} = 1.3172$$

vilket därmed blir en viktad skalfaktor mellan början på året,  $4000/2899=1.3798$ , och slutet på året,  $4000/3745=1.0681$ . Om man tillämpar denna metod på vindkraftsdata från Svenska Kraftnät, dvs de som visas i Figur 1Figur 8, så erhålls ett system där samtliga timmar i intervallet skalats till en installerad effekt om 4000 MW vindkraft. Resultatet visas i Figur 9.





**Figur 9 Total vindkraftsproduktion, MWh/h, skalad till 4000 MW, för perioden 2005-2013 från Svenska Kraftnäts datafiler**

Som framgår av Figur 9 så är nivåerna mycket låga för de två första åren (ca 18000 timmar). Detta beror knappast på mycket låga vindhastigheter, utan på att Svenska Kraftnäts data endast inkluderar en mindre mängd av all den vindkraft som fanns då. Pga detta används här endast tidsperioden 2007-2013, då data ser realistiska ut.

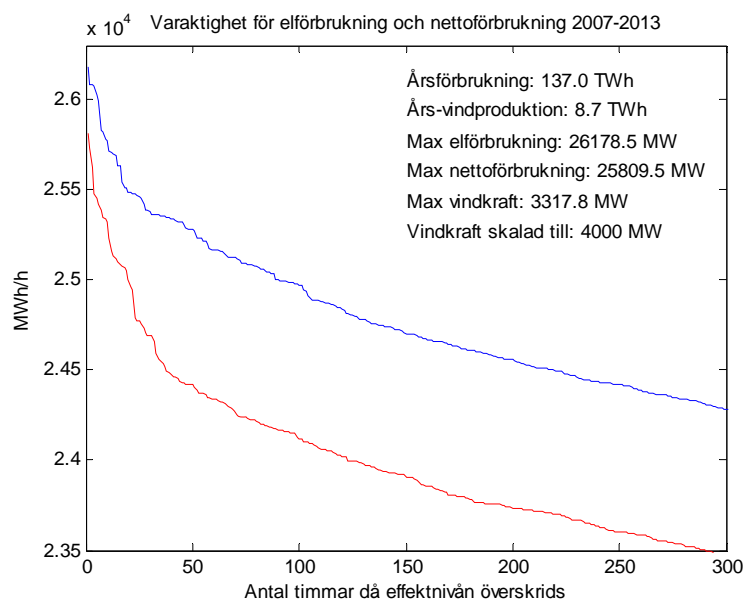
Om man sedan beräknar medelvärdet av energiproduktionen för 4000 MW vindkraft så erhålls nivån 990 MW för tidsperioden 2007-2013. Detta motsvarar en årsenergiproduktion om 8.7 TWh. Detta kan bero på sämre genomsnittliga lägen på vindkraftverken än för de data som studerades för år 1996-2001 ovan, eller också på att det blåste mindre. Det kan påpekas att vindkraftens fördelning över landet är något annorlunda för denna senare tidsserie än den tidigare, se Tabell 2.

Om man studerar topplast-situationerna för denna tidsperiod så erhålls resultat enligt

Datum	tid	Max förbrukning [MW] (Svensk Energis årsrapporter)	Max förbrukning [MW] (Svenska Kraftnäts data)	Vindkraftsproduktion [MW]	% av 4000 MW	% av medel: 990 MW	Nettoföbr. [MW]
2007-02-21	18-19	26200	25418	2295.9	57.4	232	23122
2008-01-23	17-18	24500	23588	1422.5	35.6	143.8	22166
2009-12-21	16-17	24800	24470	232.3	5.8	23.5	24238
2010-12-22	16-17	26700	26179	550.0	13.7	55.6	25629
2011-02-23	08-09	26000	25363	422.0	10.5	42.6	24941
2012-02-03	09-10	-	25366	942.0	23.5	95.2	24424
2012-12-13	16-17	26200	25276	276.7	6.9	28.0	24999
2013-01-25	08-09	26750	26072	941.7	23.5	95.2	25130

**Tabell 5 Vindkraftsproduktion för vindkraften skalad till 4000 MW, för perioden 2007-2013 från Svenska Kraftnäts datafiler. "Medel" avser tidsperioden 2007-2013.**

Man kan nu, även för denna tidsperiod, beräkna varaktighetskurvan för nettoförbrukningen och jämföra med varaktighetskurvan för förbrukningen. Detta visas i Figur 10.



**Figur 10 Varaktighetskurva för elförbrukning och nettoförbrukning med vindkraft 2007-2013.**

Som framgår av Figur 10 så har vindkraften, t ex, minskat maximala elförbrukningen (= behov av övrig produktion) med  $26178 - 25809 = 369$  MW. Detta är en lägre minskning än vindkraftsbidraget vid högsta elförbrukningstoppen 2010 och även lägre än bidraget vid den näst högsta toppen år 2013. Detta beror på att det fanns andra timmar med nästan lika hög elförbrukning, men med mindre bidrag från vindkraften.

### 4.3. Vindkraft 1996-2001 samt 2007-2013 vid hög elförbrukning

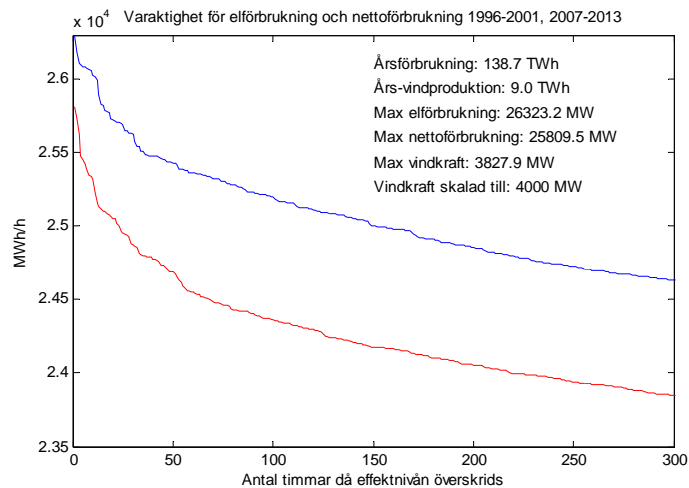
För att få en längre serie tas här båda serierna med tillsammans. Det är därmed egentligen olika typer av vindkraftverk, med något olika fördelning över landet, se Tabell 2.

Datum	tid	Max förbrukning [MW] (Svenska Kraftnäts data)	Total vindkraft [MW]	Total vindkraft % av medel	Årsproduktion för hela året [TWh]
1996-02-07	08-09	25647	550	54	8.3
1997-02-17	08-09	24287	1941	190	9.2
1998-12-07	16-17	24016	2253	220	10.3
1999-12-16	08-09	25625	697	68	9.3
2000-01-24	08-09	25383	520	51	9.9
2001-02-05	17-18	26323	1916	187	8.8
2007-02-21	18-19	25418	2296	225	8.0
2008-01-23	17-18	23588	1423	139	8.7
2009-12-21	16-17	24470	232	23	8.0
2010-12-22	16-17	26179	550	54	7.5
2011-02-23	08-09	25363	422	41	9.9
2012-02-03	09-10	25366	942	92	8.9
2013-01-25	08-09	26072	942	92	9.7
Medelvärde		25211 MW	1130	111 %	8.9603

**Tabell 6 Vindkraftens årsproduktion och tillgänglighet vid hög elförbrukning 1996-2001 och 2007-2013. "Medel" avser medelvärdet av hela serien: 1996-2001 och 2007-2013: 1022 MW**

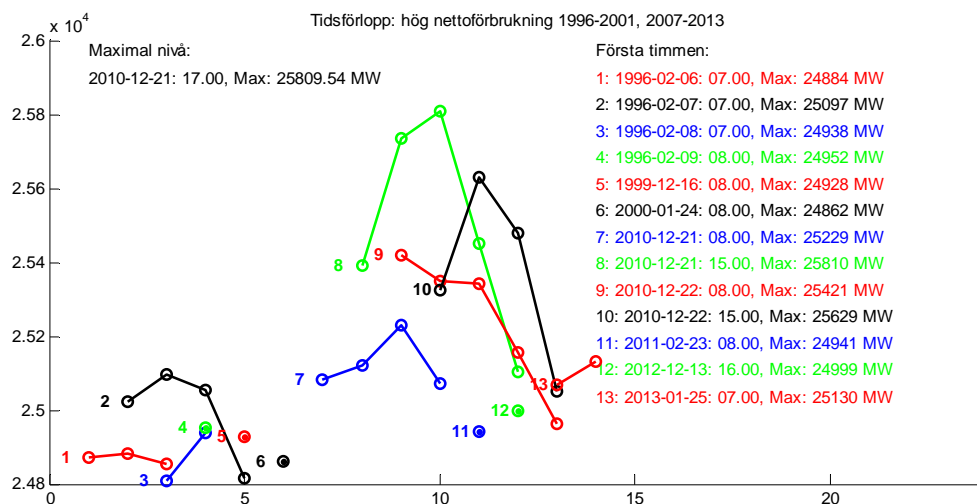
Båda serierna innehåller 4000 MW där den första serien är på 6 år och har en genomsnittlig årsproduktion om 9.3 TWh, medan den andra serien är på 7 år med en genomsnittlig årsproduktion om 8.7 TWh. Detta innebär att den samlade serien innehåller 13 olika år. Om man sammanställer vindkraftens bidrag vid de högsta elförbrukningarna enligt Svenska Kraftnätets data så erhålls Tabell 6.

Man kan även beakta hela tidsserien och beräkna nettoförbrukning vilket visas i Figur 11.



**Figur 11 Varaktighetskurva för elförbrukning och nettoförbrukning med vindkraft 1996-2001 och 2007-2013.**

Som framgår av Figur 11 så har vindkraften, t ex, minskat maximala elförbrukningen (= behov av övrig produktion) med  $26323 - 25809 = 514$  MW. Siffrorna visar på en kombination av Figur 7 med högst elförbrukning (2001) och Figur 10 med högst nettoförbrukning. Man kan även för denna period studera tidsförloppet hos nettoförbrukningen, på samma sätt som för förbrukningen i Figur 2. Detta visas i Figur 12.



**Figur 12 Tidsförlopp för nettoförbrukning vid 4000 MW vindkraft, 1996-2001 och 2007-2013.**

Som framgår av figuren så är det nu andra tidpunkter då det krävs mest effekt. Själva elförbrukningen var höst under 2001, se Figur 2, medan nettoförbrukningen var högst under 2010, 21-22 december.

## 5. Analys av svensk kärnkraft och hög elförbrukning

Eftersom det ofta görs en analys av effekterna av stängning av de äldsta svenska kärnkraftsreaktorer på risken för effektbrist, så kommer här en analys av kärnkraftens inverkan på behovet av extra effekt att analyseras. För att få jämförbara data med vindkraftsalternativet ovan, så görs en jämförelse med samma mängd förväntad årsenergi som från vindkraften, dvs 9,0 TWh för den 13 år långa serien i avsnitt 4.3.

### 5.1. Kärnkraftens effektbidrag, statistisk metod

Här antas först att man har två kärnkraftverk som tillsammans ger 9.0 TWh/år. Man kan då studera på vilket sätt dessa kan minska behovet av effekt i kraftsystemet.

En årsproduktion om 9.0 TWh motsvarar, ungefär, årsproduktion i Oskarshamn 1 (473 MW) och Ringhals 1 (854 MW). Detta ger en totalt installerad effekt om  $473+854=1327$  MW, dvs ca 1/3 av vad som behövs i form av vindkraft. Om man antar 90 procent tillgänglighet vid drift (enligt SvK) och sju veckors revision så får dessa en förväntad årsproduktion om O1:  $45/52*0.9*473*8760=3.2$  TWh respektive R1:  $45/52*0.9*854*8760=5.8$  TWh. Detta ger en total årsproduktion om  $3.2+5.8=9$  TWh. Årsproduktionen från dessa verk under samma år som för vindkraften, dvs både något äldre och något nyare data, visas i Tabell 7.

Årsproduktion	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Oskarshamn 1	2.6	3.5	2.8	3.2	3.0	0.0	0.5
Ringhals 1	6.0	4.5	3.9	5.0	4.2	4.0	6.1
Totalt	8.6	8.0	6.7	8.2	7.2	4.0	6.6
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Medel
Oskarshamn 1	2.4	2.9	1.3	3.3	3.1	3.1	2.4
Ringhals 1	6.5	2.2	5.6	4.9	3.2	5.8	4.8
Totalt	8.9	5.1	6.9	8.2	6.3	8.9	7.2

**Tabell 7** Årsproduktion i Oskarshamn 1 och Ringhals 1 under åren 1996-2001 och 2007-2012. Data från Elåret [2] och Kraftåret-98

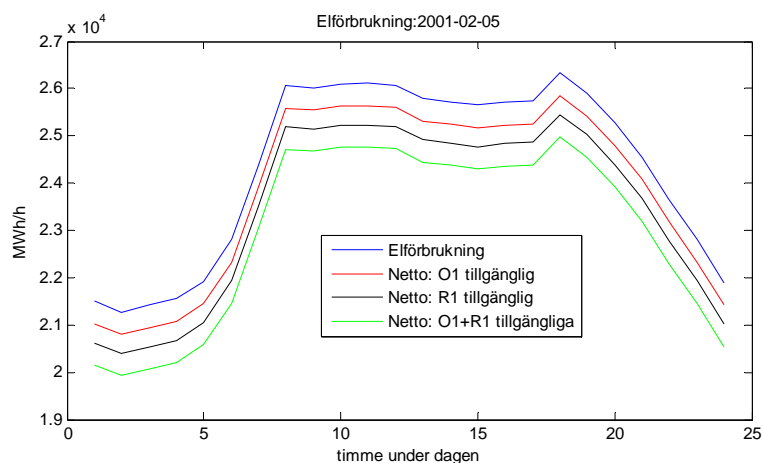
Det kan påpekas att vissa effekthöjningar gjorts. Siffrorna ovan för installerade effekt (473 och 854) är från 2012 men i 2001 års upplaga av Elåret så var den installerade effekten i dessa kärnkraftverk 445 MW (O1) respektive 835 MW (R1). Som framgår av Tabell 7, så är antagandena ovan något optimistiska dvs man har inte uppnått i genomsnitt 90 procent tillgänglighet och/eller 7 veckors revision. Men i nedanstående analys används dessa data för att erhålla en storleksordning på bidraget.

Här antas först att vi kan försumma revisionerna, då dessa inte kan ha någon inverkan under de timmar som är intressanta. Det som är viktigt under höglast-timmar är att kraftverken eventuellt inte är tillgängliga. Det finns under denna period fyra olika möjliga tillstånd som kraftverken kan ha. Detta framgår av Tabell 8.

	O1: 473 MW	R1: 873 MW	Total effekt	Sannolikhet = andel av tiden
Tillstånd 1	Tillgängligt	Tillgängligt	1346 MW	$0.9 \cdot 0.9 = 0.81 \rightarrow 81\%$
Tillstånd 2	Tillgängligt	Ej tillgängligt	473 MW	$0.9 \cdot 0.1 = 0.09 \rightarrow 9\%$
Tillstånd 3	Ej tillgängligt	Tillgängligt	873 MW	$0.1 \cdot 0.9 = 0.09 \rightarrow 9\%$
Tillstånd 4	Ej tillgängligt	Ej tillgängligt	0 MW	$0.1 \cdot 0.1 = 0.01 \rightarrow 1\%$

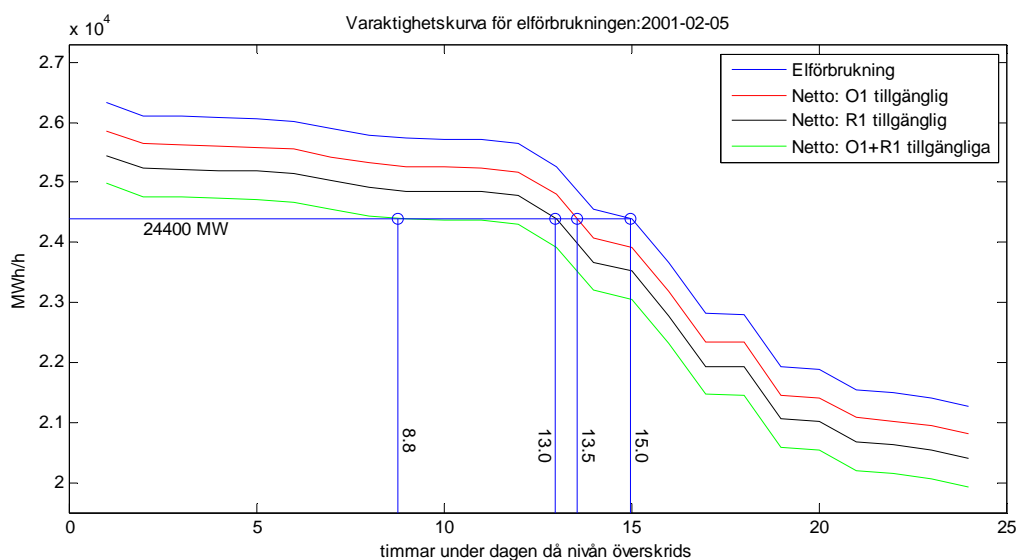
**Tabell 8 Sannolikhet för totalt tillgänglig effekt under höglast**

Vi börjar nu med att studera elförbrukningen under en given dag. Här har vi valt den dag med högst elförbrukning i serien, dvs 5 februari 2001, se Figur 13.



**Figur 13 Elförbrukning den 5 februari 2001 samt nettoförbrukning vid olika mängder kärnkraft.**

Man kan istället rita dessa kurvor som varaktighetskurvor, vilket visas i Figur 14.



**Figur 14 Varaktighetskurvor för elförbrukning den 5 februari 2001 samt nettoförbrukning vid olika mängder kärnkraft. Samt specifika nivåer för exemplet hur vanligt förekommande (timmar per dag) med en nettolast >24400 MW**

Figur 14 visar fyra olika varaktighetskurvor, men dessa har olika sannolikhet enligt Tabell 8. Man kan då "vikta ihop" (matematiskt så kallad "faltning") dessa varaktighetskurvor, så att man får en sammanlagd varaktighetskurva för netto-lasten, dvs ett mått på hur ofta olika nivåer på nettolasten

kan inträffa. För varje effektnivå ( $y$ ) beräknas antalet timmar som nivån överskrids ( $x$ ) på följande sätt:

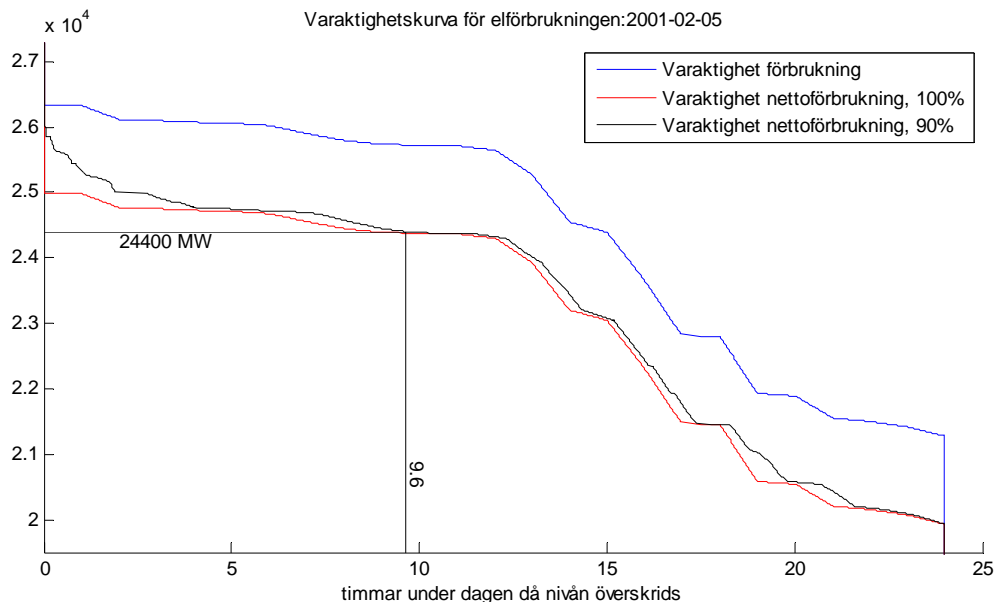
$$x(y) = 0.01 \cdot x(y) + 0.09 \cdot x(y + 473) + 0.09 \cdot x(y + 873) + 0.81 \cdot x(y + 1346)$$

I det specifika fallet som visas i Figur 14 blir beräkningen:

$$x(24400) = 0.01 \cdot 15.0 + 0.09 \cdot 13.0 + 0.09 \cdot 13.5 + 0.81 \cdot 8.8 = 9.6$$

Dvs under 1% av tiden är nettoförbrukningen = förbrukningen, under 9% av tiden [förbrukning-O1], under 9% av tiden [förbrukning-R1] och under 81% av tiden [förbrukning-O1-R1].

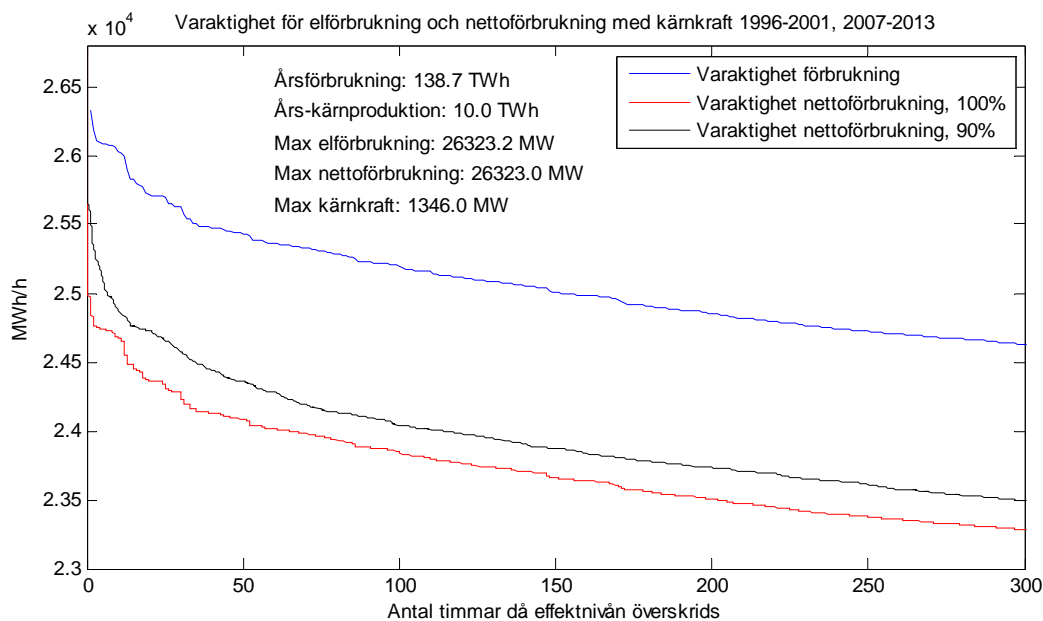
Detta innebär att om man har dessa kraftverk, med 90% tillgänglighet, så kommer nettoförbrukningen 24400 MW att överskridas under 9.6 timmar. Om man gör denna beräkning för samtliga nivåer så erhålls den förväntade varaktighetskurvan för nettoförbrukningen enligt Figur 15.



**Figur 15** Varaktighetskurvar för nettoförbrukningen med 2 kärnkraftverk med data enligt Tabell 8 (90% tillgänglighet), samt vid 100% tillgänglighet.

Som framgår av Figur 15 så medför en begränsad tillgänglighet att man fortfarande kan få en hög nettoförbrukning eftersom det finns situationer med såväl ingen kärnkrafttillgänglig (1% av tiden) och ett kraftverk borta (18% av tiden).

Med samma metod kan man göra beräkningar för elförbrukningen för den studerade 13-årsperioden 1996-2001 och 2007-2013. Resultatet visas i Figur 16.



Figur 16 Varaktighetskurva för förbrukning och nettoförbrukning vid 90% respektive 100% tillgänglighet i O1 och R1.

## 5.2. Kärnkraftens effektbidrag, historiskt bidrag

Data för svensk kärnkraft, total produktion per timme, har funnits tillgängligt för perioden 2001-2013. Dessa data är tillgängliga från Svenska Kraftnäts hemsida. Tabell 9 visar årlig energi samt installerad effekt i slutet av varje år. Det kan nämnas att Barsebäck-2 (600 MW) stängdes i maj 2005.

År	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Energi [TWh]	69.4	65.8	65.6	75.2	69.6	65.1	64.4
Inst. effekt [MW]	9436	9424	9441	9471	8961	8965	9063
År	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Medel 01-13
Energi [TWh]	61.4	50.1	55.8	58.1	61.6	63.8	63.5
Inst. effekt [MW]	8938	9342	9151	9363	9363	9531	9265

Tabell 9 Kärnkraftens årsenergi (från Svenska Kraftnät) och installerad effekt i slutet av varje år (från Svensk Energi: Elåret) för perioden 2001-2013

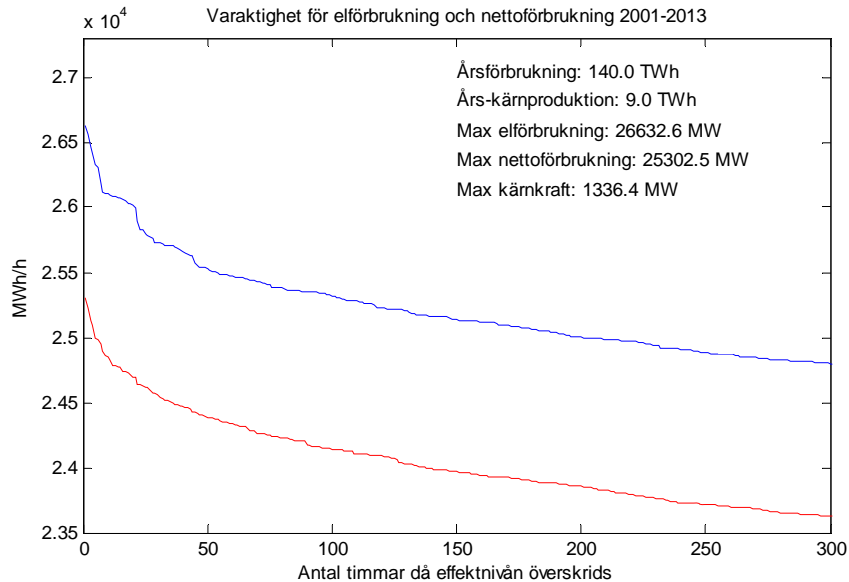
Kärnkraftens bidrag vid högsta elförbrukning per år kan identifieras från dessa filer och resultatet visas i Tabell 10.

Om man jämför Tabell 6 (vindkraft) och Tabell 10 (kärnkraft-2 högra kolumnerna) där båda representerar samma mängd årsenergi, men inte riktigt samma år, så är det genomsnittliga bidraget vid hög konsumtion ungefär lika (vindkraft: 1130 MW, kärnkraft: 1155 MW). Däremot är vindkraftens variation högre (23% - 220% av medel) jämfört med kärnkraften (71% - 130% av medel). Så vid hög vind kan vindkraftens effektbidrag bli betydligt högre än för kärnkraft (med samma årsproduktion), men det kan även bli betydligt lägre.

Datum	tid	Max förbrukning [MW] [1]	Total kärnkraft [MW]	Kärnkraft skalat till 9.0 TWh/år (samma som vindkraften)	
				[MW]	% av medel
2001-02-05	17-18	26323	9413	1327	130
2002-01-02	16-17	25354	8928	1259	123
2003-01-31	08-09	25730	8840	1247	122
2004-01-22	08-09	26633	9432	1330	130
2005-12-19	16-17	25212	8903	1255	123
2006-01-19	17-18	25518	8928	1259	123
2007-02-21	18-19	25418	7083	999	98
2008-01-23	17-18	23588	9000	1269	124
2009-12-21	16-17	24470	5329	752	74
2010-12-22	16-17	26179	8688	1225	120
2011-02-23	08-09	25363	7931	1118	109
2012-02-03	09-10	25366	5174	730	71
2013-01-25	08-09	26072	8859	1249	122
Medelvärde		25479 MW	8193 MW	1155 MW	113 %

**Tabell 10 Kärnkraftens bidrag vid maximal elförbrukning under perioden 2001-2013. "% av medel" avser procent av medel för hela serien, dvs 1022 MW.**

På samma sätt som för övriga exempel så kan nettoförbrukningen beräknas. Här antas att faktisk total kärnkraft 2001-2013 är skalad till samma genomsnittliga årsproduktion som vindkraften dvs 8.9603 ( $\approx 9.0$ ) TWh. Resultatet visas i Figur 17.



**Figur 17 Varaktighetskurva för elförbrukning och nettoförbrukning med 9.0 TWh kärnkraft 2001-2013**

Det kan noteras att denna tidsperiod, 2001-2013, jämfört med den ovan studerade även innehåller år 2004 då elförbrukningen var som högst enligt Tabell 1. 2004 var högsta förbrukningen 26633 MW jämfört med 26323 MW år 2001, dvs 310 MW högre.



## 6. Analys av effektbidrag från vindkraft och kärnkraft.

Som framgår av analysen ovan så varierar tillgången på effekt från såväl vindkraft som kärnkraft. Vindkraftens varierande effektbidrag beror huvudsakligen på varierande vindar medan kärnkraftens varierande bidrag beror på begränsad tillgänglighet av olika skäl. Ett kraftsystem har såväl produktion som konsumtion och överföring mellan dessa delar. Ingenting är 100% tillförlitligt så om tillräckligt många kraftverk och/eller överföringsförbindelser havererar så kan inte elförbrukningen täckas. Ett vanligt sätt att mäta tillförlitligheten i elsystemet är "risken för effektbrist" = LOLP = Loss of Load Probability. Den avser hur många timmar per år som tillgänglig kapacitet inte räcker för att täcka elförbrukningen.

För att minska risken för effektbrist (LOLP) behövs därmed effekt. Frågan är därmed hur stor möjlighet ett kraftverk (oavsett sort) har att minska risken för effektbrist? Det är denna möjlighet som brukar benämnas kraftverkets "effektvärde". Det definierades på 1960-talet av Garver [5]. Definitionen kallades "Effective Load Carrying Capability" och beräknades enligt följande:

1. Antag ett kraftverk som har kapaciteten X MW
2. Beräkna risken för effektbrist **utan** det nya kraftverket = LOLP-1
3. Beräkna risken för effektbrist **med** det nya kraftverket = LOLP-2 (vilken är **lägre** då man har mer effekt i systemet)
4. Öka nu elförbrukningen tills risken för effektbrist **med** det nya kraftverket blir LOLP-1
5. Om man **ökat elförbrukningen med Y MW** så blir därmed **effektvärdet= Y MW** för kraftverket

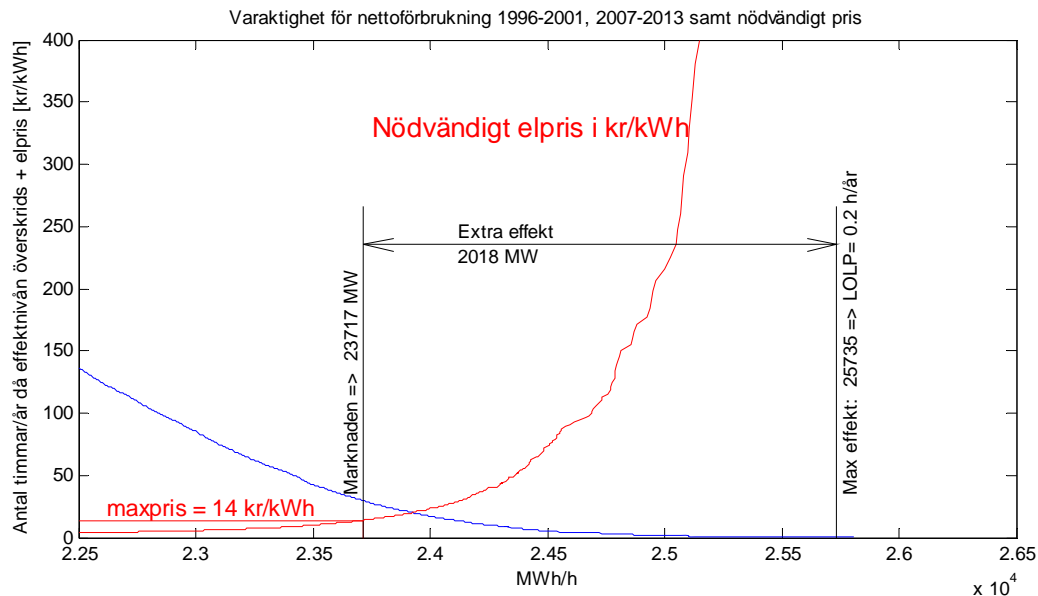
Dvs tack vare ett kraftverk om X MW kan elförbrukningen öka Y MW vid samma risk för effektbrist. Det finns snarlika definitioner, men grundidén är att man studerar kraftverks möjlighet att upprätta en tillräckligt låg risk för effektbrist. Detta kommer tillämpas nedan.

Vi gör nu samma antaganden som i avsnitt 3.3:

- 1) För kort utnyttning under året används gasturbiner. Kostnaden för dessa är 360 kr/kW,år samt 1200 kr/MWh. Tillgängligheten antas vara 95 procent.
- 2) För övriga kraftverk med låg driftkostnad antas en 100%-ig tillgänglighet.
- 3) Det maximalt tillåtna elpriset är 14 kr/kWh. Det innebär att marknaden kan förväntas bygga kraftverk som är lönsamma om elpriset är högst 14 kr/kWh under tillräckligt lång tid.
- 4) Investerarna ser enbart på förväntad användning under ett "normalår" vilket är genomsnittet av de studerade åren.
- 5) Det finns ingen möjlighet till import vid hög elförbrukning.
- 6) Elförbrukningen varierar som den gjort i Svenska Kraftnäts data för den studerade perioden.
- 7) En risk för effektbrist ("Loss of Load Probability"=LOLP), dvs kapaciteten räcker inte, om 1 timme vart femte år (LOLP=0.2 h/år) antas acceptabelt.
- 8) Då 14 kr/kWh inte räcker så antas att man måste ha ett speciellt system ("effektreserv" eller "strategisk reserv") för den resterande effekten som marknaden inte kommer betala, men som behövs för att få ner LOLP till en acceptabel nivå.

## 6.1. Effektvärden för vindkraft och kärnkraft 1996-2001 och 2007-2013

Vi börjar med att studera mängden kraft som elmarknaden kommer stå för vid introduktion av vindkraft enligt kapitel 4.3, dvs 4000 MW med ett genomsnitt om 9.0 TWh/år under tidsperiod. Vi gör nu samma beräkning som för Figur 5 och resultatet visas i Figur 18.

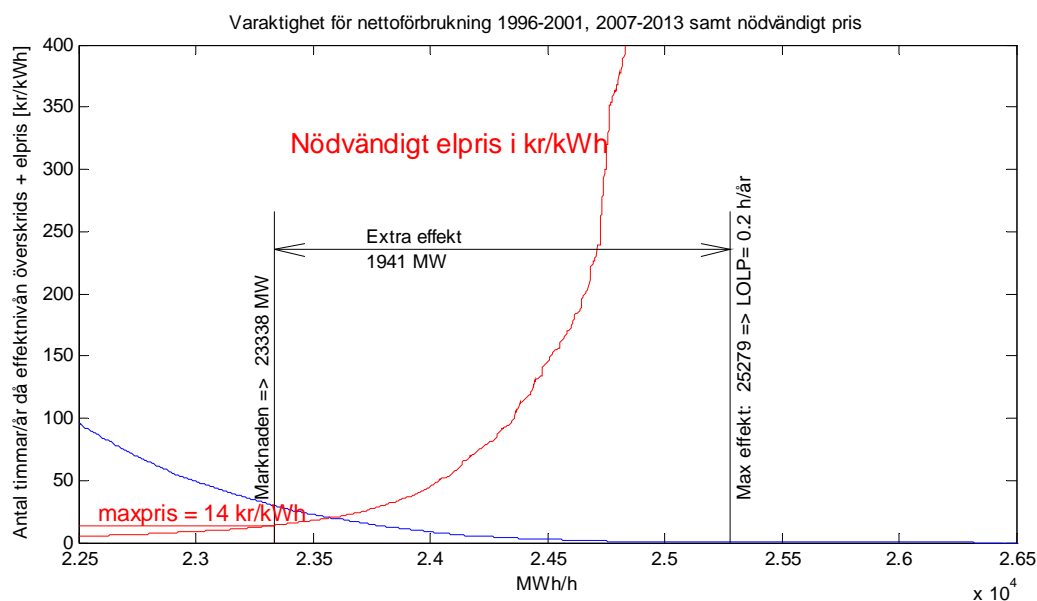


**Figur 18** Varaktighet/år för hög nettoförbrukning vid 4000 MW vindkraft samt behov av effektreserv vid ett antaget maxpris om 14 kr/kWh och en accepterad effektbrist om 1h vart 5:e år.

Man kan nu jämföra resultatet i Figur 18 med de i Figur 5. Det framgår då att

- Vindkraften har medfört att man kan minska den totala installerade effekten i systemet från 26178 MW till 25735 MW, dvs 443 MW mindre, med upprätthållande av samma risk för effektbrist.
- Den effekt som marknaden kommer stå för har minskat från 24497 MW till 23717 MW, dvs 780 MW mindre.
- Effektreserven ökar från 1681 MW till 2018 MW, dvs 337 MW mer.

Om vi istället antar att vi har kärnkraft enligt avsnitt 5.1 (O1+R1 som tillsammans ger 1346 MW och en årsproduktion om 9.0 TWh) så erhålls motsvarande resultat enligt Figur 19:



**Figur 19** Varaktighet/år för hög nettoförlbrukning vid 1346 MW kärnkraft samt behov av effektreserv vid ett antaget maxpris om 14 kr/kWh och en accepterad effektbrist om 1h vart 5:e år.

Man kan nu jämföra resultatet i Figur 19 med de i Figur 5. Det framgår då att

- Kärnkraften har medfört att man kan minska den totala installerade effekten i systemet från 26178 MW till 25279 MW, dvs 899 MW mindre, med upprätthållande av samma risk för effektbrist.
- Den effekt som marknaden kommer stå för har minskat från 24497 MW till 23338 MW, dvs 1159 MW mindre.
- Effektreserven ökar från 1681 MW till 1941 MW, dvs 260 MW mer.

Man kan nu sammanfatta resultaten från de olika fallen och därmed jämföra inverkan av vindkraft och kärnkraft under de antaganden som gjorts. Resultatet visas i Tabell 11.

Exempel	Effekt/energi från studerat alternativ	Marknadens installation, [MW]	Extra effekt [MW]	Marknad + extra effekt	Minskat behov av effekt = <b>effektvärde</b>
Enbart förbrukning	-	24497	1681	26178	-
Med vindkraft	4000 MW, 9 TWh	23717	2018	25735	<b>443 MW</b>
Med kärnkraft	1346 MW, 9 TWh	23338	1941	25279	<b>899 MW</b>

**Tabell 11** Behov av extra effekt vid en LOLP=1h vart 5:e år och maxpris om 14 kr/kWh. För perioden 1996-2001 och 2007-2013

Resultat visar att 9.0 TWh vindkraft minskar behovet av annan produktion med 443 MW, medan motsvarande mängd kärnkraft minskar behovet med 899 MW. I båda fallen gäller att man antar en given nivå på risk för effektbrist och det är denna nivå som anger hur mycket effekt som måste finnas tillgängligt. **Detta är därmed respektive kraftslags effektvärde!** Med de antaganden som gäller rörande maximalt pris (14 kr/kWh) så behövs ungefär lika mycket effektreserv för såväl vindkraft som kärnkraft (kärnkraft: 1941 MW, vindkraft: 2018 MW). En större skillnad gäller dock den kraft som

klarar sig med marknadspris, och där behövs en högre nivå med vindkraft (23717 MW) än med kärnkraft (23338 MW).

I Tabell 12 visas en sammanställning av ett alternativ där man istället accepterar ett högre pris (30 kr/kWh) och accepterar en lägre risk för effektbrist (LOLP=1h vart 10:e år).

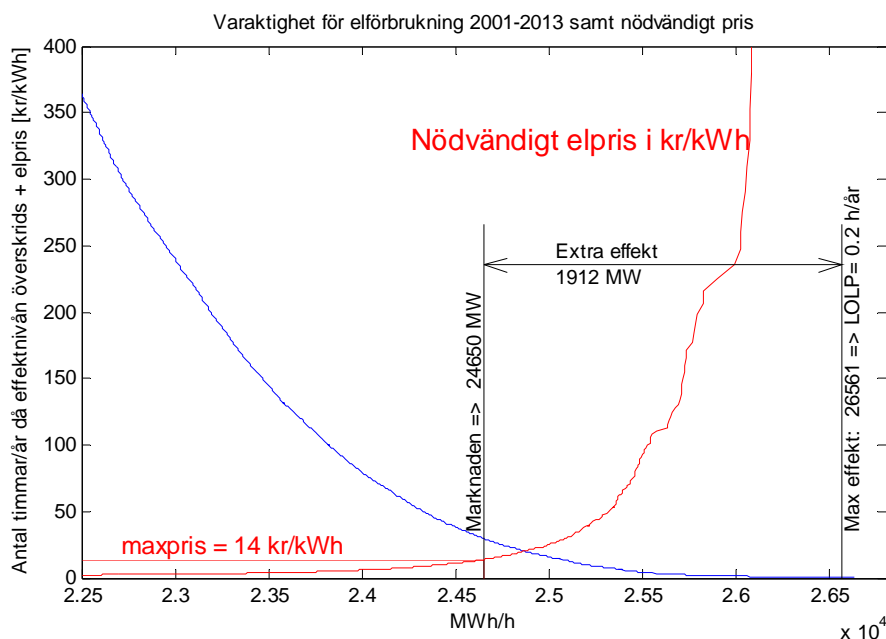
Exempel	Effekt/energi från studerat alternativ	Marknadens installation, [MW]	Extra effekt [MW]	Marknad + extra effekt	Minskat behov av effekt = <b>effektvärde</b>
Enbart förbrukning	-	24936	1387	26323	-
Med vindkraft	4000 MW, 9 TWh	24127	1683	25810	<b>513 MW</b>
Med kärnkraft	1346 MW, 9 TWh	23807	1735	25542	<b>781 MW</b>

**Tabell 12 Behov av extra effekt vid en LOLP=1h vart 10:e år och maxpris om 30 kr/kWh. För perioden 1996-2001 och 2007-2013**

Om man jämför Tabell 11 med Tabell 12 så ser man att de förändrade förutsättningarna ökar behovet av total effekt i systemet (75-263 MW mer), vilket beror på lägre accepterad risk för effektbrist. Men samtidigt kommer marknaden att bygga mer, pga ett högre accepterat elpris. Behovet av inte enbart marknads-finansierad effekt minskar med 206-335 MW pga detta. För effektvärdet så ökar det för vindkraften men minskar för kärnkraften.

## 6.2. Effektvärde för kärnkraft 2001-2013

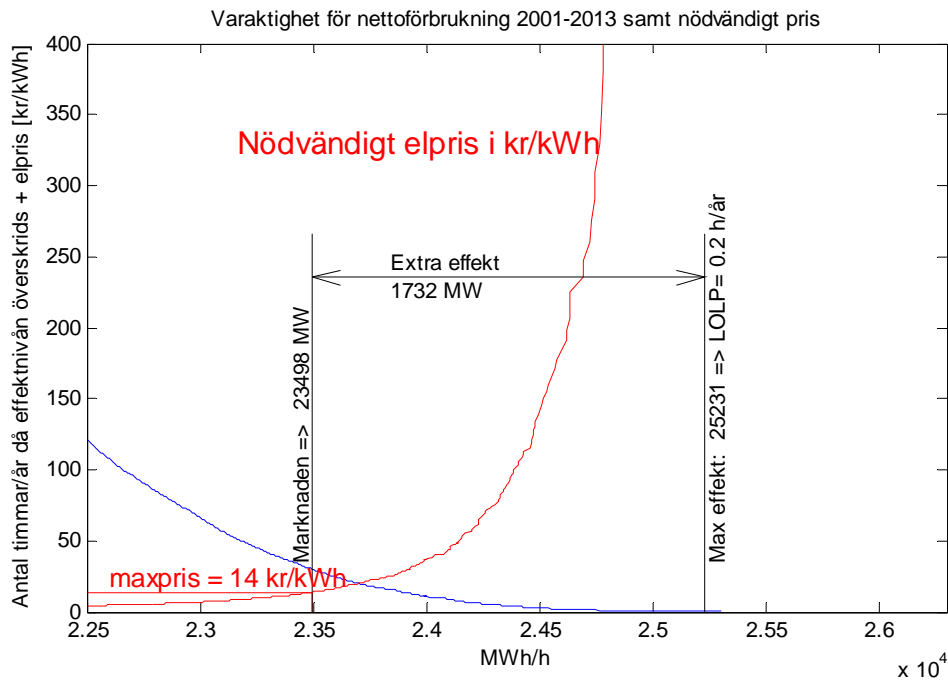
I avsnitt 5.2 studerades kärnkraftens tillgänglighet för perioden 2001-2013. Om man först studerar situationen med enbart elförbrukning, dvs samma som i Figur 4 men nu för en annan tidsperiod erhålls Figur 20.



**Figur 20 Varaktighet/år för hög elförbrukning samt behov av effektreserv vid ett antaget maxpris om 14 kr/kWh och en accepterad effektbrist om 1h vart 5:e år.**

Om man jämför Figur 20 med Figur 4 så framgår det att det nu behövs 26561 MW istället för 26178 MW för att täcka elförbrukningen med accepterad LOLP-nivå, dvs 1h vart 5:e år. Detta är 383 MW mer, dvs något mer än skillnaden i toppförbrukning för de två perioderna (310 MW). Skälet är att serien 2001-2013 även innehåller året 2013 med högre förbrukning.

Om man sedan tillför kärnkraft enligt avsnitt 5.2 så erhålls på samma sätt som ovan Figur 21.



**Figur 21** Varaktighet/år för hög nettoförbrukning vid 1346 MW kärnkraft samt behov av effektreserv vid ett antaget maxpris om 14 kr/kWh och en accepterad effektbrist om 1h vart 5:e år.

Man kan nu jämföra resultatet i Figur 21 med de i Figur 20. Det framgår då att

- Kärnkraften har medfört att man kan minska den totala installerade effekten i systemet från 26561 MW till 25231 MW, dvs 1330 MW mindre, med upprätthållande av samma risk för effektbrist.
- Den effekt som marknaden kommer stå för har minskat från 24650 MW till 23498 MW, dvs 1152 MW mindre.
- Effektreserven minskar från 1912 MW till 1732 MW, dvs 180 MW mindre.

Resultaten för perioden 2001-2013 sammanfattas i Tabell 13.

Exempel	Effekt/energi från studerat alternativ	Marknadens installation, [MW]	Extra effekt [MW]	Marknad + extra effekt	Minskat behov av effekt = <b>effektvärde</b>
Förbrukning 96-01 + 07-13	-	24497	1681	26178	-
Förbrukning 2001-2013	-	24650	1912	26561	-
Med kärnkraft	9 TWh	23498	1732	25231	<b>1330 MW</b>

**Tabell 13** Behov av extra effekt vid en LOLP=1h vart 5:e år och maxpris om 14 kr/kWh. För perioden 2001-2013.

I detta fall blev kärnkraftens effektvärde betydligt högre (1330 MW) jämfört med fallet i Tabell 11. Anledningen till detta är att om man närmare studerar perioden 2001-2013 så visar det sig att kärnkraften har fungerat mycket bra under de högsta elförbrukningsperioderna 2001, 2004, 2010 och 2013 se Tabell 10. Under dessa fyra år låg elförbrukningen över 26000 MW och vid alla fyra tillfällena fungerade all kärnkraft mycket bra. De år då kärnkraften inte fungerade så bra, dvs 2009 och 2012, var den maximala förbrukningen betydligt lägre. I den metod som användes för kärnkraften i Tabell 11 så antogs samma risk för otillgänglighet under samtliga år.

I Tabell 14 visas en sammanställning av ett alternativ där man istället accepterar ett högre pris (30 kr/kWh) och accepterar en lägre risk för effektbrist (LOLP=1h vart 10:e år).

Exempel	Effekt/energi från studerat alternativ	Marknadens installation, [MW]	Extra effekt [MW]	Marknad + extra effekt	Minskat behov av effekt = <b>effektvärde</b>
Förbrukning 2001-2013	-	25089	1543	26633	-
Med kärnkraft	9 TWh	23924	1379	25303	<b>1330 MW</b>

**Tabell 14 Behov av extra effekt vid en LOLP=1h vart 10:e år och maxpris om 30 kr/kWh. För perioden 2001-2013.**

Om man jämför Tabell 13 med Tabell 14 så ser man att de förändrade förutsättningarna ökar behovet av total effekt i systemet (72 MW mer), vilket beror på lägre accepterad risk för effektbrist. Men samtidigt kommer marknaden att bygga mer, pga ett högre accepterat elpris. Behovet av inte enbart marknads-finansierad effekt minskar med 353-369 MW pga detta. För effektvärdet så ändras det inte för kärnkraften.

## 7. Litteraturförteckning

- [1] Svenska Kraftnät, "Elstatistik för hela Sverige".
- [2] Svensk Energi, "Elåret 2001-2013".
- [3] S. H. S. M. J. J. R. Ingrid Nohlgren, "El från nya och framtida anläggningar 2014, Elforsk rapport 14:40," Oktober 2014.
- [4] K. N. B. Magnusson, Effektvariationer av vindkraft - Elforsk rapport 04:34, Stockholm, 2004.
- [5] L. Garver, "Effective Load Carrying Capability of Generating Units," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 85, No. 8, pp. 910-919, 1966.