

Juni 2018

# Stora effektfrågan

Resultaten från Apollokörningar

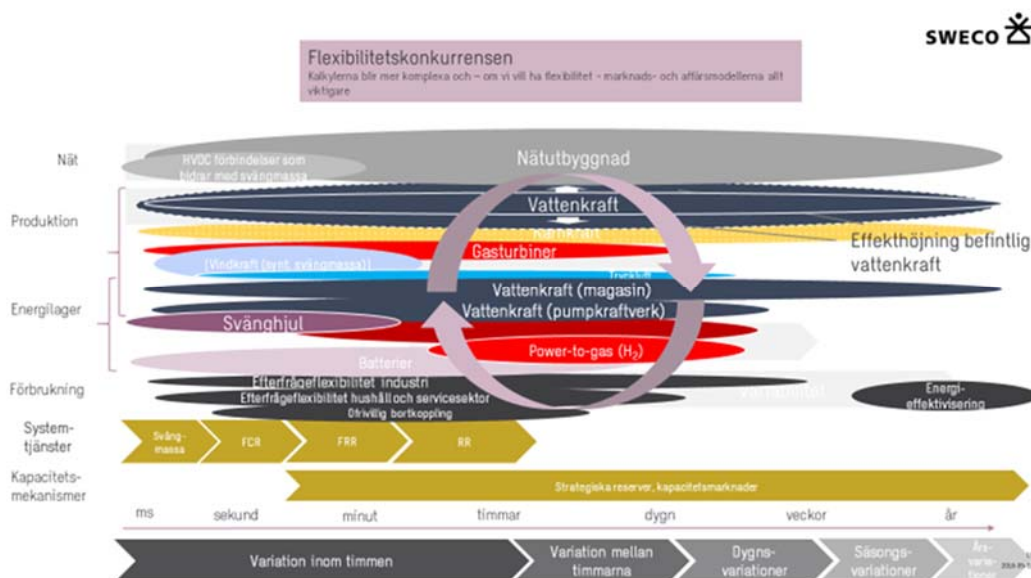
Johan Bruce, Björn Klasman, Fredrik Obel, Sweco Energuide AB





## Sammanfattning

Denna studie, inom NEPP, syftar till att analysera olika åtgärder för att klara av effektutmaningen som följer av en framtida avveckling av kärnkraften i Sverige. Det framtida energisystemet kommer att ställa andra krav på flexibilitet än dagens system. Två frågor blir avgörande: vilken typ av flexibilitet behöver vi och var ska den tillföras? Vilken kombination av resurser är det mest kostnadseffektiva och var ska dessa resurser finnas geografiskt? Med andra ord ska vi förlita oss på resurser i omvärlden eller är det nödvändigt att resurserna finns inom landet? De olika behoven och de resurser som kan tillfredsställa behov längs hela tidskalan eller bidra med delar av lösningen framgår i figuren nedan.



Att hitta en optimal kombination av åtgärder analyseras inte i denna rapport men är ett viktigt område för framtida studier. Däremot analyseras tre enskilda åtgärder för att möta ett rent effektbehov, en och en i taget.

Dessa åtgärder är att investera i gasturbiner (i SE3 och SE4), en utbyggnad av effekten i vattenkraften (främst i SE1 och SE2) samt en utökad aktiv förbrukningsflexibilitet. De nivåer som satts är nivåer som är tillräckliga för att klara alla timmar på året men samtidigt ta hjälp av import från grannländerna. Nivåerna framgår i nedanstående tabell.

Sweco

Gjörwellsgatan 22

Box 340 44

SE 100 26 Stockholm,

Telefon +46 (0)8 695 60 00

Fax +46086956010

Sweco Energuide AB

RegNo: 556007-5573

Styrelsens säte: Stockholm

Fredrik Obel

Mobil +46 (0)722 07 47 59

[fredrik.obel@sweco.se](mailto:fredrik.obel@sweco.se)

Björn Klasman

Mobil +46 (0) 721 85 14 88

Scenario/ Kraftslag/flex	Referensinput	Gasturbin- scenario	Vattenkraft- scenario	Förbrukningsflexi- bilitet-scenario
Gasturbiner	960 MW	4 960 MW	960 MW	960 MW
Vattenkraft	16 301 MW	16 301 MW	19 525 MW	16 301 MW
Förbruknings- flexibilitet	1 129 MW reduktion	1 129 MW reduktion	1 129 MW reduktion	960 MW flyttbar och 2 000 MW reduktion

I samtliga scenarion har energin som försvinner med kärnkraftens avveckling ersatts med vindkraft och solkraft. För vindkraft innebär det en nivå på 21 965 MW/65 TWh och för solkraft 5 500 MW/5 TWh för att täcka upp för energibortfallet.

Gasturbiner kan av egen kraft lösa effektproblematiken vid hög förbrukning. Nackdelen är att de i dagsläget drivs av fossila bränslen. Som visats i modellkörningarna kommer de dock inte att behövas i någon stor utsträckning utan körs endast mellan 80 – 90 timmar per år i SE4 respektive SE3 i fallet med 4 000 MW nya gasturbiner. För problematiken kring överskott av effekt/energi som enligt modellkörningarna sker i ungefär 800 timmar per år kan inte gasturbiner själva bidra till en lösning.

Vattenkraftens kapacitet är ökad med från 16 301 MW till 19 525 MW (+ 3 224 MW) i kombination med att överföringskapaciteten är ökad från SE2-SE3 och SE3-SE4 med 1 000 MW. I de timmar då efterfrågan på el är som störst är sätts elpriset av förbrukningsreduktion (priskänslig last). Scenariot visar att en effektutbyggnad av vattenkraften i kombination med att flaskhalsar i de stora svenska älvarna byggs bort ökar möjligheten att producera mer vattenkraft de timmar då behovet är som störst. Samtidigt visar vattenkraften sommartid ökade möjligheter att regleras ner vid tidpunkter då förbrukningen är låg och vindkraft och solkraft ger mycket produktion.

I efterfrågefleksibilitetsscenarioet finns tillgång till 2 000 MW avkopplingsbar förbrukning på priser från 200 till 2 000 EUR/MWh. Dessutom finns 960 MW flyttbar förbrukning vilken kan flyttas mellan en och fem timmar. Dessa nivåer är tillräckliga för att klara topplastsituationen i Sverige. För en kall vintervecka aktiveras båda typer av flexibilitet ganska frekvent. Avkopplingsbar förbrukning som är prissatt kommer att spela en stor roll för prissättningen timmar med en ansträngd situation. Höjda priser vid dessa tidpunkter kommer då också att ge incitament till den flyttbara lasten då förtjänsten för detta ökar.

Olika åtgärder kan bidra med olika stor leveranssäkerhet, eller tillskrivas olika stor tillit om man så vill. Tilliten till en viss typ av flexibilitet kan variera beroende på både vilken typ av flexibilitet det är och vad det är som aktiverar flexibiliteten. Till exempel kan efterfrågefleksibilitet endast aktiveras om det finns en förbrukning. En gasturbin kan däremot vara tillgänglig med en mycket hög tillgänglighet. Man kan också dela in flexibilitet i implicit (prisstyrd) och explicit (manuellt styrd) flexibilitet. Flexibilitet som aktiveras baserat på prissignaler ska troligen tillskrivas en lägre sannolikhet att den aktiveras i en ansträngd situation jämfört med flexibilitet som kan styras centralt. Implicit flexibilitet kan växa fram så länge det finns tillräckliga prissignaler. Explicit flexibilitet kan däremot kräva en central upphandling, t.ex. inom effektreserven.

Förutom tillit måste det oftast finnas ekonomiska incitament för att få en enskild åtgärd på plats. Att ekonomiska drivkrafter krävs gäller i högsta grad för gasturbiner. I gasturbinscenariot visar vi att gasturbinerna endast körs i strax under 100 timmar per år. Det betyder att utnyttningstiden är mycket låg och intäkterna inte kommer att kunna täcka kapitalkostnaderna. Miljöaspekten kan kanske lösas genom att bränslet i framtiden ersätts av biobränsle men att investera i många tusen MW gasturbiner ter sig svårt för en investerare utan någon form av tillkommande finansiella incitament. Exempel på finansiella incitament är kapacitetsmarknader där producenten får ersättning för att erbjuda kapacitet på marknaden och inte enbart för den energi som produceras.

En fördel med att öka effekten i vattenkraften är att delar av effektutbyggnaden kan göras i samband med förnyelseprojekt som ändå måste genomföras då de svenska vattenkraftverken är byggda för länge sedan och har stora reinvesteringsbehov.

Om effektutbyggnaden kan ske i samband med större rehabiliteringsprojekt är det betydligt mer kostnadseffektivt. Samtidigt måste de extra kostnader som effektutbyggnaden och andra åtgärder som behövs, kunna motiveras ekonomiskt. En avgörande fråga blir då hur stor utnyttningstiden för denna extra effekt kan bli och hur mycket energi som kan produceras till bättre priser för kraftverket som helhet. För vattenkraften kompliceras en effektutbyggnad ytterligare av att det finns olika ägare av kraftverk i en och samma älv. Delar av vinsten med att öka effekten i ett kraftverk som är en flaskhals kommer andra ägare av kraftverk i samma älv till godo. EU:s vattendirektiv kommer även det påverka den svenska vattenkraften i framtiden. De stora svenska älvarna kan klassificeras som kraftigt modifierat vatten. Det är dock per idag oklart hur och i vilken utsträckning den svenska vattenkraften kommer att påverkas. Vattenkraftsbranschen är rädd för fler restriktioner som minskar intäkter både i form av flexibilitet och produktion. Det rimligt att anta att EU:s vattendirektiv inte kommer att bidra till att den svenska vattenkraften blir mer flexibel i framtiden.

Det råder stor osäkerhet kring förbrukningsflexibilitet i allmänhet och förflyttning av förbrukning i synnerhet. Saker som uthållighet och återvändande förbrukning (flyttad förbrukning som återkommer) är i viss omfattning utforskade på mikronivå. Samtidigt krävs i stor utsträckning automation för att realisera mycket av förbrukningsflexibiliteten.

Samtidigt som det råder stor osäkerhet runt priserna där efterfrågeflexibilitet aktiveras har bl a Umeå universitet (Brännlund, et al) visat att viljan hos konsumenter att bidra är hög och att man under vissa tider på dygnet inte kräver någon ekonomisk kompensation för att dra ner på sin förbrukning. Sammanfattningsvis är förbrukningsflexibilitet den åtgärd, av de i denna rapport presenterade, vars potential det råder störst osäkerhet kring.

Det fjärde paketet för den inre marknaden av energi, Clean Energy for All Europeans Package är EU:s förslag på hur Parisöverenskommelsen (COP 21) ska uppfyllas och detaljerna, däribland området Energy market design, är under framtagande. Detta kommer bland annat att medföra att EU-gemensamma metoder för att bedöma risker relaterade till försörjningstrygghet ska tas fram. Dessa metoder ska sedan användas på EU-nivå eller till att börja med på regional nivå.

Detta kommer att ställa krav på stamnätsoperatörerna liksom myndigheterna i Europa och Norden att samarbeta och ta fram och använda gemensamma metoder. Sverige kan alltså inte ensam behandla effektfrågan utan den måste lösas i samarbete inom EU och tillsammans med våra grannländer.

## Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>Introduktion / problemformulering</b>	<b>1</b>
1.1	Framtidens energisystem	2
1.2	Effektutmaningar	4
1.2.1	Effektutmaning förbrukningstopp	4
1.2.2	Effektutmaning effektöverskott	6
<b>2</b>	<b>Scenarion</b>	<b>7</b>
2.1	Referensinput	7
2.2	Gasturbiner	9
2.3	Vattenkraft	12
2.4	Efterfrågeflexibilitet	15
<b>3</b>	<b>Jämförelser mellan scenariona</b>	<b>18</b>
3.1	Vinter	19
3.2	Sommar	21
<b>4</b>	<b>Diskussion / slutsatser</b>	<b>24</b>
4.1	Gasturbiner	24
4.2	Vattenkraft	24
4.3	Efterfrågeflexibilitet	24
4.4	Att få åtgärderna på plats	25
4.4.1	Gasturbiner	25
4.4.2	Vattenkraft	25
4.4.3	Efterfrågeflexibilitet	26
4.5	Regional eller nationell leveranssäkerhet	26

RAPPORT

2018-06-18

[VER 1.0]

4.6 Optimal lösning för leveranssäkerhet

27

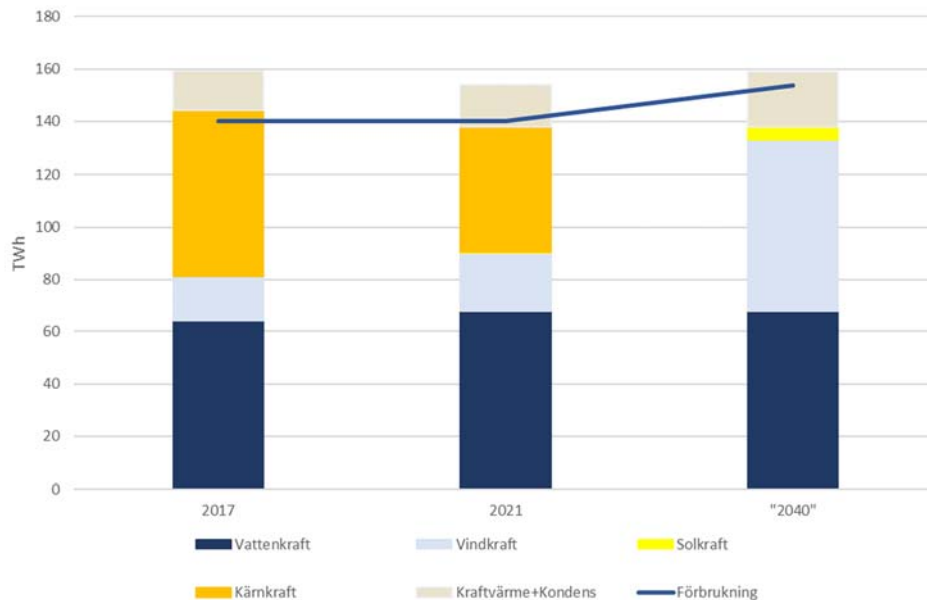
Tabell 1: Installerad effekt och normalårsenergi referensinput.....	7
Tabell 2: Bränslepriser .....	8
Tabell 3: Årsmedelpriser och vattenkraftens erhållna pris (EUR/MWh) .....	18
Tabell 4: Åtgärderna i siffror.....	24
Figur 1: Sveriges framtida elbalans .....	1
Figur 2: Flexibilitetsutmaningen .....	3
Figur 3: Residuallast 2040 kall vinter jämfört med 2017 .....	4
Figur 4: 2017/2018 och "2040" topplasttimmen, kall vinter. Effekttillgänglighet enligt SvK. 5	
Figur 5: Förbrukning mot produktion 2040 kall vintervecka .....	6
Figur 6: Förbrukning mot produktion 2040 julivecka.....	6
Figur 7: Timme 19 vecka 4 med 4 000 MW GT i Sverige [pris SE3: 510,00 EUR/MWh]. 10	
Figur 8: Kraftbalans vecka 29 med nya gasturbiner i Sverige .....	11
Figur 9: Timme 14 - 15 torsdag vecka 29 .....	12
Figur 10: Kraftbalans vecka 4 effektutbyggd vattenkraft.....	13
Figur 11: Kraftbalans vecka 29 effektutbyggd vattenkraft.....	14
Figur 12: Pris SE3 vecka 29 effektutbyggd vattenkraft.....	14
Figur 13: Varaktighetskurva vattenkraft 2040 .....	15
Figur 14: Flexibilitet aktiverad vecka 4 Flexscenariot 2040 .....	16
Figur 15 Pris, vattenkraftsproduktion, Export/Import vecka 4, 2040 (kall vinter) .....	19
Figur 16 Pris, vattenkraftsproduktion, Export/Import vecka 29, 2040.....	21
Figur 17 Varaktighetskurva import/export.....	22



## 1 Introduktion / problemformulering

Kärnkraftens avveckling i Sverige är grundförutsättningen i denna rapport. I den här studien ser vi på det svenska elsystemet i framtiden, en punkt i framtiden kallad 2040. Utgångspunkten är Energiöverenskommelsens betänkande om utvecklingen fram till en situation då kärnkraften är avvecklad. Se figur 1. Vid denna tidpunkt har kärnkraften energimässigt främst ersatts med vindkraft och solkraft. De utmaningar som väntar

Figur 1: Sveriges framtida elbalans



till följd av omställningen av det svenska elsystemet har främst med effekt att göra. Det är dels tillgången till tillräckligt med effekt under kalla vinterdagar när det är mörkt och vinden svag och dels den omvända situationen som främst uppträder under sommarhalvåret, ett överskott vid tidpunkter av låg förbrukning. Andra utmaningar till följd av utbyggnaden av förnybar, intermittent elproduktion är: snabba förändringar i effektbalansen vilket kan ge svårigheter att hålla frekvenskvaliteten, brist på svängmassa samt tillgänglighet och utbyggnad i nätet (överföringsförbindelser).

I denna rapport behandlar vi utmaningarna runt tillgången på effekt i elsystemet och möjliga åtgärder för att säkra effekttilgången. De åtgärder för att säkra effekt eller ta hand om överskott som behandlas är: gasturbiner, höjd effekt i vattenkraften och förbrukningsflexibilitet. Att hitta en optimal kombination av åtgärder analyseras inte i

denna rapport men är ett viktigt område för framtida studier. Däremot analyseras de tre enskilda åtgärderna en och en.

#### Apollomodellen (Apollo)

För analysen används elmarknadsmodellen Apollo som är en fundamental elmarknadsmodell utvecklad av Sweco. Apollo används för att analysera den nordiska och europeiska elmarknaden. Modellen är en deterministisk linjär optimeringsmodell med timmesupplösning. Modellen minimerar kostnaden för att möta efterfrågan av el för varje timme med hänsyn till begränsningar i produktion, transmission och efterfrågan. Apollo är speciellt anpassad för att se på olika framtida scenarion med olika kombinationer kraftproduktion, efterfrågan, transmissionskapacitet, bränslepriser och mycket mer. Det är även möjligt att se på olika väderår för att studera kombinationer av varma/kalla, torra/våta och blåsiga/vindstilla år. Produktionen är modellerad som aggregerade kraftverk medan större nordiska kraftverk med stor påverkan på systemet är modellerade separat. De viktigaste resultaten från Apollo är produktion, handel och elpriser per land eller prisområde. I denna rapport visas utvalda resultat från framtida scenarion som visar hur effektproblematiken kan lösas.

### 1.1 Framtidens energisystem

I det framtida energisystemet utan kärnkraft kommer vattenkraft, kraftvärme, vindkraft och solkraft att vara de dominerande elproduktionsformerna. Då vindkraft och solkraft är resultatet av väderleken kommer situationer att uppstå då behovet enskilda timmar antingen inte kan tillgodoses med ovanstående produktion (typiskt vindstilla kall vinterdag) eller då denna produktion genererar ett överskott i förhållande till behovet (typiskt blåsig sommardag).

Med väl utbyggda överföringsförbindelser till våra grannländer, sammanlagringseffekter och tillgängliga effektutgångar i omvärlden skulle Sverige kunna hantera kalla vinterdagar, om än med ett importberoende. Antalet timmar där effektmarginalerna är små förväntas vara mindre än antalet timmar där effektöverskott uppstår. Samtidigt innebär väl utbyggda förbindelser att överskott i omvärlden kan komma att importeras vilket också kan leda till nollpriser eller negativa priser. Flexibilitetsproblemet är med andra ord ett problem som vi delar med de flesta andra länder i Europa.

Det framtida energisystemet kommer att ställa andra krav på flexibilitet än dagens system. Två frågor blir avgörande: vilken typ av flexibilitet behöver vi och var ska den tillföras? Vilken kombination av resurser är det mest kostnadseffektiva och var ska dessa resurser finnas geografiskt? Med andra ord ska vi förlita oss på resurser i omvärlden eller är det nödvändigt att resurserna finns inom landet. De olika behoven och de resurser som kan tillfredsställa behov längs hela tidsskalan eller bidra med delar av lösningen framgår i Figur 2 nedan.

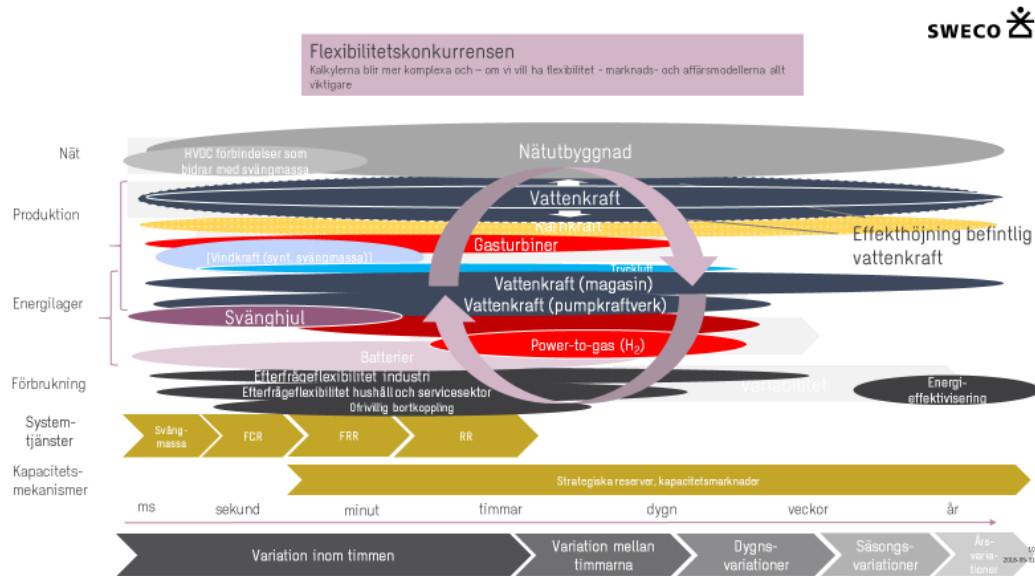
2(27)

RAPPORT

2018-06-18

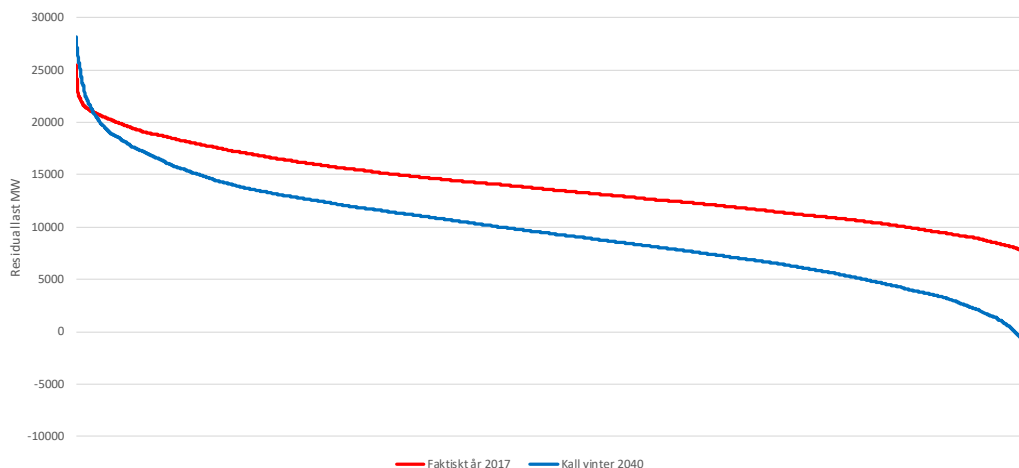
[VER 1.0]

Figur 2: Flexibilitetsutmaningen



Figur 3 nedan visar Sveriges residuallast i Swecos scenario för 2040 jämfört med den faktiska för år 2017. Residuallasten är definierad som last minus vind och solkraft. Residuallasten är den last som måste täckas av övrig reglerbar produktion samt import. Om residuallasten är negativ så måste Sverige exportera el eller så spills el. Residuallasten är som högst kalla vinterdagar med hög elförbrukning i kombination med låg produktion av vindkraft och solkraft. I Swecos scenario är residuallasten som högst för en kall vinterdag uppemot 28 000 MW och som lägst fås ett överskott 4 600 MW en blåsig sommarnatt eller en solig och blåsig sommareftermiddag.

Figur 3: Residuallast 2040 kall vinter jämfört med 2017



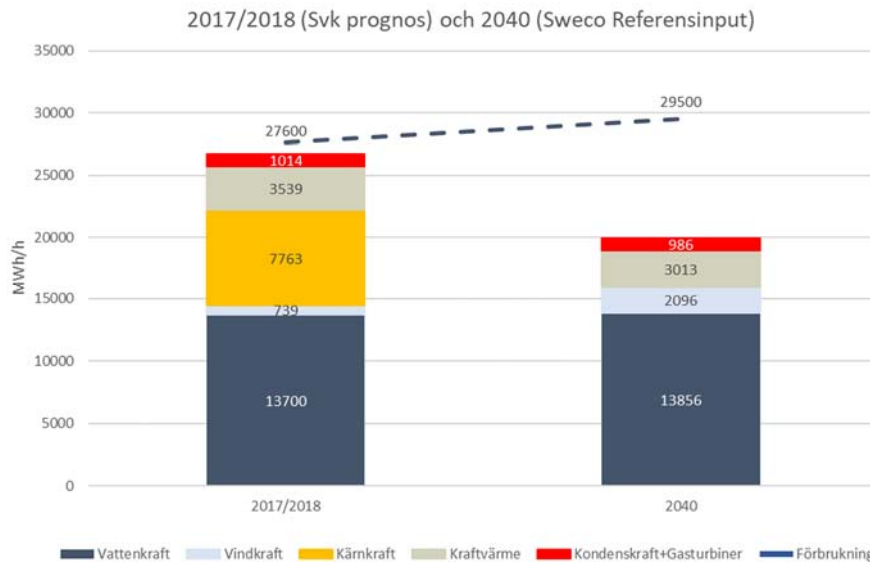
## 1.2 Effektutmaningar

I denna rapport diskuterar vi två effektutmaningar: topplastsituationen vintertid och överskottssituationen vid hög produktion av förnybar elproduktion (vindkraft och solkraft) med samtidig låg elförbrukning. Överskottssituationen förekommer i allmänhet mitt i sommaren men under hela sommarhalvåret kan situationen uppstå. Symptomen (priser som går under noll) kan idag uppkomma under hela året eftersom omvärlden ibland exporterar överskott mot Sverige. Utan kärnkraft i Sverige i framtiden torde risken för att stora importflöden vintertid pressar priset mot noll vara mindre.

### 1.2.1 Effektutmaning förbrukningstopp

För att illustrera framtidens utmaning med förbrukningstopp vintertid har vi räknat ut framtida tillgänglig effekt i vårt referensscenario med hjälp av de faktorerna Svenska kraftnät (Svk) använder för sin prognos för kommande vinter. Denna prognos brukar publiceras i juni varje år. Som jämförelse visas den prognos för en 10-års vinter som Svk gjorde 2017 inför vintersäsongen 2017/2018. Som framgår nedan kan effektbehovet framräknat med denna metod i en framtid utan kärnkraft komma att uppgå till mellan 9 000 och 10 000 MWh/h för enskilda timmar under en 10-årsvinter.

Figur 4: 2017/2018 och "2040" topplasttimmen, kall vinter. Effekttillgänglighet enligt Svk



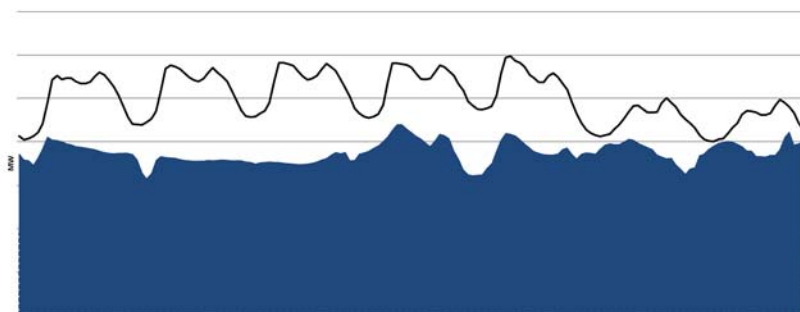
Den enda åtgärden som ensam, internt i Sverige, kan möta denna effektutmaning är investeringar i gasturbiner. Den är skalbar och kan byggas ut till önskad nivå. Övriga åtgärder kan bidra men inte ensamma lösa effektutmaningen vid högsta förbrukning utan att förlita sig på viss import. Detta då de andra åtgärderna har en begränsad potential, för efterfrågefleksibilitet 7 500<sup>1</sup> MW och för utbyggnad i vattenkraften 3 900<sup>2</sup> MW. Gapet mellan förbrukning och produktion är som visas ovan närmare 10 000 MW.

Dessutom kommer många av de övriga flexibilitetsresurserna inte ha den uthållighet som kan komma att krävas i perioder av längre kyla och låg vindkraftsproduktion. Detta längre effektunderskott illustreras av Figur 5 nedan där som synes alla timmar under en enskild vecka kan komma att ha underskott (i inhemsk) effekt. Frågan blir då utvidgad till hur många timmar och med hur mycket ska vi i Sverige förlita oss på import?

<sup>1</sup> Industri 2000 MW (NEPP 2013); Hushåll 5500 MW (Nyholm, et al. 2016)

<sup>2</sup> Sweco 2017

Figur 5: Förbrukning mot produktion 2040 kall vintervecka

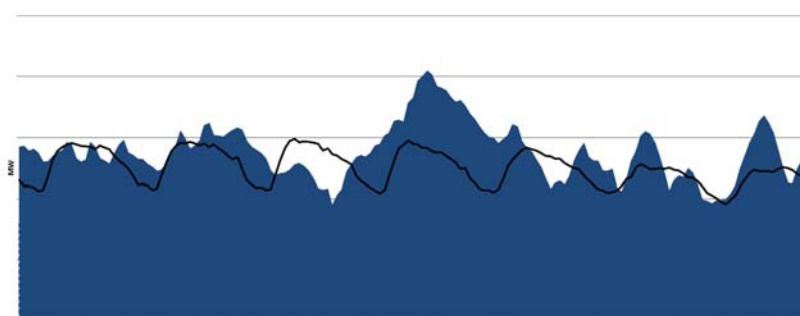


### 1.2.2 Effektutmaning effektöverskott

Av de ovannämnda åtgärderna skulle förbrukningsflexibilitet kunna bidra till att lösa situationen med överskott på kraft i situationer med låg förbrukning men av modelltekniska skäl har vi inte med detta. Gasturbiner kan inte bidra alls medan en effektutbyggnad i vattenkraften i kombination med ökad flexibilitet genom nya miljötillstånd, eliminering av flaskhalsar och ändrat produktionsmönster skulle kunna bidra. Energilager har potential att kunna lösa hela eller åtminstone delar av problematiken. Energilager behandlas dock inte i denna rapport.

Som synes uppkommer inte samma långvariga perioder med effektproblematik som under vintertid. Figur 5 nedan visar däremot att för enskilda timmar kan överskottet uppgå till 5 000 – 6 000 MWh/h.

Figur 6: Förbrukning mot produktion 2040 julivecka



## 2 Scenarion

Studien är inriktad på perioden fram till en situation där kärnkraften är avvecklad i Sverige och energimässigt ersatt av främst vindkraft men även med solkraft. Ett antal scenarion har definierats för hur den framtida effektutmaningen kan lösas och hur det påverkar kraftsystemet till en punkt i framtiden kallad 2040. Det viktiga här är inte att årtalet ska spegla exakta förhållanden 2040 utan just att tidpunkten är när kärnkraften antas vara avvecklad, vilket förväntas ske senast 2044. Referenssituationen innehåller en utbyggnad av förnybar kraft för att täcka hela den energi som försvinner med kärnkraften men förväntas också ge ett visst nettoöverskott som exporteras.

Effektillgängligheten i kärnkraften är betydligt större än i de icke-planerbara förnybara anläggningarna som tillkommer i stället, nämligen vindkraft och solkraft. Därför har ett antal scenarion definierats med vardera en av de möjliga åtgärderna som finns till hands för att lösa effektfrågan helt eller delvis. Dessa är i tur och ordning: nya gasturbiner, effektutbyggnad i vattenkraften och förbrukningsflexibilitet. Energilager kommer att studeras i det fortsatta arbetet efter denna rapport.

Nedan följer en mer detaljerad beskrivning av scenariona med en inledande beskrivning av det som är en gemensam grund i alla scenarion, kallat referensinput.

### 2.1 Referensinput

Referens när det kommer till utbyggnad av vindkraft och solkraft är att täcka den energi som den avvecklade kärnkraften motsvarar men även ge ett visst exportöverskott på drygt fem TWh. Vindkraften förväntas ge 65 TWh. Som jämförelse gällande vindkraften hamnar svensk vindkraftsproduktion 2030 strax under 40 TWh om målet för elcertifikatsystemet uppnås. Solkraft, idag en mycket lite utbyggd produktionskälla, förväntas ge fem TWh. Vattenkraften förväntas ge cirka 68 TWh och kraftvärme strax över 20 TWh. Den sammanlagda installerade effekterna liksom energierna framgår i tabell 1 nedan.

Tabell 1: Installerad effekt och normalårsenergi referensinput

	Vattenkraft	Vindkraft	Solkraft	Kraftvärme	Övrigt <sup>*)</sup>	Topplast/ Förbrukning
<b>MW</b>	16 301	21 956	5 500	3 013	986	29 700
<b>TWh</b>	68	65,0	5,0	17,9	~0	153,8

\*) Övrigt mestadels gasturbiner och kondenskraft

Förbrukningen förväntas nå strax under 154 TWh. Förbrukningen påverkas av ett antal ibland motsatta drivkrafter som energieffektivisering, nya användningsområden (t ex elbilar och serverhallar) samt befolkningsutveckling och BNP-utveckling. Den framtida förbrukningsprofilen kommer att påverkas av nya användningsområden som t ex elbilar. I denna studie har ingen förändring av förbrukningsprofilen gjorts. Hur den kommer att förändras är ett område som måste studeras närmare.

Den maximala förbrukningen för en enskild timme, "topplasten", är i beräkningarna 29 834 MW. Denna nivå är närmast att betrakta som en förbrukningstopp för en 10-årsvinter. I referensscenariot finns också förbrukningsflexibilitet i form av avkopplingsbar förbrukning, i normalfallet är detta industrier som kan stoppa sin verksamhet helt eller delvis när priset blir över en viss nivå. För Sverige är den sammanlagda nivån 1 129 MW och priset varierar från 200 EUR/MWh till 2 000 EUR/MWh. Ingen flexibilitet i form av flyttbar förbrukning finns med i referensen.

Stamnätet förväntas byggas ut i enlighet med de planer som Svenska kraftnät publicerat samt att det under 2030-talet tillkommer förstärkningar i Sverige från norr till söder liksom mellan Sverige och Jylland. Dessa förstärkningar är i tur och ordning: SE2-SE3 +1500 MW, SE3-SE4 +1000 MW och SE3-DK1 +1000 MW. Tillgänglighet på överföringsförbindelser sätts i modellen till 100 %. Detta är förvisso långt från dagens verklighet och också under de 75 % som kommissionen och ITRE-kommittén i EU-parlamentet föreslaget som minimikrav på tillgänglighet i samband med Clean Energy Package. Av praktiska skäl sätts ändå 100 % tillgänglighet då fokus i rapporten är effektfrågan och tillgänglighetsnivån får ses som ett antagande bland flera. Vi diskuterar dock i de olika scenarierna eventuella behov av förstärkningar av transmission men dessa blir då utifrån dagens förbindelser och med en tillgänglighet på dessa och förstärkningarna på 100 %.

Referensen innebär en dimensionering som inte klarar effektbehovet vid en mycket kall vinterdag (10-årsvinter). Därför studerar vi enskilt de olika åtgärderna i att antal scenarion med vardera åtgärden enskilt och med olika nivå på de enskilda åtgärderna.

De bränslepriser som används i analysen (Tabell 1) kommer från IEA framtida "New Policies" scenario som återges i World Energy Outlook (2016). Samma bränslepriser används i alla scenarion i denna rapport.

Tabell 2: Bränslepriser

Kol (EUR/MWh)	Gas (EUR/MWh)	CO <sub>2</sub> (EUR/ton)
10,8	29,7	43,5

(Kolpriset motsvarar cirka 105 USD/ton)



## 2.2 Gasturbiner

Ett sätt att möta effektutmaningarna är att bygga gasturbinkraft. Gasturbinscenariot är framtaget utifrån olika nivå och spridning på nordisk nivå av nya gasturbinanläggningar med 40 % verkningsgrad.

### Beskrivning

I scenariot har utgångspunkten varit Sverige ska klara sin effekt utan att de nordiska länder bygger några gasturbiner. Det betyder i praktiken att övriga Norden, förutom Norge, har behov av import för att klara topplastsituationen. De nordiska länderna har inte helt sammanfallande topplasttimme så vissa sammanlagringseffekter finns.

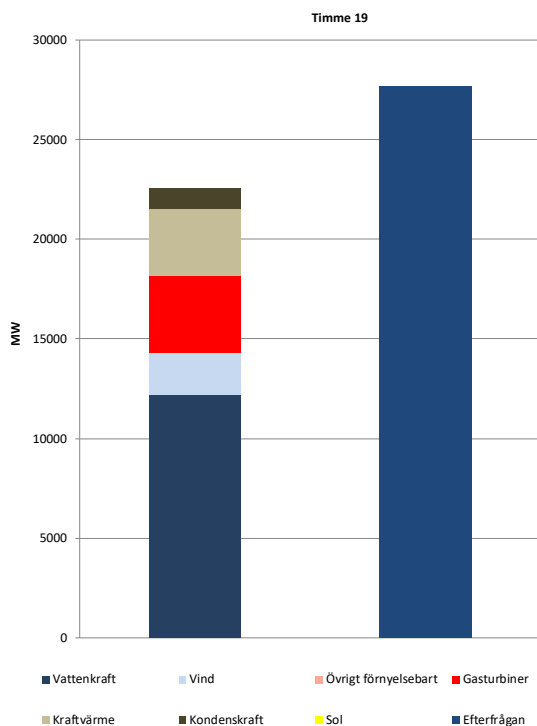
För Sveriges del är nivån på installerade gasturbiner den miniminivå som krävs för att Sverige ska klara effektutmaningen vid topplast utan att brist uppstår men med hjälp av import. Sverige installerar då nya gasturbiner med en sammanlagd effekt på 4 000 MW. Maximal effekt som fås i gasturbinerna är satt till 90 % av installerad effekt.

### Resultat vinter

I den profil som används för förbrukningen är vecka 4 den med högst förbrukning. Det är också en vecka som delvis präglas av låg vindkraftsproduktion. Vid förbrukningstoppen är vindkraftsproduktionen 4 270 MWh/h vilket motsvarar 19 % av installerad effekt.

I Sverige kommer förbrukningstoppen, timme 18 - 19 på måndagen i vecka 4, att täckas av import samtidigt som 3 600 MW (full effekt) gasturbiner körs. Denna timme aktiveras också 451 MW förbrukningsreduktion. Se figur 6.

Figur 7: Timme 19 vecka 4 med 4 000 MW GT i Sverige [pris SE3: 510,00 EUR/MWh]



I detta scenario körs gasturbinerna 80 – 90 timmar för SE4 och SE3 under ett år med en 10-års vinter och med en sammanlagd energiproduktion på 273 GWh. Sverige skulle alltså klara sig om man installerade 4000 MW gasturbiner och samtidigt accepterade ett importberoende för att klara effektbehovet.

### Resultat sommar

I Sverige är det traditionellt semester och som lägst förbrukning under juli månad. En viss förskjutning har skett mot augusti men vecka 29 bedöms också i framtiden vara en vecka med låg förbrukning. Med introduktionen av solkraft kommer solkraftens bidrag var stort under dagtid och vid goda vindar kommer bidraget från vind och sol att täcka förbrukningen. Frågan uppstår hur man ska hantera överskottet. Kan det exporteras är problemet löst men sannolikheten är stor att också Sveriges grannländer har en bra kraftsituation eller också har överskott. Traditionellt har vattenkraften i situationer med höga flöden spillt vatten, spilla vatten möter alltså inga tekniska hinder. Vindkraft och solkraft skulle också kunna stoppas i dessa situationer. Förutsatt att inga subventioner kopplade till energiproduktionen (likt dagens elcertifikat) finns kvar år 2040 kommer inte kommersiella aktörer att vara villiga att betala för att köra sin produktionsanläggning.

10(27)

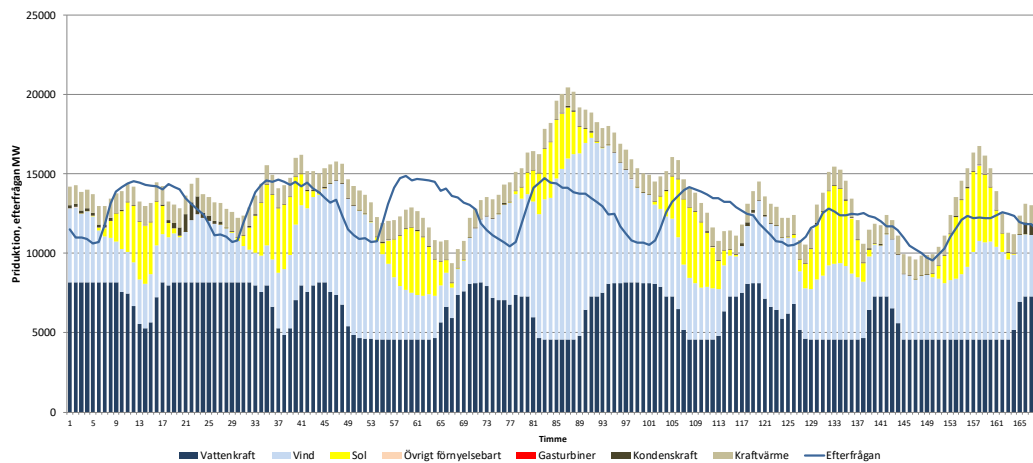
RAPPORT

2018-06-18

[VER 1.0]

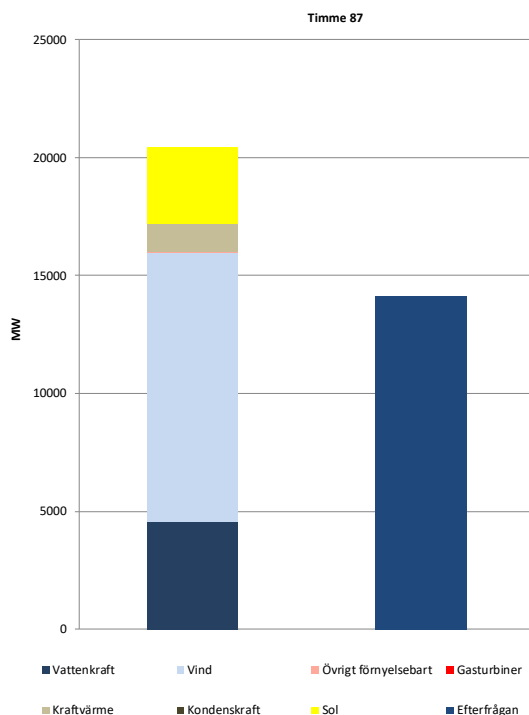
Möjligheten att reglera ner eller stoppa vindkraft och solkraft bör därför också ses som en framtida möjlighet. Vi har i denna studie valt att studera olika åtgärder som kan hantera underskott eller överskott med inhemsk effekt. Gasturbiner själva kan inte bidra till överskottsproblematiken och därmed kan Figur 8 och Figur 9 ses som illustrationer till de volymer som kan komma att behöva hanteras om man inte vill spilla bort dessa resurser. Som tidigare nämnts är det nivåer på upp till 800 timmar per år som situationen kan uppstå.

Figur 8: Kraftbalans vecka 29 med nya gasturbiner i Sverige



Den timme som överskottet är som störst är 14 – 15 på torsdagen där överskottet når upp till 6 260 MWh/h.

Figur 9: Timme 14 - 15 torsdag vecka 29



## 2.3 Vattenkraft

### Beskrivning

Vattenkraftscenariot är i grunden ett scenario som är importberoende avseende effekt. Sweco har i tidigare studier analyserat den svenska vattenkraften och tagit fram tal på en realistisk effektutbyggnad för mer detaljer se Sweco "Effektutbyggnad Vattenkraft från 2016". Utgångspunkten är att man ökar kapaciteten i de stora älvarna i Sverige och bygger bort flaskhalsar samt ökar kapaciteten där det finns magasin. Genom att bygga bort flaskhalsar förväntas den svenska vattenkraften utnyttjas mer effektivt och ge mer produktion på de timmar då behovet är som störst. I vattenkraftscenariot är effekten ökad till 19 525 MW jämfört med dagens installerade kapacitet på 16 301 MW, alltså en höjning på 3 224 MW. Vattenkraften i Sverige är mitt i en period av stora reinvesteringar som är nödvändiga för att kunna fortsätta med kraftproduktion i de åldrande kraftverken. En del av effektökningarna antas genomföras i samband med nödvändiga reinvesteringar. I tillägg är överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige ökad med 1 000 MW detta för att kunna utnyttja effektutbyggnaden i vattenkraften där den behövs. Vid de

12(27)

RAPPORT

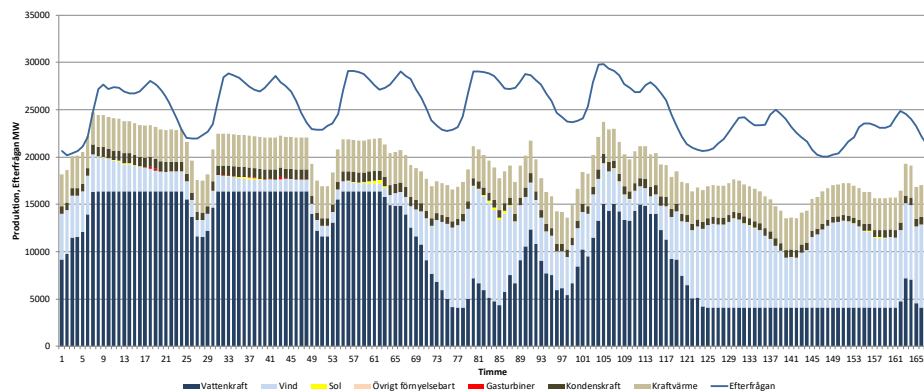
2018-06-18

[VER 1.0]

högsta priserna är importen stor från angränsande länder i första hand Norge. Vattenkraften är i Apollo modellerad som aggregerade kraftverk, ett älvkraftverk och ett magasinkraftverk i varje prisområde förutom i SE4 som endast antas ha älvkraftverk. Scenariot är avgränsat till att inte inkludera klimatförändringarnas påverkan på tillrinningen. Genom att öka den installerade effekten kommer även vattenkraftens årsproduktion troligen öka något, allting annat lika då en större installerad effekt minskar andelen spillt vatten och en viss effektivitetsökning antas i nyrenoverade anläggningar.

### Resultat vinter

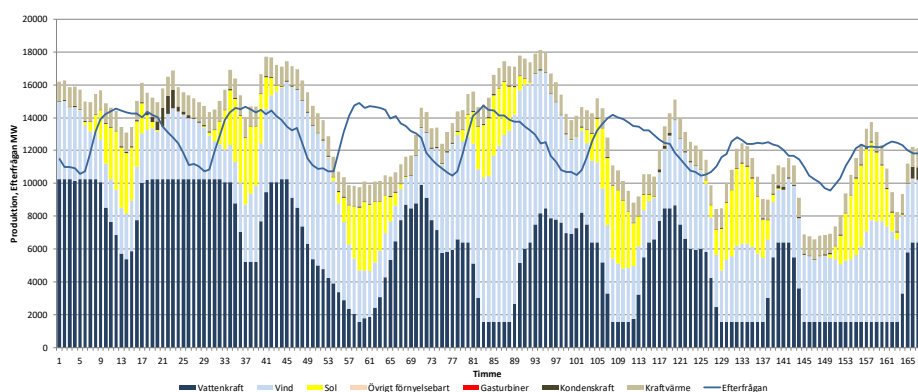
Figur 10: Kraftbalans vecka 4 effektutbyggd vattenkraft



På vintern löses effektproblematiken genom import av el från angränsande länder. Sverige importerar el varje timme genom veckan. Nettoimporten för vecka 4 är skillnaden mellan produktion och efterfrågan i Figur 10 ovan. I stort sett är den enda export som sker denna vecka till Finland. Modellen eftersträvar att minimera kostnaden för totalsystemet så hur mycket som produceras i Sverige och importeras avgörs av vad som är mest kostnadseffektivt. De timmar som nettoefterfrågan är som högst producerar vattenkraften upp emot 16 700 MW. I slutet av veckan då produktionen från vindkraft ökar med flera tusen MW så regleras vattenkraftsproduktionen ned med motsvarande effekt. Importen av el varierar genom veckan och är som högst de timmar då efterfrågan är hög och andelen förnyelsebar produktion låg. Den högsta produktionen för enskilda timmar ökar något mer än ökningen i installerad effekt i vattenkraften. Detta då vattenkraften antas bli mer flexibel genom att man bygger bort flaskhalsar och man då kan utnyttja effekten mer optimalt i de stora svenska älvorna.

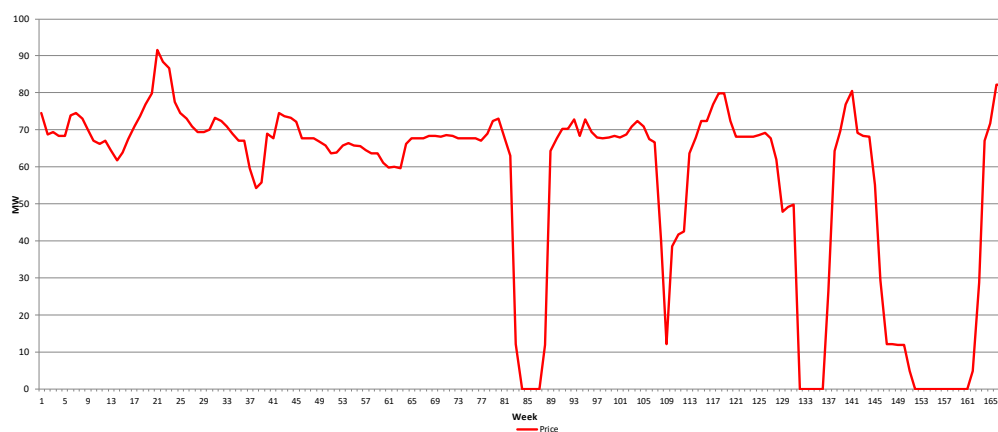
Resultat sommar

Figur 11: Kraftbalans vecka 29 effektutbyggd vattenkraft



Sommartid är problemet det motsatta, man har för mycket produktion i förhållande till efterfrågan. Med en ökad installerad effekt i vattenkraften så ökar möjligheterna till att ha en låg produktion under längre tid. I Figur 11 ovan ser man att vattenkraften under längre perioder producerar strax under 2 000 MW. Detta är i nivå med den lägsta uppmätta vattenkraftproduktionen historiskt. Under timmar med mycket förnyelsebar produktion så måste Sverige exportera el då det inte finns tillräcklig avsättning för elen inom landet. Då förhållandena är de samma i angränsande länder finns det inte avsättning för all el som produceras och elpriserna blir noll eller negativa (Apollo tillåter inte negativa priser).

Figur 12: Pris SE3 vecka 29 effektutbyggd vattenkraft



14(27)

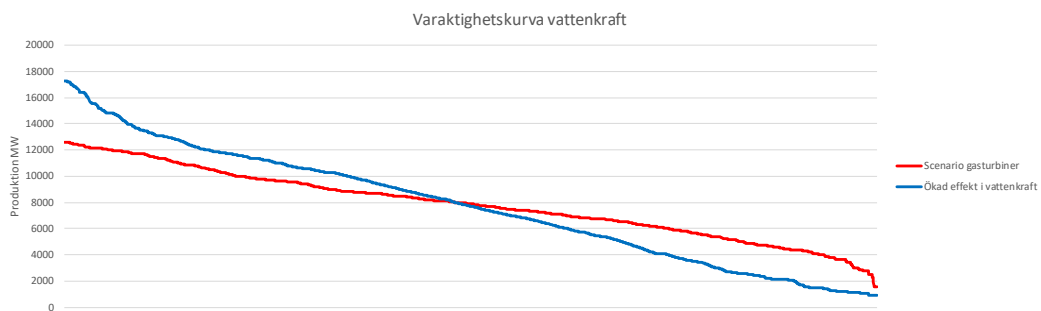
RAPPORT

2018-06-18

[VER 1.0]

Figur 12 ovan visar spotpriset från SE4 från samma sommarvecka. De timmar som elpriset är noll är det överskott av el i systemet och det finns ingen avsättning för överskottselen. Men ser tydligt att priset är som lägst de timmar när efterfrågan är som lägst på helgen samt när det är en topp förnyelsebar produktion kring timme 85 vilket är 12 - 13 på torsdagen. I kapitel 3 finns en jämförelse hur priset ändras beroende på scenario.

Figur 13: Varaktighetskurva vattenkraft 2040



Varaktighetskurvan ovan illustrerar hur vattenkraftensproduktionen ändras när effekten ökas. Det blir mer produktion de timmar när vattenkraften behövs som mest när efterfrågan är hög och det är låg förnyelsebar produktion. I andra änden ser man det motsatta, att andelen timmar med låg vattenkraftproduktion ökar. Detta är logiskt då man i ett vattenkraftverk med större installerad effekt kan utnyttja magasin och ramarna i miljötillstånden bättre. Man kan också stoppa produktionen i längre perioder utan riskera spilla vatten eller bryta mot miljötillstånden. Det kan noteras att en effektutbyggnad inte väntas ge någon ökad energiproduktion, varför arean under grafen ska vara lika stor i de båda scenarierna.

## 2.4 Efterfrågefleksibilitet

I scenariot finns två typer efterfrågefleksibilitet, båda på kortare sikt (inom veckan): neddragning eller avkoppling av förbrukning vid ett visst pris samt förflyttning av förbrukning. Som tidigare nämnts finns från referensfallet 1129 MW avkopplingsbar förbrukning till priser mellan 200 och 2 000 EUR/MWh. En mer långsiktig flexibilitet i form av substitution ingår inte i scenariot. I Sverige kan det t ex finnas sådan potential i form av skifte mellan vedeldning och elpatron i vattenburna uppvärmningssystem.

### Beskrivning

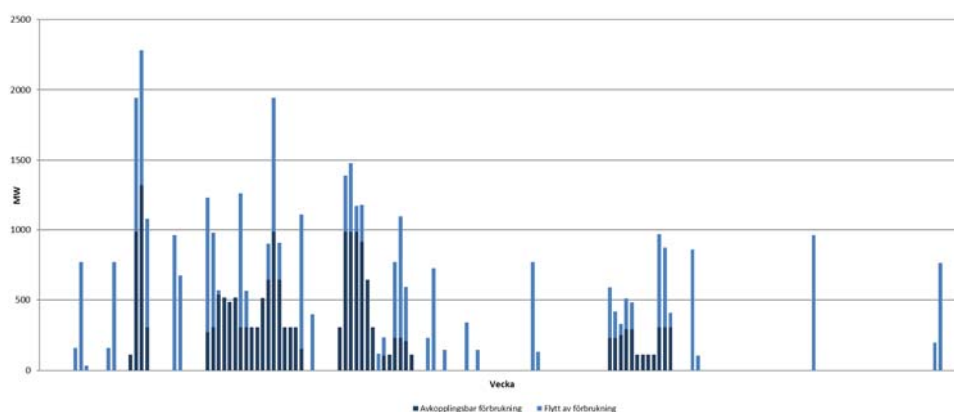
I scenariot utökas förbrukningsfleksibiliteten i Sverige till 2 000 MW avkopplingsbar förbrukning till priser mellan 200 och 2 000 EUR/MWh medan den flyttbara förbrukningen sätts till strax under 960 MW. Den flyttbara förbrukningen kan förflyttas i mellan en och

fem timmar. Denna nivå på förbrukningsflexibilitet är den som är tillräcklig för att Sverige ska klara effektbehovet alla timmar på året, men också samtidigt förlita sig på import.

### Resultat vinter

Hur mycket förbrukningsflexibilitet som kan realiseras och hur detta ska ske fram till 2040 är mycket svår att förutse. Automation förväntas spela en stor roll. Den kapacitet av flexibilitet som är tillräcklig för att lösa topplastsituationen och där man samtidigt tillåter ett importberoende är strax alltså under 3 000 MW. Som visats ovan handlar det om ett behov av kapacitet på upp till 10 000 MW för enskilda timmar men också ett importbehov som kan vara i en hel vecka. Ett sådant importbehov över en hel vecka är inte realistiskt att lösa med förbrukningsflexibilitet. I figuren nedan visas den flexibilitet som aktiveras i vecka 4. Figur 14 nedan visar de timmar förbrukningsflexibilitet i form av avkoppling och förflyttning av förbrukning som aktiveras en kall vintervecka.

Figur 14: Flexibilitet aktiverad vecka 4 Flexscenariot 2040



### Resultat sommar

Förbrukningsflexibilitet i överskottssituationer betyder att öka förbrukningen, eller kanske främst att utjämna den genom förflyttning. Denna typ av förbrukningsflexibilitet är mycket lite utforskad och ställer sannolikt ännu högre krav på automation, t ex smart laddning av elbilar eller annan utrustning, smart värmning av varmvatten eller kylning i kylapplikationer. I termer av uthålliga överskott så kommer inte förbrukningsflexibilitet att vara skalbar på samma sätt som batterier. I Apollo finns inte funktionen för flyttbar förbrukning som fungerar omvänt mot "vinterförflyttning" vilken flyttar förbrukning framåt i tiden. En "sommarförflyttning" ska fungera mer som ett batteri (och kanske vara kopplat till batteri, i t ex elbilar) d v s konsumera i förtid för att tillgången på kraft är stor, ett överskott finns. Då den flyttbara förbrukningen (vinterförflyttning) är kopplad till



eluppvärmda lokaler och bostäder har den i modellen satts till noll sommartid (juni-augusti) och till lägre nivåer under vår/höst (april/maj och september/oktober).

### 3 Jämförelser mellan scenariona

I detta kapitel jämförs utvalda resultat för en typisk vinter- och sommarvecka. I graferna visas i tur och ordning pris, vattenkraftens produktion och export/import för Sverige. Priset i modellen är ett resultat av vad som är det mest kostnadseffektiva sättet att möta förbrukningen. Priset varierar mellan scenarierna då marginalkostnaden för att möta den sista MWh timmen i lasten varierar i de olika scenarierna. Vattenkraften är den produktionskälla i Norden som står för mest flexibilitet och har de största möjligheterna att möta en ökad mängd förnyelsebar produktion. I vattenkraftsscenarioet ökas effekten och produktionsmönstret ändras betydligt jämfört med övriga de två scenarierna. Export/import graferna illustrerar hur mycket övriga länder bidrar i situationer med underskott och överskott av el i Sverige. Det bör noteras att det som importerats/exporterats i först hand beror på var produktionen med de lägsta rörliga kostnaderna finns.

Årspriserna visar på relativt små skillnader vilka framgår i Tabell 3. Vattenkraften är mer flexibel i scenariot vattenkraft och kommer att köras på dyrare timmar än i de andra scenariona och gasturbiner har lägre rörliga kostnader än förbrukningsflexibilitet därav de inbördes nivåskillnaderna.

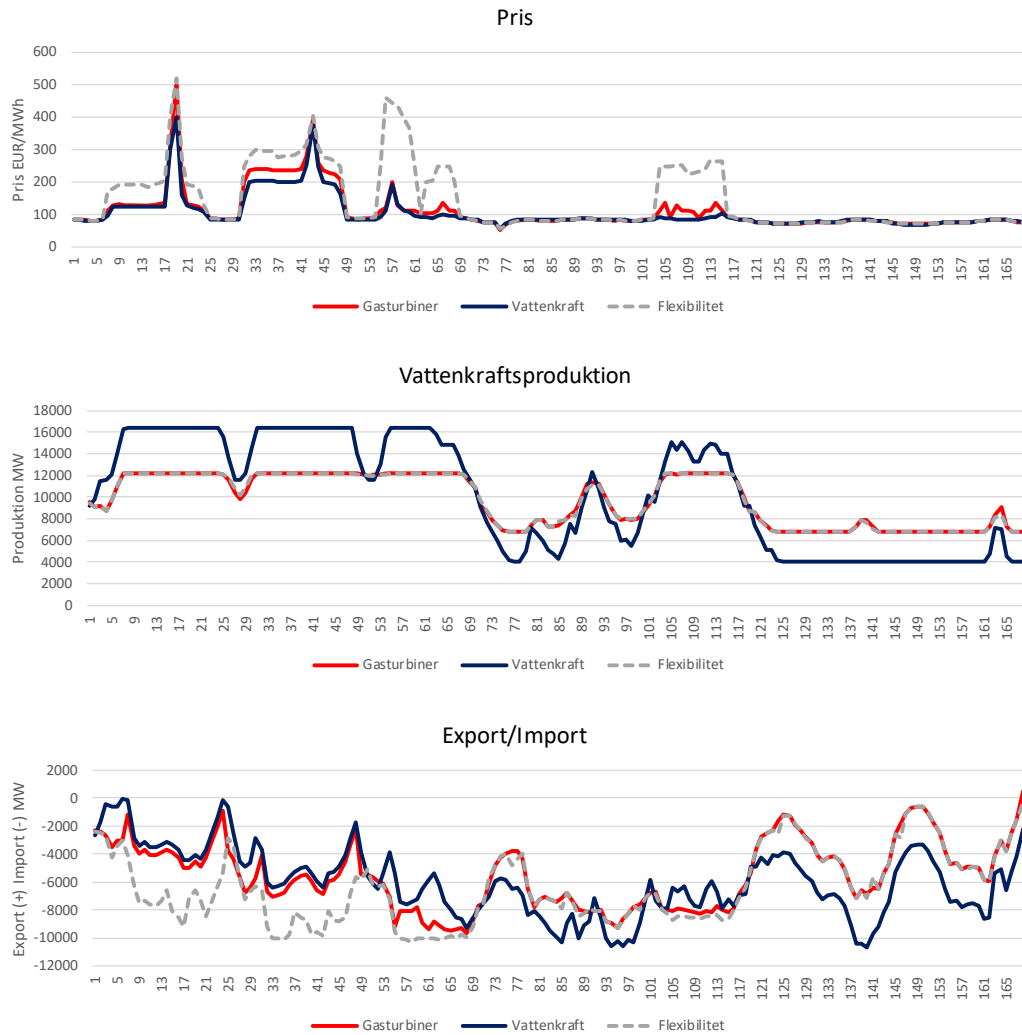
Tabell 3: Årsmedelpriser och vattenkraftens erhållna pris (EUR/MWh)

Scenario	Gasturbiner	Vattenkraft	Förbrukningsflexibilitet
Årsmedelpris	54,4	56,1	55,5
Erhållet pris vattenkraft	58,9	61,1	60,6

Tabell 3 visar också att vattenkraftens erhållna pris ökar i scenario Vattenkraft. Den relativa merintäkten för vattenkraften skiljer sig dock inte så mycket mellan scenariona utan håller sig mellan 4,5 och 5,1 EUR/MWh. En förklaring till att vattenkraftsscenarioet inte förmår generera större merintäkt till vattenkraften framgår i Figur 15 där man ser att ökad vattenkraftproduktion reducerar perioderna med höga priser där särskilt scenariot Förbrukningsreduktion har flera perioder med högre pris än vattenkraftsscenarioet. Vattenkraftsproduktionen mätt i energi är relativt jämn i alla scenarion. Det är förväntat då tillrinningen är den samma i alla tre scenarion. Vattenkraften är modellerad på en aggregerad nivå vilket resulterar i möjligheter till reducerat spill i samband med hög tillrinning tas med förenklat. I verkligheten bör ökad effekt reducera mängden spillt vatten i perioder med hög tillrinning och på så sätt öka vattenkraftens produktion.

### 3.1 Vinter

Figur 15 Pris, vattenkraftsproduktion, Export/Import vecka 4, 2040 (kall vinter)



Graferna ovan visar pris, vattenkraftsproduktion samt export/import för de tre studerade scenarierna. För vecka 4 ser man att elpriserna är som högst i flexibilitetsscenariot detta har sin förklaring i att flexibiliteten är högre prissatt än gasturbiner. I flexibilitetsscenariot är flyttbar förbrukning satt till att aktiveras då prisskillnader på 90 % uppstår mellan timmar och den avkopplingsbara efterfrågeflexibiliteten har priser på 200 – 2 000 EUR/MWh. Det kan jämföras med gasturbiner som med använda bränslepriser har en

rörlig kortsiktig marginalkostnad på cirka 100 EUR/MWh. Vattenkraften har ingen fast marginalkostnad på samma sätt i modellen, i verkligheten används vattenvärden för kraftverk med magasin för att avgöra om man ska producera eller fortsätta lagra vatten till en senare tidpunkt. Med vattenvärde avses värdet av den marginella MWh lagrat i ett magasin. Är ett magasin helt fullt är vattenvärdet noll en extra enhet vatten spills direkt.

De höga kostnaderna för flexibilitet leder i sin tur till att Sverige importerar mer i flexibilitetsscenarioet jämfört med gasturbinsscenarioet. Importen som visas i grafen är summan av överföringen på förbindelser som finns mellan Sverige och Norge, Finland, Danmark, Polen, Tyskland samt Litauen men med kapacitet som skiljer sig från idag. Kapaciteten på förbindelserna är den samma i de tre scenarierna.

Vattenkraftens produktion är mycket lik i gasturbinsscenarioet och flexibilitetsscenarioet. Detta är logiskt då den installerade effekten är exakt densamma i de båda scenarierna. Skillnaden mellan scenarierna är hur import, gasturbiner och flexibilitet bidrar till att möta lasten när efterfrågan är som störst. Skillnaden i import mellan gasturbin- och flexibilitetsscenarioet är som störst under de första två dagarna i veckan. Det är under de första två dagarna som behovet av effekt är som störst.

I vattenkraftsscenarioet producerar vattenkraften mer under de första dagarna i veckan då behovet är som störst vilket återspeglas av de höga priserna. Produktionen är sedan lägre under helgen då efterfrågan på el är mindre. Den i perioder flata vattenkraftsproduktionen beror i huvudsak på modellförenklingar. I verkligheten kommer produktionen alltid att ändra sig något från timme till timme. I vattenkraftsscenarioet är importen lägre de timmar då vattenkraftsproduktionen är hög och det motsatta gäller när vattenkraftsproduktionen är låg jämfört med gas- och flexibilitetsscenarioet.

20(27)

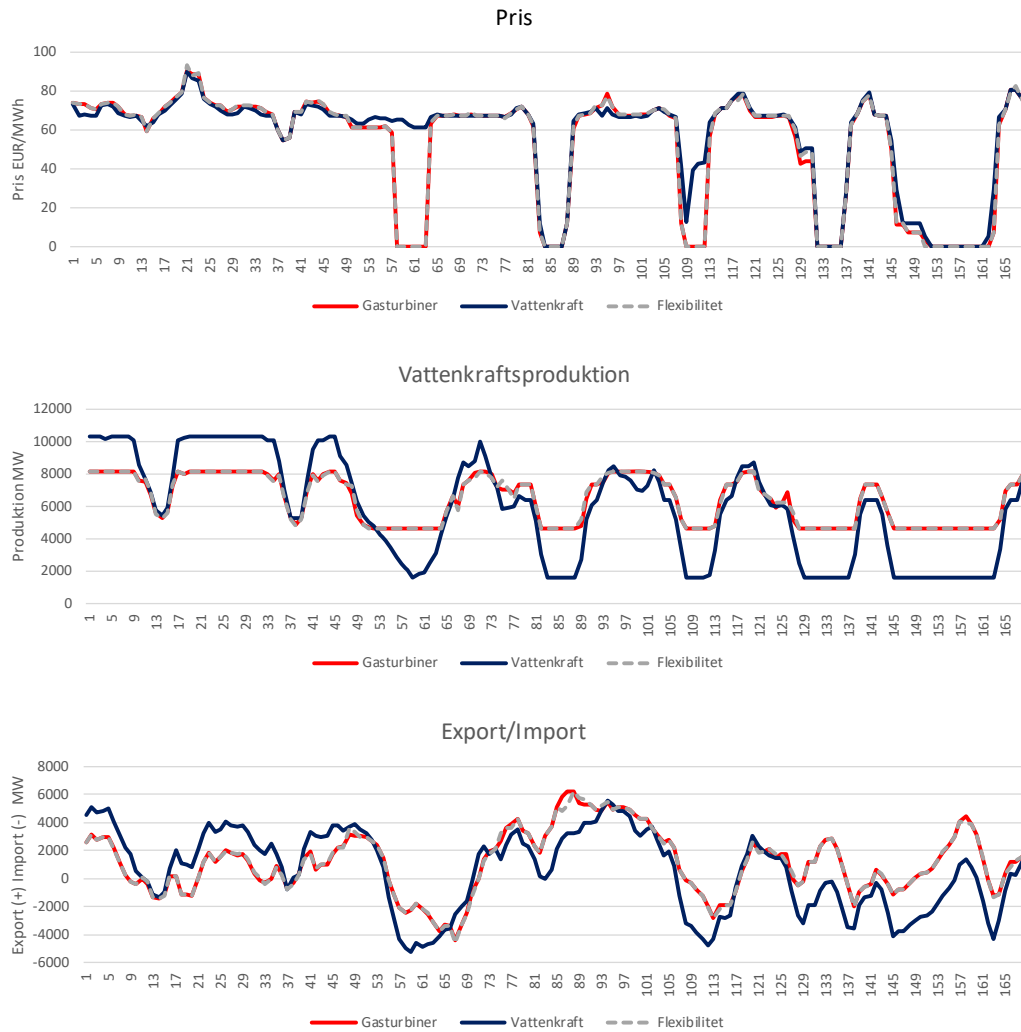
RAPPORT

2018-06-18

[VER 1.0]

### 3.2 Sommar

Figur 16 Pris, vattenkraftsproduktion, Export/Import vecka 29, 2040



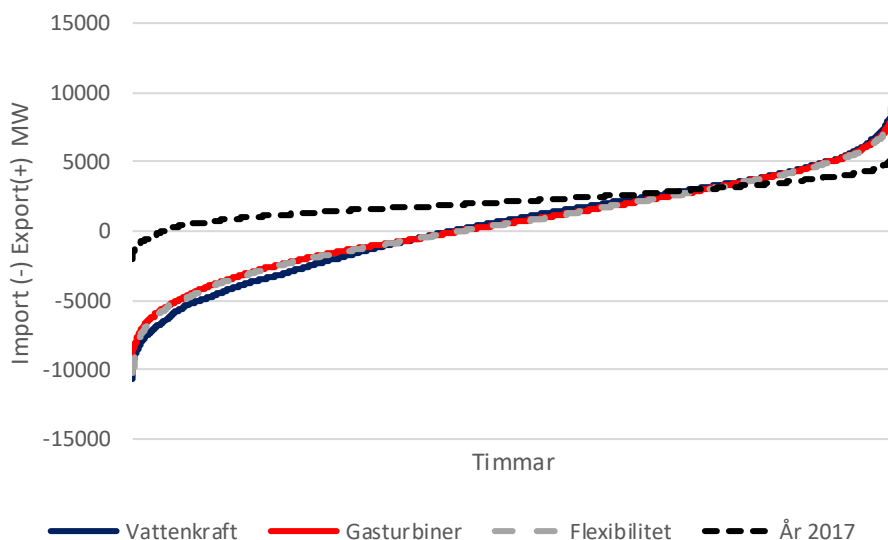
Utmaningarna sommartid är de motsatta jämfört med vintersituationen och innebär alltså för mycket produktion i förhållande till efterfrågan. Sommartid finns det inga fördelar med gasturbiner. Då det är produktionsöverskott kommer gasturbinerna bara att stå still då inte finns något behov av dem. Förbrukningsflexibilitet som flyttar fram förbrukning som Apollo hanterar det kan inte hantera överskottssituationer så förbrukningsflexibiliteten är därmed satt till noll sommartid i flexibilitetsscenarioet. Med en effektutbyggnad i

vattenkraften och med en mer flexibel vattenkraft så regleras vattenkraftsproduktionen upp och ner mer sommartid. Detta leder i sin tur till att priserna varierar i mindre utsträckning och antalet timmar med nollpris minskar. I den översta grafen syns det tydligt att i vattenkraftscenariot är priset noll tre gånger jämfört med fem gånger i de andra scenarierna i vecka 29.

Det bör noteras att nollpriserna som uppstår vecka 29 inte enbart beror på hög förnyelsebar produktion Sverige samma vecka är det en hög förnyelsebar produktion från vindkraft och solkraft i både Danmark och Tyskland. Man kan säga att Sverige till viss del importerar låga priser från kontinenten. I slutet av veckan är importen något högre i vattenkraftscenariot samtidigt som vattenkraften producerar mindre el. Det beror på att en utbyggd svensk vattenkraft med ökad flexibilitet ger möjligheter att ha en låg produktion på omkring 2 000 MW under längre perioder. Den låga produktion i vattenkraften resulterar i att Sverige tar emot mer av grannländers överskott av el i perioder med hög förnyelsebar produktion.

I vattenkraftsscenarioet är antalet timmar med nollpriser i SE3 591 motsvarande för flexibilitetsscenarioet och gasturbinsscenarioet är 771 respektive 832 timmar. Minskningen i antalet timmar med nollpriser beror den ökade flexibiliteten i den svenska vattenkraften som möjliggör en lägre vattenkraftsproduktion i perioder med hög andel förnyelsebar produktion.

Figur 17 Varaktighetskurva import/export



Grafen ovan visar import och export från Sverige år 2040 för de tre studerade scenarierna jämfört med år 2017. Varaktighetskurvan för år 2017 präglas av hög export, Sverige nettoexporterade 19,3 TWh år 2017. Sverige har på grund av elcertifikatsystemet just nu och de närmaste åren ett stort elöverskott. År 2017 hade Sverige en nettoexport 96 % av årets timmar. I takt med att den svenska kärnkraften avvecklas kommer elöverskottet i Sverige att minska. I scenarierna för 2040 är Sverige produktionsöverskott av el i storleksordningen 3,6–4,6 TWh. Gemensamt för alla de framtida scenarierna är en större spridning i import och export detta beror på en kombination av att överföringskapaciteten är större samt att det är en betydligt högre andel förnyelsebar produktion år 2040 jämfört med år 2017. Den maximala överföringskapaciteten mot omvärlden i dag är 10 590 MW jämfört med 12 790 MW år 2040. Noteras bör också den idag begränsade tillgängligheten på vissa överföringsförbindelser. I scenariokörningarna för 2040 är tillgängligheten satt till 100 %.

Vattenkraftscenariot skiljer sig något jämfört mot gasturbinscenariot och flexibilitetsscenariot i det avseende att både importen och exporten är större i scenariot. Det är logiskt då vattenkraftens ökade flexibilitet och effekt inte "kostar något" att använda. Gasturbinerna blir enbart använda under pristoppar. Efterfrågeflexibilitet aktiverats när det är stor prisvariation och är i modellen inte tillgänglig sommartid. Efterfrågeflexibilitet sker därför mest vintertid när det uppstår pristoppar i större grad. Det innebär att Gasturbinscenariot och flexibilitetsscenariot i mindre grad påverkar Sveriges möjligheter att hålla igen produktion när omvärlden vill exportera el till Sverige. Vattenkraften bidrar med flexibilitet, toppeffekt vintertid och möjligheter att håll tillbaka produktion sommartid. Dessa egenskaper utnyttjar inte bara Sverige utan också Sveriges grannländer därför ökar både antalet timmar med hög import och export.

För alla de tre scenarierna år 2040 är nettoimporten för enskild timme storleksordningen som högst 10 000 MW detta kan jämföra med motsvarande siffra för 2017 som var 1 964 MW. Om man ser på nettoexporten var den som högst 6 204 MW år 2017 och omkring 10 000 MW för de tre framtida 2040-scenarierna. Det är inte detsamma som att Sverige måste importera respektive exportera så pass mycket för att undvika effektbrist respektive spilla energi. Om totalkostnaden i modellen för att täcka lasten är lägre genom export/import mellan länder kommer detta och ske, till exempel importerar Sverige el från Danmark när Danmark har hög vindkraftsproduktion. Det är modellen som beräknar importen och exporten baserat på vad som är optimalt timme för timme. Utgångspunkten är att handel med el mellan länder är positivt ur en samhällsekonomisk synvinkel förutsatt att de initiala investeringarna i ledningar och kablar kan försvaras av tillräckligt stora prisskillnader mellan länderna, när investeringsbeslutet tas.

## 4 Diskussion / slutsatser

Nedan följer en uppsummering av respektive åtgärd som behandlats i rapporten. Dessutom diskuteras frågan om leveranssäkerhet på nationell eller regional nivå och hur en framtida lösning behöver hanteras i en europeisk kontext. I Tabell 4 nedan visas de olika åtgärdernas nivå i respektive scenario.

Tabell 4: Åtgärderna i siffror

Scenario/ Kraftslag/flex	Referensinput	Gasturbin- scenario	Vattenkrafts- scenario	Förbrukningsflexibilitet- scenario
Gasturbiner	960 MW	4 960 MW	960 MW	960 MW
Vattenkraft	16 301 MW	16 301 MW	19 525 MW	16 301 MW
Förbruknings- flexibilitet	1 129 MW reduktion	1 129 MW reduktion	1 129 MW reduktion	960 MW flyttbar och 2 000 MW reduktion

### 4.1 Gasturbiner

Gasturbiner kan av egen kraft lösa effektproblematiken vid hög förbrukning. Nackdelen är att de i dagsläget drivs av fossila bränslen. Som visats i modellkörningarna kommer de dock inte att behövas i någon stor utsträckning utan körs endast mellan 80 – 90 timmar per år i SE4 respektive SE3 i fallet med 4 000 MW nya gasturbiner.

För problematiken kring överskott av effekt/energi som enligt modellkörningarna sker i ungefär 800 timmar per år kan inte gasturbiner själva bidra till en lösning.

### 4.2 Vattenkraft

Vattenkraftens kapacitet är ökad från 16 301 MW till 19 525 MW (3 224 MW) i kombination med att överföringskapaciteten är ökad från SE2-SE3 och SE3-SE4 med 1 000 MW. I de timmar då efterfrågan på el är som störst är sätts elpriset av förbrukningsreduktion (priskänslig last). Scenariot visar att en effektutbyggnad av vattenkraften i kombination med att flaskhalsar i de stora svenska älvarna byggs bort ökar möjligheten att producera mer vattenkraft de timmar då behovet är som störst. Samtidigt visar vattenkraften sommartid ökade möjligheter att regleras ner vid tidpunkter då förbrukningen är låg och vindkraft och solkraft ger mycket produktion.

### 4.3 Efterfrågefleksibilitet

I efterfrågefleksibilitetsscenarioet finns tillgång till 2 000 MW avkopplingsbar förbrukning på priser från 200 till 2 000 EUR/MWh. Dessutom finns 960 MW flyttbar förbrukning vilken



kan flyttas mellan en och fem timmar. Dessa nivåer är tillräckliga för att klara topplastsituationen i Sverige. För en kalla vintervecka aktiveras båda typer av flexibilitet ganska frekvent. Avkopplingsbar förbrukning som är prissatt kommer att spela en stor roll för prissättningen timmar med en ansträngd situation. Höjda priser vid dessa tidpunkter kommer då också att ge incitament till den flyttbara lasten då förtjänsten vid flytt ökar.

#### 4.4 Att få åtgärderna på plats

Olika åtgärder kan bidra med olika stor leveranssäkerhet, eller tillskrivas olika stor tillit om man så vill. Tilliten till en viss typ av flexibilitet kan variera beroende på både vilken typ av flexibilitet det är och vad det är som aktiverar flexibiliteten. Till exempel kan ett energilager endast aktiveras om det är laddat och efterfrågefexibilitet kan endast aktiveras om det finns en förbrukning. En gasturbin kan liksom ett vattenkraftverk däremot vara tillgänglig med en mycket hög tillgänglighetsnivå. Man kan dela in flexibilitet i implicit (prisstyrd) och explicit (manuellt styrd) flexibilitet. Flexibilitet som aktiveras baserat på prissignaler ska troligen tillskrivas en lägre sannolikhet att den aktiveras i en ansträngd situation jämfört med flexibilitet som kan styras centralt. Implicit flexibilitet kan växa fram så länge det finns tillräckliga prissignaler. Explicit flexibilitet kan däremot kräva en central upphandling, t.ex. inom effektreserven.

Förutom tillit måste det oftast finnas ekonomiska incitament för att få en enskild åtgärd på plats. Detta diskuteras nedan.

##### 4.4.1 Gasturbiner

Att ekonomiska drivkrafter krävs gäller i högsta grad för gasturbiner. I gasturbinscenariot visade vi att gasturbinerna endast körs i strax under 100 timmar per år. Det betyder att utnyttningstiden är mycket låg och intäkterna inte kommer att kunna täcka kapitalkostnaderna. Miljöaspekten kan kanske lösas genom att bränslet i framtiden ersätts av biobränsle men att få på plats många tusen MW gasturbiner ter sig svårt. En investerare efterfrågar sannolikt någon form av tillkommande finansiellt incitament.

##### 4.4.2 Vattenkraft

En fördel med att öka effekten i vattenkraften är att delar av effektutbyggnaden kan göras i samband med förnyelseprojekt som ändå måste genomföras då de svenska vattenkraftverken är byggda för länge sedan och har stora reinvesteringsbehov.

Om effektutbyggnaden kan ske i samband med större rehabiliteringsprojekt är det betydligt mer kostnadseffektivt. Samtidigt måste de extra kostnader som effektutbyggnaden och andra åtgärder som behövs kunna motiveras ekonomiskt. En avgörande fråga blir då hur stor utnyttningstiden för denna extra effekt kan bli och hur mycket energi som kan produceras till bättre priser för kraftverket som helhet. Det finns

en osäkerhet kopplat till implementeringen av EU:s vattendirektiv i den svenska miljöbalken och hur det kommer påverka vattenkraftens villkor i framtiden. Inom branschen finns det oro att det kan leda till minskade intäkter i form av både mindre produktion och mindre flexibilitet. I Sverige finns det dessutom ofta flera ägare av kraftverk i de stora älvarna. Detta kan bli problematisk då vinsten av att öka effekten och flexibiliteten i ett kraftverk delvis består i att andra kraftverk uppströms eller nedströms kommer att producera mer el till bättre priser.

#### 4.4.3 Efterfrågefleksibilitet

Det råder stor osäkerhet kring förbrukningsfleksibilitet i allmänhet och förflyttning av förbrukning i synnerhet. Saker som uthållighet och återvändande förbrukning (flyttad förbrukning som återkommer) är i viss omfattning utforskade på mikronivå. Samtidigt krävs i stor utsträckning automation för att realisera mycket av förbrukningsfleksibiliteten.

Samtidigt som det råder stor osäkerhet runt priserna där efterfrågefleksibilitet aktiveras har bl a Umeå universitet (Brännlund, et al) visat att viljan hos konsumenter att bidra är hög och man under vissa tider på dygnet inte kräver någon ekonomisk kompensation för att dra ner på sin förbrukning. Sammanfattningsvis är förbrukningsfleksibilitet den åtgärd, av de i denna rapport presenterade, som det råder störst osäkerhet kring.

#### 4.5 Regional eller nationell leveranssäkerhet

Clean Energy for All Europeans Package är EU:s förslag på hur Parisöverenskommelsen (COP 21) ska uppfyllas och detaljerna, däribland området Energy market design, är under framtagande. I sin kommunikering 2016 framhöll EU-kommissionen:

”Det kommer också att kräva att medlemsstaterna samarbetar och vid behov bistår varandra, i ett regionalt sammanhang. Konkret betyder det:

- Gemensamma metoder för att bedöma risker relaterade till försörjningstrygghet
- Gemensamma regler för hur man förhindrar och förbereder sig för krissituationer (genom att medlemsstaterna åläggs utarbeta riskberedningsplaner)
- Gemensamma regler för hantering av krissituationer, att se till att marknaderna fungerar så länge som möjligt, och att säkerställa att där det finns brist på el går den dit där den behövs mest
- En gemensam ram för bättre övervakning av säkerheten av utbudet i hela Europa.”

26(27)

RAPPORT

2018-06-18

[VER 1.0]

Detta kommer att ställa krav på stamnätsoperatörer liksom myndigheter i Europa och Norden att samarbeta och ta fram gemensamma metoder för utvärdering och gemensamma lösningar för att säkerställa försörjningstryggheten. Sverige kan alltså inte ensamma behandla effektfrågan utan den måste lösas i samarbete med grannländerna.

#### 4.6 Optimal lösning för leveranssäkerhet

Med en ökad andel intermitterent förnyelsebar produktion i systemet ökar behovet av flexibel kraftproduktion och/eller efterfrågan som kan balansera när solen inte skiner och vinden inte blåser. Behovet finns också när produktionen är större än efterfrågan. Flexibilitet går att uppnå på flera olika sätt, några av dessa är skisserade i denna rapport. I framtiden kommer Sverige inte vara det enda landet med ovannämnda utmaningar, i våra grannländer ställs produktionen också om i samma riktning. Norge kan ses som ett undantag som redan idag producerar i stort sätt all sin el med magasinvattenkraft som är mycket flexibel.

Direktiv från EU eftersträvar att skapa effektiva marknader för handel av el där den samhällsekonomiska nyttan maximeras. Om varje land enskilt ska ta ansvar för att kunna möta sin topplast oberoende av grannländerna kan det vara sämre för EU som helhet. Om det kommer krav att varje land måste kunna möta sin topplast med inhemsk produktion av el och utan ofrivillig bortkoppling av last, så måste den installerade kapaciteten öka betydligt i Sverige vid kärnkraftens avveckling. Det ideala scenariot vore om effektproblematiken löstes av marknaden själv med så få speciallösningar som möjligt (idag finns till exempel den svenska effektreserven).

Om ett land eftersträvar att inte vara beroende av grannländerna vid topplastsituationer då effektbrist kan uppstå så kommer det landet att hjälpa andra länder som är beroende av import/export. Ett hypotetiskt scenario skulle kunna vara att Sverige installerar en stor mängd gasturbiner i södra Sverige som Danmark kan tillgodogöra vid tillfällen när det blåser lite. Frågan kommer att ställas på sin spets eftersom flera länder i Europa har infört eller kommer att införa kapacitetsmarknader. Dessa länder får då inte diskriminera andra länder och kapacitet i intilliggande länder kommer att kunna delta i dessa kapacitetsmarknader. Det kan komma att betyda att t ex norsk vattenkraft reserveras för behov som finns i England och delar av den norska vattenkraften kommer därmed inte att kunna tillgodogöras i en nordisk leveranssäkerhetsbedömning. Det kommer också att innebära att priserna pressas ner genom att producenter i länder med kapacitetsmarknader har tillgänglig produktion som kan producera till kortsiktig marginalkostnad. Övriga kostnader för produktionen täcks då av kapacitetsersättningen.

Ett framtida forskningsområde är att försöka hitta en optimal lösning för att, på nordisk nivå, säkra tillgången på effekt vid topplast liksom att kunna hantera de överskottssituationer som förväntas i framtiden.