



## ENERGY

# Kostnader för hantering av «effektfrågan»

En rapport beställd av Svensk Vindenergi

den 14 september 2020

Projekt namn:	Kostnader för hantering av «effektfrågan»	DNV GL AB
Rapport titel:	Kostnader för hantering av «effektfrågan»	EMT & PSA
Kund:	Svensk Vindenergi	Elektrogatan 10
Utgivelsesdatum:	14 september 2020	171 54 Solna
Projekt nummer.:	10208141	Sverige
Rapport nummer:	2020-9286	

Tel: +46 8587 940 00

#### Projektets avsikt:

Den centrala frågeställningen för denna studie är att besvara det som kallas "effektfrågan", det vill säga hur man säkerställer att det finns tillräckligt med momentan elproduktion (effekt) när det inte blåser och är kallt (hög förbrukning) i ett system med mindre kärnkraft.

#### Utarbetat av:

  
Ingrid Bye Løken  
Consultant

  
Yalin Huang  
Consultant, PhD.

#### Verifierad av:

  
Jakub Gubanski  
Business development manager

  
Jørgen Bjørndal  
Principal consultant and PM

#### Godkänd av:

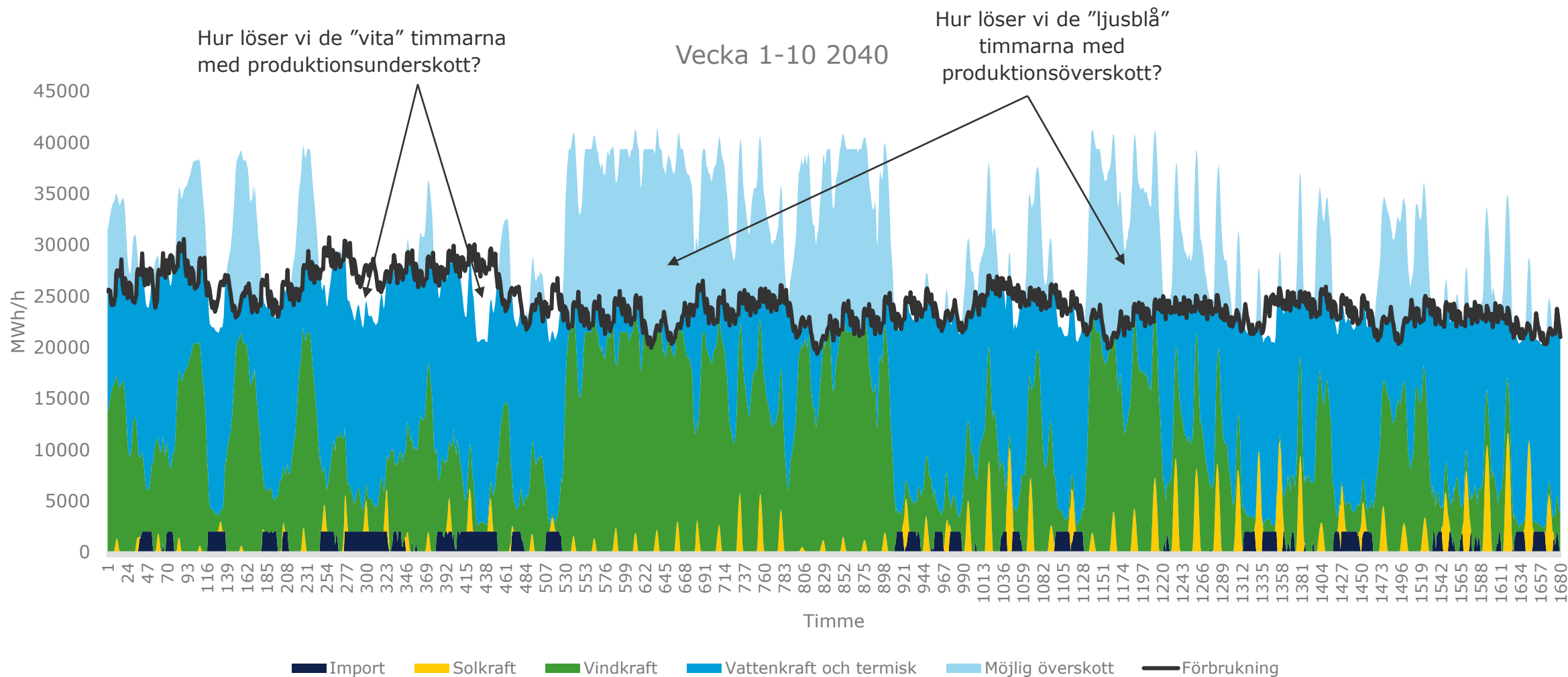
  
Tore Eliassen  
Head of department

Copyright © DNV GL 2020. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) The content of this publication shall be kept confidential by the customer; (iii) No third party may rely on its contents; and (iv) DNV GL undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited. DNV GL and the Horizon Graphic are trademarks of DNV GL AS.

# Sammanfattning

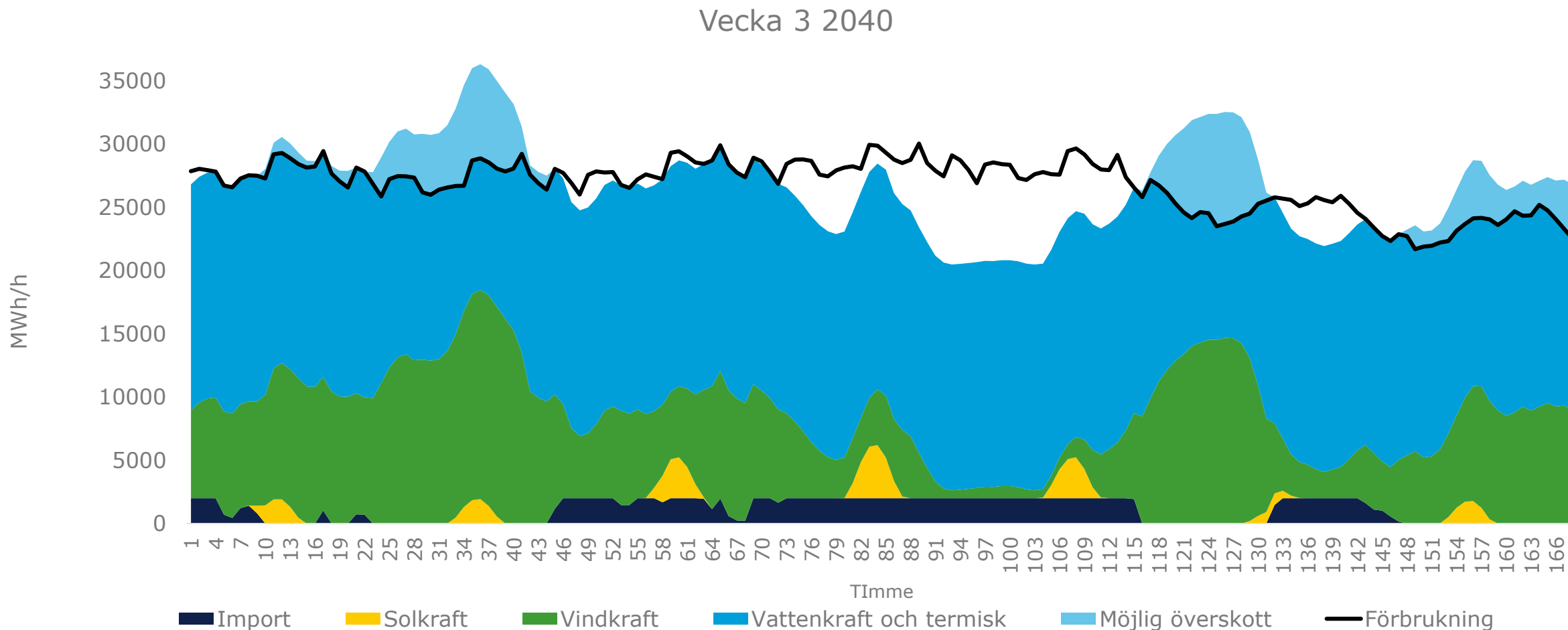
- Syftet med denna studie är att visa på vilket sätt effektutmaningen kan hanteras i ett svenskt kraftsystem med en hög andel förnybar elproduktion, samt att utreda kostnaderna för denna hantering
  - Analysen bygger på ett antagande om en ökad elförbrukning i samhället, bland annat till följd av ökad elektrifiering av industri och transporter. I likhet med gängse bedömningar bygger den dessutom på ett antagande om en fortsatt utbyggnad av den förnybara elproduktionen samt en gradvis minskning av kärnkraften.
  - Till skillnad från tidigare studier, förutsätter denna analys dock att vindkraften omkring år 2040 utnyttjar modern vindkraftsteknik med högre kapacitetsfaktor och därmed fler fullasttimmar.
  - Analysen visar storleken på utmaningen i situationer med stor skillnad mellan förbrukning och kraftproduktion från sol och vind, som en konsekvens av kallt väder (elbehovet ökar) och svag vind (elproduktionen minskar).
  - Analysen visar även på möjliga åtgärder för att hantera en sådan utmaning och dess kostnader. I ett första steg analyseras 'enhetskostnader' inom varje åtgärdskategori, i ett andra steg analyseras totala kostnader vid olika kombinationer av åtgärder.
  - Möjliga åtgärder har delats in i tre olika kategorier; efterfrågefleksibilitet, energilager (däribland vätgas – Power-to-gas-to-power) och reservproduktion. Utöver detta har även kärnkraftens möjliga roll analyserats.
- Följande bilder visar effektbalansen vintern 2040 och hur en så kallad extremvecka, d.v.s. en vecka där skillnaden mellan elförbrukning och elproduktion är som störst, kan se ut. Därefter illustreras hur utmaningen kan hanteras, till exempel med hjälp av högre flexibilitet bland elanvändare samt power-to-gas

# Under vintern 2040 finns det tillfällen med både underskott och överskott på elproduktion



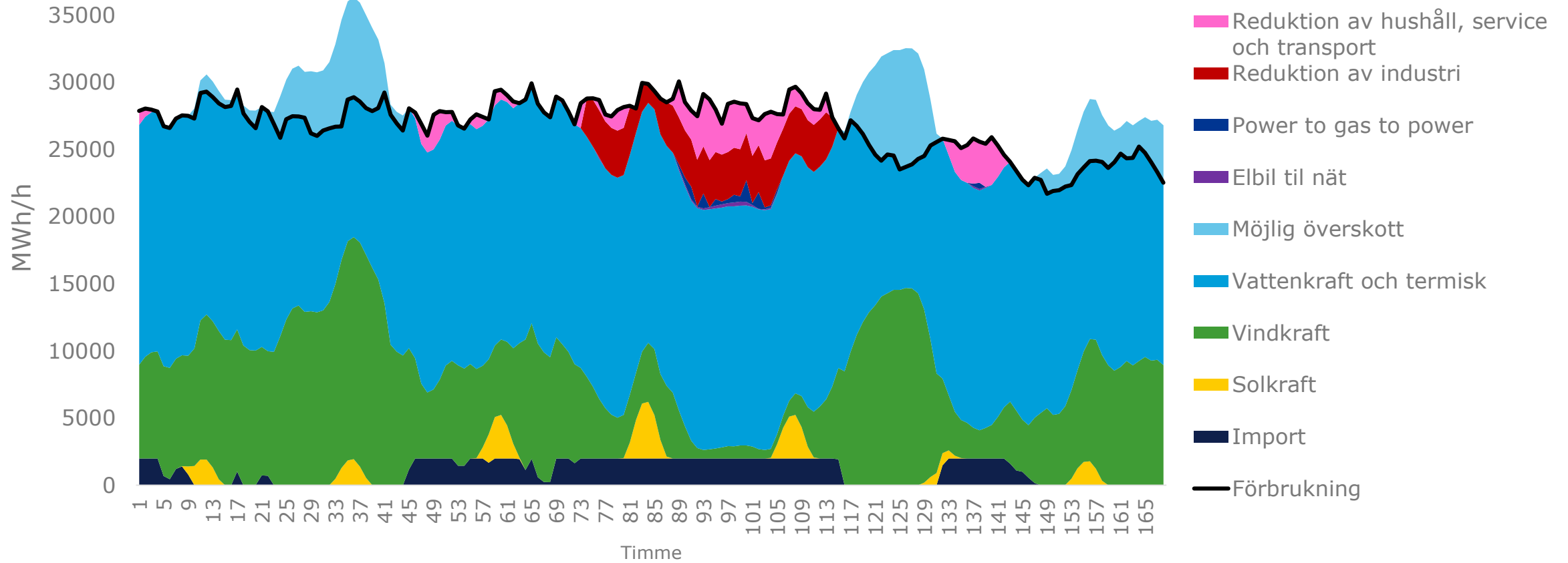
# En möjlig extremvecka med underskott under vintern 2040

Veckan innebär en brist på 8500 MWh/h och 250 GWh (ca. 30 % av maxeffekten och ca. 6 % av veckans energiförbrukning)

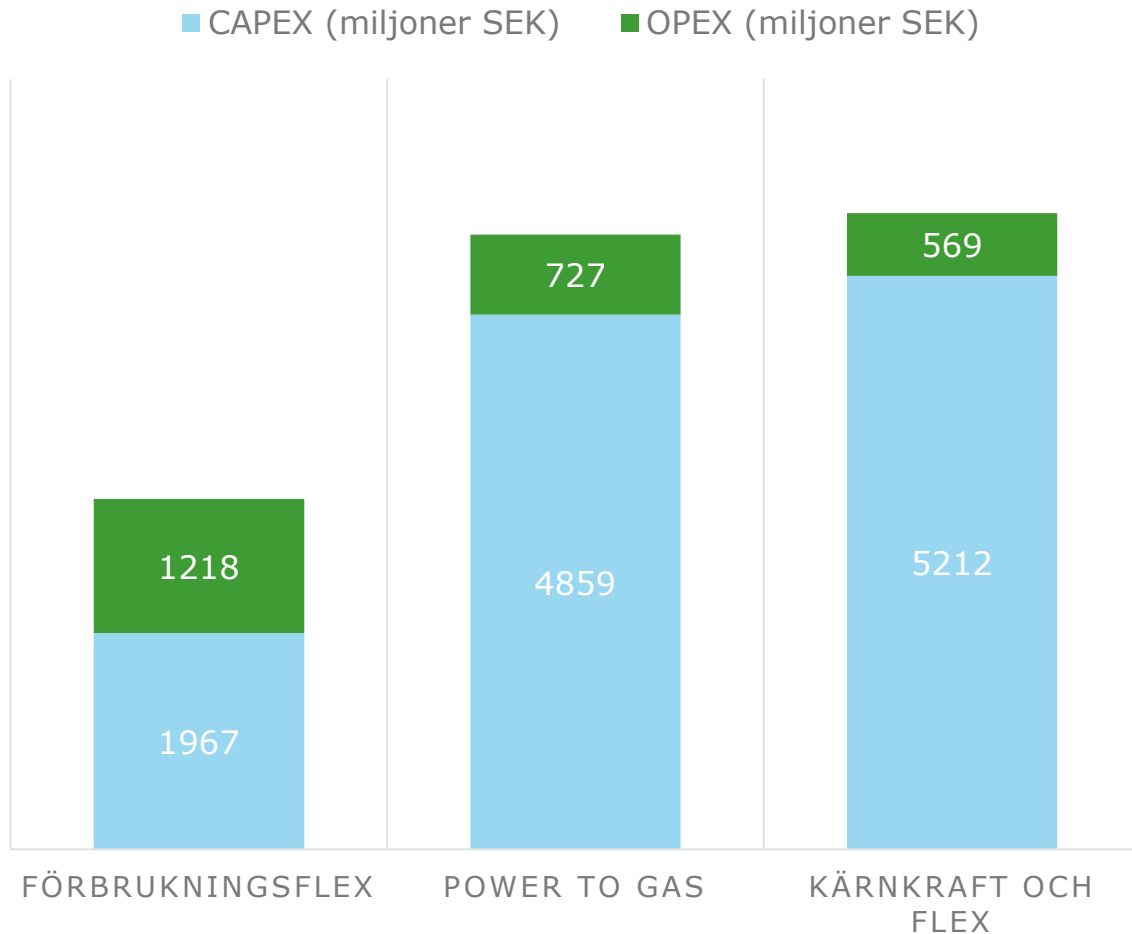


# Förbrukningsflexibilitet och vätgas erbjuder en rimlig lösning

Vecka 3 2040 - Lösning 1 med hög förbrukningsflexibilitet



# Slutsats: Risk för effekt- och energibrist finns – men utmaningarna kan lösas



- Utveckling av den svenska kraftförsörjningen till ett 100 % förnybart system inom 20 år är ett ambitiöst och realistiskt mål
- Risken för mycket stora effekt- och energioverskott respektive underskott behöver hanteras med ny teknik och nya systemlösningar
- Situationer av över-/ underskott innebär en samhällsekonomisk utmaning som ej kan ignoreras – dock tycks utmaningen inte vara ett oöverstigligt hinder
  - Energibrist är troligen en lika precis beskrivning av utmaningen år 2040 som effektbrist i samband med längre perioder av svag vind - på samma sätt är energioverskott också en utmaning och möjlighet
  - En ökning av vindkraftens kapacitetsfaktorer kommer innebära en minskning av underskottsutmaningen – med avseende på både storlek och frekvens
  - Det finns flera realistiska kombinationer av åtgärder för att trygga elsystemet i situationer med mycket lite vind och solljus – möjligheterna kommer att öka med utveckling av teknik och ekonomiska styrmedel
  - Studien förordar en kombination av åtgärder baserade på förbrukningsflexibilitet och power-to-gas-to-power, eftersom dessa innebär en lägre total kostnad än ett alternativ med kärnkraft. Dessa lösningar är även lämpliga för att hantera perioder av omfattande överskott som förväntas uppstå.
- De största potentiella hindren som skulle kunna motverka lösningarna är ifall
  - Nätkapaciteten inte utvecklas tillräckligt
  - Flexibiliteten och lösningar för power-to-gas-to-power inte kommer till stånd
  - Förbrukarna inte erbjuds elpriser och nätavgifter som speglar kraftsituationen och nätkostnaderna

# Innehåll

				Side
1	Sammanfattning och analysmetod	»»	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Sammanfattning</li><li>▪ Analys och analysmetod</li></ul>	3 9
2	Antaganden	»»	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Antaganden – Installerad kapacitet</li><li>▪ Antaganden – Förbrukning</li><li>▪ Antaganden – Import- och nätkapacitet</li></ul>	11 14 16
3	Hur stor blir effekt- och energibristen?	»»	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Nutid</li><li>▪ Om 10 år – 2030</li><li>▪ Om 20 år – 2040</li></ul>	18 19 20
4	Åtgärder och dess kostnader	»»	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Möjliga åtgärder</li><li>▪ Möjliga lösningar 1 – Ökad efterfrågefleksibilitet</li><li>▪ Möjliga lösningar 2 – Energilager</li><li>▪ Möjliga lösningar 3 – Återstående kärnkraft</li></ul>	25 28 35 36
5	Analys	»»	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Lösning 1</li><li>▪ Lösning 2</li><li>▪ Lösning 3</li></ul>	39 42 45
6	Slutsatser	»»	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Slutsatser</li></ul>	49

# Analys och analysmetod

- För att analysera effektutmaningen har DNV GL's kraftmarknadsmodell anpassats och fokuserat på en utvald vecka år 2030 respektive 2040.
- Effektutmaningen är störst om det är lite vind och samtidigt en hög efterfrågan på el. För att finna en lämplig vecka att analysera, och för att säkra konsistens mellan produktions- och förbrukningsdata på timbasis, har vind- och förbrukningsdata hämtats per timme från 2016 – vilket är det senaste året med god datakvalitet för såväl vind- som förbrukningsdata. Från detta material har sedan veckan med den högsta återstående efterfrågan tagits fram, dvs. veckan med störst skillnad mellan förbrukning och förnybar kraftproduktion från sol och vind. I analysveckan finns både enstaka timmar med en viss mån av knapphet, och grupper av efterföljande timmar med knapphet.
- Därefter har samma vecka år 2030 respektive 2040 modellerats baserat på antaganden om framtida förbrukning och produktion med utgångspunkt i timdata från 2016.
  - För att skapa en realistisk bild av allvaret i situationen, antogs det att elanvändningen redan är 'normalt' anpassad till priserna, som förväntas vara relativt höga under ansträngda situationer.
  - För att göra analysen realistisk och ta viss hänsyn till den snabba teknikutvecklingen för vindkraft antogs att den framtida vindkraftsproduktionen kommer representeras av teknik som motsvarar dagens och bättre, snarare än gårdagens (vilket blir fallet när ej korrigerad historisk data används)
- Baserat på en realistisk bild av utmaningen, har olika kombinationer av åtgärder tagits fram för att skapa balans under alla timmar, där 'extraordinär' anpassning av förbrukningen är en av flera möjliga åtgärder. Metoden bygger på ett antagande om att svårigheterna är störst på tim- eller dygnsbasis, inte på sekund- eller minutbasis. Mått på utmaningen finns därför i MWh/h och MWh, inte i MW.
- I ett sista steg beräknades kostnaderna för olika realistiska lösningskombinationer baserat på studier och antaganden om de olika åtgärdernas 'enhetskostnader'. En kombination av åtgärder antas vara det mest fördelaktiga för att hantera utmaningen som föreligger. I analysen utvärderas därför vilka åtgärder som borde ingå i en portfölj av åtgärder.

# Antaganden

Här presenteras de antaganden som ligger till grund för analysen – produktion, förbrukning samt import- och nätkapacitet

## Antaganden – Installerad kapacitet

MW	2016	2030	2040
Vindkraft	5 493	18 860	21 487
Sol	0	7 376	22 831*
Vattenkraft	15 917**	16 300**	16 300**
Kärnkraft	8 890	5 868	0
Annat	8 439	4 445	4 449

- Basåret sätts till 2016
  - Analysen startar med ett år där både vinddata och förbrukningsdata finns tillgänglig per timme.
  - Avsikten är att säkra konsistens mellan produktions- och förbrukningsdata på timbasis.
- Svenska kraftnäts scenario "2030" och "2040 high" används för installerad kapacitet år 2030 och 2040 med följande undantag:
  - Antagande om installerad vindkraft enligt Svensk Vindenergis prognos för 2030 och 2040. Denna har lägre effekt än Svenska kraftnäts scenario, men ger ungefär samma årsenergi.
  - Antagande om installerad solenergikapacitet ökas för 2030 och 2040. Bedömningen utgår ifrån Energimyndighetens solstrategi (där 5-10 % av användningen antas) och är gjord tillsammans med Svensk Solenergi\*.
- Antagande om kärnkraften varierar i analyskapitlet.

\* Mål om 20 TWh solenergi år 2040, som med årlig kapacitetsfaktor på 10% ger installerad kapacitet på 22 831 MW

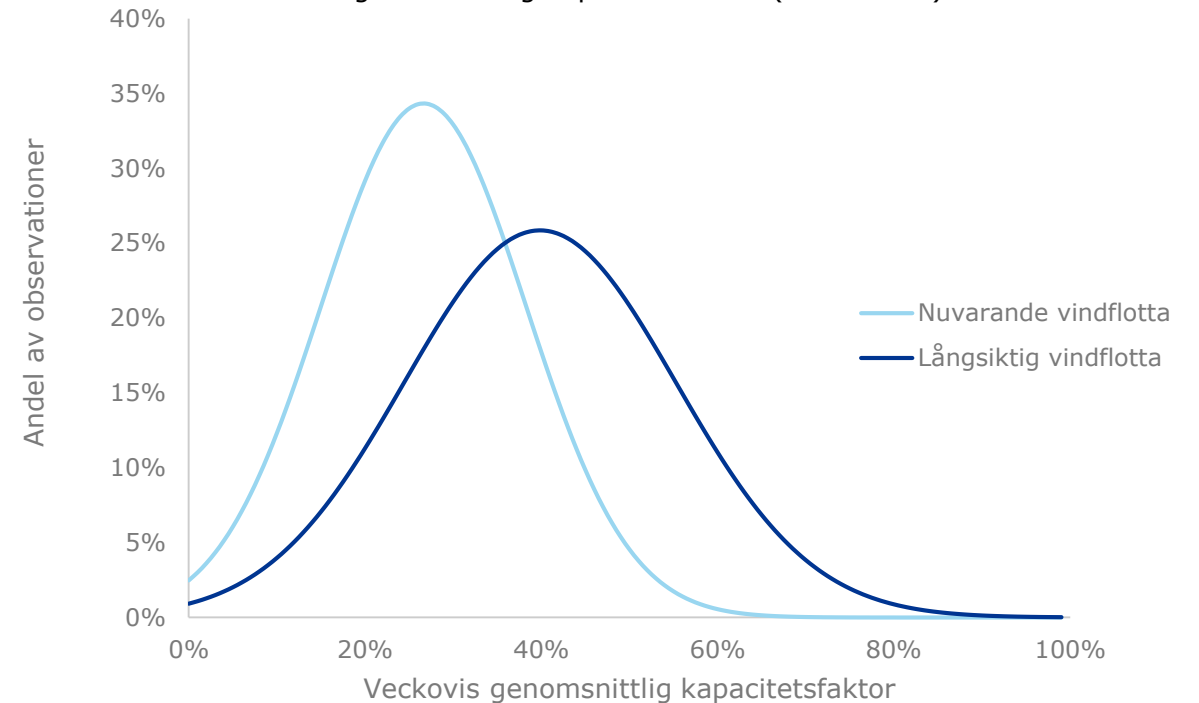
\*\* Högst 13 400 MW är tillgängligt under en timme (Svenska kraftnät)

# Antaganden – Vindkraft

- Vindkraftens kapacitetsfaktorer antas att öka i framtiden och beräknas med utgångspunkt i data från Renewables Ninja\*
  - Renewables Ninja har timvisa profiler för kapacitetsfaktorer för historiska vindår, uppdelat på profiler för nuvarande vindflotta (såsom i December 2016) och en långsiktig vindflotta.
  - Den långsiktiga profilen är en uppskattning på hur kapacitetsfaktorerna kommer ändras över åren. Det kommer bli mer sannolikt med hög veckovis genomsnittlig kapacitetsfaktor och mindre sannolikt med låg veckovis kapacitetsfaktor.
  - Den genomsnittliga kapacitetsfaktorn i den framtida flottan är emellertid lägre än Svensk Vindenergis prognos (40 % mot 48 %).
  - DNV GL har därför bearbetat timprofilen från Renewables Ninja så att den genomsnittliga kapacitetsfaktorn för år 2040 blir 48 %.

## Fördelning av kapacitetsfaktorer för nuvarande och långsiktig vindkraft

Veckovis genomsnittlig kapacitetsfaktor (1980-2016)

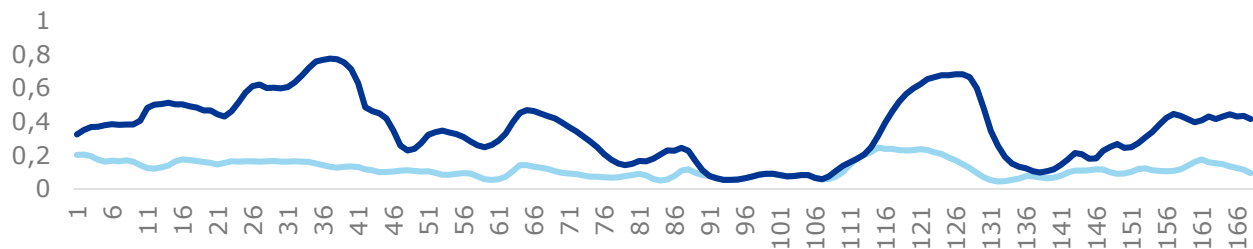


Källa: Renewables.ninja/DNV GL

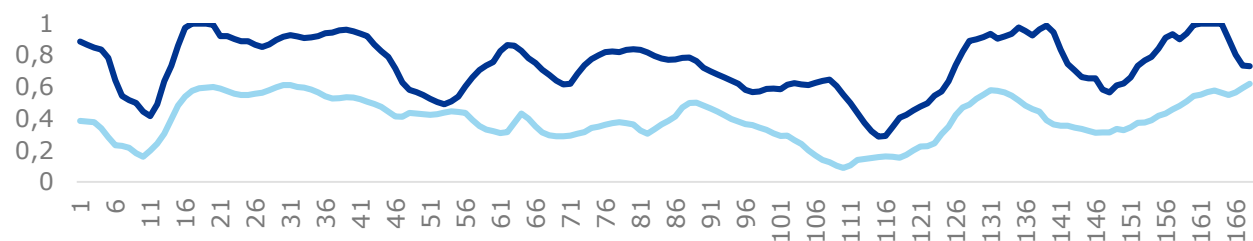
\* Timvis vinddata per land i Europa för 1980-2016: <https://www.renewables.ninja/>

# Ökad kapacitetsfaktor minskar risken för effektbrist

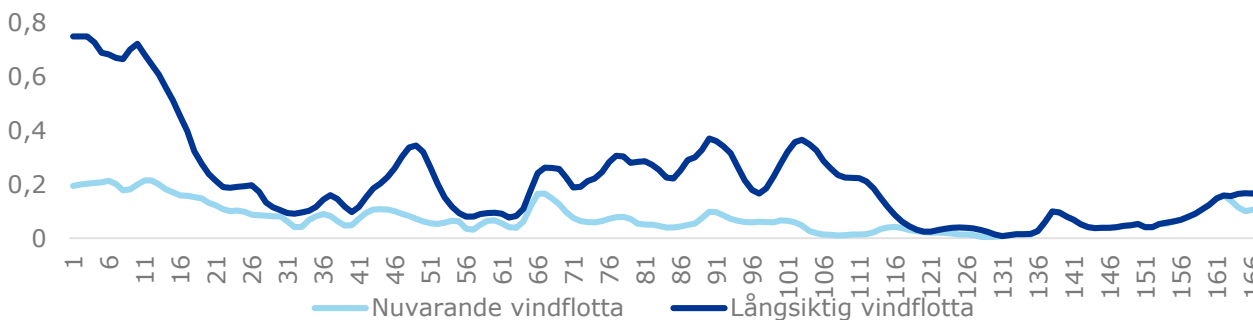
Kapacitetsfaktor per timme vecka 3 2016



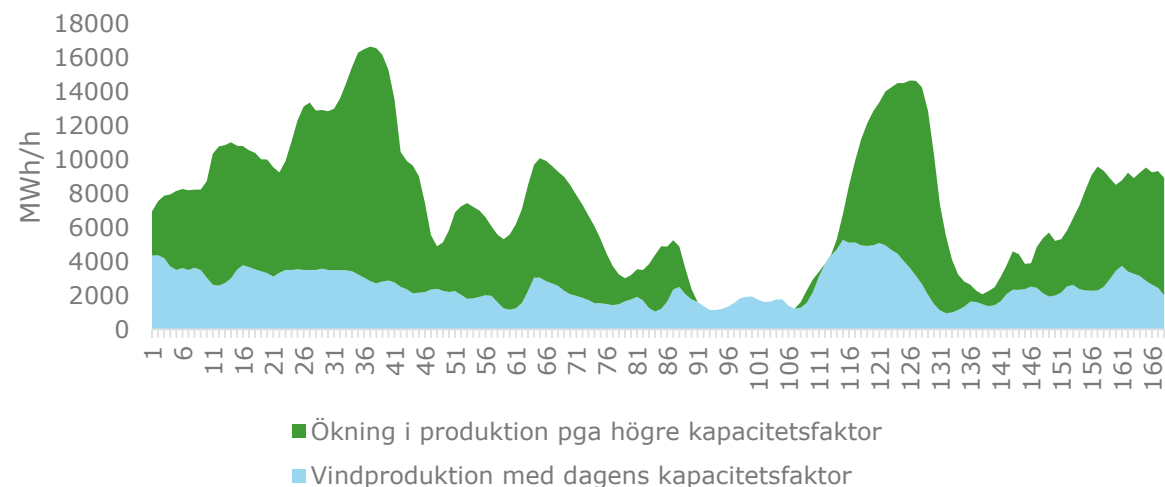
Kapacitetsfaktor per timme vecka 5 2016



Kapacitetsfaktor per timme vecka 10 2016



Vindproduktion vecka 3 2040



- Nya vindkraftverk har bättre kapacitetsfaktor än befintliga
- Portföljen av vindkraftverk 2040 har inte bara fler MW än dagens anläggningar, utan också fler producerade MWh per timme per MW installerat kapacitet
  - Med bättre kapacitetsfaktor ökar produktionen i morgondagens anläggningar under timmar med relativt lite vind eller relativt stark vind, om vi jämför med dagens anläggningar.
  - Den gröna arealen i figuren ovan visar hur mycket mer morgondagens teknologi och design producerar än den befintliga, allt annat lika.

# Antaganden - Förbrukning

Sektor	Förbrukning (TWh) 2016	Förbrukning (TWh) 2030	Förbrukning (TWh) 2040	Max effekt vecka 3 2040 (MWh/h)
Industri	51	58	74	10 448
Hushåll, service och transport	80	82	81	16 563
Elbilar	0	4	13**	2 710
Överföringsförluster	8	10	13	2 158
<b>Totalt</b>	<b>141</b>	<b>153</b>	<b>181</b>	

Förbrukningen uppskattas för fyra olika segment\*

- Industri
  - Tillväxt på grund av generell elektrifiering av industrin samt nya serverhallar, batterifabriker och annan industriell verksamhet
- Hushåll, service och transport (utan elektriska personbilar)
- Elbilar\*\*
  - 4,2 miljoner elbilar år 2040
  - 0,3 miljoner laddhybrider år 2040
- Överföringsförluster
- Totalförbrukningen förväntas öka till 181 TWh, inte minst till följd av en ökad elektrifiering av transporter och industri
- Förbrukning från hushåll och service förväntas förbli relativt oförändrad, där en ökning till följd av en ökad befolkning och användning av elektriska apparater kompenseras av en energieffektivisering och ett minskat värmebehov (till följd av varmare klimat och effektivare uppvärmningssystem)

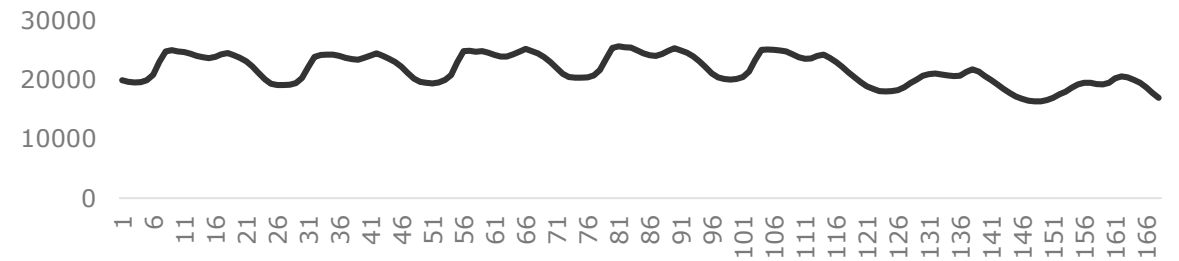
\* Data från Långsiktig marknadsanalys 2018, Svenska kraftnät.

\*\* Enligt Power Circle. Svenska kraftnät antar 11 TWh i 2040 hög.

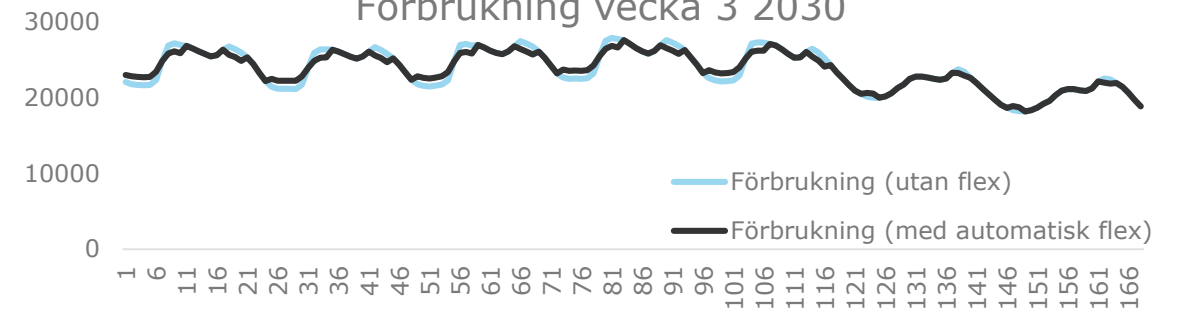
# Antaganden – Förbrukningskurva

- En automatisering av elförbrukningen blir allt mer vanlig. Den del av elförbrukningen som automatiskt kommer anpassa sig till prissignaler och/eller behov, har redan tagits hänsyn till vid etableringen av efterfrågakurvor för 2030 och 2040
  - Inom kategorin hushåll, service och transport antas max 1400 MWh/h, vilket motsvarar 0,14 kWh/h per person, alltså 140 W per person
  - Inom elbilar antas max 400 MWh/h, vilket för 4 miljoner bilar motsvarar 0,1 kWh/h per bil. En elbil drar ca 2 kWh per mil som referens
  - Inom industrisegmentet antas ingen flexibilitet eller variation inom veckan
- År 2030 och 2040 förväntas den dagliga förbrukningskurvan plattas ut baserat på ovan automation (visas på graferna bredvid)
- Ytterligare förbrukningsflexibilitet för att lösa eller motverka en eventuell effektbrist kommer utöver detta. I vilken mån det är realistiskt diskuteras i kapitlet om åtgärder

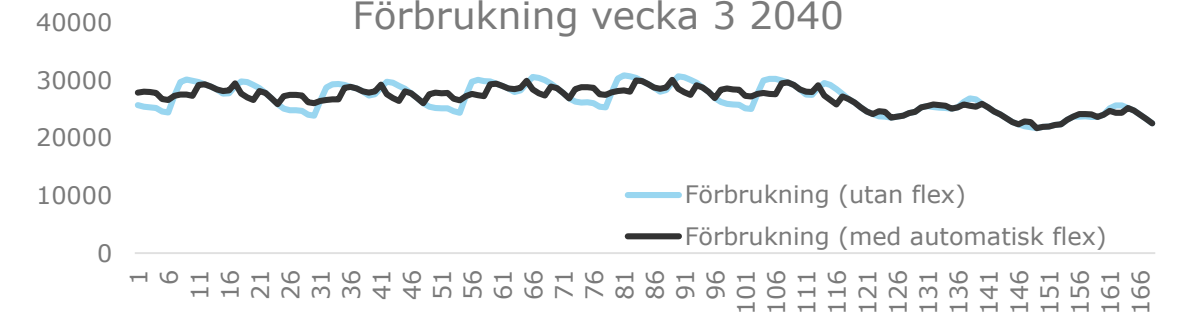
Förbrukning vecka 3 2016



Förbrukning vecka 3 2030



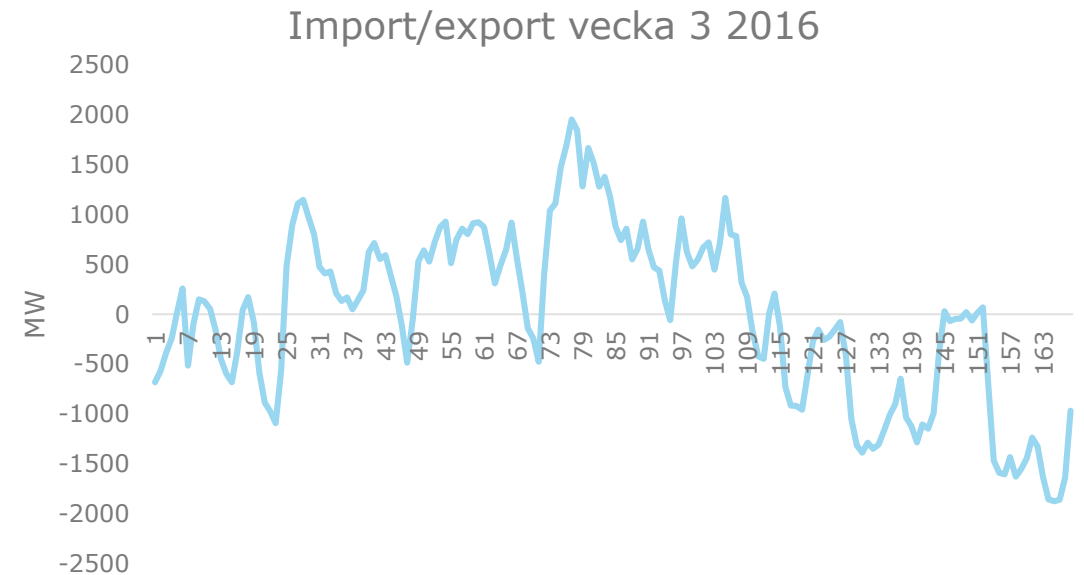
Förbrukning vecka 3 2040



# Antaganden – Import- och nätkapacitet

- Total importkapacitet förväntas öka till ca 12000 MW fram till 2040, men analysen baseras på vilken import det är rimligt att lita på under svåra förhållanden i flera länder. Det är inte realistiskt att lita på extremt stor import när det är kallt, vindstilla och relativt mörkt, då även grannländer kan ha ont om effekt
- Sverige är generellt exportör av energi, även vid bristsituationer i Norden, eftersom vi har förhållandevis billig kapacitet. En bristsituation leder i praktiken till allt högre elpriser vilket slutligen avgör vem som blir importör eller exportör.
- Analysen utgår från att Sverige kan importera maximalt 2000 MW i svåra situationer.
  - Figuren visar historisk data för import och export under vecka 3 år 2016, där positiva värden är import och negativa export. Maximal import denna veckan var 1948 MW, alltså ca. 20 % av dåtidens importkapacitet.
    - Högsta importen 2016 var 12/11 med 2959 MW.
    - Högsta importen 2013-2020 var 23/11-2015, med 3086 MW
    - Sedan 2013 har Sverige varit en nettoexportör varje år, med mellan 10 TWh år 2013 och 26 TWh år 2019.
- För att renodla analysen till att ge en bild av Sveriges utveckling kommer export inte visas i illustrationerna – utan visas som ett överskott

- Begränsad nätkapacitet inom Sverige, tex. i form begränsningar i överföringskapacitet från norr till söder eller begränsningar i nätkapacitet till de svenska tillväxtregionerna kan givetvis förekomma men tas ej i beaktande i denna studie
- Om nätbolagens, däribland Svenska Kraftnäts, planerade åtgärder inte skulle räcka eller implementeras tillräckligt snabbt, finns risken att effektbristsituationer kan uppstå på ett annat sätt än som visas i analysen



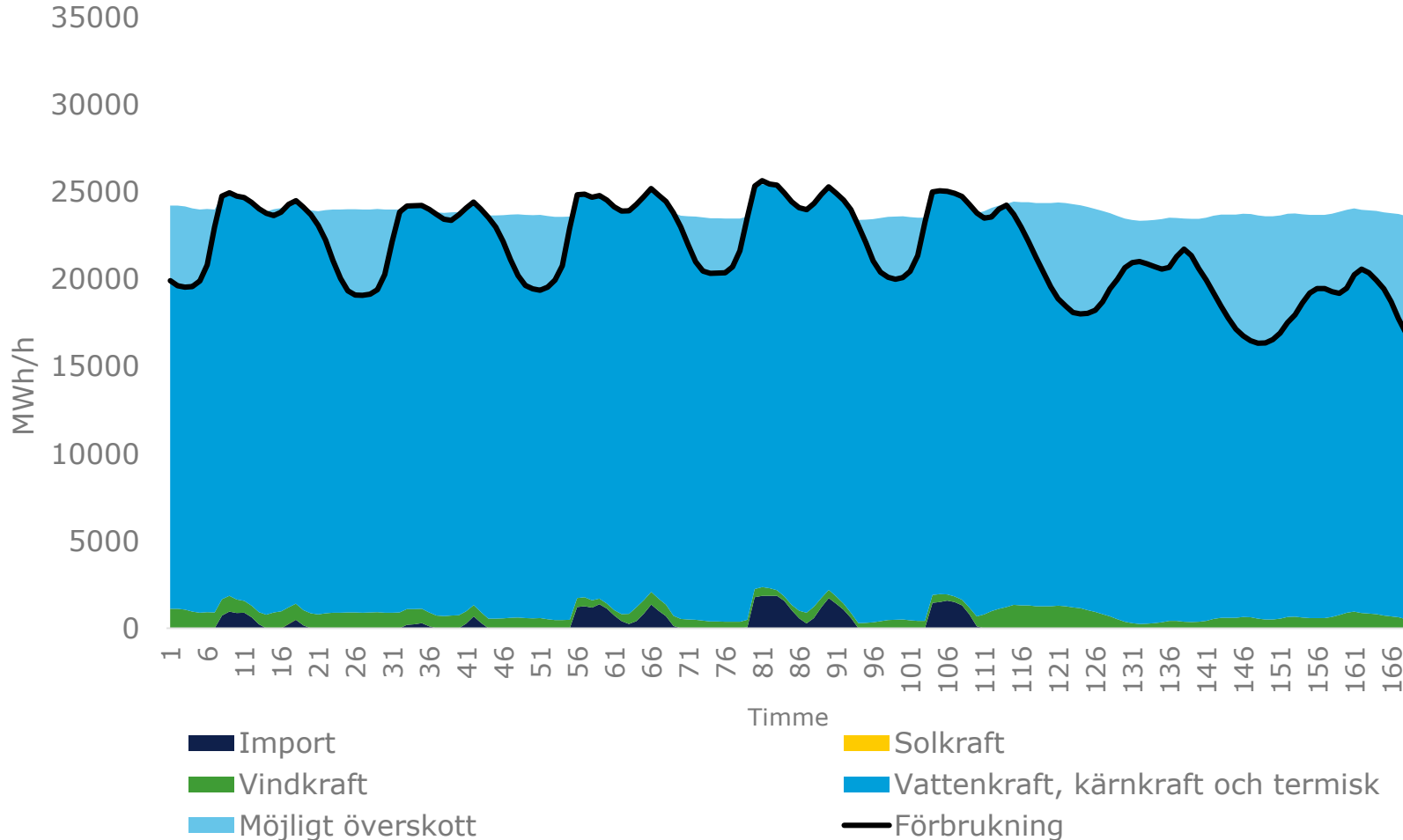
# Hur stor blir effekt- och energibristen?

Här presenteras resultaten för hur "den värsta veckan" i det svenska kraftsystemet ser ut i nuläget, följt av hur samma vecka kan se ut år 2030 och 2040.



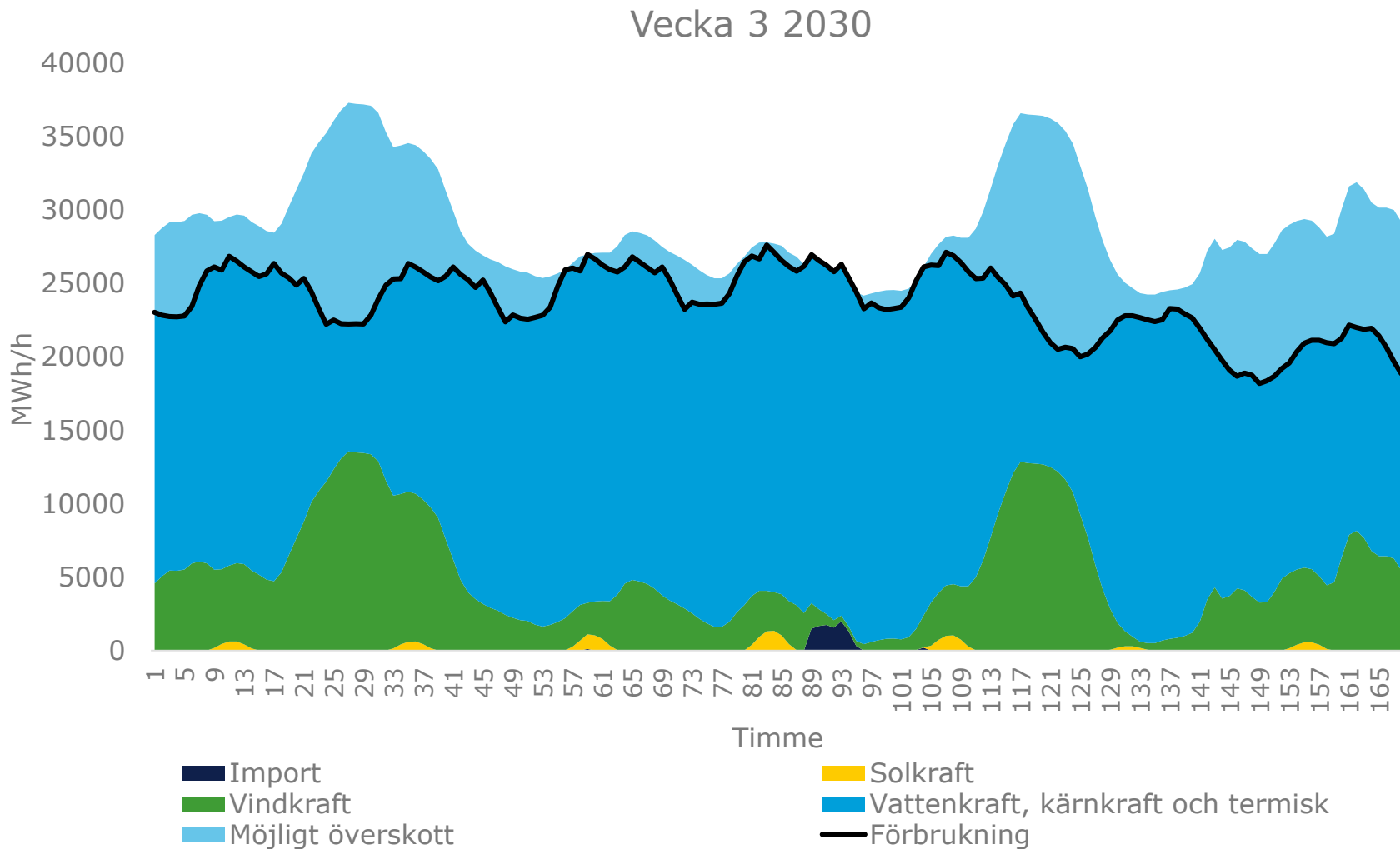
# Nutid – 2016

Vecka 3 2016



- Vecka 3 år 2016 valdes som referensvecka för analysen då:
  - Förbrukning och vinddata fanns tillgänglig
  - Veckan hade den högsta återstående efterfrågan under 2016, dvs. skillnaden mellan förbrukning och variabel förnybar kraftproduktion (som en konsekvens av kallt väder och en låg vindkraftsproduktion)
- Veckan kommer ligga till grund för analysens modellering av förbrukning samt sol- och vindkraftsproduktion för år 2030 samt år 2040 – och förväntas ge en god bild av hur utmanande effektsituationen kan se ut (även om den inte var så utmanande 2016)
- Vecka 3 år 2016 kunde effektbehovet täckas

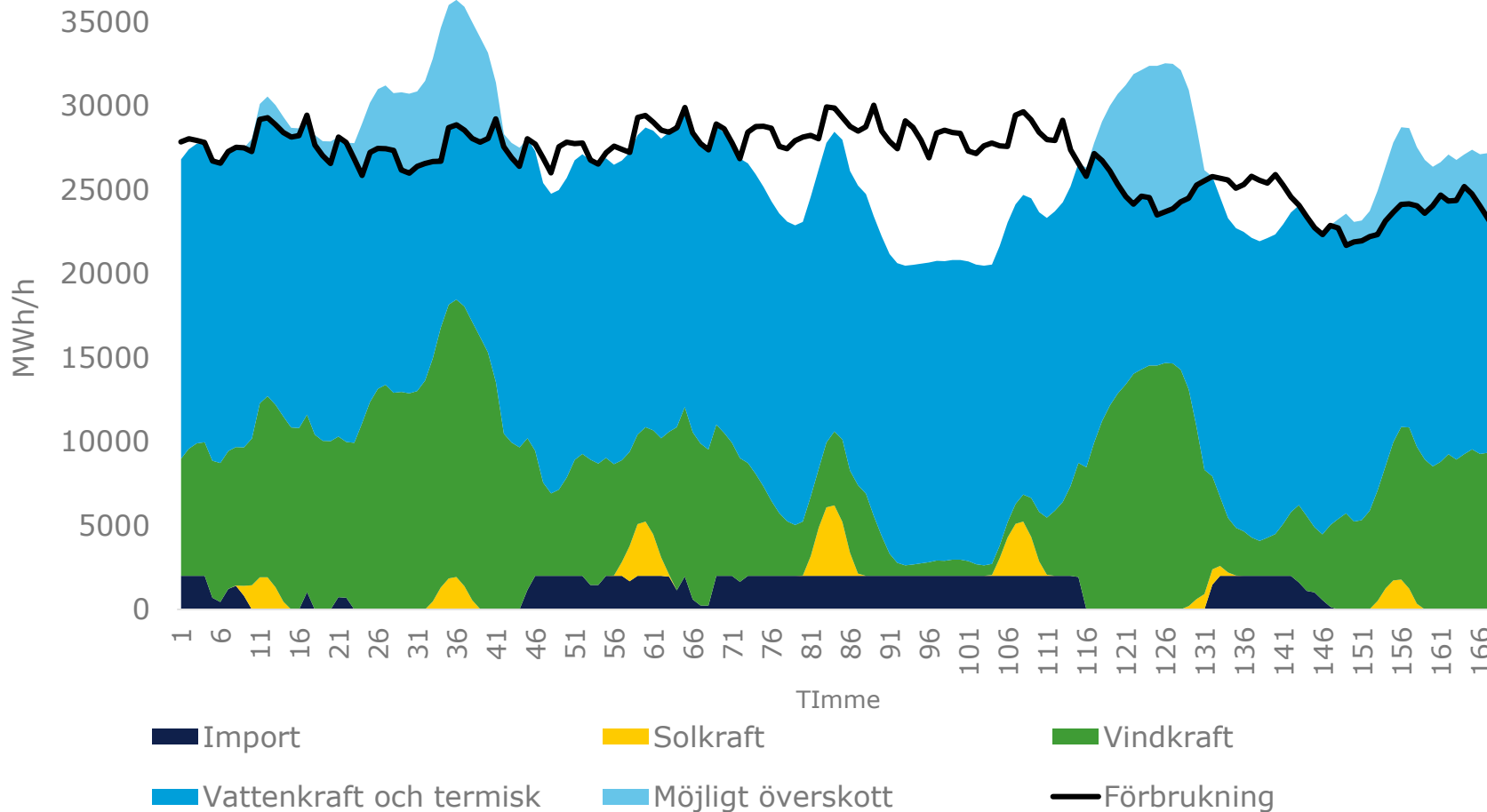
## Om 10 år – 2030



- Analysen visar inte på någon effektbrist totalt i det svenska kraftsystemet år 2030, däremot ökar överskottet.
- Dock kan begränsningar i överföringsförmåga samt lokala nätkapacitetsbrister uppstå, vilket kan resultera i risk för effektbrist i vissa områden. Detta tas dock ej i beaktande i denna studie
- Vecka 3 år 2030 är modellerad baserat på antaganden om framtida förbrukning och produktion med utgångspunkt i timdata från 2016.

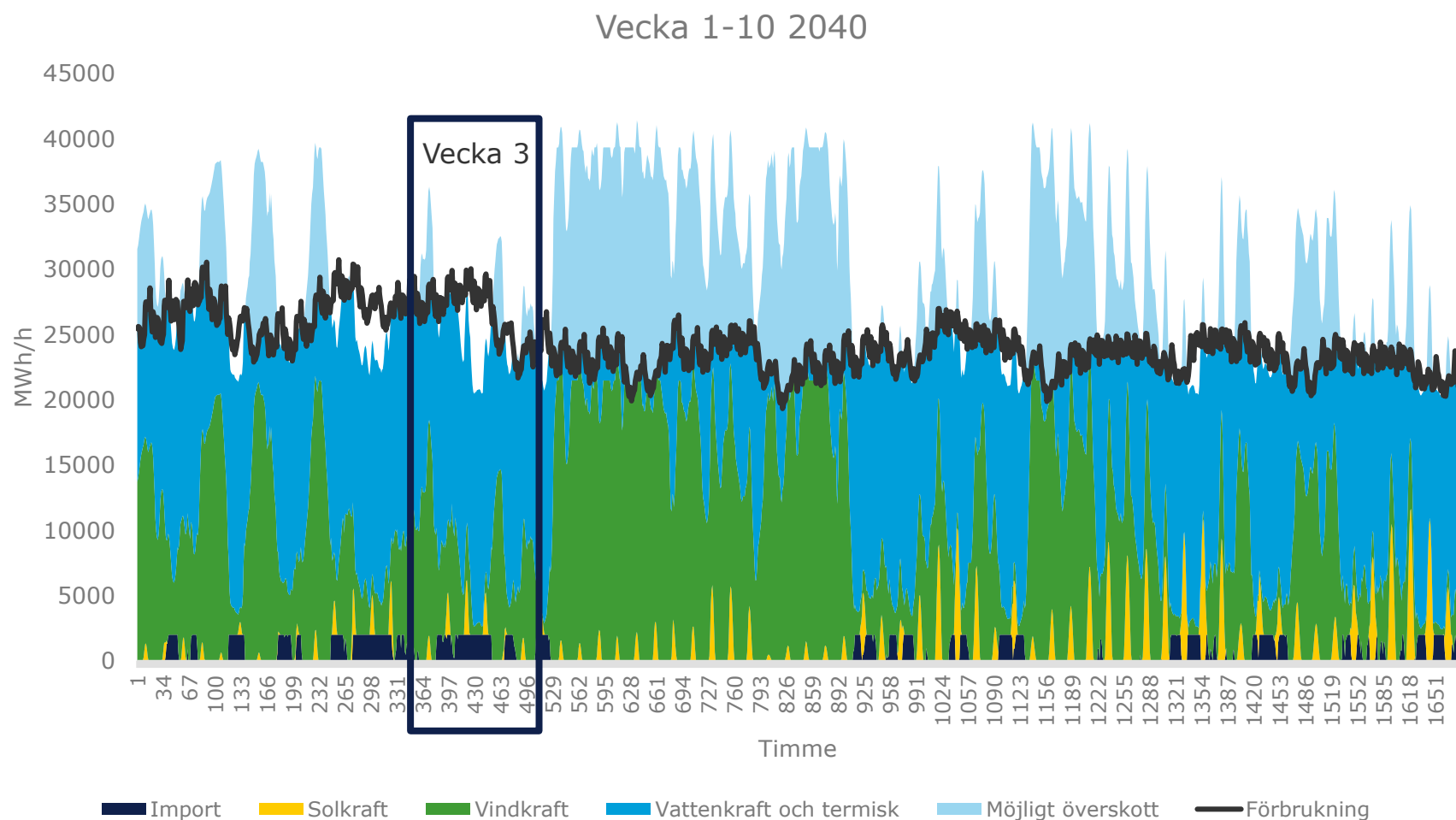
# Om 20 år - 2040

Vecka 3 2040



- Ökad förbrukning till följd av kallt väder, i kombination med lite vind och ingen kärnkraft i systemet, ger flera timmar med kraftunderskott i extremveckan år 2040
- Perioder med energiunderskott på totalt 255 GWh under veckan (perioder med energiöverskott på 249 GWh ger ett minimalt netto energiunderskott på 6 GWh)
- Högre kapacitetsfaktor på nyare vindturbiner ger likväl möjlighet för relativt hög produktion av vindkraft under många timmar

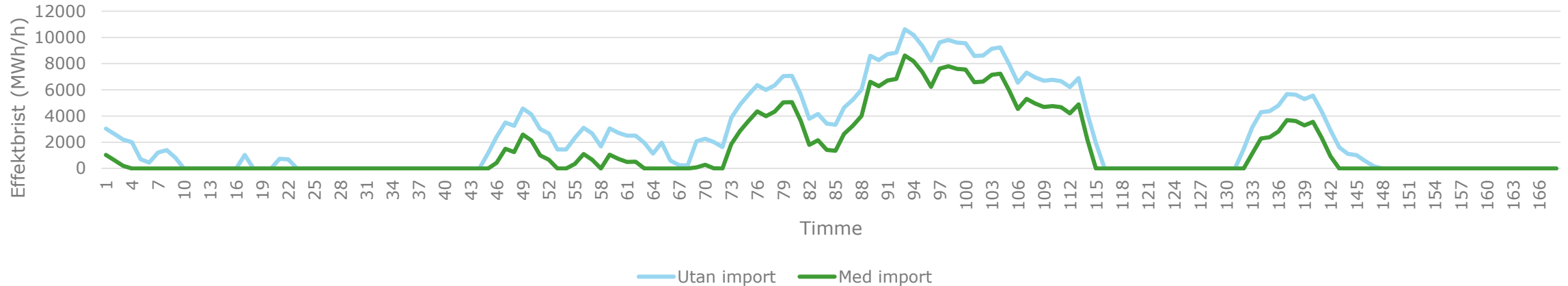
# Om 20 år – Vintern 2040 förväntas sammantaget ett energiöverskott



- Energiöverskott förväntas sammantaget under vintern 2040 baserat på en analys av produktion och förbrukning per timme (se figur), med:
  - Perioder med energiunderskott på 0,9 TWh
  - Perioder med möjligt energiöverskott på 9,8 TWh (där överskottet kommer att gå till lokal lagring alternativt export till grannländer)
- Både vecka 2 och 3 kan bli väldigt utmanande med energiunderskott under delar av veckan
- Ett energiunderskott riskerar byggas upp ifall flera extremveckor inträffar efter varandra och särskilt ifall de inträffar tidigt på vintern - begränsar möjligheten att förlita sig på att flytta energi över tid, tex. med hjälp av batterilager
- Ett energiöverskott kan samtidigt byggas upp om inte vattenkraften klarar av att magasinera vatten när vindkraften producerar för fullt – kan potentiellt hanteras med exempelvis Power-to-gas-to-power som också är lämplig för att hantera underskottet

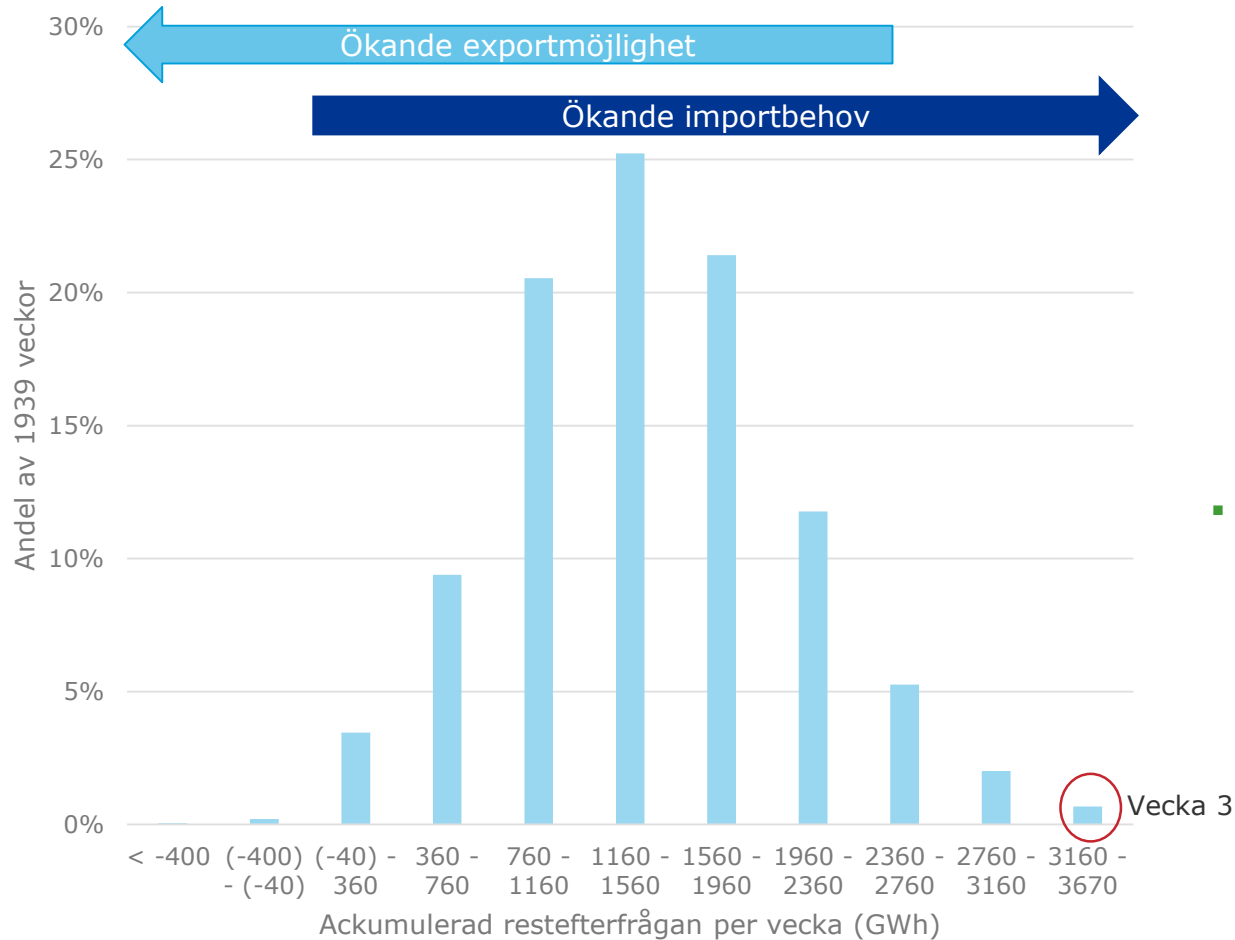
# Effekt- och energibrist år 2040

Effektbrist vecka 3 2040



- Effektbrist förväntas under vecka 3 år 2040 (se figur med skillnaden mellan total förbrukning och total produktion)
- Utmaningen är inte konstant:
  - Under en tredjedel av tiden täcks effektbehovet utan särskilda åtgärder
  - Under en period på ungefär två dygn saknas i genomsnitt 5000 MWh/h, och över 8000 MWh/h som mest
  - Under året råder allt som oftast effektöverskott och det största möjliga överskottet uppgår till ca 25 000 MWh/h
- Energibrist (brutto) på totalt 255 GWh förväntas under veckan – energibrist är troligen en lika precis beskrivning av utmaningen som effektbrist
- Den gröna linjen visar att möjligheten att importera (2000 MW) har större betydelse för utmaningens storlek (i MWh och MWh/h) än för dess varaktighet

# Hur extrem är 'vår' analyserade vecka?



- En analys av förbrukning och produktion av vindkraft för varje vecka med vinddata från 1980 till 2016\* gjordes i syfte att undersöka hur ofta en vecka med lika stor skillnad mellan förbrukning och vindproduktion inträffar.
  - För att beräkna veckovis vindproduktion användes uppskattad installerad vindkraftkapacitet för 2040 och genomsnittlig veckovis kapacitetsfaktor för långsiktig vindflotta
  - Återstående förbrukning beräknades som total förbrukning minus vindproduktion per vecka
  - Antagande om förbrukning var samma som i analysen ovan, och samma för alla vindår.
- Analysen (se figur), visar att:
  - Vecka 3 i huvudanalysen finns i den mest extrema percentilen
  - Kring 2040 är sannolikheten för effekt- och energibrist i denna storlek en gång per vinter statistiskt sett mindre än 50 %
  - Det kan komma mer än en extremvecka på en vinter, och de kan komma nära inpå varandra.
  - Vår extremvecka tycks visa en representativ bild av utmaningarna som väntar – när väl extremveckan kommer



# Åtgärder och dess kostnader

Här presenteras möjliga åtgärder för att hantera en effektbrist och kostnader för olika alternativ

# Möjliga åtgärder

- Gjorda simuleringar visar att det under större delen av året kommer att råda energiöverskott (se bild 21). Det bör för förståelsen av lösningarna, och möjligheten att lösa den effektbrist vi fokuserar på i den här rapporten, poängteras att det rent tekniskt ofta rör sig om samma typ av lösningar för att hantera överskott som underskott - och att möjligheten att hantera överskottet på ett ekonomiskt sätt är en absolut förutsättning för en fortsatt utbyggnad av förnybar kraftproduktion baserad på sol och vind.
- Den inledande analysen identifierade en möjlig effekt- och energibrist i Sverige i storleksordning 3300 MWh/h under två dygn, med totalt upp mot 250 GWh under en vecka vartannat år. Eftersom en sådan situation inte är samhällsekonomiskt accepterad, behöver följande frågor ställas och besvaras:
  - Med vilka åtgärder ska en sådan utmaning hanteras?
  - Vilka kostnader kommer en sådan hantering att innebära?
- Analysen nedan behandlar möjliga åtgärder för att hantera en sådan utmaning och dess kostnader. Möjliga åtgärder har delats in i tre olika kategorier; efterfrågefleksibilitet, energilager och reservproduktion. Utöver detta har även kärnkraftens möjliga roll analyserats.
  - I ett första steg analyseras 'enhetskostnader' inom varje åtgärdskategori, och
  - I ett andra de totala kostnader vid olika kombinationer av åtgärder
- Den beskrivna situationen kommer säkerligen innebära en kraftig ökning av variationerna i de kortsiktiga marknadspriserna på el under året, med lägre elpriser under perioder med mycket vind och högre elpriser vid vindstilla förhållanden. Om efterfrågan är mer flexibel än vad som antagits, kommer utmaningen bli mindre, då analysen är baserad på relativt låg flexibilitet – både för effekt och energi. Analysen måste därför tolkas som en worst case-analys

# Generellt om flexibilitet och användarnas beslutsfattande

- Elanvändare vill gärna ha el när man behöver de aktuella energitjänsterna, men elpriset och tillfället påverkar vilka tjänster man vill ha och när man vill ha dem
- Ägare av kraftverk förväntar sig ett positivt pris på energi. För att uppnå detta vid en överskottssituation, vilket är det vanliga i vårt scenario, kommer systemet att behöva kompletteras med flexibla teknologier
- Den utrustning man har för sin elkonsumtion påverkar hur flexibel man är i sin elanvändning
  - Flexibiliteten är typiskt låg på kort sikt, och högre på längre sikt
  - Den långsiktiga flexibiliteten avgörs dock även av förväntningar om hur värdefull kortsiktig flexibilitet blir på lång sikt. Hur flexibel förbrukningen är år 2040 är bland annat beroende av i vilken utsträckning elförbrukarna idag planerar för att vara flexibla år 2040
- Utmaningen med effektbrist har analyserats med antagandet om en begränsad ökning i efterfrågefleksibilitet som respons på normala prisvariationer (utplattning från år 2016 till 2040 av den dagliga förbrukningskurvan baserat på automation illustreras på sidan 14)
- Nedan analyseras hur mycket mer flexibel efterfrågan kan vara (utöver den automatiserade flexibiliteten som finns inbyggd i efterfrågekurvorna som respons på normala prisvariationer) om specifika incitament finns på plats

## Generellt om flexibilitet inom industrin

- För basindustrin är el en mycket viktig råvara. Många industriprocesser är mycket känsliga för störningar i försörjningen. Kostnaderna vid avbrott kan bli mycket höga, speciellt för oplanerade avbrott. Samtidigt pågår en omställning där el och elektrobränslen planeras i nya processer med viss flexibilitet. Det finns även en tradition och drivkraft att komplettera processerna med utrustning för att hantera variationer.
- Industrin vill normalt säkra sig med elkontrakt med tillräckligt attraktiva priser, vilket underlättar planering och ger ekonomisk förutsägbarhet
- Om marknadspriserna för el kortsiktigt blir riktigt höga, kan det potentiellt ge bättre driftsresultat att stanna produktionen och sälja elen, än att fortsätta med industriell produktion. Utmaningen är att man normalt inte vet hur långvarig en situation med höga priser kan vara, vilket innebär att beslut om planerad reduktion grundad i höga kortsiktiga elpriser är ytterst utmanande. Det kan därför observeras att industri normalt inte stängs av, trots höga marknadspriser på el (och även låga marknadspriser på industriprodukterna)
- Erfarenhet från den befintliga effektreserven och från norska marknaden för energioptioner visar dock att man kan öka industrins flexibilitet genom att reducera osäkerheten vid beslutsfattandet. Det kräver att "någon" åtar sig, att köpa optioner från industrin, där villkoren för planerade avbrott, initierad av "någon", fastställs. Den samhällsekonomiska kostnaden kan vara låg, men beror på bland annat kapacitetsutnyttjande, möjligheten att hålla lager av slutprodukter, specifika kostnader för de aktuella processerna, etc.
- Kostnadsestimaten för efterfrågefleksibilitet i den efterföljande analysen baseras på kostnader från andra relevanta analyser, i den utsträckning sådana finns tillgängliga

## Möjliga lösningar 1 – Ökad efterfrågefleksibilitet

- Den tidigare identifierade effekt- och energibristen bygger på ett antagande att potentialen med automatiskt aktiverad efterfrågefleksibilitet (främst inom kategorin hushåll, service och transport) som respons på normala prisvariationer redan är utnyttjad
- Med specifika incitament tycks det dock finnas utrymme för ytterligare flexibilitet från olika källor? . I denna analys kategoriseras det som "ökad efterfrågefleksibilitet", i motsats till "normal efterfrågefleksibilitet". Både "normal" och "ökad" flexibilitet antas vara frivillig för respektive elkund. Frågan är hur mycket flexibilitet vi kan räkna med och till vilken kostnad?

	Normal flex	Ökad flex – flyttning i tid innanför dygnet	Ökad flex – minskad elanvändning inom väckan	Ökad flex – inmatning
Hushåll, service och transport	Flytta elanvändning till en annan tidpunkt enligt prissignal	Flytta elanvändning till en annan tidpunkt, mot specifik ersättning eller incitament	Minskning av elanvändning mot specifik ersättning eller incitament. Om möjligt brukas alternativa energikällor och alternativ transport, etc. Annars anpassas behoven.	
Elbil				Vehicle-to-grid, mot specifik ersättning
Industri				-

# Möjliga lösningar 1 – Ökad efterfrågefleksibilitet i hushåll, service & transport

- Bland hushållskunder är det framförallt eluppvärmning som kan bidra med efterfrågefleksibilitet, vilket motsvarar totalt ungefär 5 500 MW\*
  - I förbrukningsprofilen för 2040 har 30% av detta redan utnyttjas (normal flex)
  - Max 1400 MW förväntas kunna vara flexibla (ökad flex) inom dygnet vid effektbrist
  - Max 2500 MW förväntas kunna minska (ökad flex) vid effektbrist
  - Årlig ersättning för kunden för att kunna flytta eller minska förbrukning vid behov uppskattas till 70 SEK/kW\*
  - Rörlig kostnad för hushåll för att flytta eller minska el uppskattas vara lika hög som aviserad avbrottsersättning för hushåll, vilket är 5 SEK/kWh\*\*
- Annan hushållsel kan också bidra med efterfrågefleksibilitet, vilket motsvarar totalt ungefär 300 MW\*
  - I förbrukningsprofilen för 2040 har 25% av detta redan utnyttjats (normal flex)
  - Max 90 MW hushållsel förväntas kunna vara flexibel (ökad flex) vid effektbrist
  - Max 140 MW hushållsel förväntas kunna minska (ökad flex) vid effektbrist
  - Årlig ersättning för kunden för att kunna flytta eller minska förbrukning vid behov uppskattas som 140 SEK/kW\*
  - Rörlig kostnad för hushåll att flytta eller minska el uppskattas vara lika hög som aviserade avbrottsersättning för hushåll, vilket är 5 SEK/kWh\*\*

\*Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det Svenska elsystemet, [2016](#)

\*\*Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram, [EIFS 2019:4](#)

# Möjliga lösningar 1 – Ökad efterfrågeflexibilitet i hushåll, service & transport

- Inom service antas framförallt ventilation kunna bidra med efterfrågeflexibilitet, vilket motsvarar ungefär 1 000 MW\*
  - I förbrukningsprofilen för 2040 har 30% av detta redan utnyttjas (normal flex)
  - Max 200 MW antas kunna vara flexibel (ökad flex) vid effektbrist
  - Max 650 MW antas kunna minskas (ökad flex) vid effektbrist
  - Årlig kostnad för fastighetsägare för att kunna flytta eller minska elförbrukning vid behov uppskattas vara 20 – 90 SEK/kWh\*
  - Rörlig kostnad uppskattas vara dubbel så hög som aviserade avbrottsersättning för hushåll, vilket ger 10 SEK/kWh\*\*\*
    - Anledningen till att aviserad avbrottsersättning för handel och tjänster inte används är att aktiviteten inom sektorn inte ska drabbas av att ventilationen dras ner för en begränsad tidsperiod
- Reservgeneratorer inom service- och transportsektor kan också bidra med efterfrågeflexibilitet, vilket motsvarar ungefär 300 MW\*\*
  - Reservgeneratorer kan aktiveras även om det inte är störningar i nätet. För ägaren blir konsekvensen dels potentiellt högre kostnad och dels samma försörjningssäkerhet som om en störning i nätet hade inträffat. Alla reserv-generatorer kan i princip bidra.
  - Årlig kostnad för att kunna utnyttja reservkraft uppskattas vara 9,25 SEK/kWh\*
  - Rörlig kostnad för att använda reservkraft uppskattas vara i samma storlek som kostnad för biogas, ungefär 10 SEK/kWh\*\*\*

\*Alternativer til nett, Statnett, 2017

\*\*Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det Svenska elsystemet, [2016](#)

\*\*\*Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram, [EIFS 2019:4](#)

# Möjliga lösningar 1 – Ökad efterfrågefleksibilitet i hushåll, service & transport

- Sammanfattning av efterfrågefleksibilitet i hushåll, service och transport

Sektor	Ökad flex	Fast årlig kostnad (SEK/kW)	Rörlig kostnad (SEK/kWh)
Eluppvärmning i hushåll	Max 1 400 MW kan flyttas Max 2 500 MW kan minskas	70	5
Hushållsel	Max 90 MW kan flyttas Max 140 MW kan minskas	140	5
Ventilation och uppvärmning i fastigheter	Max 200 MW kan flyttas Max 650 MW kan minskas	20 – 90	10
Reserv i serviceverksamhet	Max 300 MW kan aktiveras	9,25	10

# Möjliga lösningar 1 – Ökad efterfrågefleksibilitet i elbilar

Elbilar är en viktig del i framtidens efterfrågefleksibilitet

- I förbrukningsprofilen 2040 har 30% av elbilarnas förmåga att flytta förbrukning i tiden redan utnyttjats (normal flex)
- Max 200 MW antas kunna vara flexibel (ökad flex) vid effektbrist
- Max 200 MW antas kunna minskas (ökad flex) vid effektbrist. Några bilister kommer välja andra transportmedel, t.ex. cyklar, gå eller jobba hemifrån vid extrema tillfällen.
- Vehicle-to-grid (V2G) förväntas vara vanligt år 2040 och 120 MW uppskattas kunna matas in på nätet
- Elpriset förväntas vara 2 kr/kWh för att elbilägare börja agera

Sektor	Ökad flex	Fast årlig kostnad (SEK/kW)	Rörlig kostnad (SEK/kWh)
Elbilar	Max 200 MW kan flyttas Max 200 MW kan minskas Max 120 MW kan matas in (V2G)	En ersättning kan öka den procenten som kommer att flytta laddning eller mata in el på nätet	2

## Möjliga lösningar 1 – Ökad efterfrågefleksibilitet i industrin

- Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland industriföretag beror på tekniska och ekonomiska faktorer. När elpriset orsakar mycket höga rörliga kostnader i produktionen drar vissa industriföretag ner på sin elanvändning från elnätet (se även resonemang på sida 27).
- Potentialen för industri att temporärt minska sin förbrukning uppskattas till totalt 3500 MW. Detta påverkas i mycket hög utsträckning av industrins möjlighet att ställa om till en flexibel baslast – dvs. fler elektrifierade processer för att nyttiggöra det generella överskottet, såsom power-to-gas-to-power (Mer om det i lösning 2).
- Industri som drar ner på elanvändningen antas ha erbjudit effektreserv till SVK. Priserna i effektreserven antas vara industrins värdering på det pris till vilket de är villiga att erbjuda efterfrågefleksibilitet.
- Rörlig kostnad är det lägsta elpris som krävs för att överstiga kostnaden för industrin att genomföra effektreduktioner.

Sektor	Kapacitet (MW)*	Fast årlig kostnad (SEK/kW)**	Rörlig kostnad (SEK/kWh)*
Effektreduktion inom lätt industri	300	80	2
Effektreduktion inom elintensiv industri	1700	80	4
Ny industri	1500	80	3 – 10***

\*Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det Svenska elsystemet, [2016](#).

\*\* Effektreserv kostnad från SVK

\*\*\* 10 SEK/kWh motsvarar bränslekostnaden för reserv-generator

## Möjliga lösningar 1 – Ökad efterfrågefleksibilitet

I tabellen nedan sammanställs alla källor av efterfrågefleksibilitet. Notera att den totala högsta flexibiliteten är mindre än effektbristen i den timmen – det vill säga, med de antaganden som gjorts går det inte att enbart förlita sig på efterfrågefleksibilitet.

Sektor	Bidrag i den värsta timmen			Kostnad		Kostnad för hela vecka 3 (miljoner SEK)
	Flyttning (MWh/h)	Minskning (MWh/h)	Inmatning (MWh/h)	Investeringskostnad (SEK/kW)	Rörlig kostnad (SEK/kWh)	
Eluppvärmning I hushåll	140	2 377		0,07	5	355
Hushållsel	8	130		0,14	5	19
Reserv I serviceverksamhet	36	130		9,25	10	40
Ventilation och uppvärmning i fastigheter	25	432		20	10	138
Elbilar	8	605		120		2
Effektreduktion inom lätt industri		171		80	2	47
Effektreduktion inom elintensiv industri		971		80	4	395
Ny industri		857		80	6	462
<b>Summa</b> -Flex II minskning och inmatning		3 673				
<b>Summa</b> – Flex II flyttning	216					-
<b>Summa</b> - Industri		3 500				904
<b>Summa</b>		<b>7 173</b>				<b>1 499</b>

## Möjliga lösningar 2 – Energilager

- Energilager kan vara ytterligare en möjlig lösning på den tidigare identifierade effekt- och energibristen. Energilager har en kort aktiveringstid och är lämpliga för bland annat frekvensreglering och lastutjämning på timbasis (under förutsättning att det innehåller tillräckligt mycket energi och är laddat)
- För lagring över en längre period, som en säsong, är det emellertid inte många teknologier som är lämpliga:
  - Power-to-gas-to-power, exempelvis baserat på vätgas, tycks vara den mest lovande teknologin som inte är beroende av specifika stationära resurser såsom vattenmagasin. I dagsläget är vätgas en relativt kostsam teknologi, men utvecklingen mot lägre kostnader är i full gång och förväntas ge betydande besparingar inom det närmast decenniet.
  - Elektrokemiska batterier är goda energilager för kortsiktiga ändamål, men är inte lämpliga som enda åtgärd för effekt- och energibrist under en hel säsong. Exempelvis finns det ytterst begränsade möjligheter att ladda energi under den analyserade extremveckan. Då skulle man innan veckan startar, som ett minimum ha lagrat energi motsvarande extrembehovet inom veckan (255 GWh). Tar man i beaktning att veckan innan också kan vara utmanande, blir batteribehovet mycket högt. Kostnaden för att ha tillräckling kapacitet skulle då bli orimlig. Därmed inte sagt att batterier som ändå finns i systemet, inte kommer att mildra problemet.
- Tabellen nedan visar kostnad för att täcka den totala energibristen på 255 GWh i vecka 3 år 2040 med hjälp av Power-to-gas-to-power, där kostnadsestimaten är antagna kostnader år 2040 baserat på inlärningskurvor från liknande teknologier
  - Förväntning om låga rörliga kostnader för power-to-gas to power har avgörande betydelse för slutsatserna

Energilager	CAPEX(kr/kW/år)	OPEX (kr/kWh)	Totalkostnad (SEK)
Power-to-gas-to-power (H <sub>2</sub> ,NH <sub>3</sub> ,CH <sub>4</sub> )*	950	1	263 miljoner

\* *ExplEnergy tool*, 2018 DNV GL

## Möjliga lösningar 3 – Återstående kärnkraft

- Enligt de svenska energi- och klimatmålen, ska elsystemet vara 100 % förnybart år 2040. Detta är dock inte ett stoppdatum för den svenska kärnkraften.
- Det finns en möjlighet att Sverige fortfarande har kärnkraft i kraftsystemet år 2040 och därefter. Detta kommer att minska den potentiella effekt- och energibristen under vissa veckor, men även öka det potentiella överskottet under andra perioder.
- Av dagens reaktorer skulle Forsmark 3 (1 167 MW) och Oskarshamn 3 (1 400 MW) i princip kunna livstidsförlängas, vilket år 2040 skulle ge en återstående produktionskapacitet på 2 567 MW. Men om policyn är att 'permanent' använda kärnkraft som supplement för vindkraften, får man för jämförelsen ta utgångspunkt i nya anläggningar eftersom en livstidsförlängning inte tycks vara 'permanent'.
- En kärnkraftsanläggning, eller flera små distribuerade\*\*\*, av motsvarande storlek (2 500 MW) skulle dock behöva ett årligt stöd utöver marknadspriset på el i storleksordningen 5 miljarder kronor baserat på antaganden om att:
  - Det framtida marknadspriset på el kan förväntas vara ca 30 öre/kWh med utgångspunkt i LCOE (utjämnade energikostnader) för vindkraft och tillägg för tiden vindkraften inte producerar\*
  - Det framtida LCOE för kärnkraft kan förväntas vara ca 63 öre/kWh\*\*

\* DNV GL power price forecasts

\*\* Promemoria om kostnaderna för nya elproduktionsanläggningar i Sverige, Energikommisionen 2016

\*\*\* Eftersom tillförlitliga data saknas för små anläggningar antas samma pris som för annan ny kärnkraft



## Möjliga lösningar 4 - Reservproduktion

- Den tidigare identifierade effekt- och energibristen kan potentiellt även lösas med "extra" elproduktion, såsom reservanläggningar med låga fasta kostnader (även om det betyder höga rörliga kostnader för den faktiska produktionen) och stor förmåga att anpassa sin produktion
- Traditionellt nyttjas dieselgeneratorer eller gasturbiner för den typen av produktion. Gasturbiner kan reglera produktion snabbt, och kan installeras i nära anslutning till förbrukningen
  - Risken är att bränslepriset kan bli högt
- Tabellen nedan visar kostnad för en gasturbin\* baserat på biogas\*\*

CAPEX (kr/kW)	OPEX (kr/kW/år)	Avskrivningstid (år)	Fast årlig kostnad (SEK/kW,år)	Biogas (SEK/kWh, bränsle)
5 000	50	25	250	10

- Kostnad för att täcka total effekt- och energibrist i vecka 3 år 2040 är nästan 2,8 miljarder SEK/år. Detta skulle innebära att upp emot 8 626 MW gasturbiner anskaffas i förhand. Årskostnaden blir då en fast kostnad i 25 år, och den totala kostnaden mycket hög.
- Eftersom driften på årsbasis kännetecknas av extrem överkapacitet är det sannolikt att bi-direktionella flexibla tekniker kommer att införas i systemet och mildra behovet av reservproduktion.

\*[Promemoria om kostnaderna för nya elproduktionsanläggningar i Sverige, 2016](#)

\*\*[Nationell biogasstrategi 2018](#)

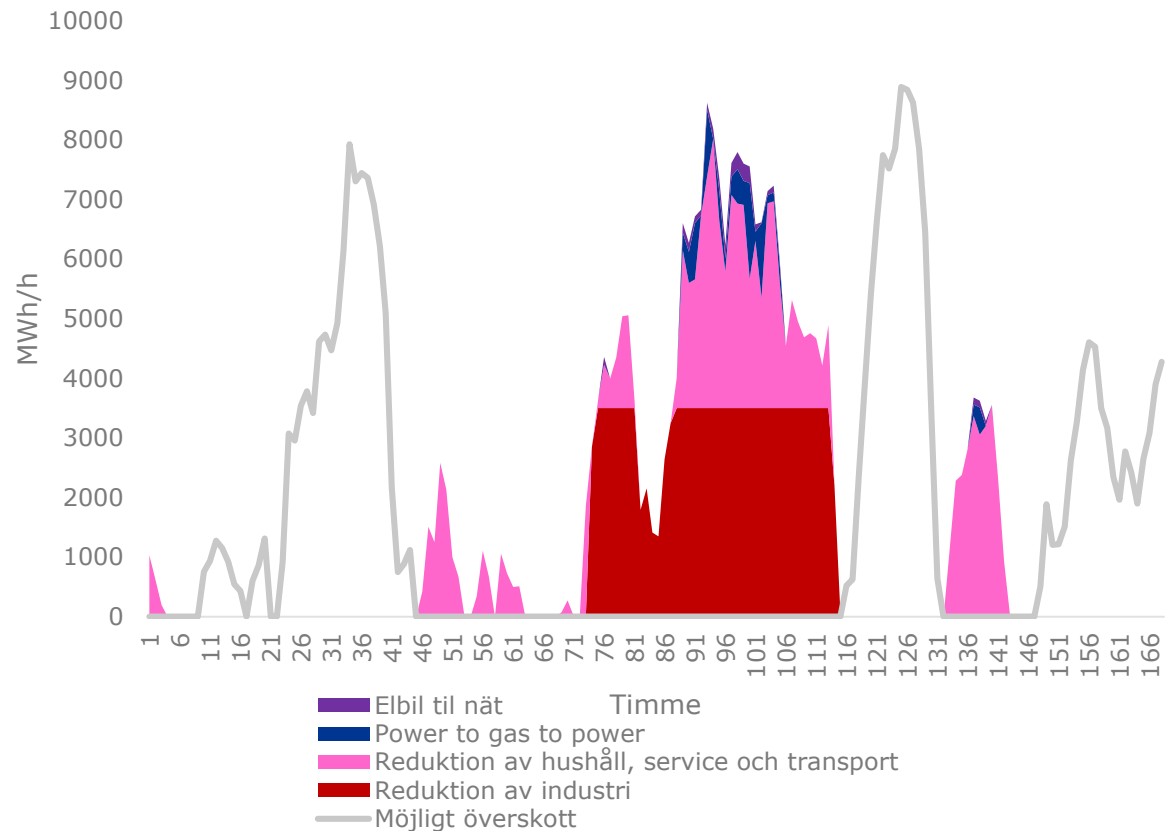
# Analys

Här presenteras tre lösningskombinationer med åtgärder för att lösa effekt- och energibristen i extremveckan år 2040, samt totala kostnader under veckan för varje lösningskombination\*

\*Notera att inget noll-alternativ redovisas. Alternativen till lösningskombinationerna är inte noll, utan andra lösningskombinationer eller helt andra kraftsystem (även de förenade med betydande kostnader)

# Lösning 1: Maximalt utnyttjande av förbrukningsflexibilitet

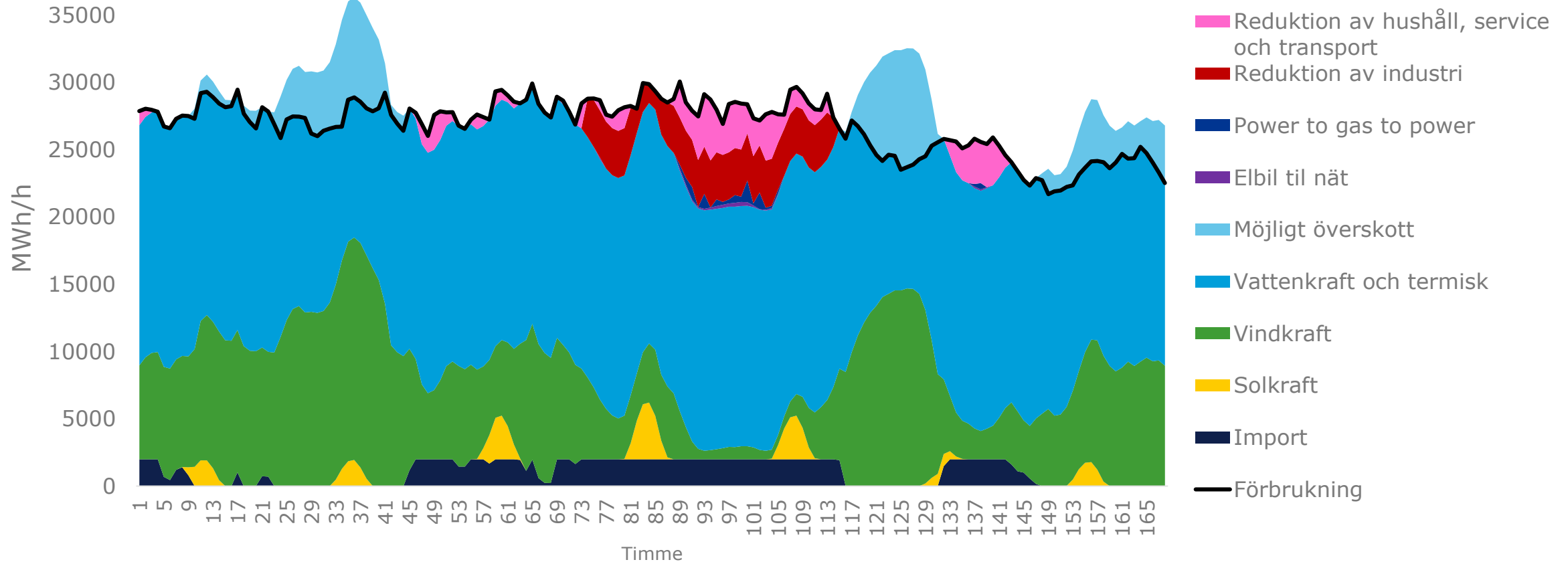
Vecka 3 2040 - Lösning 1 med hög efterfrågefleksibilitet



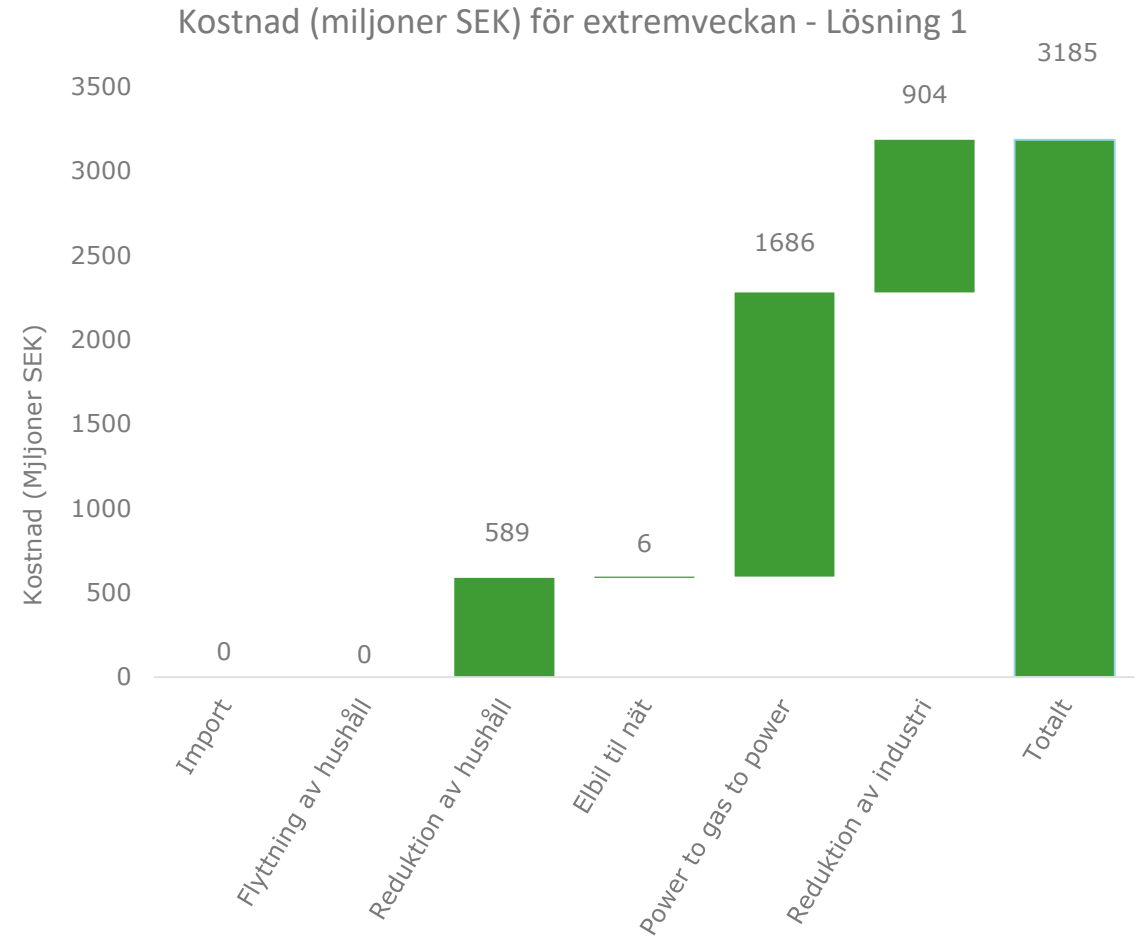
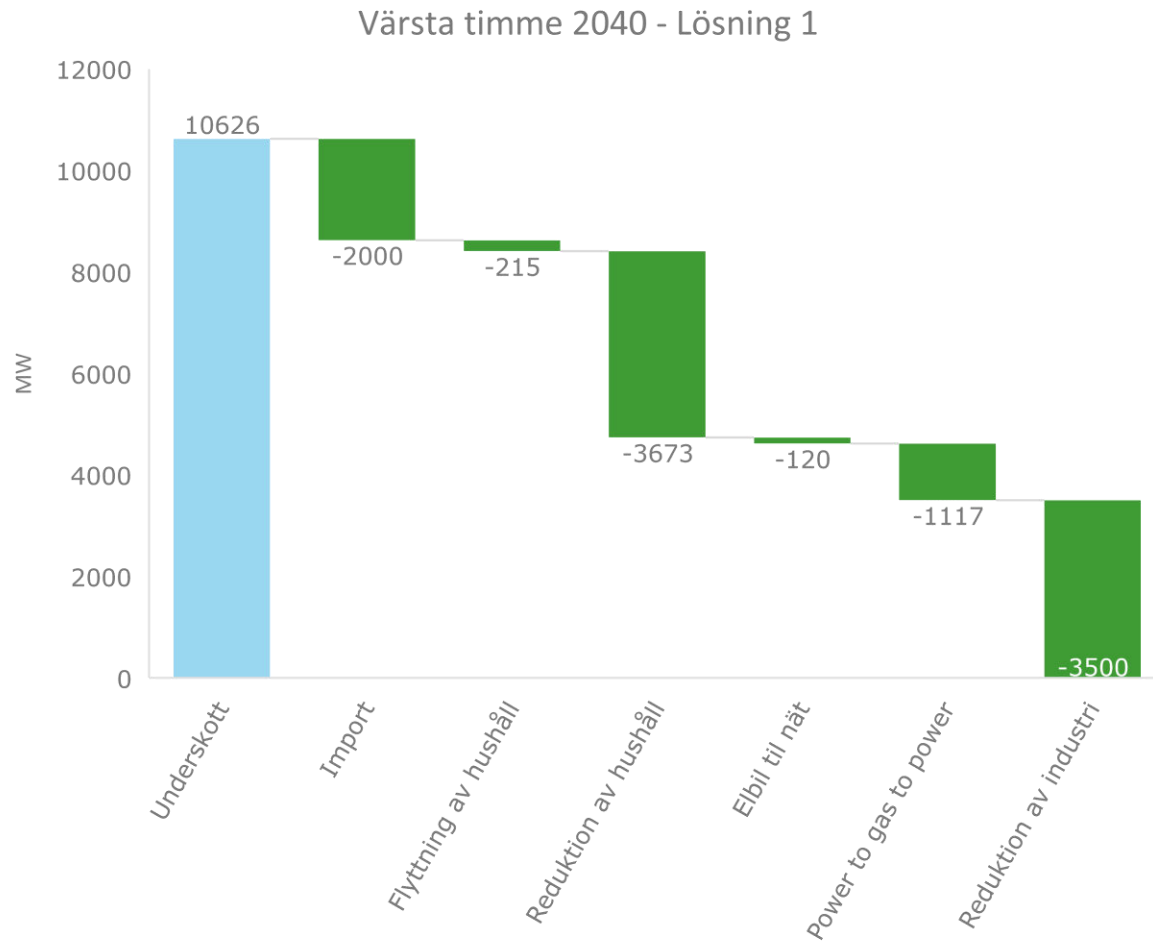
- Lösning 1 är en kombination av åtgärder som består av maximalt bidrag från förbrukningsflexibilitet, kombinerat med Power-to-gas-to-power i de mest utmanande timmarna
  - Industrins flexibilitet är utformad så att den utnyttjas relativt stabilt under perioden den är nödvändig
- Den totala kostnaden för denna lösningskombination uppskattas till 3 miljarder SEK för den aktuella veckan
  - Av detta är 1 miljarder SEK en rörlig kostnad, medan 2 miljarder SEK är den fasta kostnaden oberoende av den faktiska situationen under året
  - Vecka 3 är 'bara' ett exempel på en extremvecka. Den ackumulerade energiskulden kan mycket väl vara dubbelt så stor (se figuren på sidan 21 som visar att utmaningen kan uppstå flera veckor i följd)
- Den totala kostnaden för en hel vinter kring 2040 kommer vara beroende av vädret under vintern. Vi uppskattar en fast kostnad omkring 2 miljarder SEK och upp mot 1 miljard SEK i rörlig kostnad per extremvecka
  - Om två extremveckor skulle inträffa samma vinter, kommer den totala kostnaden vara upp mot 4 miljarder SEK.
- Om utmaningarna består över en längre period, tex. många år, och leverantörer av flexibilitet får konkurrera fritt, kommer både fasta och rörliga kostnader pressas nedåt över tid

# Lösning 1: Maximalt utnyttjande av förbrukningsflexibilitet

Vecka 3 2040 - Lösning 1 med hög förbrukningsflexibilitet

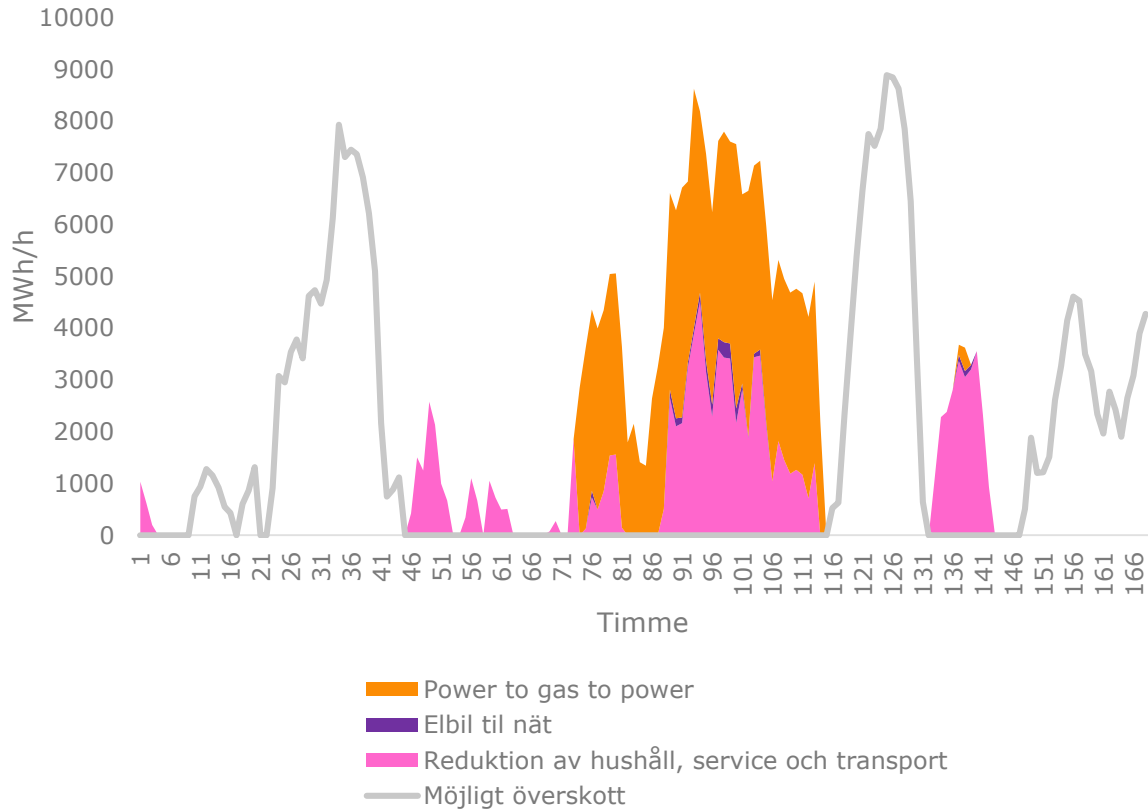


# Lösning 1: Den mest utmanande underskottstimmen



## Lösning 2: Power-to-gas-to-power och efterfrågefleksibilitet

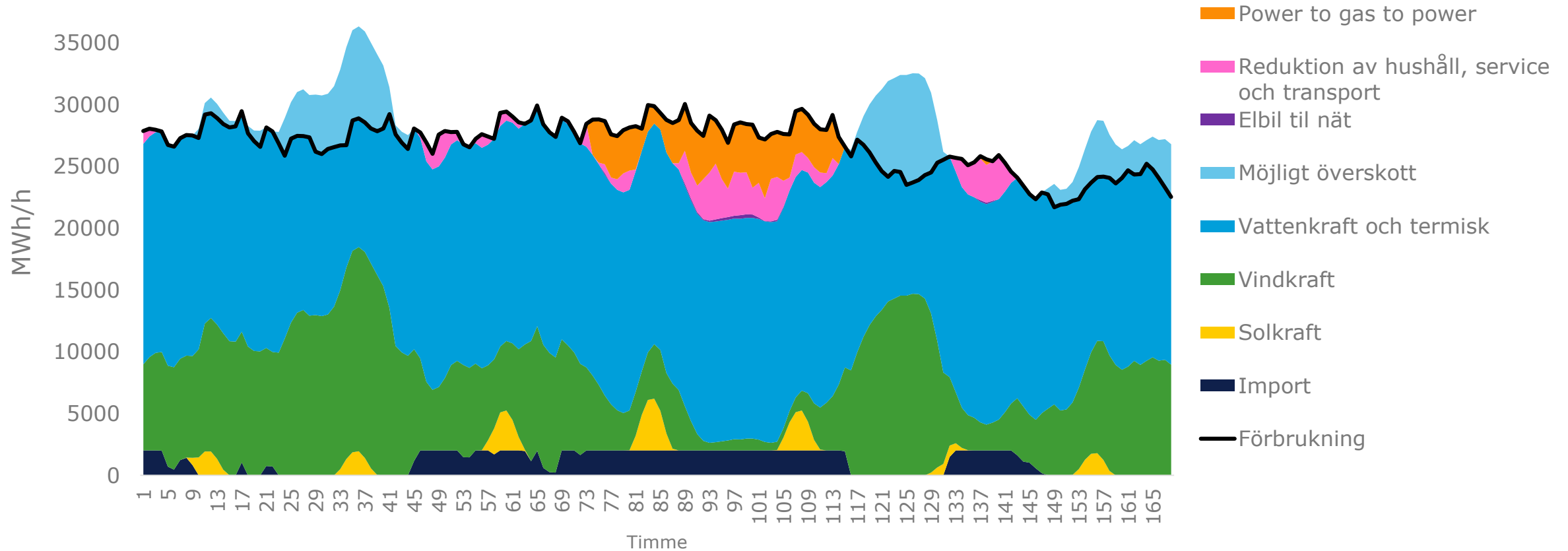
Vecka 3 2040 - Lösning 2 med power-to-gas-to-power



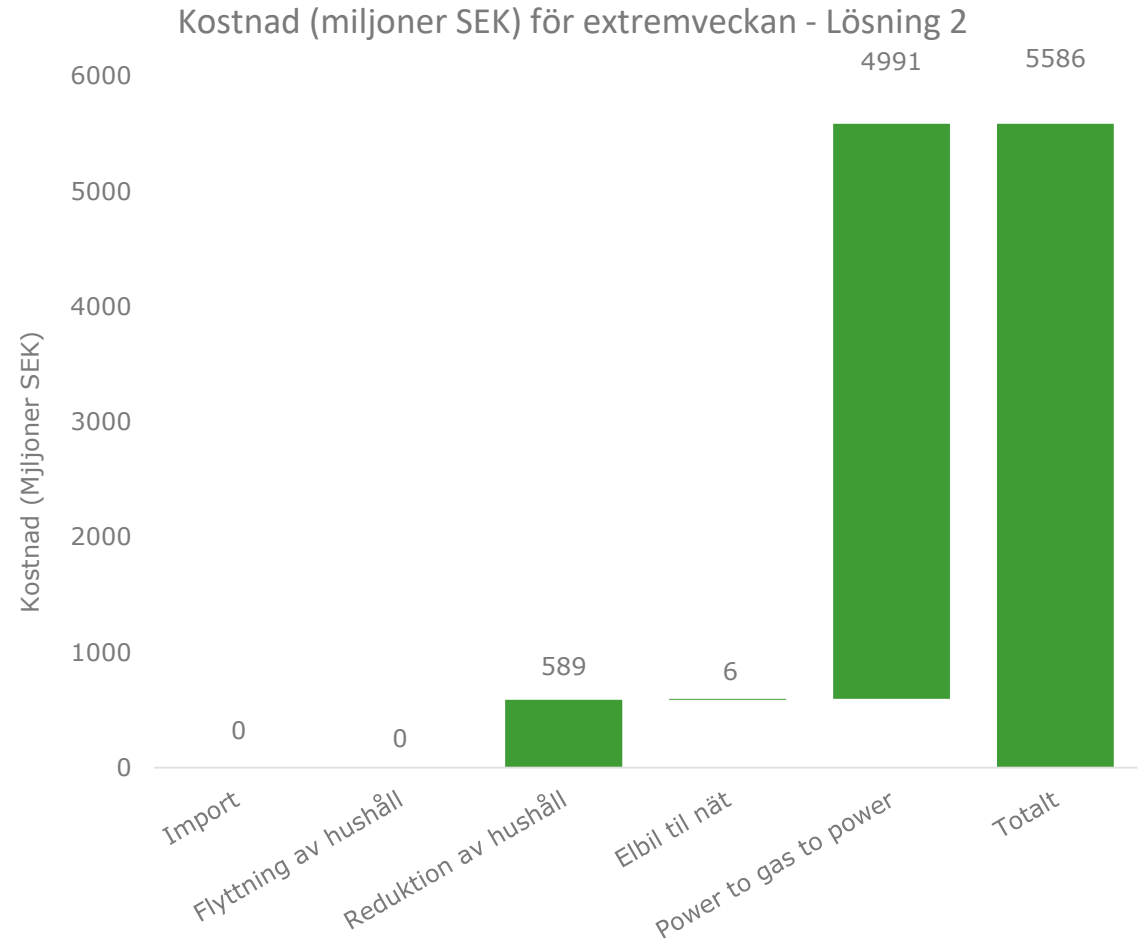
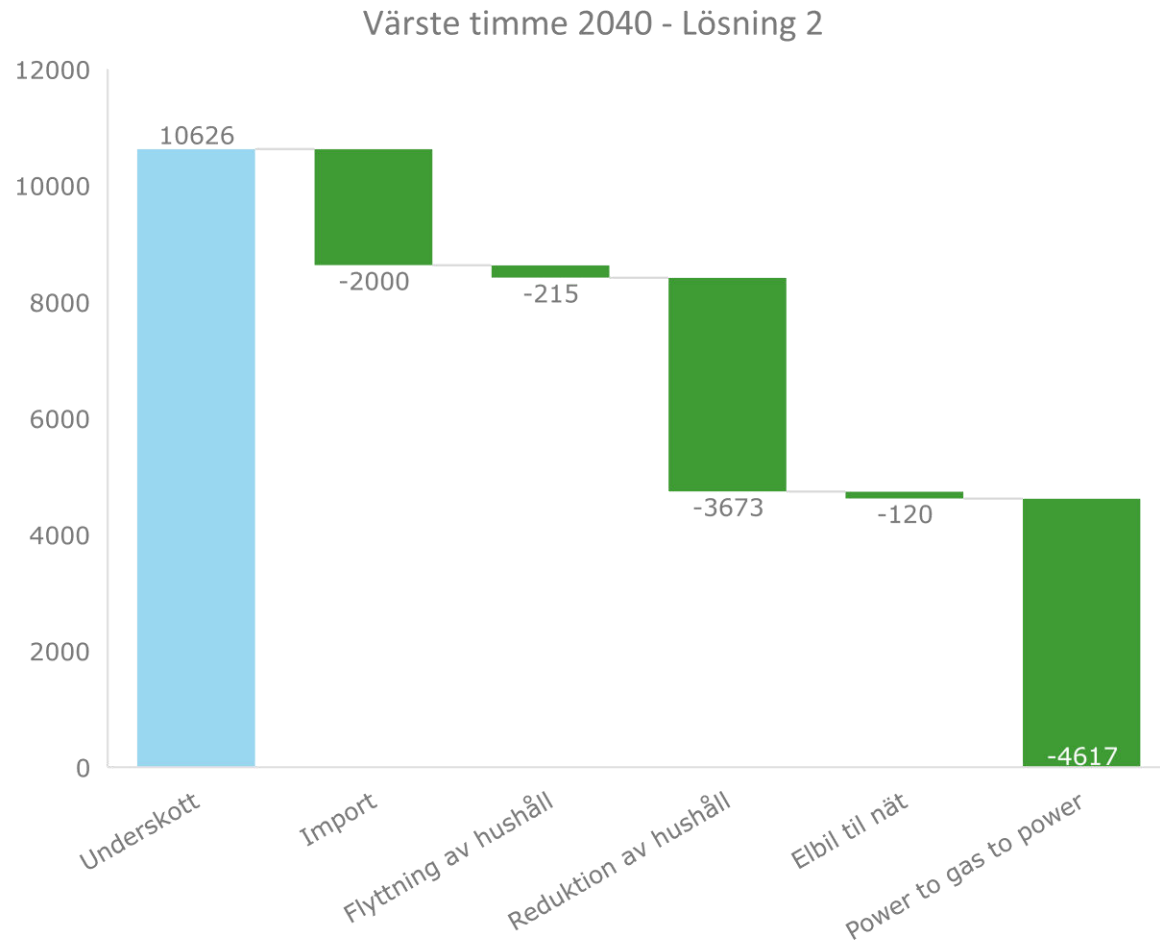
- Lösning 2 är en kombination av åtgärder där flexibilitet från industrin i Lösning 1 ersätts med Power-to-gas-to-power
- Den totala kostnaden för denna kombination uppskattas till 5,6 miljarder SEK för den aktuella veckan
  - Av detta är 0,7 miljarder SEK en rörlig kostnad, medan 4,9 miljarder SEK är den fasta kostnaden oberoende av den faktiska situationen under året
  - Den rörliga kostnaden är relativt låg, och den totala kostnaden skulle kunna bli lägre om Power-to-gas-to-power därutöver ersätter annan efterfrågefleksibilitet
  - Om utmaningarna består över en längre period, tex. många år, och leverantörer av flexibilitet får konkurrera fritt, kommer både fasta och rörliga kostnader pressas nedåt över tid

## Lösning 2: Power-to-gas-to-power och efterfrågefleksibilitet

Vecka 3 2040 – Lösning 2 med power-to-gas-to-power

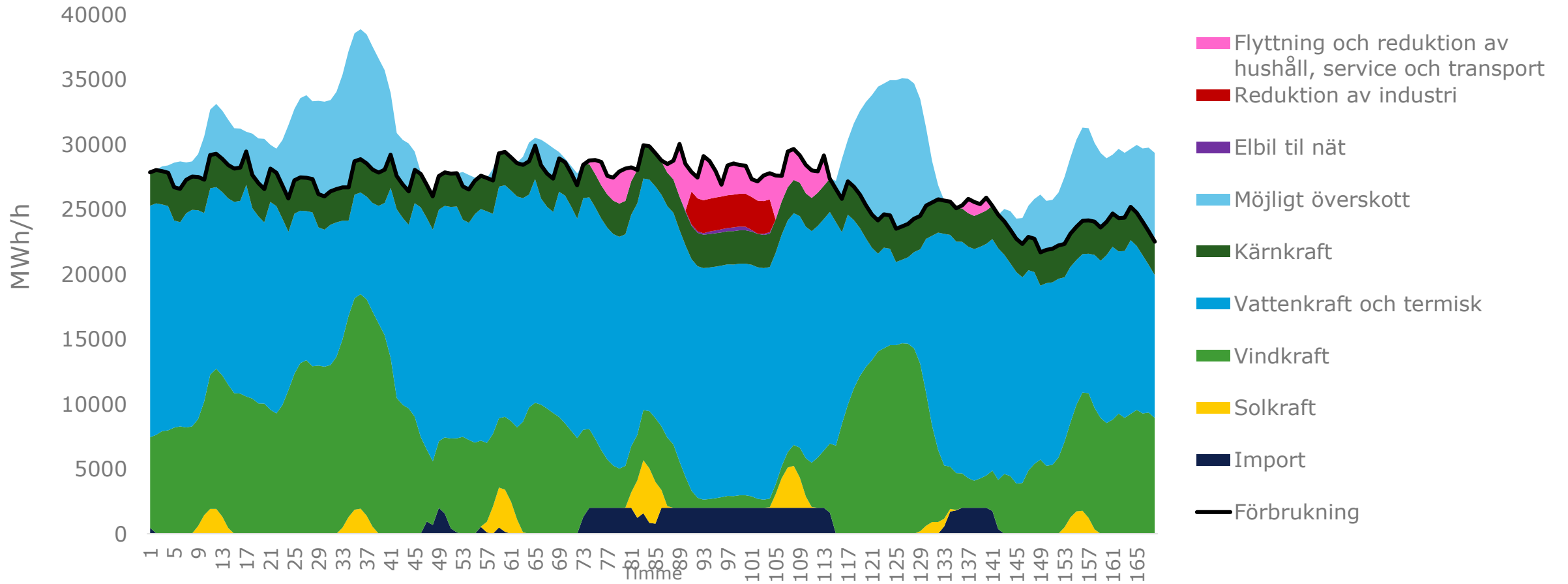


## Lösning 2: Den mest utmanande underskottstimmen



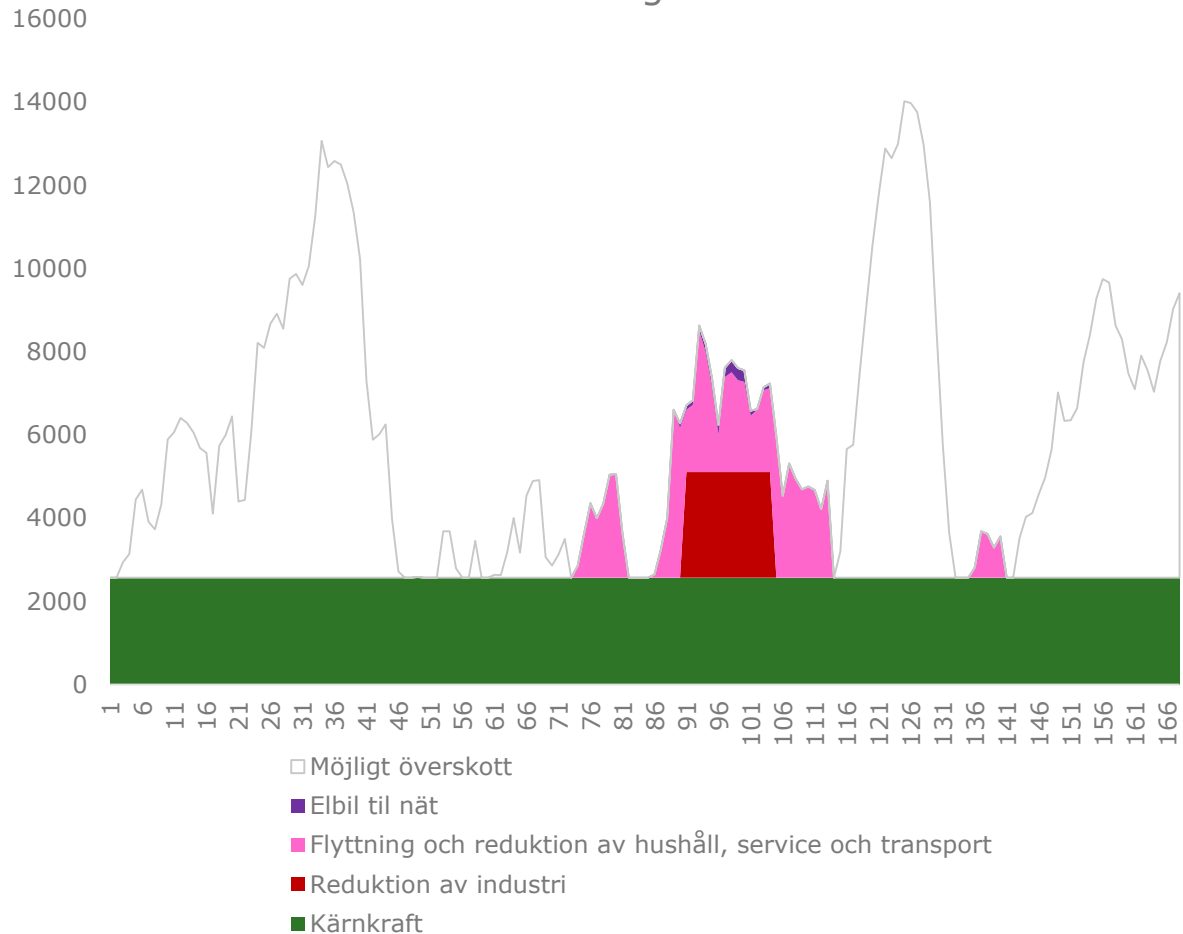
# Lösning 3: Två kärnkraftsreaktorer räcker inte

Vecka 3 2040 - Lösning 3 med kärnkraft



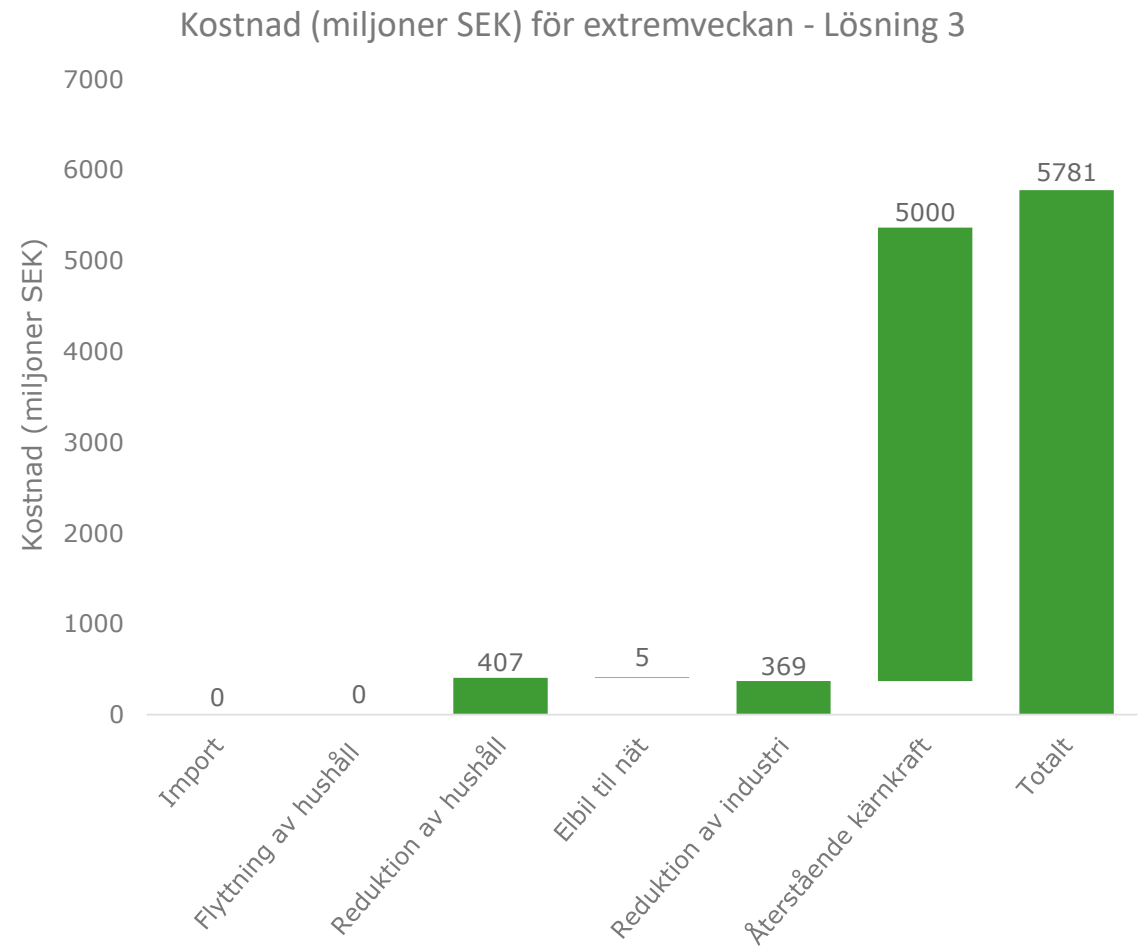
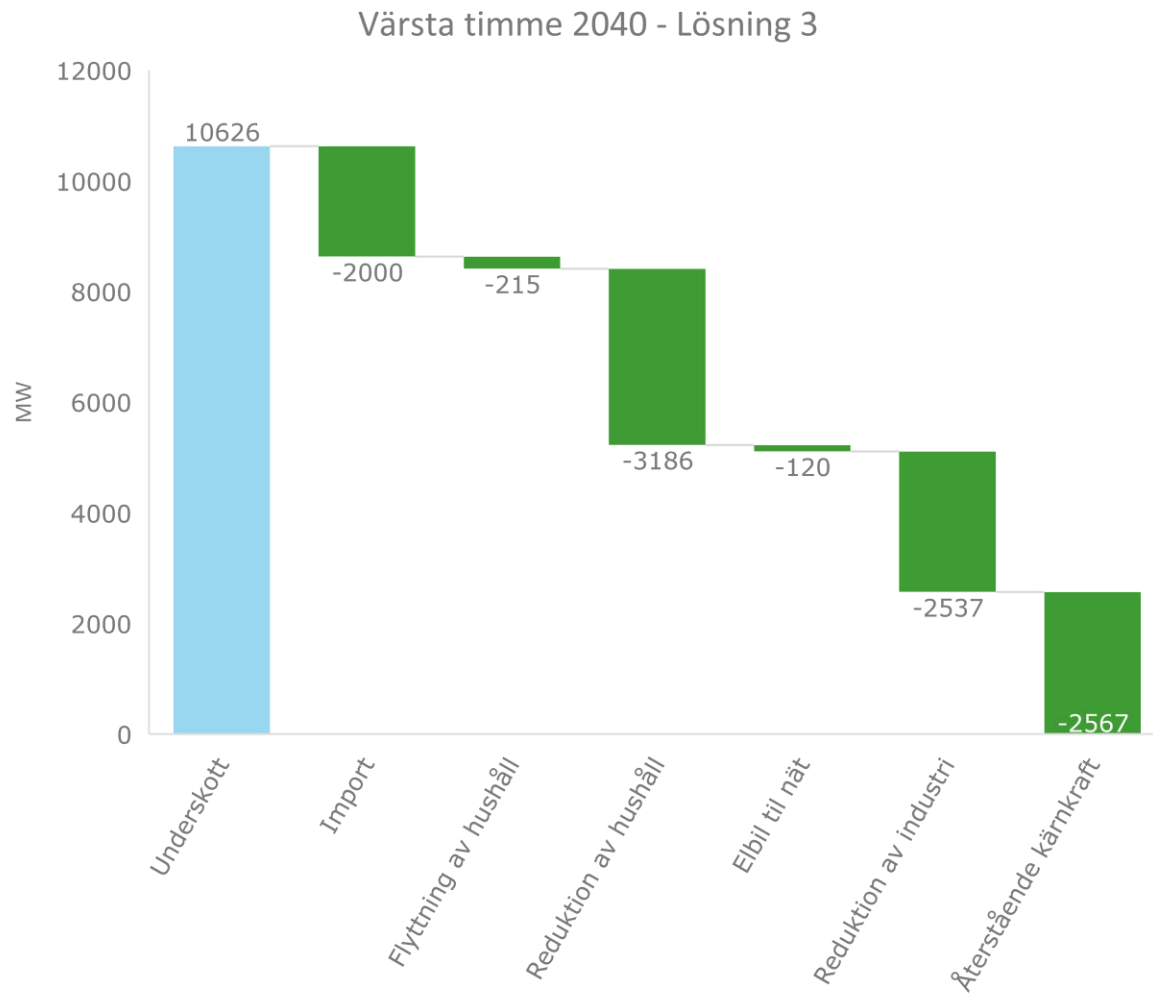
## Lösning 3: Två kärnkraftsreaktorer räcker inte

Vecka 3 2040 - Lösning 3 med kärnkraft



- Lösning 3 är en kombination av åtgärder där kärnkraftverk motsvarande Forsmark 3 och Oskarshamn 3 etableras och hålls i drift, vilket betyder ytterligare 2 569 MW produktionskapacitet
- Scenariot ger perioder med energiunderskott på totalt 114 GWh under veckan och perioder med energiöverskott på 467 GWh, men värsta timmen har trots detta en effektbrist på 6 059 MW
- Den totala kostnaden för denna kombination uppskattas till 5,8 miljarder SEK för den aktuella veckan
  - Av detta är 0,6 miljarder SEK en rörlig kostnad, medan 5,2 miljarder SEK är den fasta kostnaden oberoende av den faktiska situationen under året

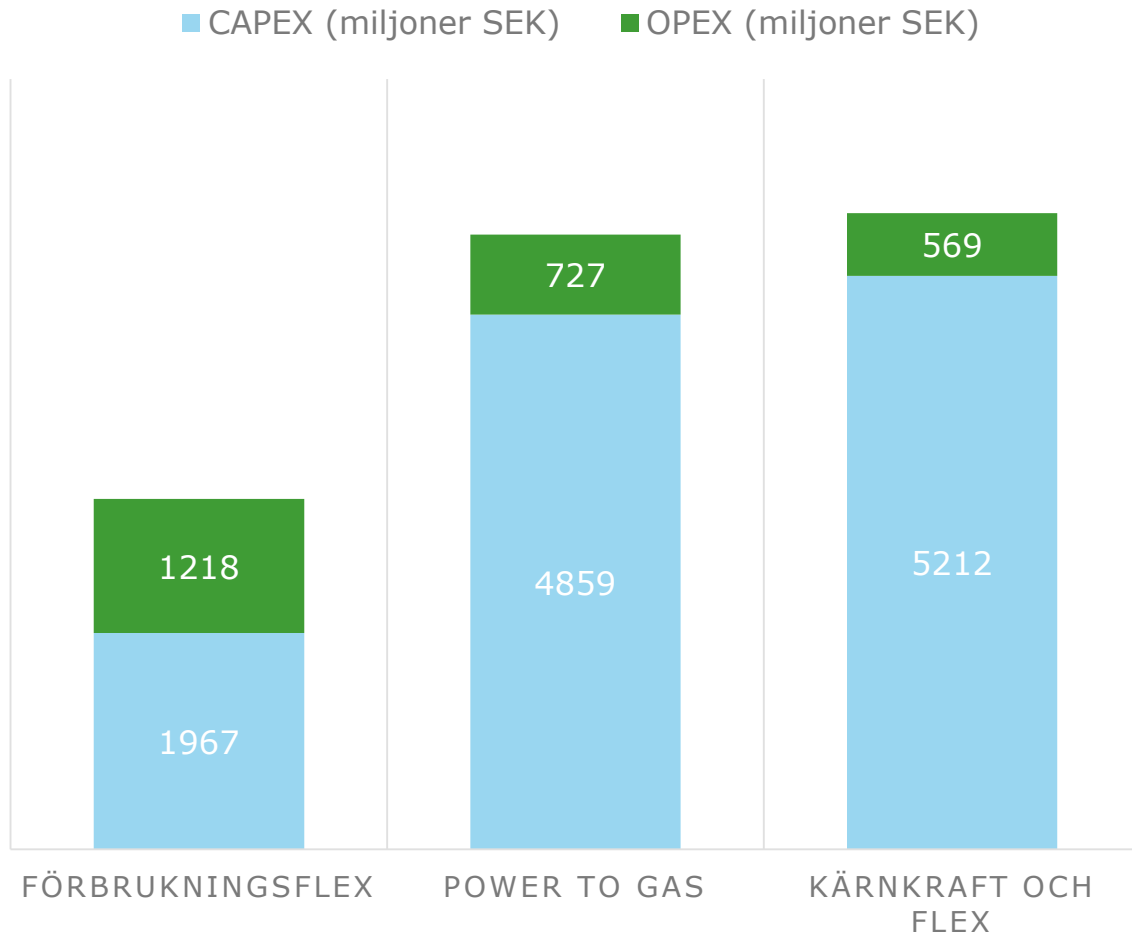
## Lösning 3: Två kärnkraftsreaktorer räcker inte



# Slutsats



# Slutsats: Risk för effekt- och energibrist finns – men utmaningarna kan lösas



- Utveckling av den svenska kraftförsörjningen till ett 100 % förnybart system inom 20 år är ett ambitiöst och realistiskt mål
- Risken för mycket stora effekt- och energioverskott respektive underskott behöver hanteras med ny teknik och nya systemlösningar
- Situationer av över-/ underskott innebär en samhällsekonomisk utmaning som ej kan ignoreras – dock tycks utmaningen inte vara ett oöverstigligt hinder
  - Energibrist är troligen en lika precis beskrivning av utmaningen år 2040 som effektbrist i samband med längre perioder av svag vind - på samma sätt är energioverskott också en utmaning och möjlighet
  - En ökning av vindkraftens kapacitetsfaktorer kommer innebära en minskning av underskottsutmaningen – med avseende på både storlek och frekvens
  - Det finns flera realistiska kombinationer av åtgärder för att trygga elsystemet i situationer med mycket lite vind och solljus – möjligheterna kommer att öka med utveckling av teknik och ekonomiska styrmedel
  - Studien förordar en kombination av åtgärder baserade på förbrukningsflexibilitet och power-to-gas-to-power, eftersom dessa innebär en lägre total kostnad än ett alternativ med kärnkraft. Dessa lösningar är även lämpliga för att hantera perioder av omfattande överskott som förväntas uppstå.
- De största potentiella hindren som skulle kunna motverka lösningarna är ifall
  - Nätkapaciteten inte utvecklas tillräckligt
  - Flexibiliteten och lösningar för power-to-gas-to-power inte kommer till stånd
  - Förbrukarna inte erbjuds elpriser och nätavgifter som speglar kraftsituationen och nätkostnaderna

## **Jakub Gubanski**

Jakub.Gubanski@dnvgl.com

+46 7 308 00 460

**www.dnvgl.com**

**SAFER, SMARTER, GREENER**

## **Jørgen Bjørndalen**

Jorgen.Bjorndalen@dnvgl.com

+47 986 09 000

The trademarks DNV GL®, DNV®, the Horizon Graphic and Det Norske Veritas® are the properties of companies in the Det Norske Veritas group. All rights reserved.