

FLASKHALSAR I STAMNÄTET

2017-12-04

EN RAPPORT FÖR SVENSK VINDENERGI

Sammanfattning

- **Stora förändringar förväntas i kraftsystemet fram till 2030, vilket skapar flaskhalsar i stamnätet.**
 - Elcertifikatsystemet ska ge 18 TWh mellan 2020-2030. Största delen förväntas bestå av landbaserad vind, främst i norra Sverige
 - De äldsta reaktorerna tas ur drift (O1 och O2 redan stängda, R1 och R2 ska stängas 2020 respektive 2019). Detta ger ett ökat underskott i SE3.
- **I Sverige är det främst i snitt 2 som det uppstår flaskhalsar.**
 - Utan förstärkningar kan prisskillnader upp till 7 EUR/MWh uppstå på årsbasis
 - Även om alla planerade förstärkningar sker till 2030, +1500 MW jämfört med idag, blir prisskillnaden ca 1,3 EUR/MWh mellan SE2-SE3 och 3,2 öre/kWh mellan SE1 och SE3.
- **De planerade förstärkningar av snitt 2 ser ut att vara samhällsekonomiskt lönsamma vid en förenklad bedömning.**
 - Ytterligare förstärkningar ser dock inte ut att vara lönsamma år 2030
 - Om ytterligare kärnkraft stängs ner blir ytterligare förstärkningar troligtvis lönsamma
- **De planerade förstärkning av snitt 2 leder till en ökning av stamnätstariffen med ca 14 % till 2025.**

- Det kan jämföras med Svk:s bedömning om att stamnätstariffen behöver öka med 100 % från 2016-2025 för att täcka kostnaderna för planerade investeringar.

KVANTIFIERINGAR

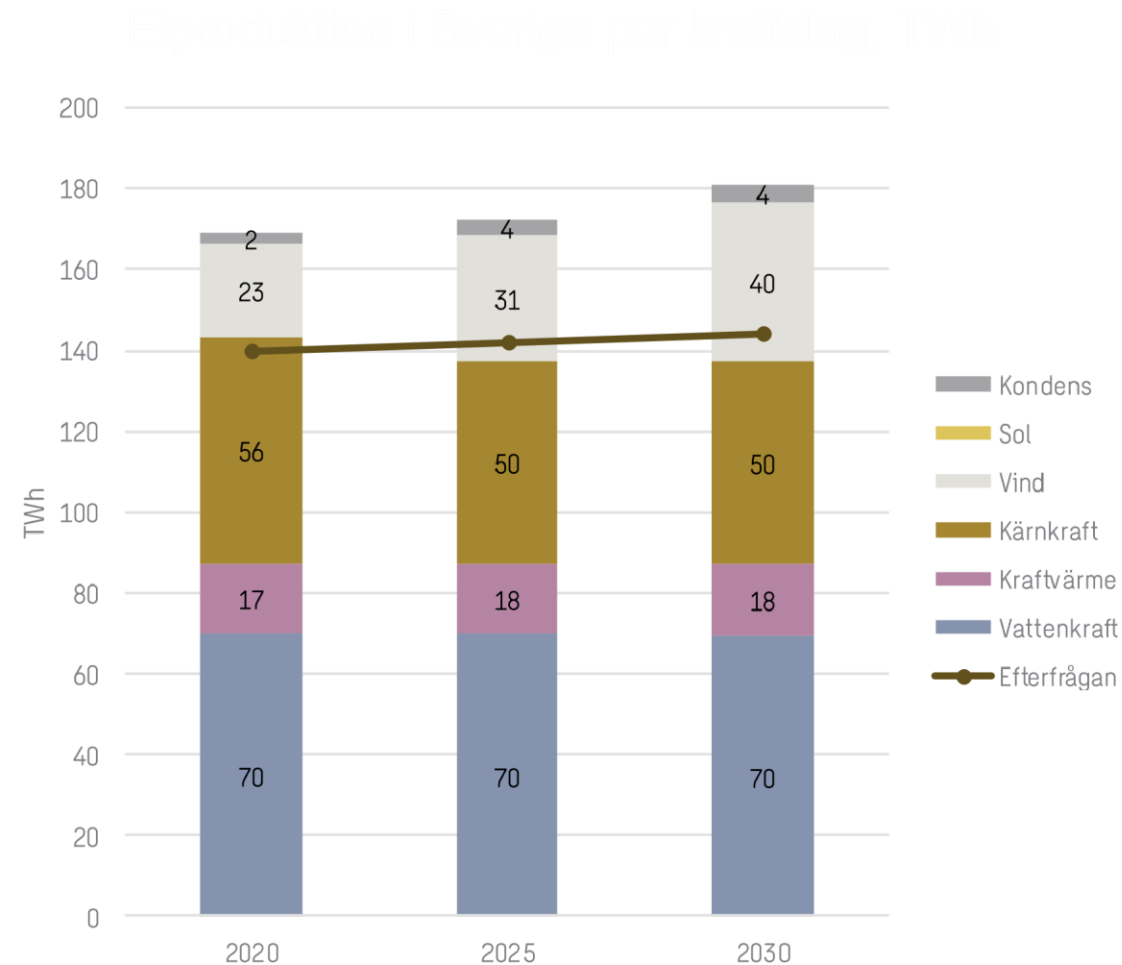
Bakgrund



- Stora förändringar förväntas i kraftsystemet fram till 2030
 - Elcertifikatsystemet ska ge 18 TWh mellan 2020-2030. Största delen förväntas bestå av landbaserad vind, främst i norra Sverige
 - De äldsta reaktorerna tas ur drift (O1 och O2 redan stängda, R1 och R2 ska stängas 2020 respektive 2019). Detta ger ett (ökat) underskott i SE3.
 - I omvärlden sker en utbyggnad av vindkraft samt avveckling av kärnkraft, främst i Tyskland.
 - Ny kärnkraft tillkommer i Finland, vilket minskar exporten av kraftproduktion från Norra Sverige till Finland
- Sammantaget ger dessa förändringar påfrestningar på stamnätet i Sverige, främst i nord-sydlig riktning och riskerar att skapa större prisskillnader mellan norra och södra Sverige än idag.
- Sweco har fått i uppdrag av Svensk Vindenergi att kvantifiera de prisskillnader som kan uppstå beroende på antaganden av förstärkningar i snitt 2 samt översiktligt bedöma den samhällsekonomiska lönsamheten i dessa investeringar.
- Investeringar i stamnätet baseras främst på Svk:s Nätutvecklingsplan 2016-2025, viss hänsyn har tagits till remissutgåvan av Svk:s Systemutvecklingsplan 2018-2027

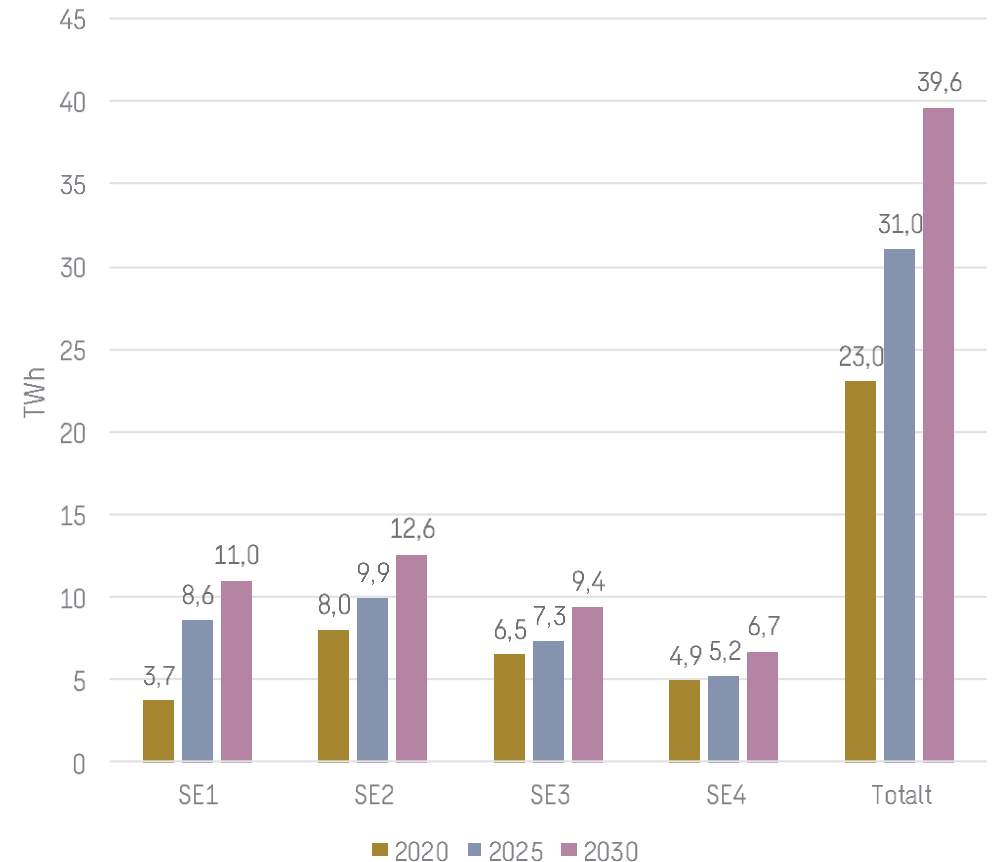
Mer vind och mindre kärnkraft till 2030

- Efterfrågan enligt Swecos referensscenario
 - Ca 0,37% årlig ökning i Sverige mellan 2016 och 2030
- Bränsle och CO2-priser enligt Swecos referensscenario. Priser 2030:
 - Gas 31,7 EUR/MWh
 - Kol 8,2 EUR/MWh
 - CO2 33,4 EUR/MWh • **Produktionskapacitet:**
 - Utveckling av vindkraft i Sverige i enlighet med Svensk Vindenergi (se separat bild)
 - Generell ökning av förnybar produktion i hela Norden och Europa
 - Partiell kärnkraftsavveckling i Sverige fram till 2030 (R1 och R2 avvecklas efter 2020)
- 2020 är ett referensår
 - Ska avspegla ett nuläge och stämmer inte helt med verkligheten med avseende på kärnkraftsavvecklingen



60 % av vindkraften förväntas vara placerad norr om snitt 2 år 2030

- Vindkraften förväntas öka med 16,6 TWh i Sverige mellan 2020 och 2030.
- 60 % av vindkraften i Sverige förväntas vara placerad norr om snitt 2 år 2030
 - Över 70 % av all ny vindkraft bedöms hamna i SE1 och SE2
- Majoriteten av vindkraften, 37,1 TWh, förväntas vara landbaserad, resterande, 2,5 TWh, är havsbaserad



Tre scenarier för förstärkningar i stamnätet i Sverige fram till 2030

Scenario A

- Inga förstärkningar av stamnätet jämfört med idag förutom beslutade projekt.
- Kapacitet i snitt 2:
- 2020 7300 MW
- 2025 6600 MW •
- 2030 6600 MW

Scenario B

- Förstärkning av snitt 2 med 500 MW jämfört med kapaciteten 2020 till år 2025 (seriekompensering)
- Kapacitet i snitt 2:
- 2020 7300 MW
- 2025 7800 MW •
- 2030 7800 MW

Scenario C

- Förstärkning av snitt 2 med 500 MW jämfört med kapaciteten 2020 (seriekompensering) samt 1000 MW (ny ledning) 2025
- Kapacitet i snitt 2:
- 2020 7300 MW •
- 2025 8800 MW
- 2030 8800 MW

I samtliga scenarier

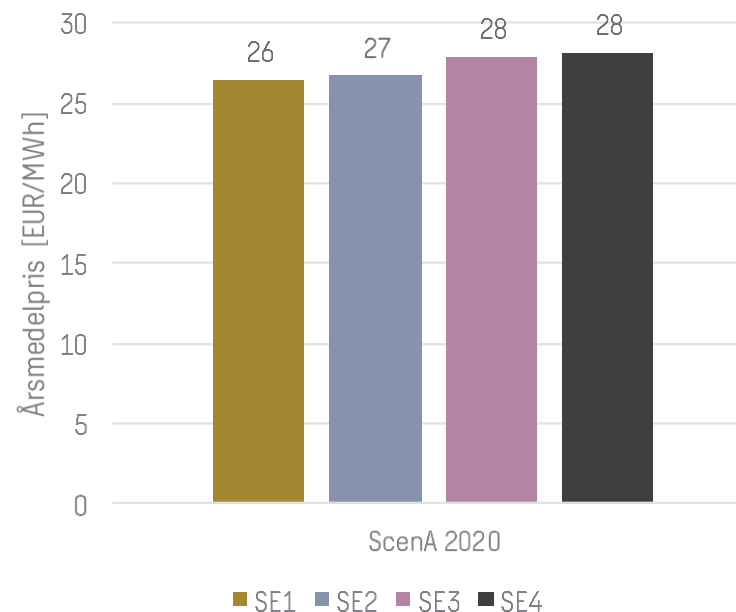
- Sydvästlänken finns med från 2020
- "Grundkapaciteten" genom snitt 2 har sänkts från 7300 till 6600 MW från och med 2025 på grund av avveckling av R1 och R2*

* Svk, Nätutvecklingsplan 2016-2025

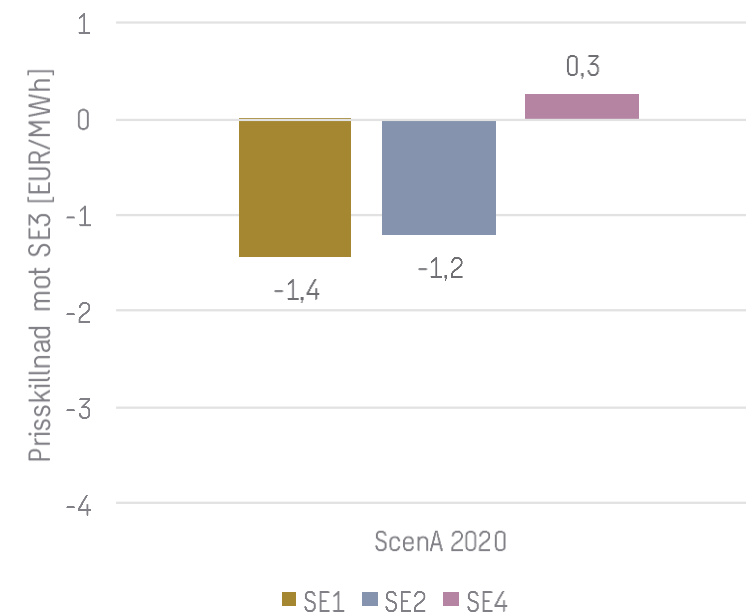
I referensåret "2020" är prisskillnaderna inom Sverige små

- Prisskillnaden mellan prisområden i Sverige är små i referensåret 2020.
 - Prisskillnaden mellan SE3 och SE2 överstiger dock 1 EUR/MWh
- Prisskillnaderna mellan SE1SE2 och SE3-SE4 kan delvis förklaras av att förluster antas i modelleringen vilket alltid ger en viss prisskillnad.

Årsmedelpris i Sverige 2020



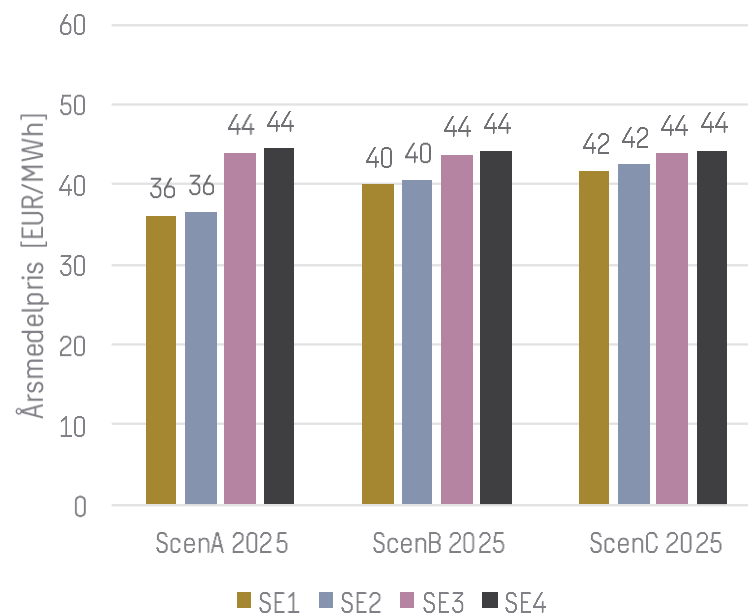
Prisskillnad jämfört med SE3



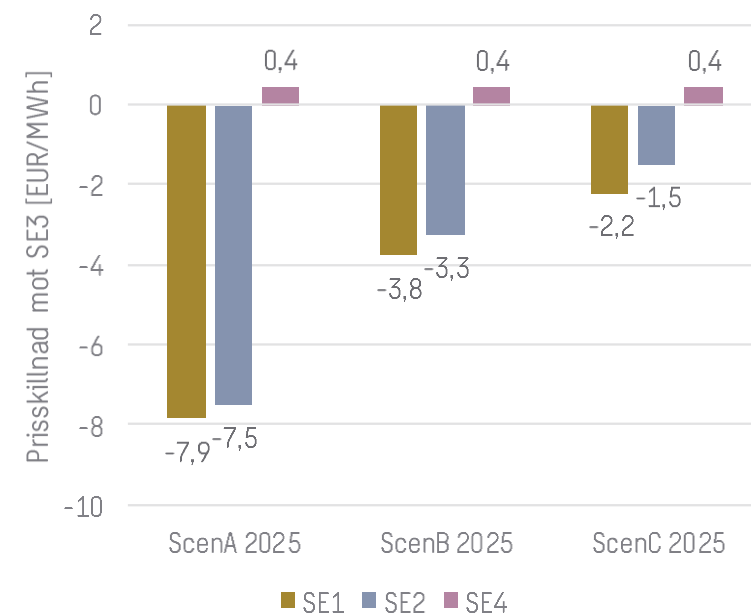
2025 uppstår väsentliga prisskillnader i snitt 2, även med planerade förstärkningar

- Prisskillnad uppstår främst över snitt 2
 - Viss prisskillnad även i snitt 1, särskilt vid en utbyggd kapacitet i snitt 2
- En utbyggnad av kapaciteten i snitt 2 ger ökade priser i norr om snitt 2, priserna söder om snitt 2 är i princip opåverkade.
- Prisskillnaderna uppstår främst i höglastsituationer
 - Det indikerar att prisskillnaderna främst drivs av reducerad produktion i södra Sverige (mindre kärnkraft) snarare än ökad produktion i norra Sverige (vindkraft)

Årsmedelpris i Sverige 2025



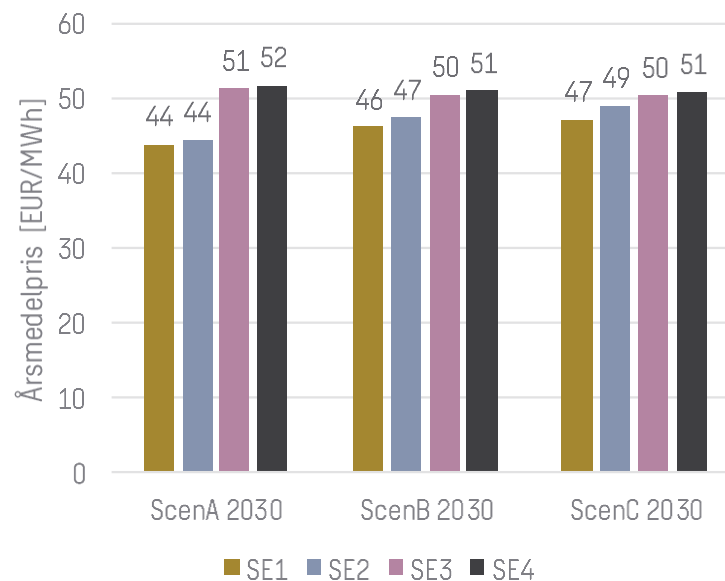
Prisskillnad jämfört med SE3



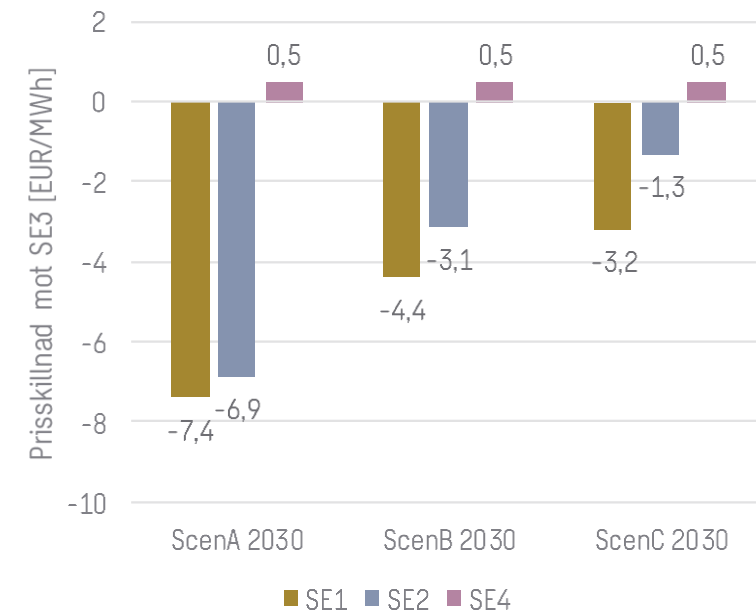
Prisskillnaderna är i samma storleksordning 2030 som 2025 trots ökad vindkraftsproduktion i norra Sverige.

- Prisskillnad uppstår främst över snitt 2
- En utbyggnad av kapaciteten i snitt 2 ger även 2030 ökade priser i norr om snitt 2, priserna söder om snitt 2 är i princip opåverkade.
- Prisskillnaderna uppstår fortsatt främst i höglastsituationer
 - Det indikerar att prisskillnaderna främst drivs av reducerad produktion i södra Sverige (mindre kärnkraft) snarare än ökad produktion i norra Sverige (vindkraft)
- Ökad vindproduktion i norr med 5 TWh jämfört med 2025 bidrar inte till ökade prisskillnader i snitt 2
 - Indikerar även det att flaskhalsen främst beror på minskad produktion i södra Sverige (mindre kärnkraft) snarare än ökad produktion i norra Sverige (vindkraft)
- Prisskillnaden över snitt 1 ökar något med ökad kapacitet i snitt 2
 - Från 0,5 EUR/MWh i scenario A till 1,9 EUR/MWh i scenario C

Årsmedelpris i Sverige 2030



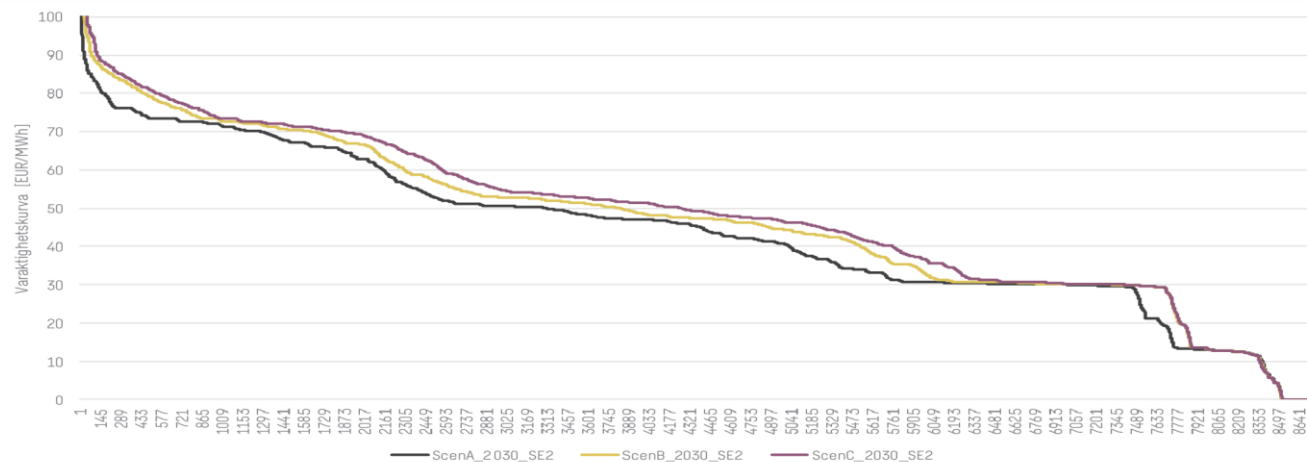
Prisskillnad jämfört med SE3



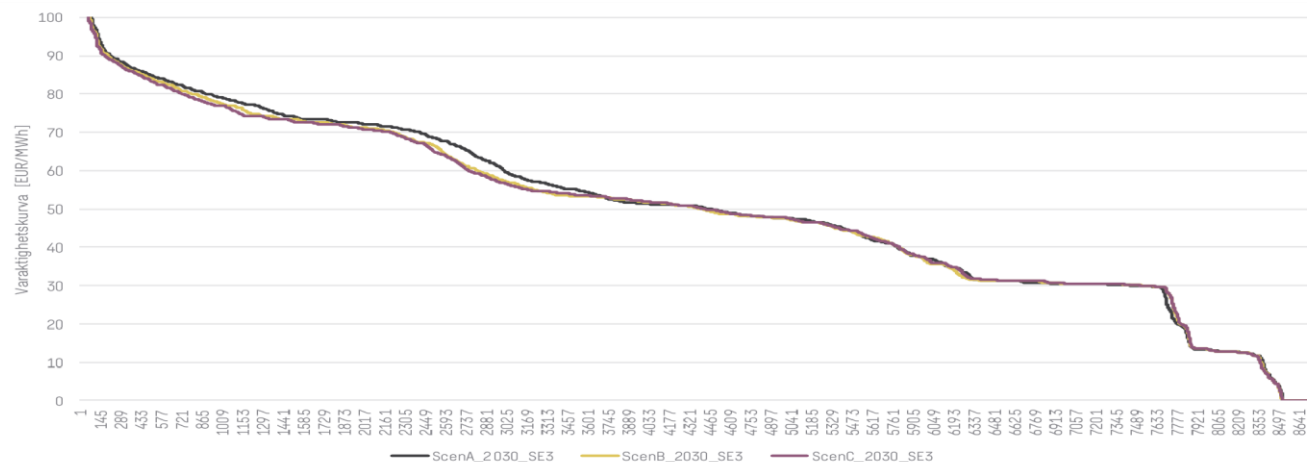
Antalet nollpriser påverkas inte av ökad kapacitet

- Påverkan på priset i SE3 av en förstärkning i snitt 2 är marginell.
 - En förstärkning av snitt 2 leder främst ökning av priserna norr om snitt 2 när kapaciteten ökar i snittet.
- Antalet nollpriser påverkas marginellt av en förstärkning i snitt 2.
 - Indikerar att det inte finns någon "innestängd vindkraft" norr om snitt 2.
- Prisskillnaderna uppstår främst under höglast
 - Indikerar att prisskillnaderna främst beror på minskad produktion söder om snitt 2.

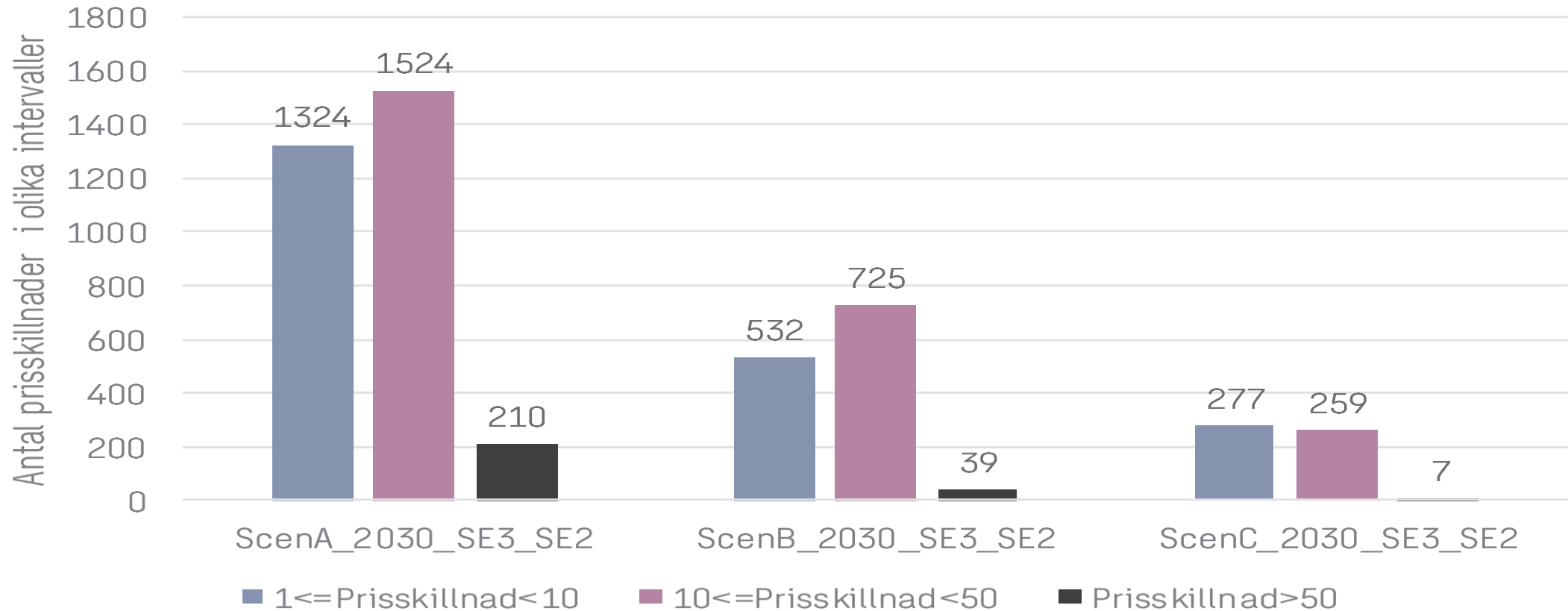
SE2 år 2030



SE3 år 2030



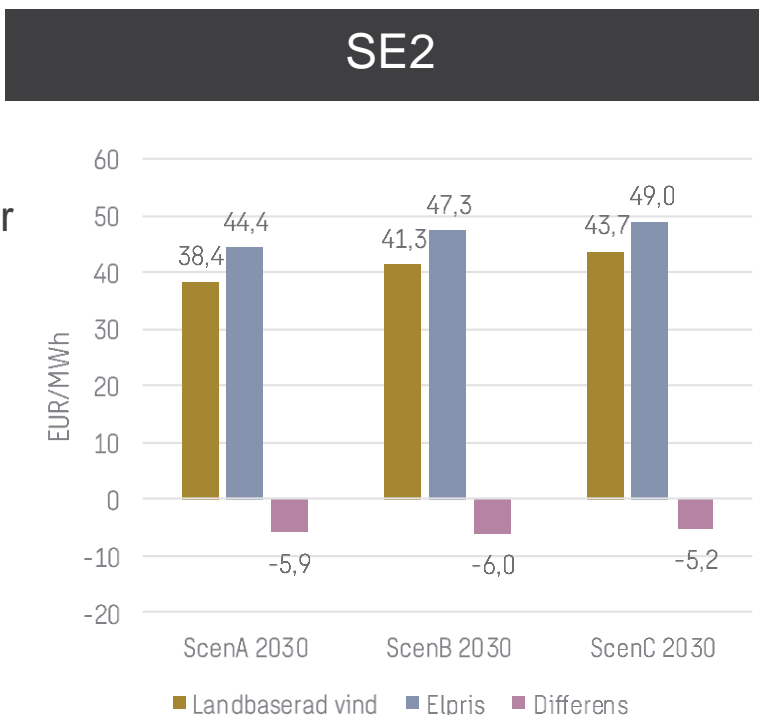
Utbyggd kapacitet i snitt 2 minskar antalet timmar med prisskillnader över 1 EUR/MWh med över 80%*



*Förluster antas i modelleringen vilket alltid ger en viss prisskillnad mellan elområden, varför endast prisskillnader över 1 EUR beaktas.

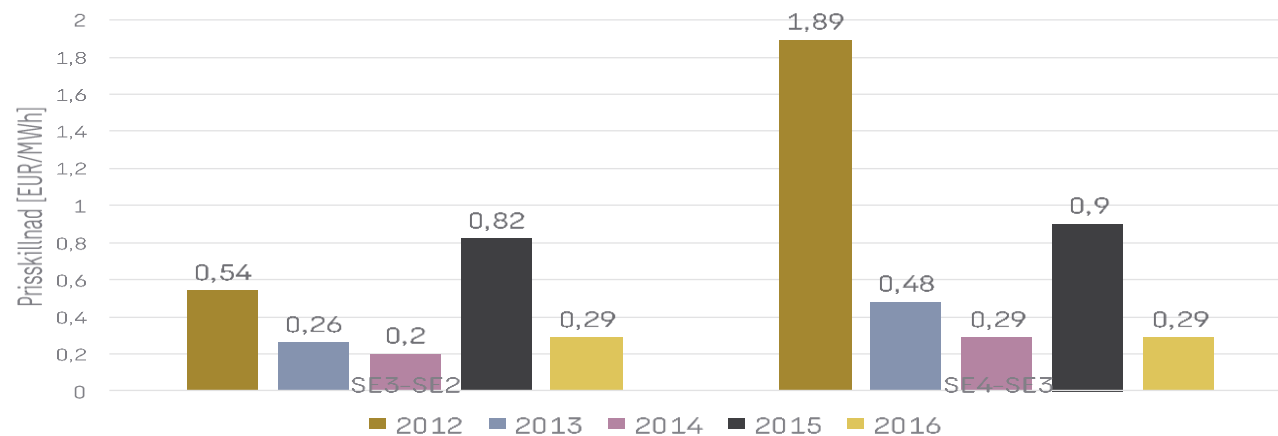
Vindkraftens intjäningsförmåga (landbaserad)

- Intjäningsförmåga definieras som medelpriset för den el som produceras för ett visst kraftslag
 - Är normalt sett lägre än medelpriset för vindkraft, då priset är lägre när det blåser.
- Vindkraftens intjäningsförmåga påverkas marginellt i SE3 av en förstärkning av snitt 2.
 - En minskning med 1,1 EUR/MWh i scenario C jämfört med scenario A
- I SE2 ökar intjäningsförmågan med ökad kapacitet
 - En ökning med 5,3 EUR/MWh i scenario C jämfört med scenario A



Upp till 1 EUR/MWh kan anses vara en acceptabel prisskillnad ur ett konsumentperspektiv.

- Prisskillnader på nästan 2 EUR/MWh i snitt 4 skapade debatt och stora protester 2012
 - Protesterna avsåg även prisskillnaden på finansiella kontrakt som var ännu större, bland annat på grund av bristande likviditet i SE4
- Baserat på historien uppskattas acceptansen hos konsumenter och politiker till ca 1 EUR/MWh
- Ur ett vindproducentperspektiv måste bedömningen göras från projekt till projekt där ett flertal parametrar måste vägas in.
 - Certifikatpriset är det samma över hela Sverige, stora prisskillnader mellan prisområden kan slå hårt på lönsamheten
 - Högre inmatningstariff belastar projekt i norr

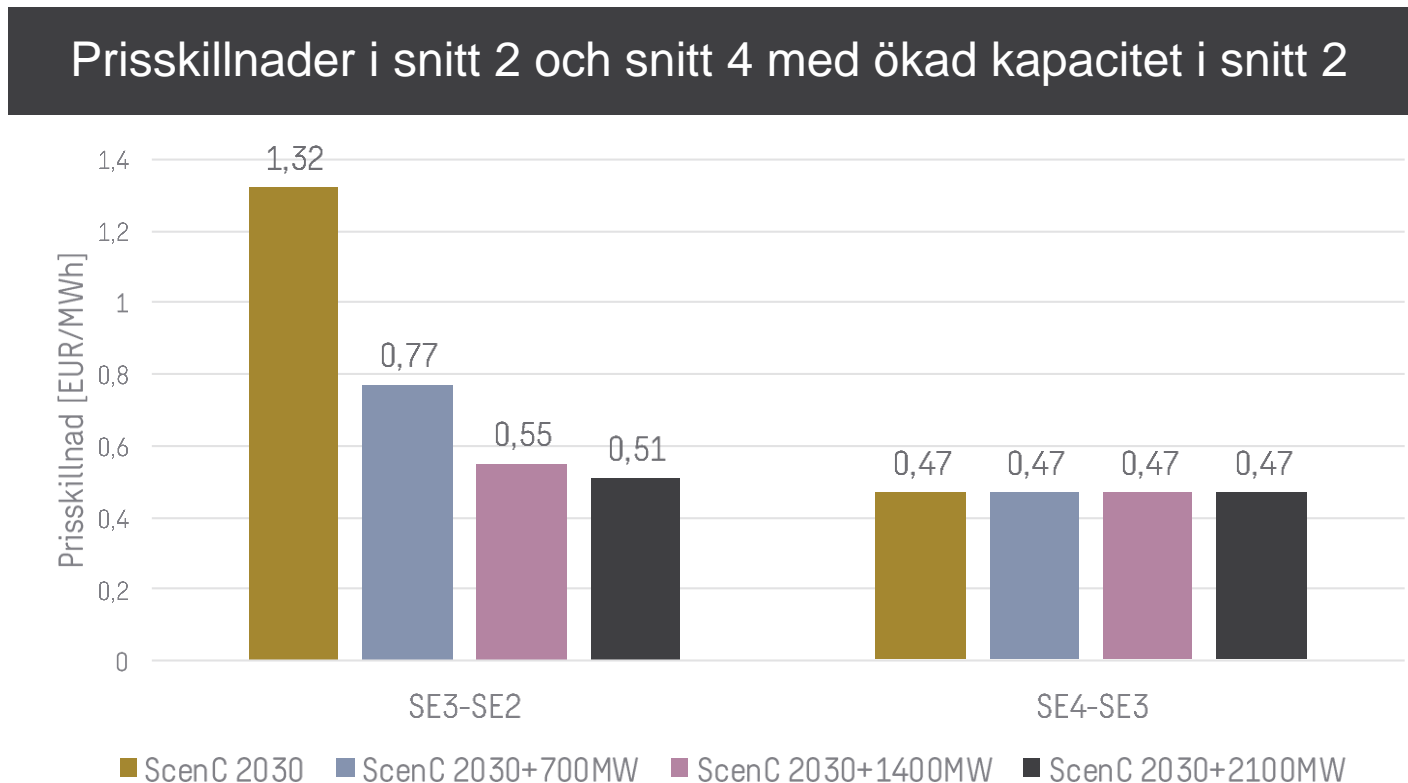


Förstärkningar på ca 700 MW utöver vad som planeras krävs för att nå acceptabla prisskillnader på under 1 EUR/MWh i snitt 2

- Prisskillnaden i scenario C uppgår till 1,3 EUR/MWh för år 2030 • Utifrån en maximal "acceptabel" prisskillnad på 1 EUR/MWh i snitt 2

behöver överföringskapaciteten utökas med 700 MW jämfört med scenario C

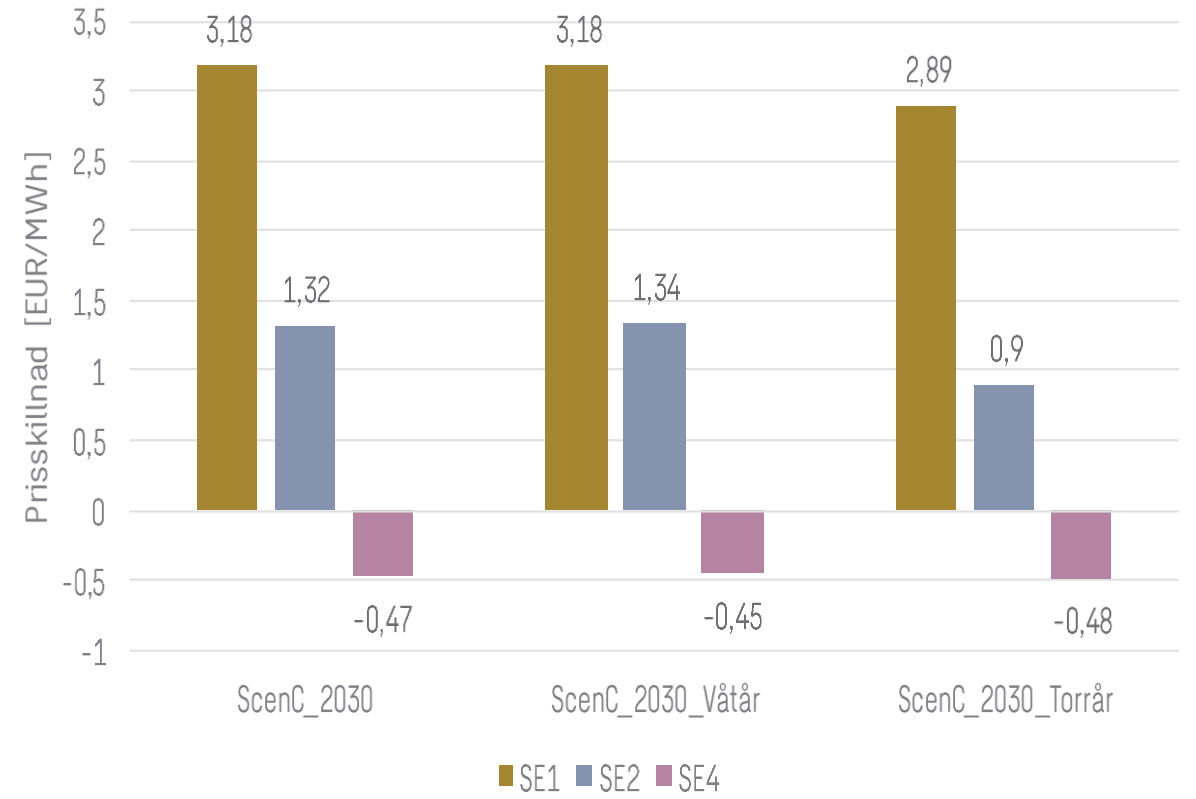
- En utbyggnad i snitt 2 påverkar inte prisskillnaden över snitt 4



Våtår har liten påverkan på prisskillnaden i snitt 2, torrår ger något minskade prisskillnader

- Prisskillnader mellan SE3 och SE2 vid våtår (instängd kraft) är mycket små.
 - Beror sannolikt på att prisskillnaderna uppstår vid höglast i SE3 snarare än på grund av instängs produktion i SE2.
- Vid torrår minskar prisskillnaden något.
 - Torrår ger ett generellt högre pris i de vattenkraftdominerade SE1 och SE2, vilka då närmar sig priset i SE3.

Prisskillnader vid våt och torrår jämfört med SE3



SAMHÄLLSEKONOMISK ANALYS

Svk gör samhällsekonomiska bedömningar vid förstärkningar av stamnätet med hjälp av kostnads-nyttoanalys

För investeringar görs en kostnads-nyttoanalys. Investeringens nyttovärden och kostnader sammanställs över livscykeln och diskonteras med hjälp av kalkylränta till nettonu värden, investeringens lönsamhet bedöms efter om nettobidraget är positivt eller negativt.

Följande ingår:

- **Investeringskalkyl** med diskontering av kostnader och nyttor under livscykeln
- **Kvalitativ värdering** av ej ekonomiskt värderade effekter: anges som positiva eller negativa samt om de har betydande påverkan eller ej
- **Samlad bedömning** utefter måluppfyllelsekriterier resulterar i slutsats och rekommendation. Investering kan anses vara lönsam trots negativ investeringskalkyl.

Lönsamhetsbedömning görs endast när det är ekonomiskt försvarbart. Bedömning sker ej vid:

- Nyanslutningar p.g.a. anslutningsplikten för ny produktion
- Juridiska beslut som tvingar flytt av nät eller anläggning
- Vid reinvesteringar görs bedömning av anläggningens betydelse. Vid tvivel om reinvesteringens värde görs lönsamhetsbedömning. **Svk följer inte helt ENTSO-E:s riktlinjer:**
- Svk värderar fler effekter ekonomiskt än vad ENTSO-E:s riktlinjer anger
- Svk gör mer omfattande värdering av miljöpåverkan men tar inte hänsyn till integration av förnybar energi

- Svk använder nettonuvärde, ENTSO-E använder en förenklad modell
- Driftsäkerhet är inte ett nyttovärde för Svk, utan ett villkor som måste vara uppfyllt

Schematisk översikt av Svk:s kostnads-nyttoanalys

	Ekonomiska kvantifierade effekter	Ej kvantifierade effekter	Ej med i bedömning
Kostnader	Investeringskostnader: bygg, projektering		
	Markkostnader: ersättning till markägare		
	Drift- och underhållskostnader		
	Reinvesteringar i anläggningsdelar		
	Avvecklingskostnader		
Nyttor	Elmarknadsnytta: handelskapacitet genom modellsimuleringar.	Påverkan på störningstålighet/driftsäkerhet. N-1 är ett funktionskrav och ingen explicit nytta.	Sekundära effekter av förändrade elpriser, såsom konkurrenskraft och arbetstillfällen
	Påverkan på nätförluster: simuleringar	Påverkan på prisskillnader inom Sverige	
	Kostnad för mothandel: <u>Generell metodik saknas</u>		

	Systemtillräcklighet: Monte-Carlo simulering, sannolikheten för uteblivna elleveranser – Loss of Load Probability (LOLP) och Expected Energy Not Supplied (EENS)		
	Kostnader för reservhållning: ökade överföringsmöjligheter bidrar till att reserver kan delas mellan större områden. <u>Generell metodik saknas.</u>		
Miljöpåverkan	Miljöpåverkan: Egenutvecklat verktyg för livscykelanalys för materialåtgång och utsläpp m.m. Resursåtgång antas vara internaliserat i investeringskostnaden.	Ekonomisk värdering av möjlig integration av förnybar elproduktion: ingen skattning görs då möjligheten att ansluta inte nödvändigtvis innebär att mer förnybar produktion ansluts	Alternativ marknadsanvändning och samhällsekonomiska fördelar att använda marken till annat. Görs till viss mån i koncessionsprövning.
	Förändrade CO2-utsläpp p.g.a. elproduktion i modellsimuleringar och schablonvärden för produktionstyp.	Påverkan på rekreationsvärden, natur-, kultur- & boendemiljöer eller biologisk mångfald	
Övrigt		Påverkan på prisskillnader inom Sverige, mellan elhandelsområden och flaskhalsar. Prisskillnad ger negativ effekt på nationell nivå.	Skada/oro med anledning av elektriska- och magnetiska fält

Prisskillnader i sig eller integration av förnybar produktion utgör ingen grund för investering i stamnätet.

- Prioritering av Svk:s investeringar sker i princip i kronologisk ordning, ej baserat på samhällsekonomisk lönsamhet

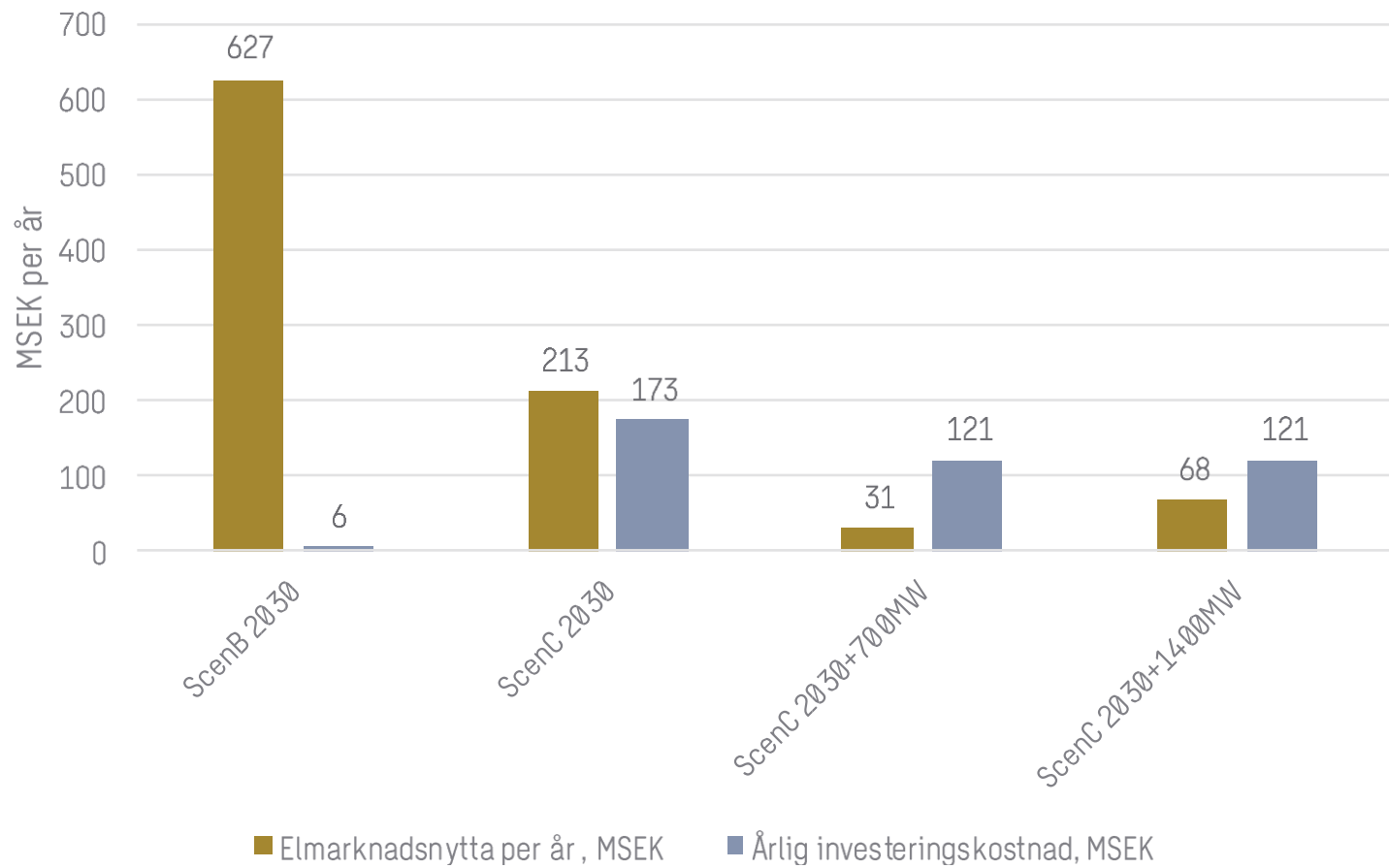
- En samlad bedömning av kvantifierade och kvalitativt beskrivna effekter inom och utanför Sverige.
 - Effekter i utlandet redovisas separat.
- Ingen värdering av fördelningen av kostnader och nyttor mellan aktörer – dvs. ingen värdering om nytta tillfaller producenter eller konsumenter.
- Prisskillnader mellan svenska elområden värderas ej.
 - Skulle detta tas med skulle det förändra tidpunkten för investeringar. T.ex. en utlandsförbindelse som skulle öka prisskillnaderna inom Sverige skulle inte kunna göras förrän andra investeringar gjorts för att minska prisskillnaderna
- Ingen kvantitativ ekonomisk värdering av möjlig integration av förnybar elproduktion.
 - Ingen hänsyn till produktionsökningar, produktionsslag eller bästa möjliga placering av dessa.
- Nordiska ministerrådet understryker att hela det nordiska systemet ska prioriteras
- Om driftsäkerhetskrav inte uppfylls utan investeringen så inkluderas även alternativa åtgärder i referensscenariot

Antaganden för en förenklad kostnads- nyttoanalys

- En förenklad samhällsekonomisk bedömning av förstärkningen i snitt 2 är utförd genom att jämföra den årliga elmarknadsnyttan med den årliga investeringskostnaden. Den förenklade bedömningen tar med de viktigaste elementen och bör vara en rimlig uppskattning av den samhällsekonomiska nyttan.
 - Bedömningen endast gjord för 2030. Nyttan med en nätförstärkning bör rimligtvis öka med tiden med ytterligare vindkraft i norr och minskad kärnkraft i söder.
 - Elmarknadsnyttan är summan av producent- och konsumentöverskott samt flaskhalsintäkter i Sverige jämfört med att inte göra investeringen. Investeringarna bedöms sekventiellt. Effekter utanför Sverige beaktas ej.
 - Endast investerings- och markkostnader beaktas. Kostnader för drift och underhåll, reinvesteringar och avveckling beaktas ej. Dessa bör dock ha liten inverkan på nettonuvärdet.
 - Real diskonteringsränta på 3,5% samt en ekonomisk livslängd uppgående till 40 år
- De marginella investeringskostnaderna till 2025 är:
 - Scenario A 0 MSEK
 - Scenario B +130 MSEK – Scenario C +3 700 MSEK
- Kostnaden för ytterligare förstärkningar av snitt 2 har uppskattats genom att använda den planerade förnyelsen av snitt 2 som referens. Detta är en mycket grov uppskattning.
 - Scenario C + 700 MW +2590 MSEK
 - Scenario C + 1400 MW +2590 MSEK
 - Scenario C + 2100 MW +2590 MSEK

De planerade förstärkningar av snitt 2 ser ut att vara samhällsekonomiskt lönsamma vid en förenklad bedömning

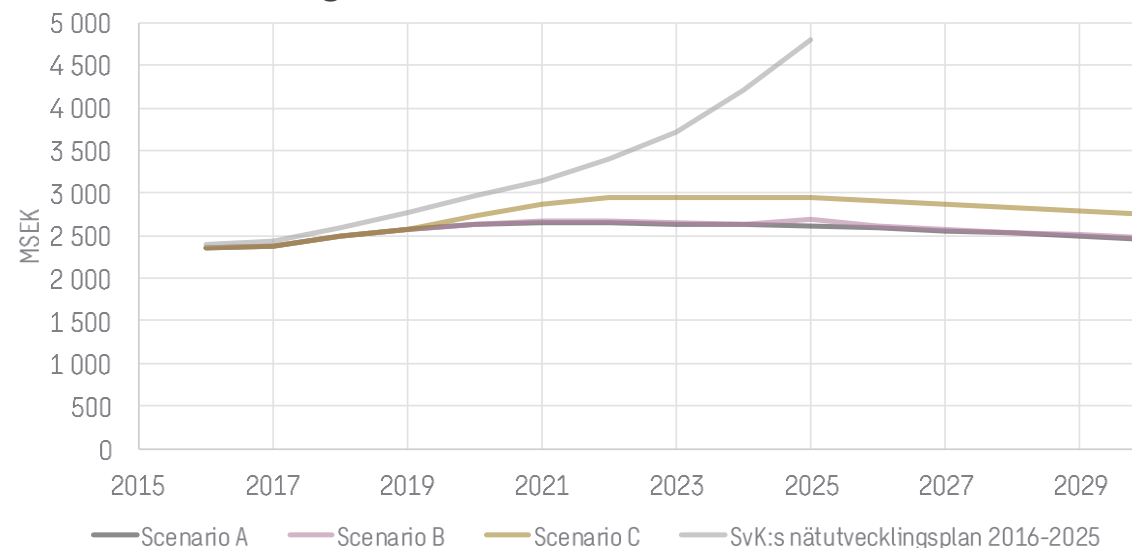
- En förenklad samhällsekonomisk bedömning för Sverige indikerar på att nätinvesteringarna i scenario B och scenario C är lönsamma
 - Den låga investeringskostnaden gör seriekompenseringarna i scenario B mycket lönsamma.
 - Investeringarna i scenario C är även de lönsamma på marginalen
- Ytterligare förstärkningar i snitt 2 är inte lönsamma
 - Kostnaderna överstiger elmarknadsnyttan i dessa fall då investeringarna medför relativt små minskningar i prisskillnaden över snitt 2
 - Vid ytterligare nedläggning av kärnkraft kan ytterligare förstärkningar komma att bli lönsamma.



Förstärkning av snitt 2 i enlighet med scenario C leder till en ökning av stamnätstariffen med ca 14 % jämfört med scenario A.

- Investeringar i stamnätet leder till ökade stamnätstariffer.
- Svk antar investeringar på 18 750 MSEK fram till 2025*. Investeringarkostnaderna för förstärkningar i snitt 2 är baserade på uppgifter från Svk*. De antagna investeringarkostnaderna till 2025 är:
 - Scenario A 0 MSEK – Scenario B 130 MSEK – Scenario C 3 830 MSEK
- Svk beräknar att stamnätstariffen kommer att behöva öka med 100% till 2025 jämfört med 2016* för att täcka investeringarkostnaderna.
- Den marginella ökningen av stamnätstariffen jämfört med scenario A är
 - Scenario B + 0,6%
 - Scenario C + 14%

Utveckling av stamnätstariffens prognostiserade intäkter



* Svk, Nätutvecklingsplan 2016-2025

ALTERNATIVA FÖRSTÄRKNINGAR AV SNITT 2

Svk undersöker två huvudsakliga alternativ för att förstärka snitt 2

Förnya befintliga ledningar eller etablera nya ledningstråk

- Snitt 2 består av åtta 400 kV-ledningar och tre 220 kV-ledningar.
 - De äldsta 220 kV-ledningarna behöver förnyas inom den kommande tioårsperioden.
 - De första förnyelserna av 400 kV-ledningarna behöver vara genomförda runt år 2035 om hänsyn enbart tas till deras tekniska livslängd.
- Två huvudalternativ för förstärkning utreds.
 - Förnya samt förstärka ledningar och andra anläggningar, t.ex. genom att ersätta 220 kV-nätet med 400 kV-ledningar och/eller förnyad/utökad seriekompensering.
 - Etablera nya ledningsstråk. Svk överväger också möjlighet och konsekvenser av att bygga dubbelledningar (där två ledningar placeras i gemensamma stolpar).

Källa: Svk, Systemutvecklingsplan 2018-2027_{2017-12-25_05}

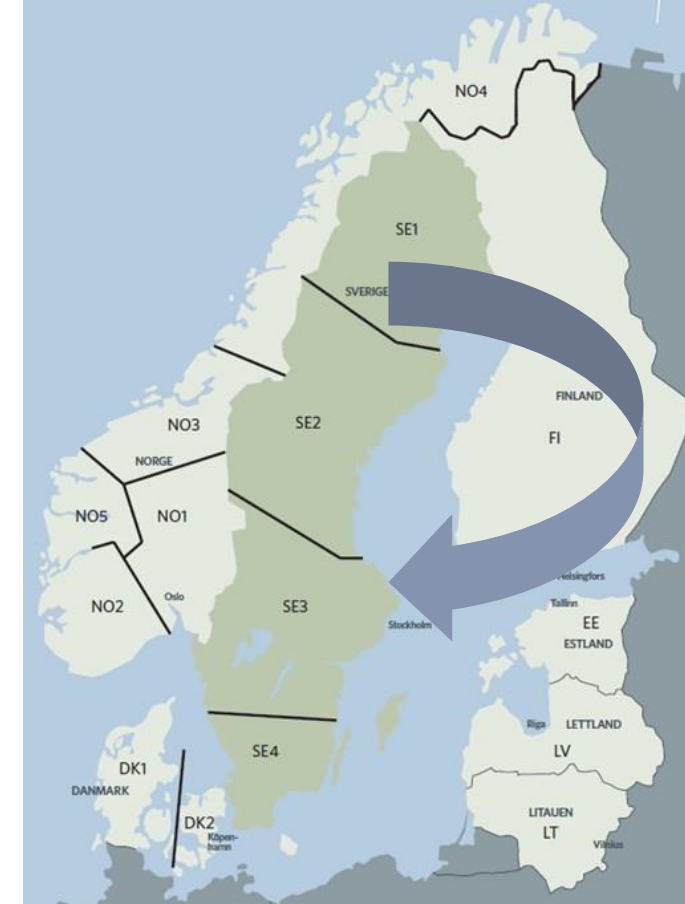


Vilka alternativ finns till förstärkningar i snitt 2? (1/5)

Förstärkningar av andra snitt

Ett alternativ till att bygga ut kapaciteten i snitt 2 är att bygga ut kapaciteten på andra förbindelser.

- En förstärkning mellan SE1-FI skulle kunna avlasta snitt 2 genom att kraft leds via Finland till SE3.
 - Detta kan även kräva förstärkningar internt i Finland
- Svk analyserar att bygga en ny förbindelse mellan SE2 och FI när likströmskabeln mellan SE3 och FI ska bytas ut.
 - Detta skulle kunna avlasta snitt 2.
 - Dock kommer kapaciteten samtidigt att minska kapaciteten över SE3-FI
- Förstärkningar i Norge som är tillräckliga för att avlasta snitt 2 är inte aktuella i dagsläget.

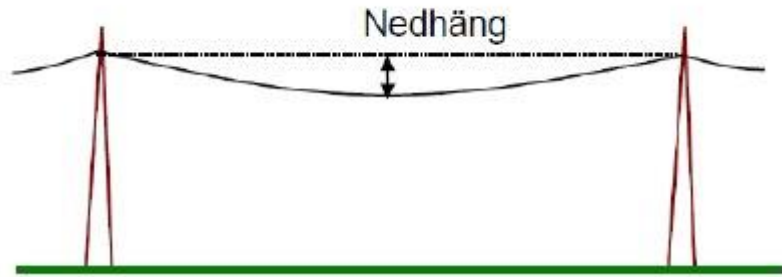


Vilka alternativ finns till förstärkningar i snitt 2?

(2/5)

Överföring på elnät närmare verkliga gränser – dynamic line rating

- Genom att mäta temperaturen på linor i en kraftledning kan mer vindkraft byggas utan fler ledningar. Detta testas i Kårehamn på Öland
 - Lintemperaturen registreras hela tiden med givare. Datorer beräknar maximalt tillåten ström hela tiden. Blir ledningen för varm så minskas vindkraftsproduktionen automatiskt.
- Väderobservationer ger möjlighet till mer ström i kraftledningar. Detta testas i Naum i Västergötland
 - Ledningarna är dimensionerade för en högsta ström givet mycket sol, lite vind och hög utomhustemperatur.
- Med meteorologiska modeller förutsägs kylningen av kraftledningarnas linor och högre överföring kan tillåtas.
- Genom att uppskatta aktuell risk för instabilitet kan mer effekt kan överföras på befintliga nät
 - Marginalerna för stamnätet är ofta konservativa och konstanta, vilket innebär att de inte är anpassade till den aktuella situationen
 - Med nya metoder kan man ha en kontinuerlig anpassning av marginalerna till aktuell driftsituation vid given risk



Vilka alternativ finns till förstärkningar i snitt 2? (3/5)

Energilager

- Prisskillnaderna uppstår främst under höglast – energilager gör mest nytta söder om snitt 2.
- Batterier kan användas för att minska effekttoppar och lämpar sig väl för energilagring över dygnet.
 - Batterier kan lokaliseras där de gör mest nytta.
- Pumpkraft kan användas även för energilagring över längre perioder.
 - Bör lokaliseras i SE3 för att kunna avlasta snitt 2.
 - Störst potential att bygga pumpkraft finns dock i SE1 och SE2.

Vilka alternativ finns till förstärkningar i snitt 2? (4/5)

Alternativ placering av ny produktion och utbyggd effekt och ökad flexibilitet i vattenkraften

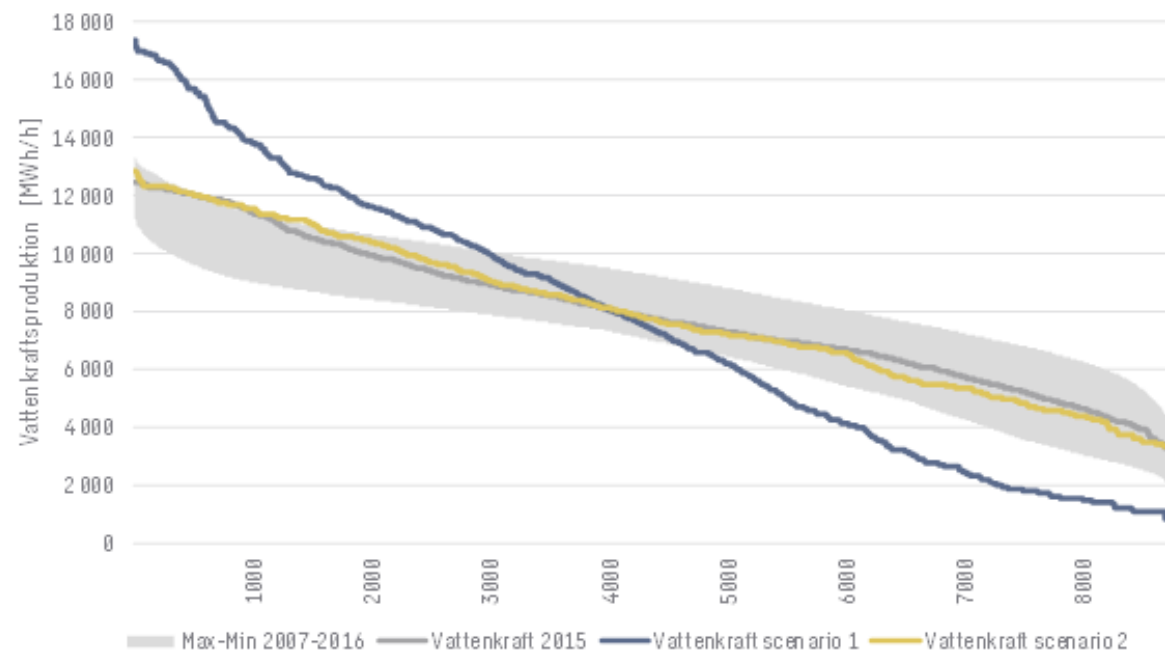
- Ny produktion kan placeras i södra Sverige



Foto: Tesla

Varaktighetsdiagram för vattenkraftproduktion i Sverige för referensscenario 2015, scenario 1 (utbyggd effekt), scenario 2 (ej utbyggd effekt) samt maximala och minimala observerade värden

- Havsbaserad vindkraft förväntas lokaliseras i södra Sverige.
- En effektutbyggnad i vattenkraften i befintliga anläggningar kan ge både ökad effekt och ökad flexibilitet.
 - Sweco har uppskattat potentialen till ca 3 400 MW
 - Ytterligare 1 100 MW bedöms kunna tillkomma genom ökad flexibilitet mi befintliga anläggningar
- För att avlasta snitt 2 behövs effektutbyggnad söder om snitt 2
 - Majoriteten av potentialen finns i SE1 och SE2
 - En effektutbyggnad av vattenkraften kommer snarare att kräva ytterligare förstärkning av snitt 2 för att utnyttja den ökade flexibiliteten.



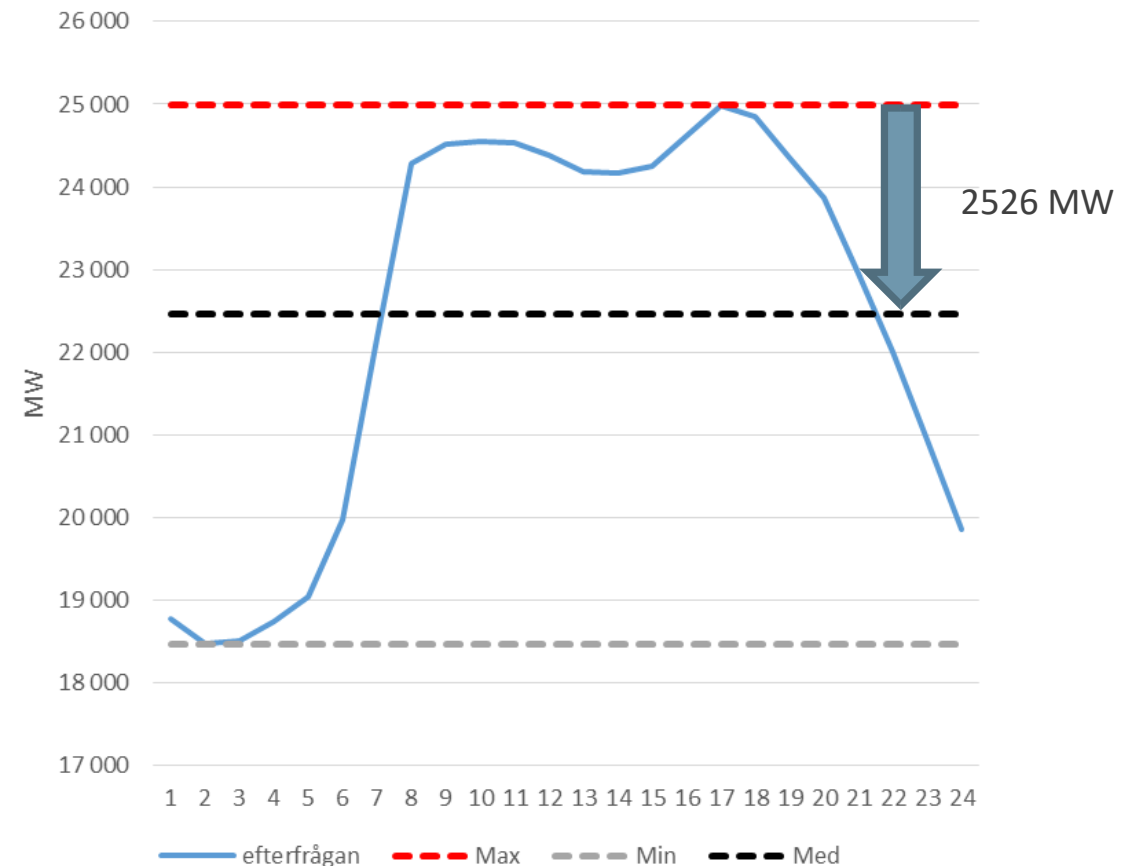
Källa: Sweco, 100% förnybart, en rapport till Skellefteå Kraft

Vilka alternativ finns till förstärkningar i snitt 2? (5/5)

Efterfrågefleksibilitet

Förbrukning 13 januari 2014 (högsta förbrukningen 2014)

- Potentialen för efterfrågefleksibilitet har i tidigare studier bedömts till ca 4000 MW i Sverige*
 - 2000 MW uppskattas finnas som neddragning hos industrin
 - 2000 MW uppskattas finnas som lastförflyttning i eluppvärmda bostäder utan att komforten påverkas. Den tekniska potentialen uppskattas till över 5000 MW.
- En majoritet av potentialen finns söder om snitt 2 och kan avlasta snitt 2.



*Källa: NEPP, 2016, Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion

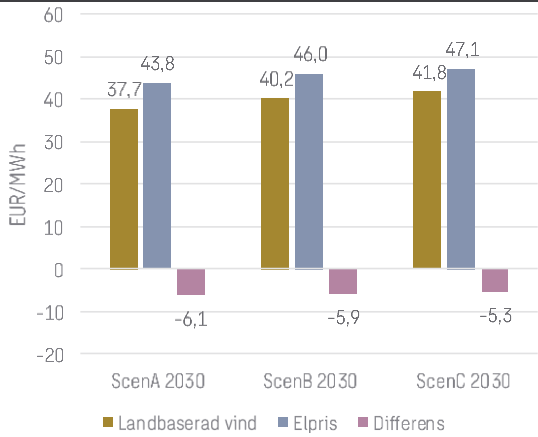


Appendix 1 – detaljerade antaganden om överföringskapacitet

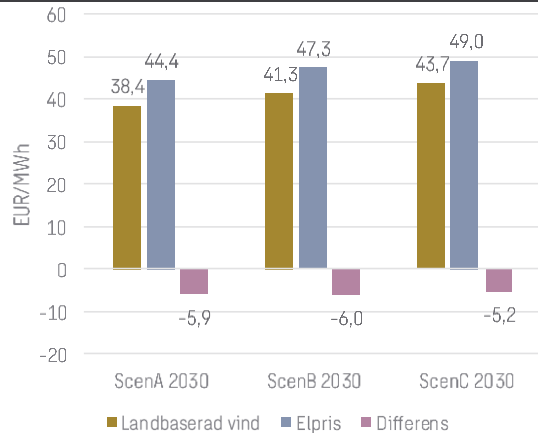
	SvK Systemutvecklingsplan			Swecos antaganden						
	2020	2025	2030	ScenA_2020	ScenA_2025	ScenA_2030	ScenB_2025	ScenB_2030	ScenC_2025	ScenC_2030

Appendix 2 - Vindkraftens intjäningsförmåga (landbaserad)

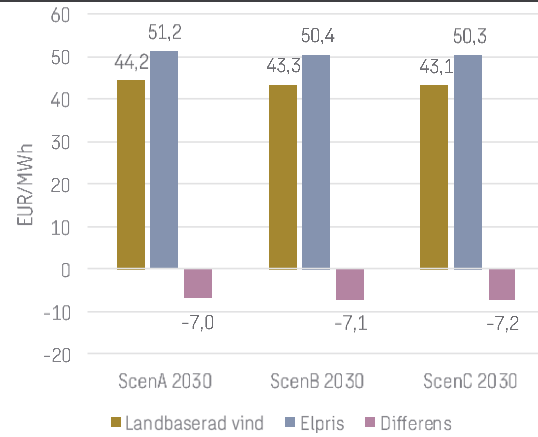
SE1



SE2



SE3



SE4

