

LMA2024

Frågor och svar från webinarium

Detta dokument innehåller svar på de frågor som ställdes på Svenska kraftnäts webinarium om Långsiktig marknadsanalys 2024 som hölls den 14 februari 2024.

Frågorna har sorterats efter tema och den ordning de ställdes i.

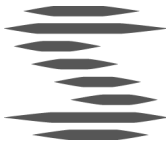
Innehåll

Förbrukning	1
Lönsamhetsbedömning	4
Flexibilitet och effekttillräcklighet	5
Vind- och solkraft.....	7
Vätgasmodellering	8
Övriga frågor	9

Förbrukning

1. Har ni i era expansiva förbrukningsscenarier verkligen tagit hänsyn till vad som är praktiskt möjligt att ansluta till nätet? Vi ser ju redan nu till 2030-2035 att det saknas effekt i nätet för flertalet av de anmälda industrisatsningarna.

Svar: Förbrukningen i scenarierna baseras i stor utsträckning på anslutningslistan med ansökningar om ökat effektuttag som inkommit till Svenska kraftnät. För de ansökningar som ligger till grund för förbrukningen i scenarierna görs en bedömning av hur stor den förväntade elförbrukningen är och när den väntas komma igång, vilket även tar hänsyn till möjligheterna att ansluta till nätet. Ett viktigt syfte med scenarierna är dock att studera behovet av utbyggd överföringskapacitet mellan olika elprisområden, och därför är bedömningen av vad som går att ansluta relativt optimistisk i scenarierna med högst förbrukning.



2. 150 TWh redan 2025 är en kraftig ökning på väldigt kort sikt. Hur skulle en 10 % lägre förbrukningsprognos, 135 TWh 2025, som startvärde påverka prognosen längre fram?

Svar: Elförbrukningen i Sverige har minskat de senaste två åren 2022-2023 som en följd av bland annat högre elpriser och en sämre konjunktur vilket minskat förbrukningen inom industrin. Denna utveckling har inte helt fångats i scenarierna i LMA2024 där antagandena för förbrukningen togs fram under 2022. I den mån förbrukningsminskningen är permanent kan detta därför även leda till lägre förbrukning längre fram. Bedömningen från Svenska kraftnät är dock att detta inte väsentligt skulle förändra elbehovet i scenarierna, som främst drivs av behovet av att fasa ut fossila bränslen och etableringar av nya elintensiva industrier.

3. Hur är förbrukningsökningen i de olika scenarierna fördelad mellan elområdena?

Svar: Förbrukningen i scenarierna baseras i stor utsträckning på anslutningslistan med ansökningar om ökat effektuttag som inkommit till Svenska kraftnät. De största industrisatsningarna som planeras finns i SE1, där ökningen av förbrukningen blir absolut störst. Den minsta ökningen blir i SE4, till stort del på grund av det låga antalet ansökningar där.

Indata för scenarierna med förbrukning uppdelat per sektor och elprisområde publiceras tillsammans med rapporten på Svenska kraftnäts webbplats: <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/langsiktig-marknadsanalys/>

4. Är elanvändningsscenarier till 2045 som utgår från idag aviserade ansökningar något defensivt? Borde det också finnas scenarier som tar hänsyn till kringetableringar och att ytterligare nya etableringar tillkommer?

Svar: Bedömningen från Svenska kraftnät är att förbrukningen i scenarierna med högst förbrukning är mycket hög. Även om nya etableringar kan tillkomma kommer inte alla nu inkomna ansökningar till Svenska kraftnät att realiseras. Förbrukningen kommer att begränsas exempelvis av möjligheten att få lönsamhet i alla planerade projekt och även möjligheten att bygga ut elnätet och produktionen tillräckligt snabbt, där bedömningen är att scenarierna med högst elförbrukning ligger i det högre spannet för vad som är möjligt att genomföra sett ur ett helhetsperspektiv för samhället.



5. Räkna man med att "effektamplituden" är samma som idag ungefär eller räknar man med att den stiger/sjunker, det vill säga skillnad mellan dag/natt, skillnad sommar/vinter osv?

Svar: Fördelningen av elförbrukningen över året skiljer sig mellan olika förbrukningskategorier. Säsongsvariationerna är större för kategorin "hushåll och service" där det finns ett tydligt temperaturberoende, medan industriförbrukningen är mer jämnt fördelad över året. Den mesta tillkommande lasten finns inom industrin vilket gör att den framtida fördelningen av lasten blir mer jämn över året. Även fördelningen över dygnet blir jämnare, bl.a. eftersom en stor ökning av förbrukningen kommer från elfordon som antas ladda mer under natten än under dagen.

6. När ni inte ser en ökning SE4 så får man ju anta att det har med effektbristen att göra?

Svar: Den låga förbrukningsökningen i SE4 beror framför allt på det låga antalet ansökningar till Svenska kraftnät om ökat effektuttag i SE4. Detta beror troligtvis på att högre elpriser jämfört med norra Sverige gör det ofördelaktigt att lägga nya elintensiva industrisatsningar där, men även sämre möjligheter att få en nätanslutning kan ha betydelse.

7. Angående den expansiva förbrukningsökningen i modellerna ni tar alltså hänsyn till varje enskilda industriprojekts möjlighet till nätanslutning/effekt, men ser ni verkligen till helheten, att samtliga anmälda projekt kan få effektutdelning samtidigt? Och givet att ni tar hänsyn till lönsamhetsaspekten i ny elproduktion, varför tas inte motsvarande hänsyn till de framtida industriprojekten, eller åtminstone till konkurrensaspekten? Är det inte så att industrin sökt sig till just norra Sverige för att det råder stort överskott av billig förnybar el? Skulle elpriset här överstiga priset i Tyskland, vem vill då investera i norra Sverige?

Svar: Det stämmer att högre priser i norra Sverige kan minska investeringsviljan där jämfört med nuvarande planer, men det är mycket osäkert hur stor denna effekt är. Till viss del kan det förutsättas att de industrisatsningar som planeras tagit höjd för att en stor ökning av förbrukningen kommer öka priserna. Förhållningssättet i LMA2024 har varit att det inte faller på Svenska kraftnät att bedöma lönsamhetsaspekten för enskilda industriprojekt, utan att detta ska göras av aktörerna själva. Därför bygger förbrukningen i scenarierna till största del på aktörernas egna prognoser kombinerat med en bedömning av möjligheter att få en nätanslutning.



Lönsamhetsbedömning

8. Itererades kärnkraft också med samma lönsamhetskrav eller antogs kapaciteter delvis i förväg? (Det vill säga lägre capex för havsvind är det enda som avgör skillnaden i kapacitet mellan de två elektrifieringsscenarierna?)

Svar: Differentieringen av kärnkraften i scenarierna kommer sig av exogena antaganden kombinerat med lönsamhetsbedömningen som har gjorts på samma sätt för alla kraftslag. De exogena antaganden som gjorts för kärnkraften redovisas i Tabell 17 i rapporten. I scenarierna utan kärnkraft (EF- och SF-scenarierna) har det inte varit möjligt att bygga nya reaktorer eller livstidsförlänga befintliga reaktorer längre än deras planerade livslängd på upp till 60 år.

9. På vem ligger investeringskostnaden för "Solceller, villasystem"?

Svar: Alla kraftslag antas ha samma avkastningskrav i lönsamhetsbedömningen, det vill säga. ingen åtskillnad görs mellan olika kraftslag beroende på vilka aktörer som antas investera i dem. Så investeringskostnaden för "Solceller, villasystem" ligger på husägarna själva, som antas ha samma avkastningskrav som kommersiella investerare.

10. Hur tar ni hänsyn till flexibilitetsförmåga – det vill säga möjligheter för de olika kraftslag att bidra till både frekvensmarknader och även lokalflex – i de olika kraftslagets kostnader och lönsamhetsanalys?

Svar: Intäktsströmmar utanför dagen-före-marknaden har inte beaktats i lönsamhetsbedömningen.

11. För de 3,7 GW peakers som byggs i EF - Antar ni fossilfria bränslen eller naturgas? (Och vad är deras kapacitetsfaktor - Det redovisas inte explicit i rapporten).

Svar: De gasturbiner som byggs antas köras på fossilfria bränslen, t.ex. syntetisk metan som framställts från grön vätgas eller biogas. Som bränslekostnad har kostnaden för import av vätgas från Tabell 10 i rapporten använts. Den genomsnittliga kapacitetsfaktorn för gasturbinerna i EF-scenariet i Sverige år 2045 är 1,1n%, men varierar kraftigt mellan olika väderår.



12. Om priset är så mycket billigare i Finland, går investeringarna till andra sidan gränsen eller varför inte?

Svar: Förbrukningen har modellerats exogent och är därför inte beroende av det simulerade elpriset. Däremot påverkas investeringar i ny produktion av det simulerade elpriset i lönsamhetsbedömningen.

13. I tillägg på samma tema: om jag förstod rätt så modellerar ni investeringar helt manuellt. Det borde göra det svårt att fånga en stor del av möjliga investeringsalternativ eftersom lönsamheten i en given investering beror både av de investeringar som gjorts eller görs samtidigt i andra områden, och av framtida investeringar. Hur hanterar ni detta och hur känsliga är slutsatserna för detta?

Svar: Det stämmer att den lönsamhetsbedömning som gjorts manuellt inte kommer att ge samma resultat som en investeringsoptimeringsmodell. Lönsamhetsbedömningen har inte primärt gjorts för att hitta det optimala systemet, utan för att säkerställa att lönsamheten för olika kraftslag och olika regioner ligger på rimliga nivåer, för att på så vis göra scenarierna ekonomiskt konsistenta.

14. Vilka källor ligger till grund för antaganden kring livslängd, byggtid och CAPEX/OPEX för de olika kraftslagen?

Svar: De parametrar som använts för lönsamhetsbedömningen bygger på olika externa källor som sammanställts som en del i arbetet med LMA2024. Dessa kommer från exempelvis NREL (National Renewable Energy Laboratory), IEA (International Energy Agency), EIA (U.S. Energy Information Administration), och danska Energistyrelsen.

Flexibilitet och effekttillräcklighet

15. Hur mycket flexibilitet har ni räknat med att elfordonen kan bidra med i F3? Vill tillägga till denna fråga, har ni tittat på tidsaspekten av elfordons flexibilitetsbidrag? Ansätter ni att en viss del av existerande elfordon är inkopplade under så kallade flexibilitetsbehovsfönstren?

Svar: I effekttillräcklighetsanalysen antas i steg F3 att alla elfordon är flexibla, det vill säga ingen laddning av elfordon görs under de timmar då det annars kan uppstå effektbrist. Det har inte analyserats i detalj hur ofta denna flexibilitet används, men eftersom förväntad förlorad last (Loss of load expectation, LOLE). LOLE för steg F2 ligger under 13 timmar i samtliga scenarier så rör det sig inte om ett stort antal timmar.



16. Vad är durationen på flexibiliteten som ni antar från olika resurser?

Svar: Den flexibilitet som modelleras i den generella simuleringen av scenarierna består huvudsakligen av flexibilitet som modelleras explicit i form av energilager och flexibilitet som modelleras som förbrukningsreduktion. Flexibilitet från till exempel vätgasproduktion och elbilar modelleras som lager, och uthålligheten bestäms då av storleken på lagret, som redovisas i kapitel 3.6 och kapitel 3.7 i rapporten. För elbilar har flexibiliteten begränsats till ungefär 24 timmar, medan SE1 antas ha ett vätgaslager som täcker förbrukningen i 4 dygn. Flexibilitet som modelleras som förbrukningsreduktion har ingen uthållighet utan aktiveras så fort priset överstiger en viss nivå. Denna förbrukningsflexibilitet har hämtats från scenarierna i den europeiska nätutvecklingsplanen TYNDP (Ten Year Network Development Plan) och har generellt en betydligt mindre kapacitet jämfört med flexibilitet från andra källor. För effekttillräcklighetsanalysen modelleras inte uthålligheten för flexibilitet, utan varje timme modelleras separat. Den förbrukning som antas flexibel ökas då successivt för de olika stegen, vilket innebär att förbrukningen tas bort ifrån modellen och antas tillgodoses utanför de timmar då det råder effektbrist.

17. Hur förhåller sig den här effekttillräcklighetsanalysen med tidigare analyser genomförde i samband med Svenska kraftnäts förslag om en marknadsomfattande kapacitetsmarknad?

Svar: Svenska kraftnät analyserar effekttillräckligheten för det svenska kraftsystemet i flera olika sammanhang, främst långsiktig marknadsanalys, kortsiktig marknadsanalys, och kraftbalansrapporten. I LMA2024 har effekttillräckligheten analyserats på ett liknande sätt som i LMA2021, som använts som en del av underlaget i Svenska kraftnäts förslag till en kapacitetsmarknad. Analysen i LMA ger en indikation om vad som krävs för att hålla en godtagbar effekttillräcklighet i framtiden men för att avgöra behovet av en kapacitetsmarknad eller en strategisk reserv är analyser som görs på kort sikt av större betydelse.

Svenska kraftnät har gjort en mer detaljerad effekttillräcklighetsstudie som är anpassad för en elmarknad med flödesbaserad kapacitetstilldelning och därför ger en bättre bild av effekttillräckligheten i närtid. Detta som en del av ett regeringsuppdrag att genomföra en bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning Rapporten finns för nedladdning på Svenska kraftnäts webbplats:

https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/en-bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning_slutrapport.pdf



18. Angående effekttillräcklighet hade det varit intressant att förstå effekten som behöver styras ner för att kunna bedöma omfattningen. Exempelvis många timmar men låg effekt

Svar: Effekttillräckligheten redovisas som LOLE (h/år) och EENS (GWh/år). Den genomsnittliga effekten som behöver styras ned fås alltså som LOLE/EENS. Till exempel fås för EF-scenariot 2045 en LOLE på 13 h/år och EENS på 15 GWh/år, vilket ger att den genomsnittliga förbrukningsbortkopplingen är 1,15 GW. Den maximala effektbristen över alla simulerade år redovisas också i Tabell 18.

19. Hur kommer det sig att ni använder samma mängd förbrukningsflexibilitet i EP som i EF? Har ni gjort någon sensitivitet för ett kärnkraftsscenario med mindre flexibilitet än EF? - Hur påverkar det
1. Effekttillräcklighet
 2. prisvolatilitet? (Till exempel 75 % överkapacitet i elektrolysörer, elbilsaddning, etc)

Svar: Eftersom vi använt samma förbrukning i EF- och EP-scenarierna har vi även gjort samma antaganden för förbrukningsflexibilitet. Det har inte gjorts någon känslighetsanalys för lägre flexibilitet i EP-scenariot, men flera av resultaten pekar på att det skulle vara möjligt att minska flexibiliteten i EP-scenariot utan att detta skulle få stor negativ inverkan på resultaten såsom högre prisvolatilitet eller en mer ansträngd effektsituation. Till exempel har EP-scenariot bäst resultat för effekttillräckligheten år 2045 (Tabell 14), och betydligt lägre reglerbidrag från både vätgas, import, och vattenkraft än EF-scenariot (Figur 28).

Vind- och solkraft

20. Om man jämför denna LMA med den förra, så har mängden installerad vindkraft på land flerdubblats medan vindkraften till havs kraftigt reducerats – vad ligger till grund för denna bedömning?

Svar: I LMA2024 har en generell lönsamhetsbedömning gjorts för att justera kapaciteterna för olika kraftslag så att de uppfyller ett lönsamhetskrav på 6 % avkastning (IRR) för alla kraftslag. Detta har ökat utbyggnaden av landbaserad vindkraft på bekostnad av havsbaserad vindkraft jämfört med LMA2021 där kapaciteterna till största del bestämdes av exogena antaganden. En generell beskrivning av lönsamhetsbedömningen och de parametrar som använts finns i kapitel 3.3 i rapporten.



21. Landbaserad vindkraft ser ut att ha en kapacitetsfaktor på ca 39 % 2035 och 41 % 2045. Låter inte det lite högt?

Svar: Det stämmer att landbaserad vindkraft i Sverige har en kapacitetsfaktor på 39 % år 2035 och 41 % år 2045 i scenarierna. Detta är betydligt högre än dagens kapacitetsfaktor på ca 26 % år 2022 men speglar den utveckling som sker mot större och högre vindkraftverk som ger fler fullasttimmar. Förnybar produktion modelleras med tidsserier från PECD-databasen (Pan-European Climate Database) där denna utveckling beaktas.

Vätgasmodellering

22. Är investeringskostnaderna för Vätgasledning/kraftledning inräknade i analysen?

Svar: Nej jämförelsen av att bygga en vätgasledning med att öka kapaciteten i elnätet analyserar bara effekten av utbyggnaden och tar inte hänsyn till investeringskostnaderna.

23. Är det kraftledning ELLER vätgas? Vem bestämmer det och när?

Svar: Jämförelsen mellan en vätgasledning och ökad kapacitet i elnätet görs för att bättre förstå effekterna av att bygga en vätgasledning. Självfallet utesluter inte alternativen varandra och för att möjliggöra den förbrukningsökning som planeras i norra Sverige kan det mycket väl vara bäst att göra båda delarna. Svenska kraftnät ansvarar för utbyggnaden av transmissionsnätet och arbetar inom anläggningsprogrammet Fossilfritt övre Norrland med flera åtgärder för att tillgodose det stora effektbehov som finns hos industrin i norra Sverige.

När det gäller infrastruktur för vätgas är det mer oklart vem som skulle ansvara för en eventuell vätgasinfrastruktur. För närvarande pågår en utredning som leds av Energimyndigheten med uppdraget att samordna arbetet med vätgas i Sverige som kommer lämnas till regeringen i slutet av februari 2024.

24. Har ni jämfört kostnaden av att bygga särskilda vätgasledningar med dessa utmaningar (leakage rate) jämfört med ett scenario där man istället producera vätgas på plats till exempel stålfabrikerna där det behövs?

Svar: Nej, ingen hänsyn har tagits till kostnader för att bygga vätgasledningar eller leakage rate hos vätgasledningar.



25. När ni räknar på vätgas tar ni då hänsyn till att den totala kostnaden för trycksättningen och byggnationen av lager? Detta ska ju också betalas.

Svar: Den vätgasinfrastruktur som antas i scenarierna bygger helt på exogena antaganden så investeringskostnaden för lager eller elektrolysörer har inte beaktats. Driftkostnaden för vätgaslager har inte beaktats direkt men effektiviteten för lager satts till 95 % för LRC-lager och 98 % för saltgrottor för att ha hänsyn till energiförluster som uppstår från exempelvis trycksättningen av lagret.

Övriga frågor

26. Har ni utvärderat tidigare KMA och LMA mot det utfall som skett på elmarknaden under analysperioden? Det vill säga träffsäkerheten i analysen.

Svar: Vi utför kontinuerligt backtestning av de elmarknadsmodeller som används inom långsiktig- och kortsiktig marknadsanalys för att säkerställa att modelleringen av kraftsystemet är så bra som möjligt. En svårighet med de analyser som görs i LMA är dock att de sträcker sig långt in i framtiden och tittar på system som skiljer sig mycket från dagens kraftsystem, med mer förnybar produktion och olika typer av flexibilitet och nya energibärare som vätgas. Därför går det inte att validera just den modell som använts för LMA mot historiska utfall, men grundmodellen för de befintliga kraftslagen har alltså validerats tidigare i modellarbetet.

27. Är presenterade årsmedelpriser reala eller nominella?

Svar: De bränslepriser som använts är hämtade huvudsakligen från TYNDP 2022 och anges i euro för 2020 års prisnivå. Samma prisnivå har även använts för de investeringskostnader som antagits i lönsamhetsbedömningen.

28. Kan ni utveckla vad som sätter priserna i varje elprisområde vid olika tidpunkter? Det vill säga är det till exempel en marginalkostnad för det dyraste produktionsslaget, alternativintäkt för vattenkraft, eller antagen betalningsvilja hos användarna som vi ser?

Svar: BID3 är en elmarknadsmodell där prissättningen sker efter samma princip som på elmarknaden, det vill säga marginalprissättning där priset sätts av marginalkostnaden för det dyraste kraftslaget vid en given timme. Detta kan vara ett termiskt kraftverk med given marginalkostnad eller ett vattenkraftverk där marginalkostnaden utgörs av ett vattenvärde som speglar alternativkostnaden för att använda vattnet och som beräknats utifrån en vattenvärdesberäkning. Förbrukning modelleras huvudsakligen som oflexibel med en betalningsvilja som motsvarar avkortningspriset och



blir därför endast prissättande i de fall då det uppstår effektbrist och mycket höga priser.

29. Hur har ni beaktat elområdesindelningar och eventuella förändringar av dem under perioden? Exempelvis er egen översyn som ni håller på med.

Svar: De elprisområden som simulerats i LMA2024 är desamma som dagens elprisområden. En eventuell uppdelning har inte analyserats i LMA utan undersöks i detalj i den pågående elområdesöversynen.

30. Hur ska man kunna bygga ut industrin i SE4 i framtiden när vi har tider på 8 år för att få mer effekt till städer som Kristianstad. Vilka åtgärder kan vi se från Svenska kraftnät.

Svar: Svenska kraftnät genomför under de kommande åren flera åtgärder för att förstärka elnätet och tillgodose effektbehovet i elprisområde SE4. Dessutom kan anslutning av ny land- och havsbaserad vindkraft förbättra effektbalansen i området. För en närmare beskrivning av de åtgärder som pågår för SE4 hänvisas till Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan:

https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_natutveckling_2024-2033.pdf

31. Presentationen utgår ifrån dagens snitt, hur appliceras/beaktas det på tankar på nya snitt?

Svar: En eventuell ändring av dagens elprisområden har inte beaktats i scenarierna.

32. Antar ni samma marknadstilldelade överföringskapacitet mellan elområdena för samtliga scenarier?

Svar: Ja, överföringskapaciteten är samma i alla scenarier och redovisas i kapitel 3.4 i rapporten.

33. Gällande balanseringsbehovet, hur förs dialoger/beaktas med övriga nordiska TSOer och RCCn?

Svar: De nordiska systemoperatörerna har ett nära samarbete för att införa en gemensam balansering av det nordiska kraftsystemet som utnyttjar systemets förmågor så effektivt som möjligt. Detta sker exempelvis inom programmet Nordic Balancing Model och inkluderar övergången till en gemensam metod för aktivering av bud på reglermarknaden (mFRR EAM). För mer information se <https://nordicbalancingmodel.net/>



34. Rotationsenergi - Lennart Soder har påtalat att dagens moderna fq-riktare kan hantera detta med så kallad syntetisk rotationsenergi. Är detta medtaget i era antaganden?

Svar: I uppskattningen av rotationsenergi i kapitel 4.6 antas vindkraften inte bidra med någon rotationsenergi. Dock finns syntetisk rotationsenergi/svängmassa med som ett alternativ som Svenska kraftnät tittar på som en av många lösningar som kan bidra till att hantera ett framtida system med lägre rotationsenergi.

35. Hur går arbetet med elområdesöversynen? Är det pausat permanent eller när kan man vänta sig höra något från det arbetet igen?

Svar: Arbetet med elområdesöversynen pågår som tidigare och förväntas bli klart under 2024.

36. I de simuleringsresultat där andelen kraftelektronikansluten produktion är väldigt hög (låg rotationsenergi), har ni tagit de vidare och studerat stabilitetsaspekterna i PSSE? Är det möjligt att ha ett stabilt system med den höga andelen kraftelektronik? Har ni i eventuella PSSE-simuleringar observerat någon problematik kopplat till interaktion mellan synkron produktion och kraftelektronikansluten produktion?

Svar: Vi har inte utfört några PSSE-studier från resultat baserade på LMA2024. Det pågår ett arbete som är i slutfasen med att kunna föra över resultat från elmarknadssimuleringar direkt till PSSE, vilket skulle möjliggöra att utföra exempelvis stabilitetsanalyser i PSSE. Dock kommer det i första hand att röra sig om simuleringsresultat med kortare tidshorisont där osäkerheterna är mindre vilket gör det enklare att ta fram relevanta driftfall att studera i PSSE. Den stabilitetsproblematik som observerats med installation av vindkraftparker handlar framför allt om hur dessa interagerar med synkronkondensatorer i nätet, vilket är något som studeras ingående av Svenska kraftnät.

37. Har ni beräknat totala systemkostnader för respektive scenario? Två olika system kan ju ha samma elpris men väldigt olika total systemkostnad.

Svar: Vi har inte beräknat den totala systemkostnaden för scenarierna. I en investeringsmodell fås den totala investeringskostnaden för systemet naturligt som en del av resultatet, men med den manuella lönsamhetsbedömning som gjorts i LMA2024 som är en kombination av exogena och endogena antaganden blir det svårare att beräkna den totala systemkostnaden. Vidare finns mycket stora osäkerheter om exempelvis behovet av och kostnaden för olika typer av reserver som gör en uppskattning av den totala systemkostnaden mycket osäker. Syftet med



scenarierna är inte primärt att försöka svara på frågan om hur ett kostnadsoptimalt kraftsystem ser ut utan hur olika utvecklingar för kraftsystemet påverkar behovet av överföringskapacitet och utmaningar kopplade till driften av systemet, och av dessa skäl har ingen uppskattning av den totala systemkostnaden gjorts.

38. Fråga till de skriftliga svaren: Vad skulle ni säga är de största bristerna/begränsningarna i de modelleringar som ni gjort inom LMA:n? Planeras något av dessa områden utvecklas till framtida LMA:er?

Svar: Det finns flera områden som är viktiga att utveckla i modelleringen i LMA framöver. En stor förbättring skulle vara att ha med en mer detaljerad modellering av elnätet för att kunna ta hänsyn till begränsningar på enskilda ledningar och ge en bättre bild av för- och nackdelar med olika investeringsalternativ. En annan förbättring skulle vara att göra en mer enhetlig modellering av hela det simulerade området, eventuellt genom en investeringsoptimering, för att säkerställa att produktion byggs ut med samma förutsättningar i alla områden. Även en mer detaljerad modellering av flexibilitet från exempelvis elfordon vore önskvärt, samt att explicit simulera annan förbrukningsflexibilitet från exempelvis värmepumpar. Det är dock för tidigt att säga hur arbetet kommer läggas upp inför nästa LMA och vilka prioriteringar som kommer att göras.

39. Hej, kan ni förtydliga det sistnämnda - är elprisestimaten för 2035/2045 uttryckta i dagens penningvärde?

Svar: Samtliga resultat för priserna är uttryckta i euro med 2020 års penningvärde.

40. En styrbar produktionsanläggning i SE4 t ex Barsebäck (t ex gröna gasturbiner) - Skulle Svenska kraftnät kunna bygga denna för elnätets skull och sedan överlämna till privat entreprenör (om Svenska kraftnät inte får driva den)?

Svar: Svenska kraftnät ser det inte som sin uppgift att bygga ny produktion. Dock ska Svenska kraftnät skapa förutsättningar så att den produktion som behövs för att upprätthålla ett driftsäkert kraftsystem kan byggas på marknadsmässiga villkor. För detta syfte har Svenska kraftnät föreslagit en allmän kapacitetsmekanism men det är för tidigt att säga om denna kommer att införas och hur den i så fall kommer utformas. För detaljer hänvisas till rapporten där förslaget om kapacitetsmekanism redovisas: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapacitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden_svk-2022_3774.pdf



41. Över året varierar behovet el. Har ni gjort någon analys av något case med stor konsumtion ex 300TWh över året, ökningen av installerad produktion i max, men låg efterfrågan (sommars). Flödena är kanske inte så statiska som tidigare och behovet av transmission kan förändras över året?

Svar: För att fånga variationerna av förbrukning och produktion över året simuleras 35 historiska väderår (1982-2016) och antaganden för tillgänglighet i produktion och överföringskapacitet görs utifrån historiska värden. Detta antas ge en god bild av vilka driftsituationer som kan uppstå på grund av exempelvis väder och avbrott i produktionen, och därför ge resultat som är robusta för situationer som kan uppstå även i ett framtida kraftsystem.

42. Ser ni några behov av förändringar i utbytet med grannländerna?

Svar: I scenarierna ser vi en ökad förnybar väderberoende produktion i hela Norden och resten av Europa. Detta skapar större behov av att handla el mellan länder för att jämma ut skillnader i produktion, och ger därför generellt en hög nytta av att bygga ut överföringskapaciteten. Så den generella trenden är både att elhandeln och behovet av elhandel ökar, samt att flödena blir mer föränderliga än tidigare och i högre utsträckning går åt båda hållen istället för från ett lågprisområde till ett högprisområde.