

Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme AP8, Utgåva 1

Vätgassystems potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet

Sammanfattning

HyCoGen utreder möjligheten att öka totalverkningsgraden och lönsamheten i omvandlingen el-vätagas-el genom att tillvarata spillvärme i processen genom sektorkoppling till fjärrvärmeproduktion. Ett sätt att eventuellt ytterligare öka lönsamheten är att bidra till frekvensregleringen i elnätet. Möjligheter till det diskuteras i den här rapporten.

Tidigare studier av vätagssystem i Frankrike, Danmark och Tyskland har visat att systemtjänster kan utgöra 10–30 % av intäkterna för en elektrolysanläggning och minska återbetalningstiden för investeringen för att uppföra en anläggning med 30–50 %.

Den här rapporten är begränsad till stödtjänster och avhjälpande åtgärder (nedan gemensamt kallade stödtjänster) som upphandlas av Svenska kraftnät på den svenska balansmarknaden och har till uppgift att reglera frekvensen i elnätet. Balansmarknaden består av den avhjälpande åtgärden FFR med aktivering på cirka 1 sekund, frekvenshållningsreserver FCR med aktiveringstid på 30 sekunder till 3 minuter och frekvensåterställningsreserver FRR med aktiveringstid på 5 till 15 minuter. Det pågår omfattande förändringar av den svenska balansmarknaden. De nordiska transmissionsnätoperatörerna samarbetar om införandet av en ny nordisk balanseringsmodell (NBM). Arbetet syftar till att säkerställa driften i det nordiska synkronområdet i och med energiomställningen samt möjliggöra anslutning till de europeiska handelsmarknader för balanstjänster som är under utveckling. I stora drag innebär det automatisering av de systemtjänster som ännu inte har automatiserad handel, lägre budvolym och en förflyttning mot kortare avropsperiod.

Stödtjänsterna aktiveras till följd av frekvensavvikelser. För att förstå vad det innebär att leverera en stödtjänst har frekvensen i elnätet för perioden 2015–2020 studerats. Frekvensen avvek under perioden från normalintervallet 49,9 – 50,1 Hz 2 % av tiden. 0,25 % av den tiden var avvikelsen under 48,8 Hz eller över 50,2 Hz. Antalet frekvensavvikelser var i snitt 34 000 per år för både underfrekvens och 36 000 per år för överfrekvens. Det innebär att frekvensen sjunker under 49,9 Hz och stiger över 50,1 Hz 4 gånger/timme i snitt. 60 % av avvikelserna varade 5 sekunder eller kortare. I praktiken innebär det att FCR-D som har en aktiveringstid på 5 sekunder behöver aktiveras i 40–55 % av fallen beroende på hur stödtjänsten kan aktiveras. Det motsvarar i snitt 14 000 till 20 000 aktiveringar per år för FCR-D(upp) och FCR-D(ned) som erbjuds kontinuerligt.

I princip kan all utrustning som förbrukar eller producerar el och är kopplad till elnätet bidra med stabiliserande åtgärder. En anläggning som går på full effekt kan tillhandahålla tjänster genom att reglera ner sin effekt, en anläggning på noll effekt genom att reglera upp och en anläggning vid dellast kan regleras både upp och ner. Stålltider, effektintervall för drift och möjlig hastighet för upp- och nedreglering av effekten avgör vilken/vilka balanstjänster en specifik utrustning kan leverera i olika drifttillstånd. Dessa varierar mellan teknologier, tillverkare och utformning av elektrolysanläggningen. Generellt kan ingående komponenter i en vätagasanläggning förväntas kunna leverera FCR-tjänster, åtminstone med viss effekt, och FRR. Batterier och under vissa förutsättningar också elektrolysörer av PEM (Polymer Electrolyte Membrane) -typ kan även leverera FFR. Elektrolysör av SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell) -typ kan antagligen enbart leverera FRR-tjänster.

Olika driftsituationer lämpar sig olika väl för att leverera olika stödtjänster. FFR och FCR-D kan betraktas som beredskapstjänster där effekt behöver reserveras men utnyttjandet då tjänsten behöver aktiveras är litet, näst intill försumbart. Övriga stödtjänster innebär en mer ihållande aktivering som kan ha en betydande effekt på en anläggnings produktionsbetingelser.

För samtliga stödtjänster varierar priset mycket, såväl momentanpriset under ett år som medelpriset från ett år till ett annat. Det finns ett tydligt samband mellan årsmedelpris på el och samtliga stödtjänster. Ersättningen för de flesta stödtjänsterna ligger ungefär på samma nivå som spotpriset för elområde 1 och 2, medan mFRR särskiljer sig och ligger över spotpriset för elområde 4. FFR utgör ett undantag från detta då åtgärden är ny och många aktörer med förmåga att erbjuda tjänsten ännu inte gör det.

Baserat på historisk ersättning under åren 2016–2021 bedöms intäktspotentialen för att konstant leverera 1 MW kapacitet av en stödtjänst vara mellan 760 kSEK och 2,6 MSEK årligen. Då volatiliteten hos ersättningen är hög för alla stödtjänster, både på tim- och årsbasis, kan intäkten förväntas variera mycket. Volatiliteten gör också att det finns stor potential i att anamma en aktiv budstrategi som följer prisutvecklingen.

Stödtjänsterna kan med fördel ses som en integrerad del i driften och driftsoptimeringen av en anläggning. Utifrån vilka åtaganden som en anläggning har, till exempel i form av produktion av el, värme eller vätgas, finns varje driftstimme olika förutsättningar för att leverera en eller flera stödtjänster. För en anläggning som inte går på full effekt kan stödtjänsterna ses som ett sätt att dryga ut inkomster med annars outnyttjad kapacitet utan några förändringar i anläggningen. Inkomsten från stödtjänster skulle kunna motivera kapacitetsökningar i hela eller delar av en anläggning för att kunna möjliggöra deltagande på balansmarknader i större utsträckning och därmed ökade intäkter. Det kan också vara så att avsättningen för vätgas ökar över tid och att intäkterna från början i större utsträckning baseras på stödtjänster för att succesivt övergå till att baseras på vätgasproduktion. Det skulle kunna motivera tidigläggande av en investering i kapacitet för vätgasproduktion vilket undanröjer risk för brist på vätgas och driver på omställningen till ett förnybart samhälle.

Sammanfattningsvis konstateras att stödtjänster och avhjälpande åtgärder utgör en reell möjlighet till substantiella intäkter för innehavare av vätgasanläggningar. Hur stora dessa kan bli beror dels på framtida ersättningsnivåer för stödtjänster, dels på anläggningens utformning och andra leveransbetingelser. För att kvantifiera intäkterna krävs en prognos över framtida ersättningsnivåer och antaganden om en specifik anläggning, vilket är ett naturligt nästa steg utifrån detta arbete.

Innehåll

Bakgrund	4
Stödtjänster och frekvens i elnätet	4
Frekvensvariationer i elnätet	4
Stödtjänster på balansmarknaden	6
FFR Fast Frequency Reserve	6
FCR (Frequency Containment Reserve)	7
FRR (Frequency Restoration Reserve)	9
Sammanställning stödtjänster.....	9
Handel med stödtjänster.....	10
Kommande förändringar	11
Intäkter från stödtjänster.....	12
Tekniker som levererar stödtjänster	12
Elektrolysör.....	14
Gasturbin.....	15
Bränslecell.....	15
Batteri.....	16
Sammanfattning av teknikers förmåga att leverera stödtjänster	16
Värdet av stödtjänster.....	17
Historisk ersättning för stödtjänster	17
Prognos och budstrategi	20
Slutsatser och diskussion.....	23
Referenser	26
Appendix A – Möjlig historisk ersättning för stödtjänster	27
FFR.....	27
FCR-N	28
FCR-D(upp)	29
aFRR(upp).....	30
aFRR(ned)	31
mFRR(upp).....	32
mFRR(ned).....	33

Bakgrund

HyCoGen utreder möjligheten att öka totalverkningsgraden och lönsamheten i omvandlingen el-vätgas-el genom att tillvarata spillvärme i processen genom sektorkoppling till fjärrvärmeproduktion. Ett av arbetspaketen behandlar möjliga systemtjänster till elnätet. Att bidra till frekvensreglering är ett sätt att eventuellt ytterligare öka lönsamheten. Möjligheter till det diskuteras i den här rapporten och är resultatet av arbetet i detta arbetspaket. Projektet medfinansieras av Energimyndigheten och Göteborg Energis Stiftelse för Forskning och Utveckling. Utöver författaren har övriga projektdeltagare bidragit med innehåll, konstruktiv kritik och kvalitetsgranskning av arbetet.

I en studie för Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking från 2017 [1] redovisas att systemtjänster från elektrolysörer kan generera intäkter på 130 – 220 k€, motsvarande cirka 1,3 – 2,2 MSEK, per MW installerad effekt och år. Resultaten är baserade på fallstudier i Frankrike, Danmark och Tyskland. Potentiella intäkter i samma storleksordning redovisas i en studie av RISE för svenska förhållanden [2]. Det innebär att systemtjänster teoretiskt kan stå för 10–30% av intäkterna till en anläggning. Eftersom den extra kostnaden för att kunna leverera systemtjänster är liten är påverkan på vinstmarginalen stor, +40 till + 80%, och återbetalningstiden för investeringen för att uppföra en anläggning minskar med 30–50%, jämfört med om samma anläggning används utan att leverera stödtjänster. I dessa resultat förväntas hela eller stor del av elektrolysörens kapacitet tas i anspråk för att leverera frekvensstöd till elnätet. Eventuella konflikter med annan användning har inte tagits i beaktande. I en vätgasanläggning där leverans av stödtjänster till elnätet inte är det primära syftet kan vinsterna antas bli mindre men då förväntas andra värden inbringa förhållandevis större inkomster. Utifrån detta utreds i denna rapport vilka värden systemtjänster kan bidra med i en vätgasanläggning som är sektorkopplad till ett fjärrvärmenät.

Stödtjänster och frekvens i elnätet

De nordiska transmissionsnätoperatörerna (TSO:erna) Svenska kraftnät (SvK), Finngrid (FI), Statnett (NO) och Energinet (DK) ansvarar tillsammans för att säkerställa driften i det nordiska synkronområdet. De har vid var tid en palett av åtgärder i beredskap för att fullfölja sitt uppdrag. Den här rapporten är begränsad till stödtjänster och avhjälpande åtgärder (nedan gemensamt kallade stödtjänster) som upphandlas av SvK på den svenska balansmarknaden och har till uppgift att reglera frekvensen i elnätet.

Eftersom stödtjänsterna är beroende av nätfrekvensen inleds detta kapitel med en översikt av frekvensen i elnätet och dess variation. Därpå följer en beskrivning av de frekvensreglerande stödtjänster som idag (juni 2022) upphandlas av Svenska kraftnät på den svenska balansmarknaden samt en utblick över kommande förändringar.

Frekvensvariationer i elnätet

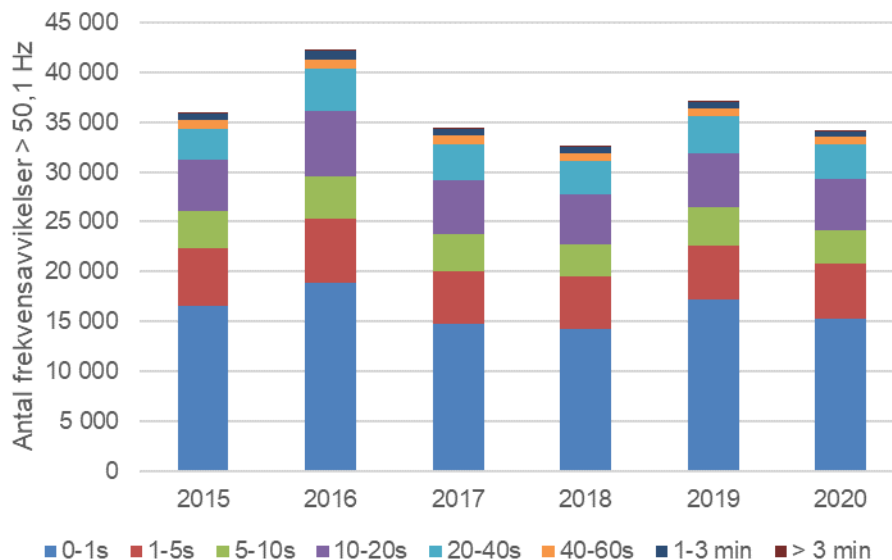
För att förstå vad det innebär att leverera en stödtjänst är det bra att förstå hur frekvensen i elnätet varierar. Här följer en sammanställning av hur frekvensen i det nordiska synkronområdet varierat under perioden 2015–2020, baserat på en rapport av Finngrid [3].

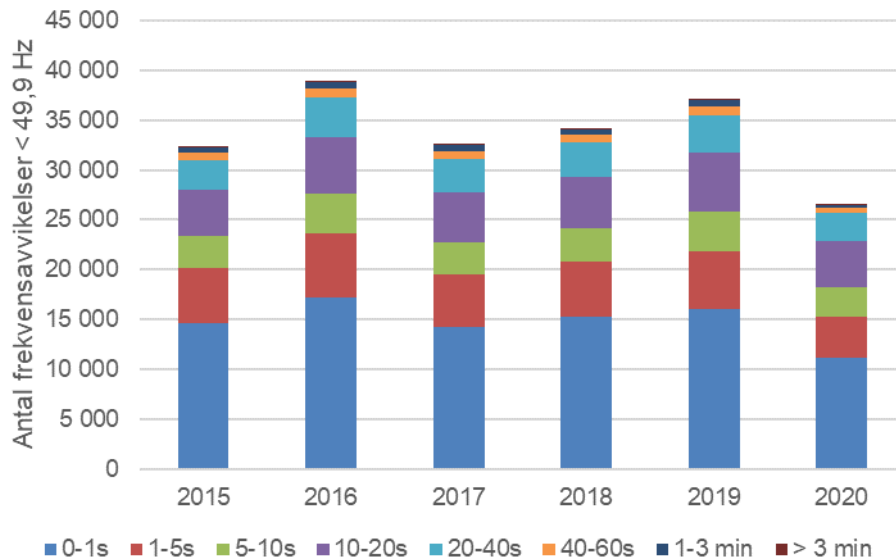
2020 var frekvensen under 49,9 Hz 0,85 % av tiden och under 49,8 Hz 0,003 % av tiden [3]. Tid med frekvensavvikelser för perioden 2015–2020 redovisas i Tabell 1.

Tabell 1. Procent av tid över, under och inom respektive frekvensområde.

År	< 49,8 Hz	< 49,9 Hz	49,9 - 50,1 Hz	> 50,1 Hz	> 50,2 Hz
2015	0,002	0,98	97,91	1,11	0,003
2016	0,004	1,25	97,31	1,44	0,003
2017	0,002	1,12	97,70	1,18	0,002
2018	0,004	1,09	97,70	1,20	0,006
2019	0,001	1,21	97,46	1,33	0,004
2020	0,003	0,85	98,13	1,02	0,001

Antalet frekvensavvikelser över 50,1 respektive under 49,9 Hz visas i Figur 1 och Figur 2. Frekvensen steg över 50,1 Hz mellan 33 000 och 42 000 gånger per år under perioden 2015–2020. Den sjönk under 49,9 något färre gånger, mellan 27 000 och 39 000 gånger per år. Cirka 45 % av avvikelserna var kortare än 1 sekund och ytterligare cirka 15 % varade i 1 till 5 sekunder. Cirka 2 % varade längre än 1 minut och cirka 0,3 % varade längre än 3 minuter. den längsta avvikelsen över 50,1 Hz varade i knappt 24 minuter och den längsta avvikelsen under 49,9 Hz i knappt 17 minuter.


Figur 1. Antal frekvensavvikelser över 50,1 Hz.



Figur 2. Antal frekvensavvikelser under 49,9 Hz.

Antalet avvikelser över 50,2 Hz varierade under perioden mellan 67 och 235 per år och antalet avvikelser under 49,8 Hz varierade mellan 105 och 167. Det motsvarar upp till 0,6 % av antalet avvikelser utanför normalspannet 49,9 till 50,1 Hz.

Den totala längden och antalet frekvensavvikelser varierade med tiden på dygnet, dagarna i veckan och månaderna på året. Det kan dock konstateras att frekvensavvikelser förekommit alla timmar på dygnet, alla dagar i veckan och alla månader på året. En djupare analys av variationerna över dygnet, veckan och året ligger utanför ramarna för detta arbete.

Stödtjänster på balansmarknaden

Nedan beskrivs de stödtjänster som upphandlas på den svenska balansmarknaden. Informationen kommer från SvK om inte annat anges. SvK gör utöver vad som beskrivs nedan direktupphandling av vissa stödtjänster baserat på behov och förutsättningar vid olika tillfällen. Det ligger utanför avgränsningarna för den här rapporten.

FFR Fast Frequency Reserve

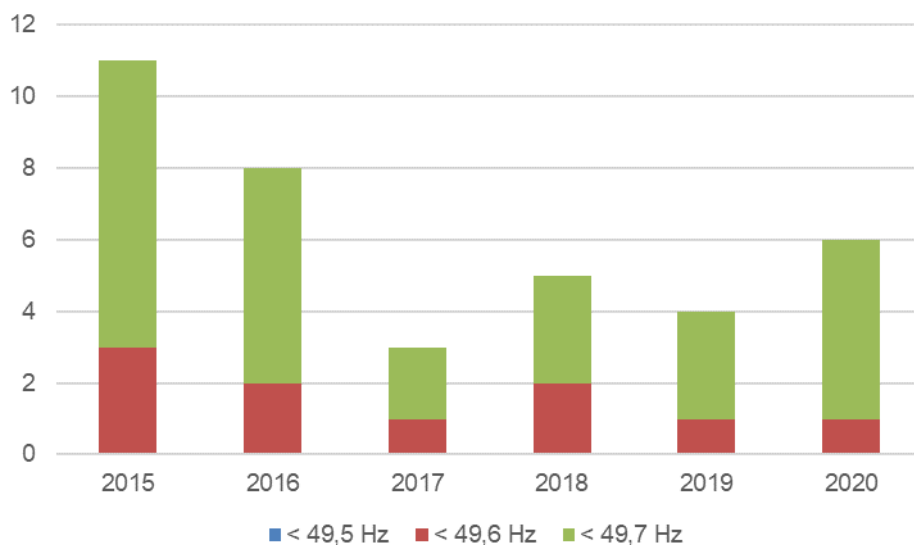
FFR är en snabb frekvensreserv som aktiveras automatiskt när frekvensen sjunker snabbt till följd av en större störning. Den introducerades på balansmarknaden under 2020 och upphandlas vid tider då svängmassan i systemet är låg och FCR-reserverna inte anses tillräckliga, d.v.s. främst under sommaren (delvis även vår och höst) de tider på dygnet som elförbrukningen är låg. Den finns i tre alternativ med olika aktiveringsfrekvens och aktiveringstid:

Tabell 2. Aktiveringsfrekvens och -tid för FFR.

Aktiveringsfrekvens [Hz]	Aktiveringstid 100%
49,5	0,7 s
49,6	1,0 s
49,7	1,3 s

Uthålligheten efter att full effekt uppnåtts är 5 alternativt 30 sekunder och tjänsten skall vara redo att återaktiveras 15 minuter efter föregående aktivering.

Enligt SvK har frekvensen i elnätet sjunkit lågt nog att aktivera FFR cirka fem gånger under 2021. FFR var avropat och aktiverades vid ett av dessa tillfällen. Vid övriga fyra tillfällen var svängmassan i elsystemet så pass hög att FCR-D bedömdes tillräckligt för att hantera bortfall av den största produktionsenheten och FFR var inte avropat. Under perioden 2015 till 2020 var frekvensen under 49,7 Hz mellan 3 och 11 gånger per år och under 49,6 Hz 1 till 3 gånger per år [3]. Frekvensen var aldrig under perioden under 49,5 Hz. Vid höga vindar i kombination med låg elförbrukning utgörs en förhållandevis stor del av elproduktionen av vindkraft och en förhållandevis liten del av kärnkraft och vattenkraft. Det gör att svängmassan i elsystemet vid dessa tillfällen är lägre än vid andra tillfällen. FFR introducerades för att säkerställa stabilitet i elnätet i situationer med låg svängmassa. I och med att utbyggnaden av vindkraft spås fortsätta kan antalet tillfällen med låg svängmassa antas komma att öka, därmed även antalet aktiveringar av FFR.



Figur 3. Antal frekvensavvikelser per år för aktivering av FFR. (Exempel: 2015 var frekvensen under 49,7 Hz 11 gånger, varav under 49,6 Hz 3 gånger.)

Tillfällena då frekvensen är lågt nog att aktivera FFR är få och aktiveringstiden är kort (sekunder). Även med en kraftig ökning av antalet aktiveringar kan det antas att mängden energi som tillförs elsystemet under aktivering över tid är ringa. FFR kan betraktas som en beredskapstjänst. Den faktiska åtgärd som en leverantör får betalt för aktiveras under en mycket begränsad del av tiden. Påverkan på elproduktion/förbrukning är ringa, till och med 2021 försumbar.

FCR (Frequency Containment Reserve)

FCR är olika typer av frekvenshållningsreserver. De aktiveras snabbt vid avvikelse från den nominella frekvensen 50 Hz för att förhindra att den avviker ytterligare. De är uppdelade i tjänster för normal drift, inom frekvensintervallet 49,9–50,1 Hz och störd drift i frekvensintervallet 49,5–49,9 och 50,1–50,5 Hz.

FCR-N (Frequency Containment Reserve-Normal)

FCR-N är en frekvenshållningsreserv som aktiveras automatiskt vid normaldrift, när frekvensen är mellan 49,9 och 50,1 Hz. FCR-N är en symmetrisk produkt, en anläggning som levererar FCR-N måste kunna reglera lika mycket upp som ned i effekt.

I det kortare perspektivet (timmar till dagar) kan aktiveringen fördelas asymmetriskt mellan upp- och nedreglering och medföra att elproduktion och/eller -konsumtion påverkas. Över tid kommer energin till upp- respektive nedreglering vara ungefär lika. Det innebär att påverkan på produktion eller konsumtion av el kommer vara ringa på lång sikt om stödtjänsten erbjuds kontinuerligt.

FCR-D(upp) (Frequency Containment Reserve-Disturbed)

FCR-D(upp) (tidigare FCR-D) är en frekvenshållningsreserv som aktiveras automatiskt vid störd drift, när frekvensen är mellan 49,9 och 49,5 Hz. Den aktiveras linjärt med frekvensavvikelsen och är fullt aktiverad när frekvensen är 49,5 Hz.

FCR-D(upp) ska vara 50 % aktiverat inom 5 sekunder. Det medger en viss fördröjning av aktiveringen för resurser som är snabbare än så. Eftersom merparten av frekvensavvikelserna är kortare än 5 sekunder kan aktivering i många fall undvikas då frekvensen hinner återgå till normalspannet innan aktivering blir aktuell. Med antagande om att en resurs behöver maximalt 4 sekunder för att nå 50 % aktivering krävs ingen aktivering i de fall frekvensavvikelsen varar 1 sekund eller mindre. Beroende på reglerbarhet kan aktivering bli aktuellt om avvikelsen varar 1 till 5 sekunder. Det innebär att aktivering blir aktuellt i 40–55 % av fallen. Under perioden 2015 till 2020 motsvarade det som minst 11 000 och som mest 22 000 gånger under ett år eller 1,2 till 2,4 gånger per timme och i snitt 14 000 till 20 000 gånger per år eller 1,6 till 2,3 gånger per timme. I mer än 99 % av fallen kommer aktiveringen vara 25 % av erbjuden effekt eller mindre, d.v.s. frekvensen kommer att sjunka under 49,9 Hz men inte under 49,8 Hz.

Påverkan på elproduktion eller elkonsumtion av att leverera FCR-D är liten i förhållande till den kapacitet som ställs till förfogande. Aktivering av FCR-D(upp) motsvarar en ökad elproduktion eller minskad elkonsumtion som i genomsnitt motsvarar 0.27% av tillhandahållen effekt, maximalt under ett år 0,31 %. En anläggning som konstant bidragit med 10 MW till FCR-D(upp)marknaden hade under perioden 2015–2020 behövt leverera maximalt 31 kWh elenergi till elnätet (antingen genom att höja sin produktion eller minska sin konsumtion) under ett år. Utifrån det resonemanget kan FCR-D(upp) betraktas som en beredskapstjänst. Den faktiska åtgärd som en leverantör får betalt för aktiveras under en mycket begränsad del av tiden.

Vid enstaka tillfällen kan dock aktiveringen vara ihängande, upp till 17 minuter (under 2015–2020). Med tanke på att tjänsten upphandlas en och två dagar innan driftstimmen bör det därför finnas beredskap för delvis aktivering för en hel uthållighetsperiod om (minst) 20 minuter upprepade gånger inom förestående 2–3-dagarsperiod.

FCR-D(ned) (Frequency Containment Reserve-Disturbed)

FCR-D(ned) är en frekvenshållningsreserv som aktiveras automatiskt vid störd drift, när frekvensen är mellan 50,1 och 50,5 Hz. Den aktiveras linjärt med frekvensavvikelsen och är fullt aktiverad när frekvensen är 50,5 Hz. Tjänsten är ny och upphandlas sedan årsskiftet 2021/2022.

Resonemanget för FCR-D(upp) om fördröjd aktivering, att FCR-D kan betraktas som beredskapstjänst och beredskap för ihållande aktivering gäller även för FCR-D(ned).

FRR (Frequency Restoration Reserve)

FRR är olika typer av frekvensåterställningsreserver. De aktiveras för att återställa frekvensen till 50 Hz och samtidigt avlasta frekvenshållningsreserverna (FCR) så att de kan aktiveras på nytt vid behov. Det finns en automatisk och en manuell variant.

aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve)

aFRR är en frekvensåterställningsreserv med automatisk aktivering när frekvensen avviker från 50,0 Hz. Den ska vara fullt aktiverad inom 2 minuter (5 minuter från 10 maj 2022). Dess funktion är att kompensera för när faktisk elproduktion skiljer sig från prognosticerad och när den faktiska elkonsumtionen skiljer sig från den prognosticerade elproduktionen. Det gör att det mer eller mindre hela tiden är någon FRR-resurs inkopplad.

Levererad medeleffekt kan antas vara betydande i förhållande till erbjuden effekt. FRR kan alltså inte likt FFR och FCR-D betraktas som en beredskapstjänst. Aktivering kan förväntas under stor del av tiden och påverkan på produktion/konsumtion av el kan väntas vara betydande. Genom att erbjuda både upp- och nedreglering kan påverkan på elproduktion/-konsumtion över tid jämnas ut. Dock kvarstår förväntan om över- eller underskott under perioder om timmar upp till dagar, i förhållande till det fall tjänsten inte levereras.

mFRR (manual Frequency Restoration Reserve)

mFRR är en frekvensåterställningsreserv med manuell aktivering. SvK avropar mFRR vid behov och avropade reserver skall vara fullt aktiverade inom 15 minuter. Dess funktion är samma som för aFRR.

Resonemang om aktiveringsgrad gäller lika som för aFRR.

Sammanställning stödtjänster

För överblick visas i Tabell 3 en sammanställning av de stödtjänster som är aktuella på den svenska balansmarknaden och beskrivits ovan.

Tabell 3. Sammanställning av aktuella (februari 2022) stödtjänster.

	FFR	FCR-N	FCR-D (upp)	FCR-D (ned)	aFRR	mFRR
Symmetrisk	Nej	Ja	Nej	Nej	Nej	Nej
Minsta budstorlek	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	5 MW (1 MW)*	10 MW (5 MW i SE4)
Aktivering	Aut.	Aut.	Aut.	Aut.	Aut.	Man.
Aktiveringstid	100 % inom: 0,7s vid 49,5 Hz, 1s vid 49,6 Hz, 1,3s vid 49,7 Hz	63 % inom 60 s, 100 % inom 3 min	50 % inom 5 s, 100 % inom 30 s	50 % inom 5 s, 100 % inom 30 s	100 % inom 120 s (100 % inom 5 min)*	100 % inom 15 min
Volymkrav	Varierande	Ca 240 MW	Upp till ca 580 MW	Upp till ca 560 MW	Ca 140 MW	Inga
Uthållighet	30, alt 5 s	1 h	Minst 20 min	Minst 20 min	1 h	1 h

* Gäller från 2022-05-10.

Handel med stödtjänster

Stödtjänsterna upphandlas med olika förfaranden som gemensamt går under benämningen balansmarknaden. FFR upphandlas säsongsvist. Fri prissättning råder vid upphandlingstillfället. Beredskap från upphandlade resurser avropas vid behov i stigande prisordning varvid avtalad ersättning utgår.

FCR upphandlas en och två dagar innan driftstimmen. Ersättning sker mot bud. Prissättningen var fram till och med 2021 reglerad med krav på att buden ska vara kostnadsbaserade. Från 2022 har kravet på kostnadsbaserade bud avskaffats. Det gör det enklare för nya slag av resurser att delta på marknaden, vars utformning var anpassad för vattenkraftsanläggningar som historiskt har varit det kraftslag som levererat FCR. Ersättning för energi utgår för FCR-N enligt upp- eller nedregleringspris på Nord Pool.

aFRR-kapacitet upphandlas veckovis (dagen innan från 10 maj 2022). Kapacitetsersättning utgår enligt bud och vid aktivering ersätts energi enligt upp- eller nedregleringspris på Nord Pool.

Bud på mFRR kan läggas fram till 45 minuter innan driftstimmen. Avrop sker manuellt 15 minuter före driftstimmen och marginalprissättning tillämpas.

Tabell 4. Modeller för kapacitets- och energiersättning för stödtjänster på svenska balansmarknaden.

Stödtjänst	Kapacitetsersättning	Energiersättning
FFR	Marginalprissättning (2022)*	-
FCR-N	Enligt bud	Enligt upp- eller nedregleringspris på Nord Pool
FCR-D(upp)	Enligt bud	-
FCR-D(ned)	Enligt bud	-
aFRR	Enligt bud**	Enligt upp- eller nedregleringspris på Nord Pool
mFRR	-	Marginalpris (för avropat bud) enligt upp- eller nedregleringspris på Nord Pool

*Om fler bud avropas för samma timme ersätts samtliga avrop med det högst avropade priset per MW.

** Gällde t.o.m. 2022-05-09, se kommentar nedan om kommande förändringar.

Kommande förändringar

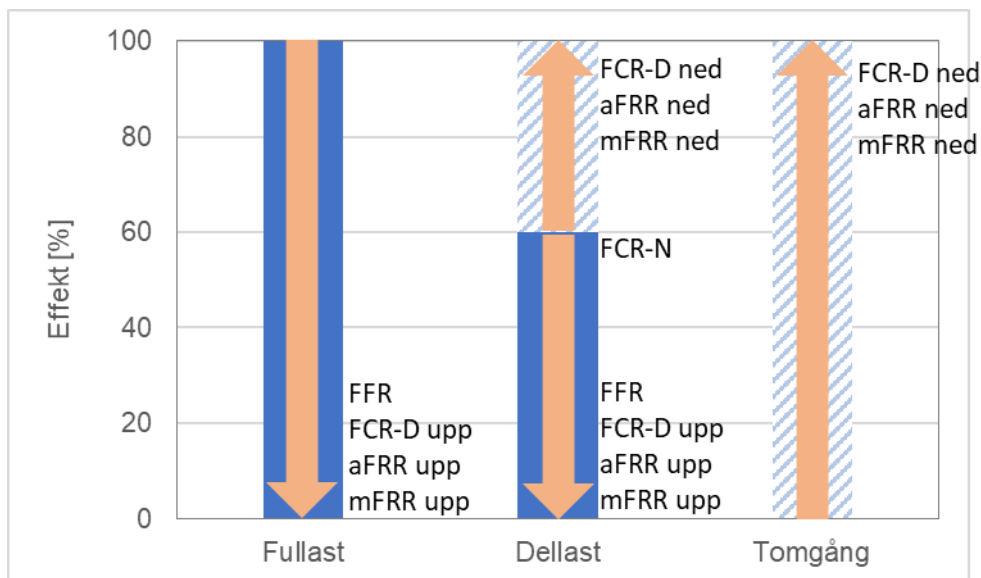
Det pågår omfattande förändringar av den svenska balansmarknaden. De nordiska TSO:erna Svenska kraftnät, Finngrid, Statnett och Energinet, samarbetar om införandet av en ny nordisk balanseringsmodell (NBM). Arbetet syftar till att säkerställa driften i det nordiska synkronområdet i och med energiomställningen samt möjliggöra anslutning till de europeiska handelsmarknader för balanstjänster som är under utveckling. Det är alltför omfattande att gå in i detalj på alla förändringar som kommer. Nedan är några förändringar inom kommande 3-årsperiod som är av särskild betydelse för en vätgasanläggning:

- Från och med 10 maj 2022 handlas aFRR på den nordiska kapacitetsmarknaden för aFRR. Det innebär att volymkravet minskat till 1 MW, full aktiveringstid ändrats till 5 minuter för att harmonisera med den europeiska handelsplattformen PICASSO, handeln sker dagen innan och ersättning sker till marginalpris. Handel med mindre enheter och kortare framförhållning är nu möjlig.
- Aggregering av resurser kommer att tillåtas i högre grad vilket möjliggör att enskilda anläggningar kan bidra med betydligt mindre kapacitet än vad som idag krävs.
- mFRR kommer från Q4 2022 handlas på en nordisk kapacitetsmarknad. Det innebär automatiserad handel och sänkt volymgräns till 1 MW. Det möjliggör för mindre anläggningar att delta på marknaden. Krav på den europeiska handelsplattformen MARI är full aktivering inom 12,5 minuter. Harmonisering på den nordiska kapacitetsmarknaden kan förväntas innan övergång till MARI blir verklighet.
- Tidsintervall för upphandling, avrop och uthållighet av balanstjänster kommer att minska från dagens 60 till 15 minuter. Övergången är planerad till slutet av 2023.
- Ersättning för FCR kommer under 2024 övergå från enligt bud till marginalpris.

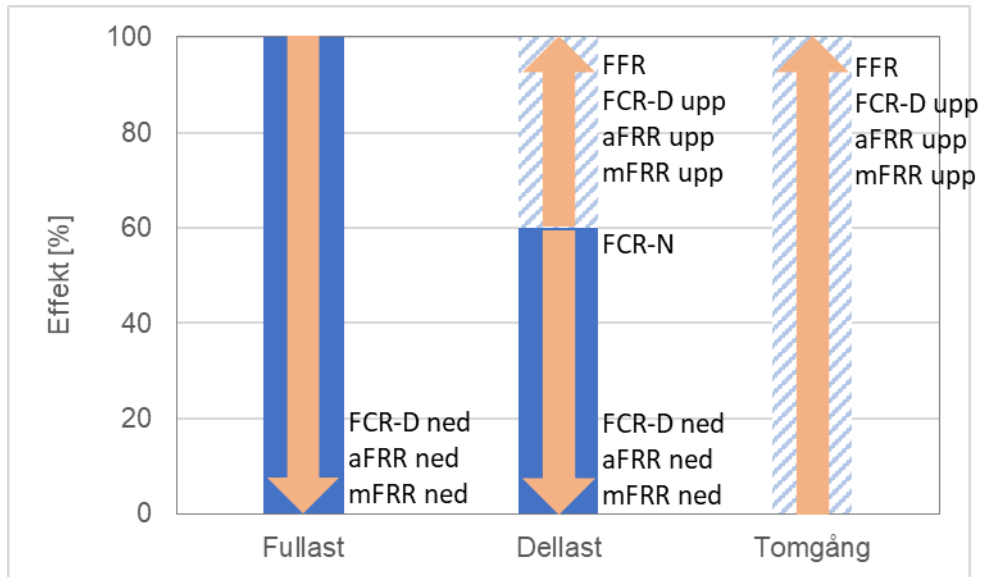
Intäkter från stödtjänster

Tekniker som levererar stödtjänster

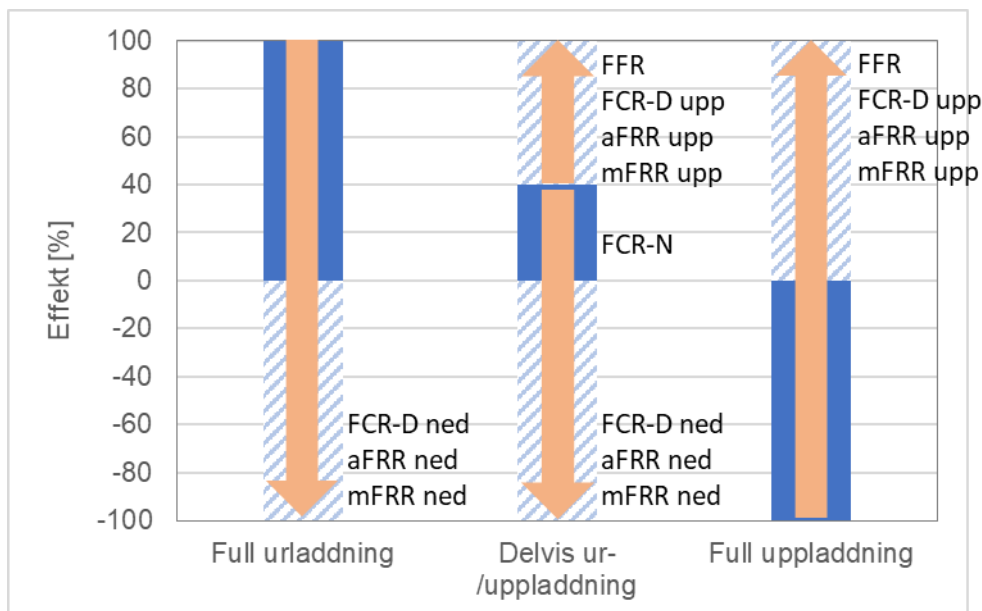
I princip kan all utrustning som förbrukar eller producerar el och är kopplad till elnätet bidra med stabiliserande åtgärder. I Figur 4 till Figur 6 visas principiellt hur stödtjänster kan levereras av olika typer av anläggningar. De blå staplarna anger driftsituation och pilarna anger utrymme för att tillhandahålla stödtjänster. En anläggning som går på full effekt kan tillhandahålla tjänster genom att reglera ner sin effekt och en anläggning på noll effekt genom att reglera upp. Vid dellast kan effekten regleras både upp och ner och möjlighet till symmetriska tjänster (för t.f. FCR-N) finns också. Ställtider, effektintervall för drift, samt möjlig hastighet för upp- och nedreglering av effekten avgör vilken/vilka balanstjänster en specifik utrustning kan leverera i olika drifttillstånd. Vätgasanläggningar är komplexa system som, utöver en process för utvinning av vätgas eller omvandling av vätgas till energi, består av kringutrustning som till exempel pumpar, kompressorer, kylsystem, lager och kraftelektronik. Det är prestandan och flexibiliteten hos hela systemet som avgör vilken eller vilka stödtjänster som kan levereras.



Figur 4. Schematisk bild över möjliga stödtjänster att leverera med elförbrukare (till exempel elektrolysör) i olika driftsituationer.



Figur 5. Schematisk bild över möjliga stödtjänster att leverera med elproduktionsenhet (bränslecell, gasturbin, mm.) i olika driftsituationer.



Figur 6. Schematisk bild över möjliga stödtjänster att leverera med batteri i olika driftsituationer.

Vätgassystemet, innehållande elektrolysör, vätgaslager och gasturbin eller bränslecell är att betrakta som en anläggning. Anläggningen kan även innefatta ett batteri, kondensator eller annan typ av lager för elenergi. Var del för sig kan leverera stödtjänster, eller så kan flera delar samverka för att tillsammans leverera stödtjänster. Oavsett om det är elektrolysören, turbinen/bränslecellen, ett eventuellt batteri eller flera komponenter i samverkan som specifikt producerar en stödtjänst till elnätet måste kraven som ställs på hela vätgassystemet i alla lägen respekteras. Det kan till exempel innebära att produktionskvoter på vätgas måste fyllas eller att övre och undre fyllnadsgränser för ett lager måste hållas och det i sin tur kan stå i konflikt med att leverera stödtjänster, trots att det är praktiskt möjligt och ekonomiskt fördelaktigt.

Nedan följer en genomgång av de element i en vätgasanläggning som på egen hand eller i samverkan kan bidra till att leverera balanstjänster. Batterier, elektrolysörer och bränsleceller är under snabb utveckling och prestanda varierar mellan tekniker och tillverkare. Sammanställningen nedan är tänkt att ge en översikt. Vid konstruktion av en vätgasanläggning

behöver prestanda för enskilda leverantörer och specifika modeller beaktas. De kan avvika från vad som anges nedan.

Elektrolysör

En elektrolysör konsumerar el och kan verka frekvenshöjande genom att minska sin effekt och produktion eller frekvenssänkande genom att öka sin effekt och produktion. Prestanda för elektrolysörer skiljer sig kraftigt åt mellan olika teknologier och olika leverantörer. Generellt kan man säga att de har god förmåga att köras över ett stort effektintervall (mellan <20% och 100% beroende på teknologi och fabrikat) och att PEM (Polymer Electrolyte Membrane) har kortast tid för kallstart och snabbast ramphastighet vad gäller elektrisk effekt.

Siemens anger för sin PEM Silyzer 300 [2] en kallstarttid på 60 sekunder och en ramphastighet på 10% effekt per sekunder. H-TEC anger kallstarttid till <1h och varmstart till 30 sekunder för sin HCS S450-70 [2]. I ett pilotprojekt, HyBalance, med en 1,25 MW elektrolysör har upprampning 0-100 % inom loppet av en sekund och nedrampning från 100 till 10 % inom loppet av fyra sekunder demonstrerats. De lämpar sig generellt för att leverera FCR och FRR och kan beroende på dynamisk kapacitet delta på FFR-marknaden.

Alkaliska elektrolysörer är generellt långsammare. HydrogenPro anger för sin AHPE-teknik en kallstarttid på 30 minuter [2], och att de hanterar ”lastvariationer” på mindre än 1 sekund [4]. En annan källa anger uppstartsid för alkaliska elektrolys i industriell skala (MW) till cirka 1 h [5]. Generellt ligger ramphastigheten mellan sekunder och ett tiotal minuter från noll till full effekt. Det gör generellt alkaliska elektrolysörer kvalificerade att leverera FRR (när elektrolysen är igång) och eventuellt FCR.

Vad gäller SOEC-elektrolys är prestandan i hög grad leverantörsberoende. Uppstartstid varierar från drygt 5 minuter till 10-talet timmar med ramptider (noll till full effekt) från drygt 5 minuter. Den kan vara lämpad för FRR men troligtvis inte för FCR och FFR.

NREL har med test publicerade 2014 av två 40 kW elektrolysörer, en PEM och en alkalisk, påvisat tider för upp- och nedrampning mellan 25 % och 100 % last på bråkdelar av en sekund [6]. Test gjordes med olika stora effektsteg och i samtliga fall hade effekten efter 0,2 sekunder ökat med mer än 90 % av begärt effektsteg. Det argumenteras i studien för att uppskalning till MW-skala inte borde medföra större förändringar av prestandan. Av prestanda för olika anläggningar presenterade ovan verkar så inte vara fallet. Det ska inte uteslutas att det finns leverantörer och produkter med snabbare start och ramp-tider än de som redovisats ovan.

Vilka stödtjänster som en elektrolysör lämpar sig för att generera beror dels på dess prestanda dels på hur den behöver köras för att uppfylla krav på vätgasproduktion. En elektrolysör som stor del av tiden går på full effekt lämpar sig att leverera ”beredskapstjänsterna” FFR och FCR-D(upp), förutsatt att den har tillräcklig dynamisk kapacitet till effektvariation. Det innebär en extra intäkt för stödtjänster i utbyte mot en marginell minskning i vätgasproduktion, maximalt 0,3 % per år. En elektrolysör som generellt går på dellast kan även leverera andra tjänster, som FCR-N eller FRR. En eventuell avvikelse i vätgasproduktionen under en driftstimme går att kompensera för under en senare driftstimme. Det kan dock påverka ekonomin för anläggningen om man tvingas köra elektrolysen på högre effekt än planerat vid tillfällena då elpriset är högt, beroende på hur många timmar det sker.

Antalet lastcykler, förväntas bli betydande, i snitt 14 000 till 20 000 per år för FCR-D (om den erbjuds hela året). Det kan antas att antalet blir betydande (i samma storleksordning) även för andra stödtjänster. Även om lastvariationerna utgör mindre del av nominell effekt kan de ha en inverkan på anläggningens livslängd och underhållsbehov.

Gasturbin

Flera leverantörer jobbar på att vidareutveckla sina gasturbiner och ökar succesivt inblandningen av vätgas. Det handlar främst om att modifiera brännkammare för att passa till vätgas eller natur-/biogas med vätgas inblandat. Teknologi för 100% vätgas med moderna brännarsystem är nära att nå marknaden. Då förändringar främst krävs i brännkammaren och vissa hjälpsystem som bränsle-, säkerhets- och styrsystem är det möjligt att konvertera installerade gasturbiner till vätgasdrift. Beroende på installation kan det medföra viss övrig ombyggnad, till exempel för att kunna hantera vätgas på ett säkert sätt i anläggningen.

För en gasturbin i drift eller beredskap, ”spinning reserve”, kan effekten regleras mycket snabbt. Enaxliga turbiner har direkta stegsvar och tvåaxliga turbiner med lättviktsrotorer kan också mycket snabbt sänka eller öka effekten. Utöver det kan svängmassan i en turbin utnyttjas. Sammantaget gör det att den dynamiska reglerbarheten på en gasturbin är mycket god. Den kan leverera samtliga stödtjänster från 0 till 100% av nominell effekt.

Många gasturbiner är delar i kombi-cykelanläggningar där spillvärmen från gasturbinen omvandlas till elektrisk energi i en ångturbin. Ångcykeln är trögare och reagerar betydligt långsammare än gasturbinen och kan vara den begränsande faktorn i en anläggning. Ångpannan måste komma upp i temperatur för att generera energi och det tar tid. Den kan förvisso förvärmas för att hålla beredskap. Uppramphastigheten är typiskt 10 MW per minut medan nedrampningshastigheten är mycket snabb. Det innebär att kombi-cykeln som helhet är lämpad för FCR-N, och FRR-tjänsterna och nedregleringstjänsterna aFRR(ned) och FCR-D(ned). För uppregleringstjänster med snabbare förlopp kan ångflödet från gasturbinen dumpas förbi ångturbinen. Därmed bli tillgänglig effekt för de tjänsterna maximalt utgör ca 2/3 av ett kombiverks nominella effekt.

Förutom prestanda avgör driftsituationen vilken eller vilka stödtjänster som kan levereras. En gasturbin som går på full effekt kan generellt leverera tjänster för nedreglering av frekvensen. Dock finns metoder för att kortvarigt öka effekten över 100% vilket möjliggör även uppreglering i begränsad skala., Vid dellast kan både upp och nedreglering vara aktuellt och en stillastående turbin eller turbin i beredskap kan leverera uppreglering av frekvensen.

Antalet lastcykler förväntas bli i storleksordningen 1,2 till 2,4 per timme, eller 11 000 till 22 000 per år om stödtjänster levereras kontinuerligt. De kan påverka underhållsbehov och livstid på anläggningen eller komponenter i den.

Bränslecell

Många företag runt om i världen håller idag på med utveckling av bränslecellsteknik och produkter. Prestanda varierar mellan tillverkare och utvecklingstakten är hög. Informationen som redovisas nedan är generell med enstaka specifik(a) exempel. Det kan finnas produkter på marknaden eller under utveckling som skiljer sig från vad som redovisas nedan.

En studie om tidiga affärsmöjligheter för vätgasanläggningar [1] anger att effekten från bränsleceller kan varieras från 0 – 100 % och den dynamiska förmågan att ändra effekten är mellan 2–10 % av nominell effekt per sekund. Powercell anger för sin modell S3 Stack att kallstarttiden är 20 sekunder från avstängd till i drift och att ramphastigheten är cirka 10 % per sekund [8].

Därmed har bränsleceller förmåga att leverera alla stödtjänster på balansmarknaden förutom FFR. Som för andra komponenter i en vätgasanläggning är kapaciteten som är tillgänglig för stödtjänster beroende av hur bränslecellen körs. För FCR-D är påverkan på vätgasförbrukning och elproduktion ringa. För andra stödtjänster är påverkan större och kan ha betydelse för anläggningens förmåga att tillgodose andra krav, som leverans av vätgas eller el.

Antalet lastcykler förväntas bli i storleksordningen 1,6 till 2,3 per timme, eller 14 000 till 20 000 per år om stödtjänster levereras kontinuerligt. De kan påverka underhållsbehov och livstid på anläggningen eller komponenter i den.

Batteri

Batterier kan reagera extremt snabbt och laddas upp och laddas ur i ett stort effektspann. Beroende på kapacitet kan de addera eller subtrahera effekt från nätet i allt från enstaka sekunder till flera timmer. Det gör att de, beroende på utformning, kan leverera alla stödtjänster på balansmarknaden. Allt från snabb frekvensreglering med sekunders aktiveringstid till ersättning av förlorad produktionskapacitet eller kompensera underskattad last i timal.

Verkningsgraden varierar mellan teknologier. Batterier har självurladdning (dvs oönskade bireaktioner, speciellt vid full laddning) som gör att deras verkningsgrad och livslängd kan vara lägra i en reservkraftsapplikation. Verkningsgraden är också lägre när batteriet är nästan helt urladdat och vid väldigt snabb upp- och urladdning. För att koppla ett batteri till elnätet krävs i regel en frekvensomriktare och transformator som har sina egenskaper och förlustkaraktäristik. Batterisystemets totala verkningsgrad och dess effektberoende är avhängigt anläggningens utformning. Verkningsgraden för transformatorer och omriktare, förutom vid låg (under cirka 20 %) last, är jämn och hög (väl över 95%). Det ligger utanför detta arbetes ramar att ta batterianläggningars totala verkningsgrads effektberoende i beaktande för resonemang om systemtjänster.

Sammanfattning av teknikers förmåga att leverera stödtjänster

I Tabell 5 visas en översikt över vilka teknologier som kan användas till att leverera respektive stödtjänst på den svenska balansmarknaden. Tabellen är en generell bedömning och gäller inte nödvändigtvis alla produkter inom respektive kategori.

Tabell 5. Olika processers kompatibilitet med frekvensreglerande stödtjänster.

	FFR	FCR-N	FCR-D (upp)	FCR-D (ned)	aFRR*	mFRR*
Elektrolys PEM	(✓)	✓	✓	✓	✓	✓
Elektrolys ALK	✗	(✓)	(✓)	(✓)	✓	✓
Elektrolys SOEC	✗	✗	✗	✗	✓	✓
Batteri	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gasturbin	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Bränslecell	✗	✓	✓	✓	✓	✓

* Existerande volymkrav kan vara en begränsande faktor. Genom att volymkraven kommer att minska och aggregerade bud tillåtas kommer det inom överskådlig framtid vara möjligt att leverera dessa tjänster med betydligt mindre anläggningar än idag.

Alla delar av en vätgasanläggning kan i någon mån användas till att leverera stödtjänster till elnätet. Vilka stödtjänster och i vilken omfattning beror på hur systemet utformas och vilka

teknologier och leverantörer som används. Batterier går att reglera extremt snabbt. De kan utgöra brygga till andra, långsammare, resurser under sekunder till minuter. Till exempel kan antalet aktiveringar av FCR-D minimeras genom att låta ett batteri/en kondensator snabbt aktiveras till 50% precis i tid och sedan aktivera ex. elektrolysör som står för den uthållighet som kan krävas.

Det är möjligt att leverera flera stödtjänster samtidigt så länge anläggningen som levererar dem har kapacitet att uppfylla aktiveringskraven för samtliga. En elektrolyslör med driftsintervall om 20-100 % som går på 80 % skulle till exempel kunna erbjuda aFRR(upp) med 60 % av nominell effekt och aFRR(ned) med 20 %, eller FCR-N med 20 % och FCR-D(upp) med 40 % av nominell effekt.

Värdet av stödtjänster

I det här avsnittet analyseras historiska ersättningsnivåer för att ge en uppskattning av det potentiella framtida värdet av stödtjänster. För att illustrera hur intäkter genereras används elektrolysen som exempel. Samma resonemang kan användas för batteri, gasturbin och bränslecell, med hänsyn till om de producerar eller förbrukar el och dess förmåga att leverera respektive stödtjänst.

Historisk ersättning för stödtjänster

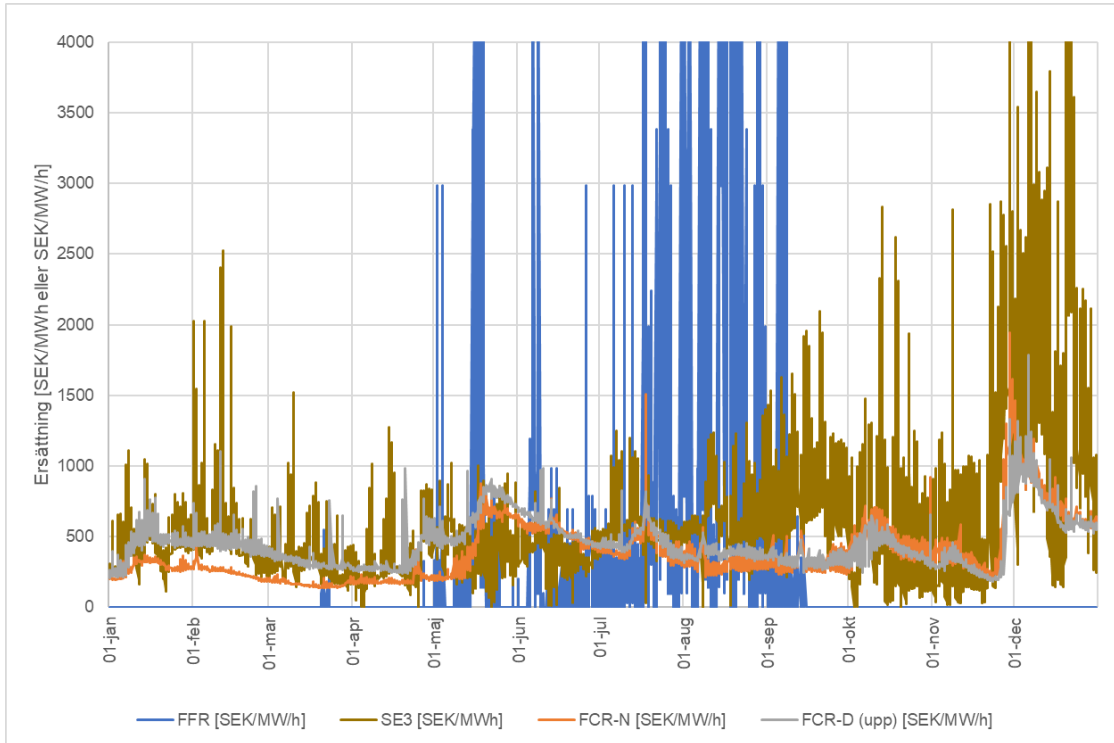
Historiska ersättningsnivåer som använts i projektet är ersättning per timme och kommer från Svenska kraftnät och Nordpool. Vilka historiska data som finns över ersättning och volymer varierar mellan de olika stödtjänsterna, se Tabell 6. För FFR och mFRR där marginalprissättning tillämpas är ersättningen samma för alla och vi vet alltså vad alla har fått betalt som tillhandahållit de tjänsterna. För de tjänster som tillämpar ersättning enligt bud finns medelpris och i vissa fall upphandlad volym. Det innebär att det finns de som fått mer betalt och de som fått mindre. Det finns alltså inte information om vilket som var det högsta avropade budet varje timme. Medelpriset utgör en undre gräns för det. Eftersom FCR-D(ned) introducerades under 2022 har ingen statistik tagits med för den tjänsten.

Tabell 6. Översikt över tillgänglig historik över ersättningsnivåer och volymer på balanstjänster.

Stödtjänst	Tillgänglig prishistorik	Efterbearbetning pris
FFR	Ersättning, upphandlad volym	Ingen
FCR-N	Medelpris	Ingen
FCR-D(upp)	Medelpris	Ingen
FCR-D(ned)	-	-
aFRR	Medelpris, upphandlad volym	Ingen
mFRR	Ersättning per elområde, aktiverad volym per elområde	Medelvärde per timme, vägt med aktiverad volym i respektive prisområde. 0 om ej aktiverad.

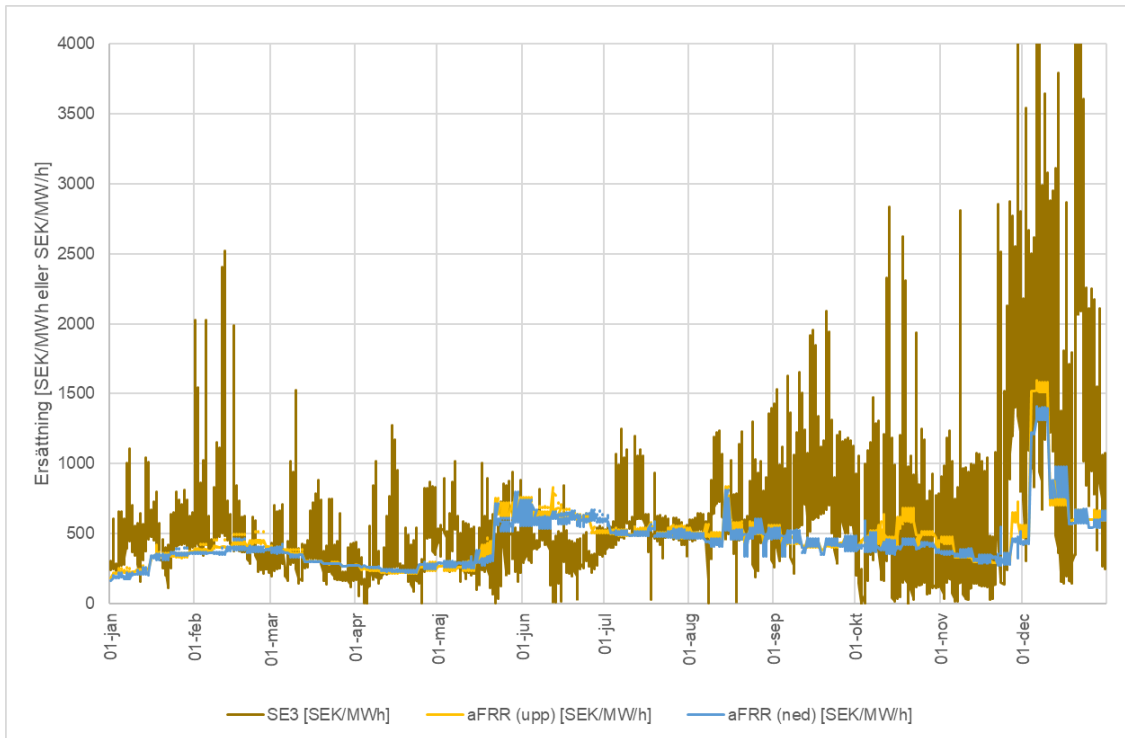
Figur 7 visar ersättningen för FFR och frekvenshållningsreserverna (FCR) under 2021. Spotpriset för el i elområde 1 och 3 är med som jämförelse. Diagrammet är begränsat till 4000 SEK för överskådlighet. Såväl FFR (max 4995 SEK/MW/h) som spotpriset för elområde 3 (max 6459 SEK/MWh) når stundvis över det. Man ser hur ersättningen för FFR återkommer till olika distinkta nivåer, vilket förklaras av ett enda upphandlingstillfälle för hela säsongen, d.v.s. varje gång en viss volym avropats har ersättningen varit densamma. Ersättningen för FCR varierar under året. Den följer inte elpriset helt och hållet men det förefaller finnas ett

visst samband. Det är naturligt eftersom att sälja el är ett alternativ till att reservera kapacitet för FCR. Andra faktorer spelar också in, nivåer i vattenmagasin, produktion från övriga energislag, mm.

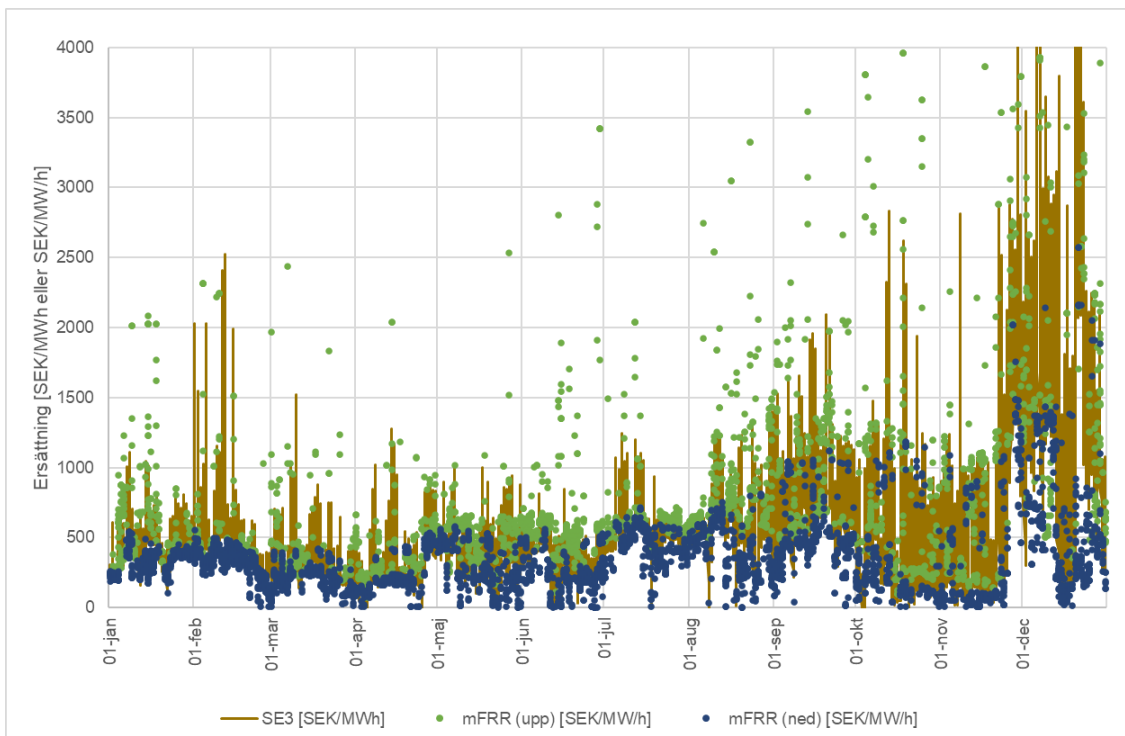


Figur 7. Ersättning per timme under 2021 för FFR, elspot SE3, FC-N och FCR-D(upp).

Figur 8 och Figur 9 visar ersättningen för aFRR och mFRR, upp- och nedreglering. Tjänsterna upphandlas/avropas inte varje timme, värden visas för de timmar tjänsterna varit upphandlade och avropade. Liksom för FCR har även ersättningsnivån för FRR en tydlig korrelation till elpriset, och inte heller här är det hela förklaringen till variationen. För aFRR är det stor skillnad på ersättning för ned- och uppreglering. Det kommer sig av att tjänsten idag levereras av anläggningar som producerar el, vilket innebär att nedreglering kan åstadkommas med annars planerat produktionsschema medan uppreglering kräver att produktionen anpassas så att effekt reserveras för FRR. Skillnaden i ersättning mellan upp- och nedreglering finns även för mFRR, men är inte lika stor.

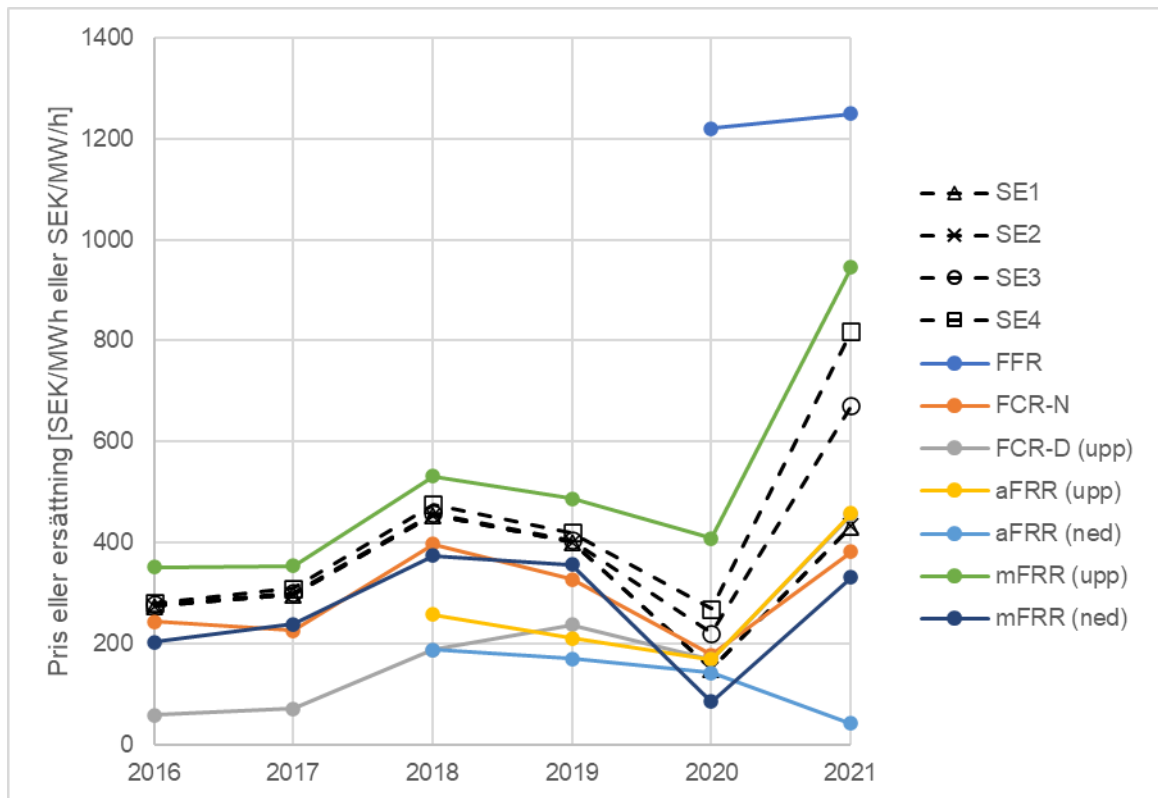


Figur 8. Ersättning per timme under 2021 för elspot SE3, aFRR (upp) och (ned).



Figur 9. Ersättning per timme under 2021 för elspot SE3, mFRR (upp) och (ned).

När man studerar årsmedelvärde av ersättning för el och stödtjänster, se Figur 10, syns ett samband mellan elpriset och ersättningsnivån för samtliga stödtjänster. Värt att notera är att trots att ersättningen för FCR har varit kostnadsbaserade skiljer en faktor 2 i genomsnittlig ersättning under ett år mellan högsta och lägsta notering för FCR-N och en faktor 8 för FCR-D. För samtliga stödtjänster varierar ersättningen mycket, såväl under ett år som genomsnittlig ersättning från ett år till ett annat.



Figur 10. Medelpris för elspot och genomsnittlig ersättning för stödtjänster från 2016 till 2021 (för FFR endast 2020–2021 och för aFRR från 2018–2021). Värden baseras på de timmar då respektive tjänst varit avropad.

Prognos och budstrategi

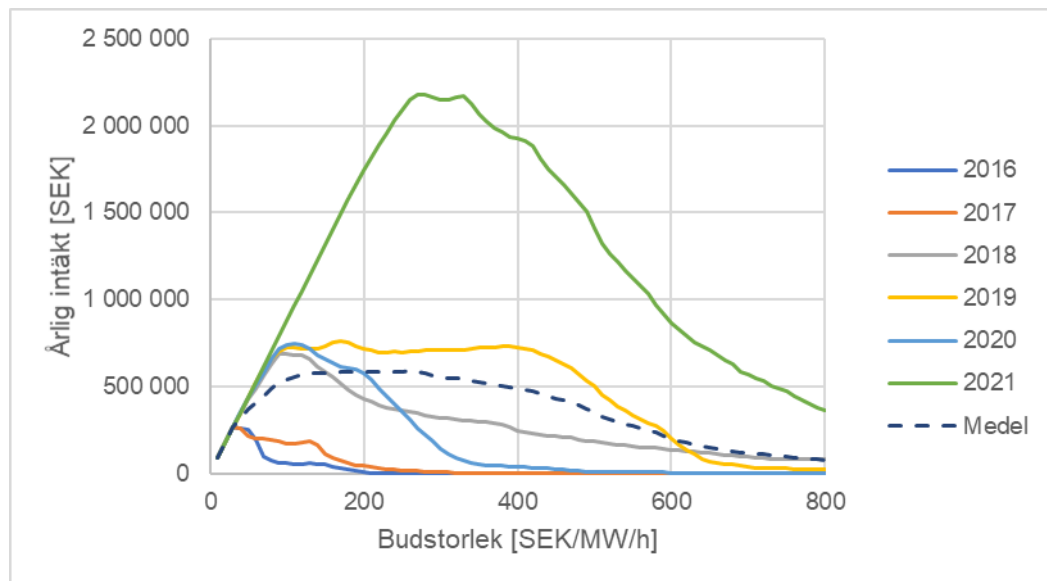
Med de stora förändringar som energisystemet står inför är det svårt att förutse hur ersättningen för stödtjänster kommer att utvecklas under de kommande 20 åren, en rimlig tidshorisont för en investering i en vätgasanläggning. Klart är att en ökande andel av elproduktionen kommer att komma från intermittenta källor och en allt mindre del från synkront kopplade generatorer. Balans i elnätet kommer att behöva upprätthållas med andra metoder än idag och marknaden för stödtjänster kommer att växa. Samtidigt görs marknaden tillgänglig för fler aktörer genom digitalisering, automatisering, förkortning av avropstider och acceptans för mindre budvolym. Alltså kommer konkurrensen på balansmarknaden sannolikt också att öka.

Utvecklingen som sker tyder på att tillhandahållande av balanstjänster ska drivas av ekonomiska incitament, snarare än tvång i form av anslutningskrav eller dylikt. Det gör att en viss förtjänst behöver vara möjlig för att det ska vara intressant för marknadsaktörer att leverera dessa tjänster. Det kan antas att en betydande intäkt från stödtjänster kommer att vara möjlig.

För att trots osäkerheten försöka ge någon form av vägledning kring värdet på stödtjänster följer nedan ett resonemang kring två olika budstrategier för FCR-D(upp) baserat på historiska ersättningsnivåer. För resonemanget antas att elektrolysören alltid är i drift och att effekten som tillhandahålls för FCR-D(upp) är 1 MW.

Budstrategi 1: Konstant budnivå

Den första budstrategin är konstant budnivå under ett eller flera år. I Figur 11 syns hur den möjliga årliga intäkten varierar med storleken på bud, fast budnivå under ett kalenderår, under åren 2016 till 2021. Den möjliga intäkten varierar kraftigt, liksom optimal budnivå under respektive år. Sett till hela sexårsperioden hade den optimala budnivån varit 260 SEK/MW/h. Variationen i genomsnittlig intäkt per år är liten, mindre än 2 %, i intervallet från 130 – 280 SEK/MW/h. Ett bud på 260 SEK/MW/h hade i snitt genererat en årlig intäkt på 590 000 SEK per MW, med en lägsta notering 2016 med endast 1 000 SEK och en högsta notering 2021 med 2,2 MSEK.

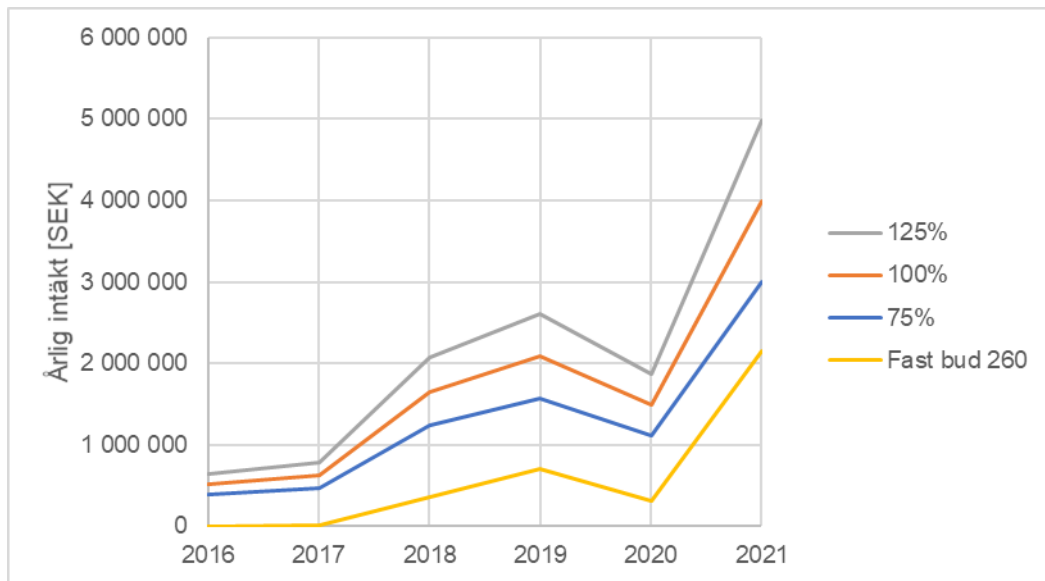


Figur 11. Möjlig årlig intäkt per MW FCR-D(upp) som funktion av budnivå (för fast budnivå under året). "Medel" visar genomsnittlig årlig intäkt från 2016 till 2021 som funktion av konstant budnivå under hela perioden.

Budstrategi 2: Rörligt bud

Den andra budstrategin utgår ifrån att bud läggs baserat på en prognos, timme för timme, om ersättningsnivån för FCR-D(upp). Utformningen av prognosen är bortom omfattningen av detta arbete. I stället utvärderas den möjliga intäkten utifrån intäkten som om budet varje timme hade motsvarat medelpriset. Möjlig intäkt av en sådan strategi visas i Figur 12. 75 % och 125 % av medelpriset per timme är med som jämförelse och känslighetsanalys. Genomsnittliga möjliga årliga intäkten av att hela tiden ligga på medelpris per timme från 2016 till 2021 var 1,7 MSEK, nästan 3 gånger så mycket som för strategin med fast budstorlek under hela perioden.

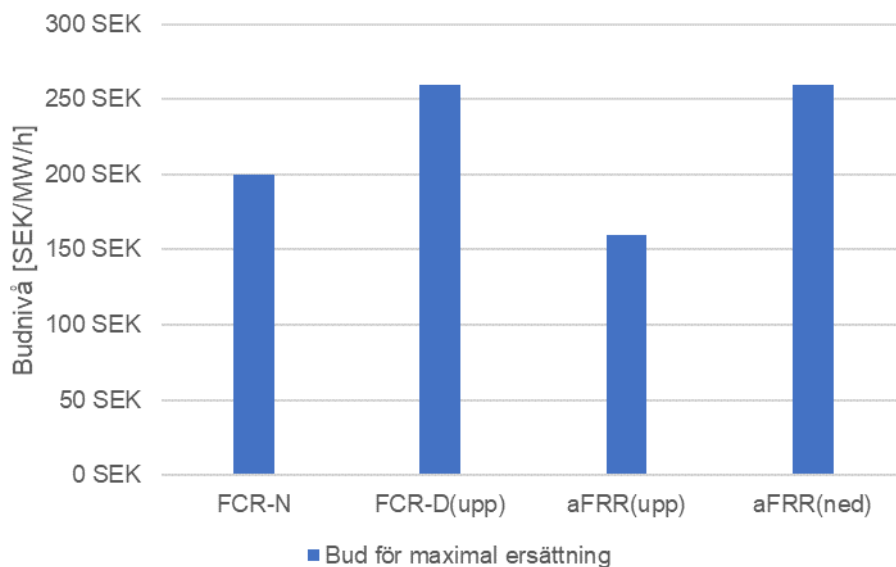
Då det högsta accepterade budet sannolikt är högre än medelpriset kan den möjliga intäkten vara mer än 1,7 MSEK. Om högsta budet är 25 % högre skulle genomsnittliga årliga intäkten potentiellt kunna ha varit 2,2 MSEK. Å andra sidan är det ett rimligt antagande att en prognos inte alltid träffar rätt. En prognosticerat för hög ersättningsnivå kan föranleda ett för högt bud som inte blir avropat. En prognosticerat för låg ersättningsnivå kan föranleda ett bud betydligt under högsta accepterade budet och innebära en förlorad möjlig intäkt. Motsvarande information för övriga stödtjänster finns att läsa i bilaga.



Figur 12. Möjlig årlig intäkt per MW FCR-D(up) för avropat bud om 75, 100 och 125 % av historiskt medelpris timme för timme.

Jämförelse av budstrategier

Här följer en sammanfattning av resultaten för samtliga stödtjänster. Figur 13 visar budnivån för respektive stödtjänst som skulle ha gett högst total ersättning från 2016 till och med 2021. Endast stödtjänster med ersättning enligt bud har tagits i beaktande. För stödtjänster med marginalprissättning blir ersättningen samma för alla bud som avropas under en drifttimme. Det innebär att budnivån inte spelar någon roll, annat än om budet är över eller under brytpunkten för att bli avropad. Eftersom storleken på ersättningen inte är kopplad till storleken på budet blir logiken att ju fler timmar som en tjänst erbjuds, desto större blir intäkten och optimal budnivå är 0 kr för att delta alla timmar tjänsten avropa. Jämförelsemodellen med fast bud lämpar sig således inte för stödtjänster med marginalpris.

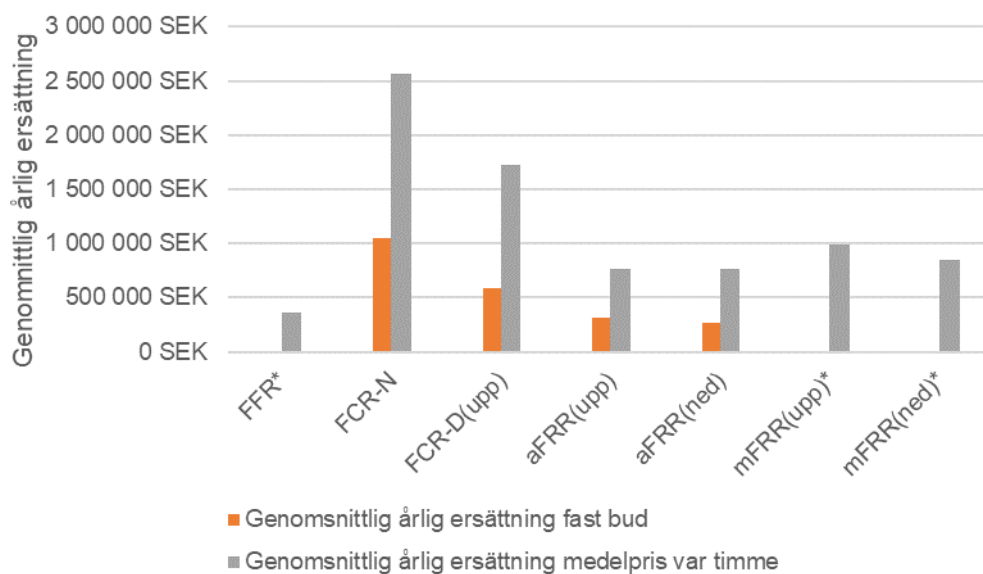


Figur 13. Budnivå för maximal ersättning med konstant bud från 2016 till 2021.

Figur 14 visar genomsnittlig årlig ersättning för respektive tjänst och budstrategi. Fast bud har inte beaktats för stödtjänsterna med marginalpris, i enlighet med resonemang ovan. För

stødtjænsterne som ersætts med marginalpris redovisas 75% av maximal genomsnittlig årlig ersättning. Det innebär ett val att inte delta vissa timer på året alternativt at lagt bud vissa timer varit for høgt upp i budstegen for at bli antaget. Det bedøms utgøre en indikation på intjæningspotentialen som er jæmførbar med 100% av medelpris for øvrige stødtjænster.

En aktiv budstrategi bedøms ge 2.4 – 2.9 gånge høgre ersætning en strategi med fast bud for stødtjænster som ersætts enligt bud per timme. At konstant erbjude en 1MW av en stødtjænst bedøms i genomsnitt kunne ge mellom 760 kSEK og 2,6 MSEK i årlig ersætning vid en aktiv budstrategi. Den årlige ersætningen for FFR er lægre, 360 kSEK, men omfatter enbart vissa timer på dygnet under vår-sommer-høst, varfor det er mōjligt at erbjude andra tjænster under stōrre delen av årets timer. Tittar man dessutom på den genomsnittlig ersætningen for de timer som FFR avropas er den avsevært høgre en for andra tjænster.



Figur 14. Genomsnittlig årlig ersättning per MW per timme for stødtjænster under 2016–2021 (2020–2021 for FFR) for fast bud og ersætning enligt medelpris varje timme på året. *For FFR og mFRR redovisas 75% av maximal genomsnittlig årlig ersætning da marginalprissætning tillæmpats.

Slutsatser og diskussion

Konstant variation av produktion og konsumtion av el gōr at frekvensen stændigt varierer og stødtjænster stændigt aktiveras for at reglere frekvensen i elnætet till 50 Hz. Troligtvis kommer en avropad stødtjænst at aktiveras under den aktuelle driftstimmen og troligtvis kommer aktiveringen vara for en mindre del av reserverad kapasitet. Den frekventa aktiveringen gōr at man kan forvænta sig ett betydande antal lastcykler, typiskt 10 000-tals per år, for at kontinuerligt bidra med stødtjænster. Åven om amplituden på lastcyklerna er små i forholdende till tillhandahållene kapasitet og nominell effekt for en anlæggning behøvs forståelse for hur påverkan på slitage, degradering av prestanda, mm. kan medfōre kostnader eller forlorade intæktter.

Balansmarknaden er under omfattande forændring driven dels av en allt økende mængd intermittent elproduktion som økar behovet av balanserande åtgærder, dels av en anpassning till europeiske marknader for balanstjænster og forberedelse for at ansluta till dessa. Det står klart at behovet av stødtjænster og de beræknede kostnaderna for dessa under kommende femårsperiode kommer at vara mycket høgre en fōregående periode. Samtidigt innebær forændringarna på balansmarknaden at den øppnas for fler aktōrer og fler typer av

anläggningar. Resultatet kan på sikt bli såväl ökande som minskande ersättningsnivåer för frekvensreglerande stödtjänster. I och med den marknadsmässiga utformningen av den framtida balansmarknaden och det ökade behovet av stödtjänster antas framtida ersättningsnivåer generellt inte avvika väsensskilt från de senaste årens. FFR utgör ett undantag från detta då åtgärden är ny och många aktörer med förmåga att erbjuda tjänsten ännu inte gör det.

De olika upphandlingsförfarandena gör att det timme för timme eller dag för dag skiljer mycket i hur väl ersättningen för respektive stödtjänst följer elpriset. Men på årsbasis är elpriset en stark indikator för ersättningsnivåerna på stödtjänster. En stor del av förklaringen är att elproduktion ofta är ett alternativ till att leverera stödtjänster. Även om det nu sker en ökning av aktörer, som i huvudsak är elkonsumenter, kommer en betydande del av stödtjänsterna alltså komma från elproducenter varför detta mönster antas bestå. Förändringar på balansmarknaderna, mot kortare avropsperioder närmare driftstid, gör att återkopplingen mellan spotpris på el och ersättning för stödtjänster kommer att öka och även korrelationen med elpriset.

De flesta huvudkomponenter (elektrolysör, batteri/kondensator, bränslecell, gasturbin) som kan ingå i en vätgasanläggning har förmåga att leverera flera olika stödtjänster. Prestandan varierar mellan olika leverantörer av samma produktslag. Därför kommer förmågan att förse elnätet med balanskraft att bero på valet av teknologi och leverantör och anläggningens utformning. Ett lager med kort lagringstid (upp till ett par minuter) och hög dynamisk kapacitet kan eventuellt tillföra stort värde genom att möjliggöra deltagande på balansmarknader där aktiveringstiden annars är för kort eller bespara andra komponenter kostsamma lastcykler. Intäkten från att leverera stödtjänster kan motivera en investering i till exempel ett batteri.

Olika driftsituationer lämpar sig olika väl för att leverera olika stödtjänster. FFR och FCR-D kan betraktas som beredskapstjänster där effekt behöver reserveras men det relativa utnyttjandet är litet. För FFR är energiutbytet helt försumbart och på årsbasis för FCR-D motsvarande upp till maximalt 0,3% av tillhandahållen effekt. Det innebär att till exempel en elektrolysör i drift kan erbjuda FCR-D(upp) mot en förväntad minskning i vätgasproduktion om 0,3 % av erbjuden kapacitet. Övriga stödtjänster innebär en mer ihållande aktivering som kan ha en betydande effekt på en anläggnings produktionsbetingelser.

Baserat på historisk ersättning under åren 2016–2021 bedöms intäktspotentialen för att konstant leverera 1 MW kapacitet av en stödtjänst vara mellan 760 kSEK och 2,6 MSEK årligen vid användande av en aktiv budstrategi. Då volatiliteten hos ersättningen är hög för alla stödtjänster, både på tim- och årsbasis, kan intäkten väntas variera mycket. Volatiliteten gör också att det finns stor potential i att anamma en aktiv budstrategi som följer utvecklingen av ersättningsnivån. Eftersom historiken för stödtjänsterna som ersätts enligt bud enbart omfattar medelpris finns en osäkerhet i hur hög ersättning som varit möjlig och därmed den möjliga förtjänsten. För god prognos och lyckad budstrategi kan utbytet vara högre än angivet.

Stödtjänsterna kan med fördel ses som en integrerad del i driften och driftsoptimeringen av en anläggning. Utifrån vilka åtaganden som en anläggning har, till exempel i form av produktion av el, värme eller vätgas, finns för varje driftstimme olika förutsättningar att leverera en eller flera stödtjänster. Stödtjänsterna kan ses som ett sätt att dryga ut inkomster med annars outnyttjad kapacitet som normalt uppstår i anläggningar där effekten varierar av olika anledningar. Det kan ge lite extra klirr i kassan utan några förändringar i anläggningen. Det kan också vara så att inkomsten från stödtjänster motiverar kapacitetsökningar i hela eller delar av en anläggning. Ett exempel skulle kunna vara storleken på ett vätgaslager i anslutning till elektrolysanläggning. Genom att ha ett större lager än vad som skulle vara optimalt oaktat stödtjänster skulle en högre variabilitet i vätgasproduktionen kunna tillåtas. Det skulle i sin tur kunna möjliggöra deltagande på balansmarknader i större utsträckning och därmed ökade intäkter. Det kan också vara så att avsättningen för vätgas ökar över tid och att intäkterna från början i större utsträckning baseras på stödtjänster för att succesivt övergå till att baseras på

vätgasproduktion. Det skulle kunna motivera tidigläggande av en investering i kapacitet för vätgasproduktion som i sin tur säkerställer tillgången på vätgas och undanröjer hinder för omställning till vätgasdrift hos till exempel ett lokalt transportföretag.

Då handel med olika stödtjänster sker vid olika tillfällen och ersättningen för de olika stödtjänsterna skiljer sig åt timme för timme bör det vara fördelaktigt att vara aktiv med flera stödtjänster och delta med den eller de som vid var tid förutspås ge bäst ekonomiskt utfall, även beaktat kostnader för att leverera stödtjänster.

Värt att notera är att varje stödtjänst kräver förkvalificering innan deltagande på respektive marknad kan ske. Viktigt vid planering för en anläggning är att förstå vilka krav som ställs för att delta i med respektive tjänst och vilka tekniska krav det ställer på anläggning, utöver de grundläggande krav om aktiveringstider och volymer som diskuterats i detta arbete.

Sammanfattningsvis konstateras att stödtjänster och avhjälpande åtgärder utgör en reell möjlighet till substantiella intäkter för innehavare av vätgasanläggningar. Hur stora dessa kan bli beror i hög grad på anläggningens utformning och andra leveranskrav. För att kvantifiera intäkterna krävs antaganden om en specifik anläggning, vilket är ett naturligt nästa steg utifrån detta arbete.

RISE Research Institutes of Sweden AB
Elektrifiering och pålitlighet - Förnybar energi från vind och hav

Utfört av

Mats Goldberg

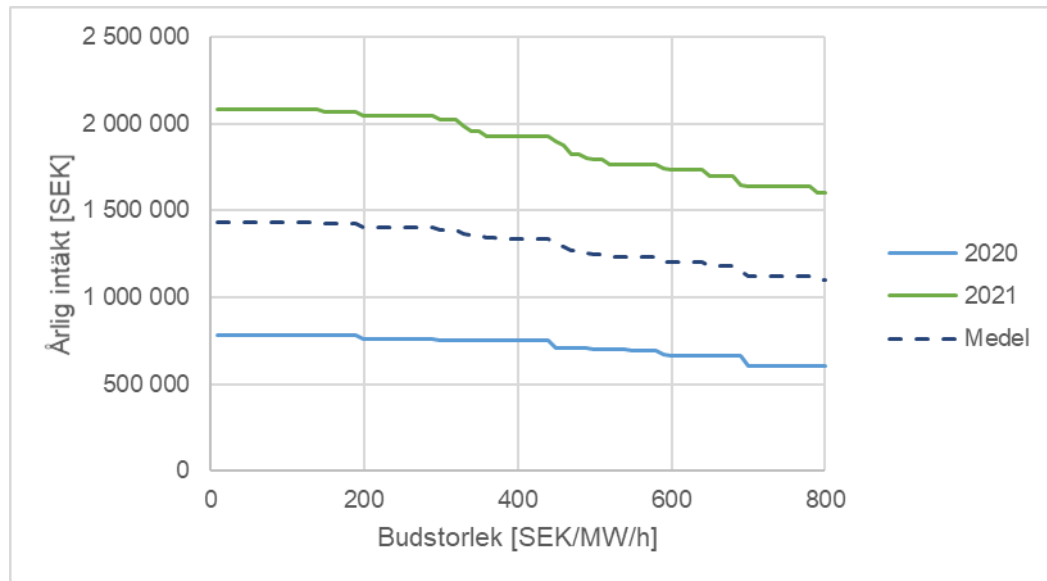
Referenser

- [1] C. Chardonnet, L. De Vos, F. Genoese, G. Roing, F. Bart, T. De Lacroix, T. Ha och B. Van Genabet, *STUDY ON EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS - FINAL REPORT*, Brussels: Tractebel engineering S.A., 2017.
- [2] J. Wolf, A.-K. Jannasch, L. Axelsson, M. Edvall, H. Pihl och L.-O. Nordberg, "Detailed analysis state-of-the-art industrial electrolysis – case study," RISE Innventia AB, Stockholm, 2021.
- [3] Fingrid, "Frequency quality analysis 2020," Fingrid, 2021.
- [4] HydrogenPro, "HydrogenPro Company presentation 191021 RI.se.pdf," HydrogenPro, 2021.
- [5] Y. Guo, G. Li, J. Zhou och Y. Liu, *Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis*, IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 371 042022, 2019.
- [6] J. Eichman, K. Harrison och M. Peters, *Novel Electrolyzer Applications: Providing More Than Just Hydrogen*, NREL, 2014.
- [7] J. Thorsson, *PowerCellution*, Powercell Sweden AB.
- [8] Svenska Kraftnät, "Regler för FCR," Svenska Kraftnät, Sundbyberg, 2020.
- [9] Siemens-Energy, *Datasheet-Silyzer300*, Siemens-Energy, 2020.
- [10] General Electric, "Hydrogen fueled gas turbines," [Online]. Available: <https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines>. [Använd 10 03 2022].
- [11] M. Edvall, L. Eriksson och S. Rosén, "Flexibel vätgasproduktion," RISE, Göteborg, 2022.

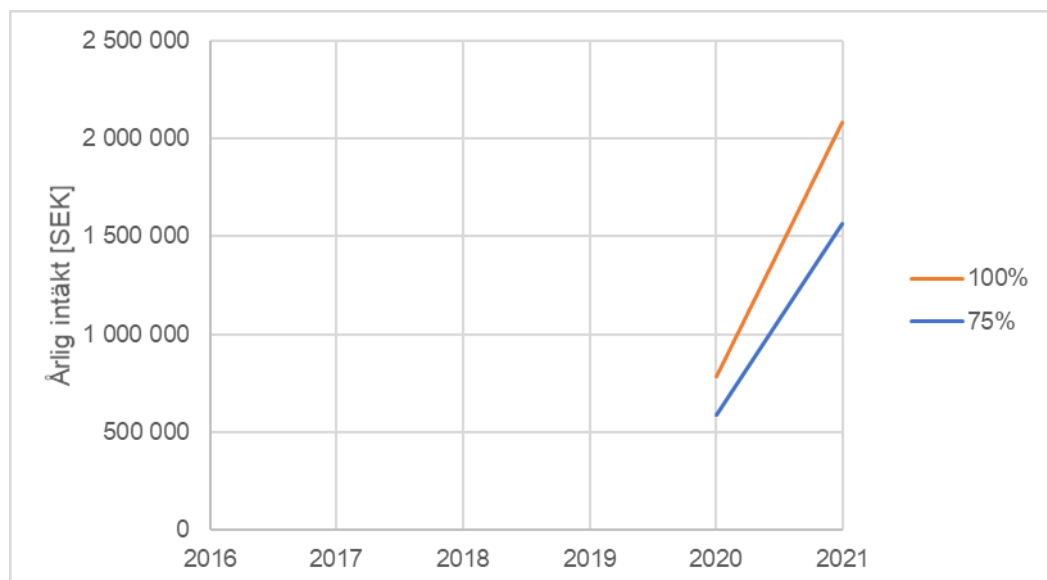
Appendix A – Möjlig historisk ersättning för stödtjänster

I denna bilaga redogörs för möjlig intäkt för respektive stödtjänst på svenska balansmarknaden under tidsperioden 2016–2021. För samtliga tjänster ges intäkten för en passiv budstrategi med fast bud och en aktiv där ersättningen beräknas i förhållande till historiskt medel- eller marginalpris.

FFR

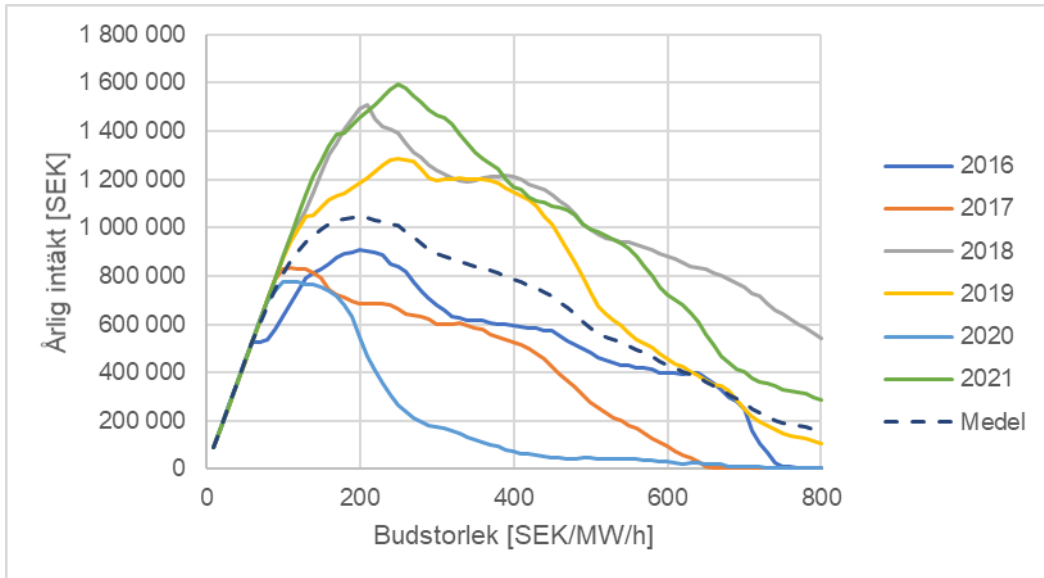


Figur 15. Möjlig årlig intäkt per MW FFR som funktion av budnivå (för fast budnivå under året). ”Medel” visar genomsnittlig årlig intäkt från 2016 till 2021 som funktion av konstant budnivå under hela perioden.

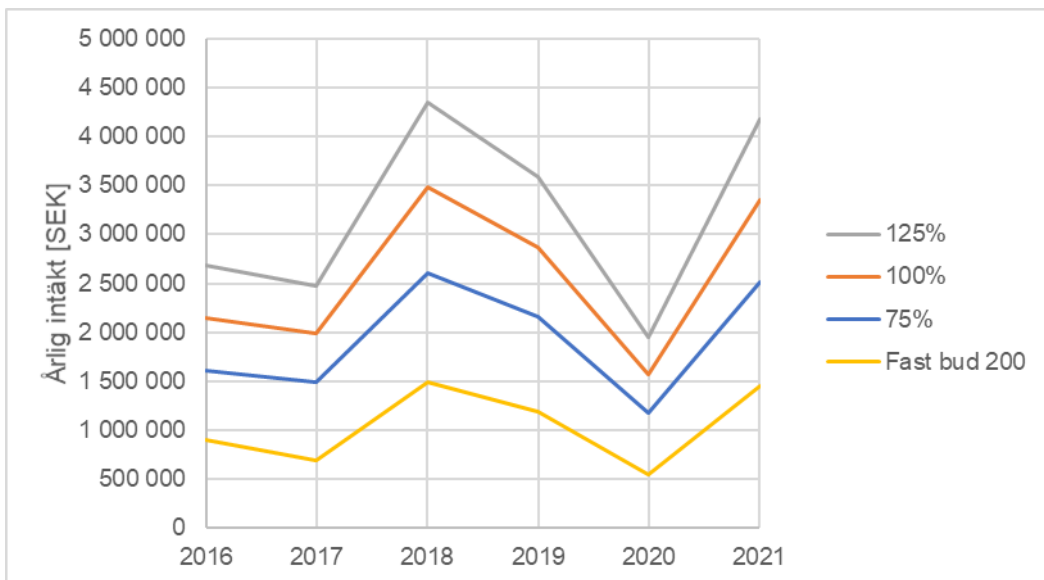


Figur 16. Möjlig årlig intäkt per MW FFR för avropat bud om 75 och 100 % av historiskt marginalpris timme för timme.

FCR-N

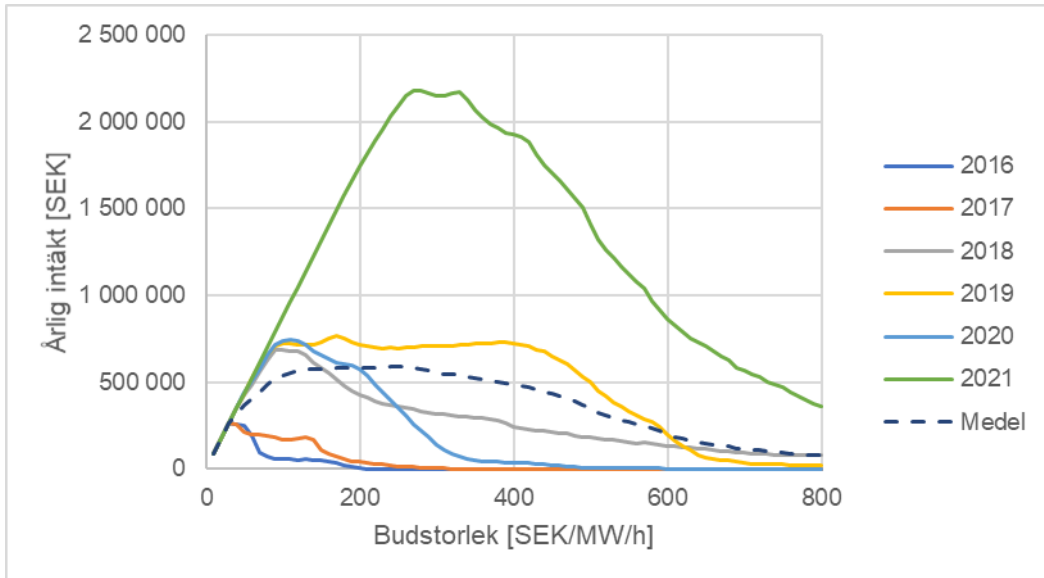


Figur 17. Möjlig årlig intäkt per MW FCR-N som funktion av budnivå (för fast budnivå under året). "Medel" visar genomsnittlig årlig intäkt från 2016 till 2021 som funktion av konstant budnivå under hela perioden.

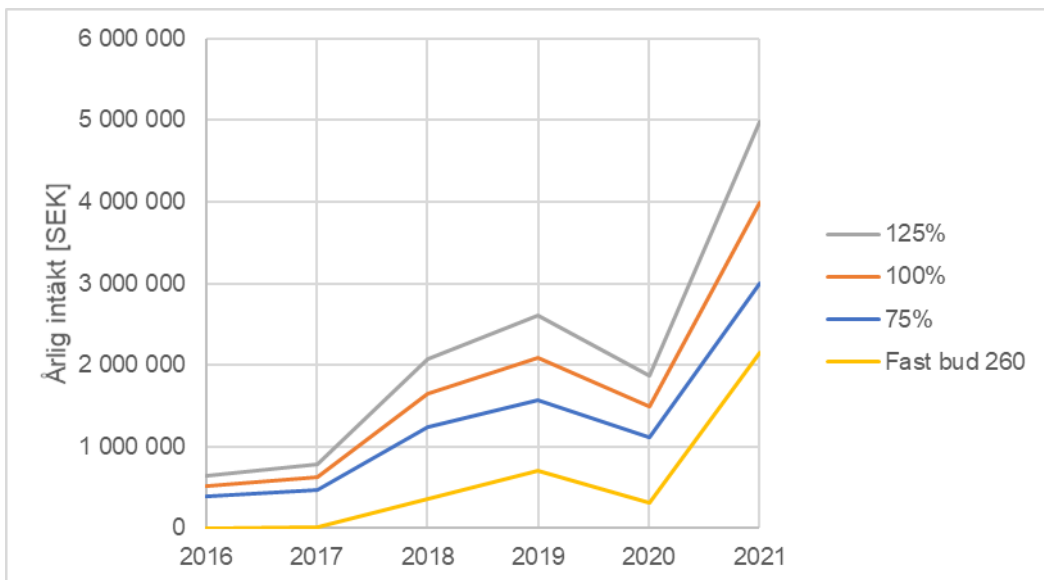


Figur 18. Möjlig årlig intäkt per MW FCR-N för avropat bud om 75, 100 och 125 % av historiskt medelpris timme för timme.

FCR-D(upp)

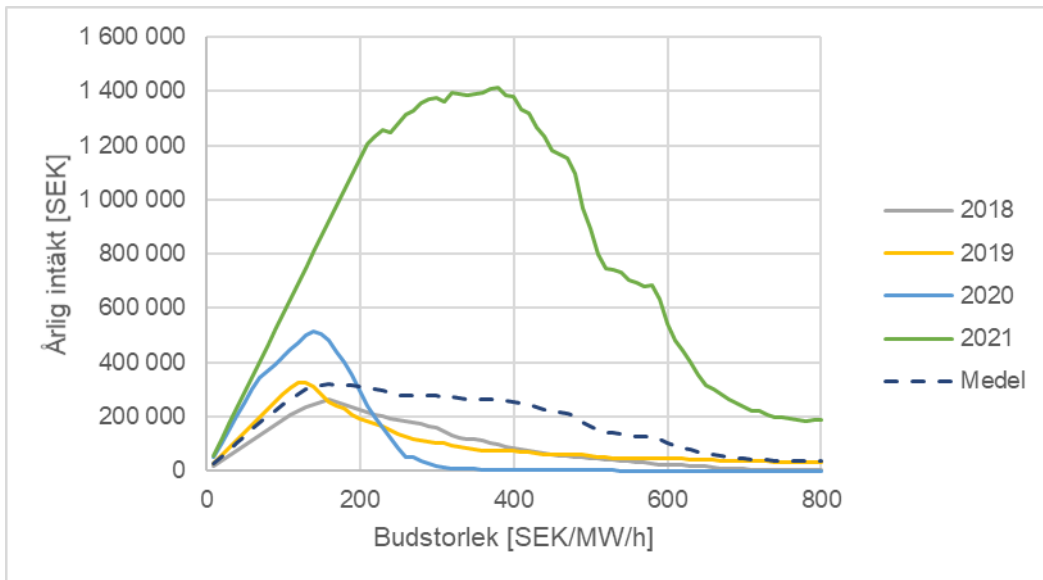


Figur 19. Möjlig årlig intäkt per MW FCR-D(upp) som funktion av budnivå (för fast budnivå under året). "Medel" visar genomsnittlig årlig intäkt från 2016 till 2021 som funktion av konstant budnivå under hela perioden.

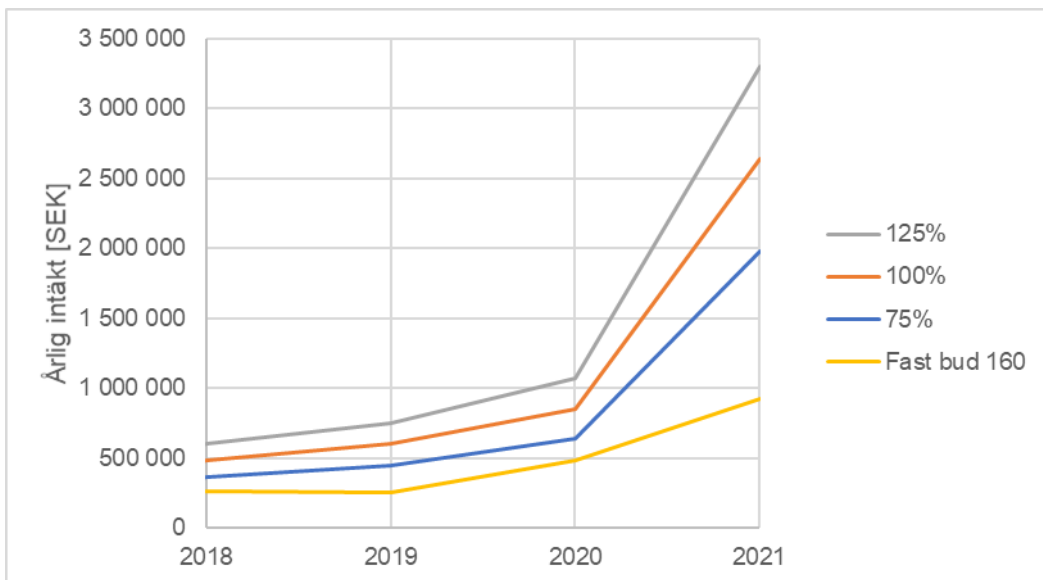


Figur 20. Möjlig årlig intäkt per MW FCR-D(upp) för avropat bud om 75, 100 och 125 % av historiskt medelpris timme för timme.

aFRR(upp)

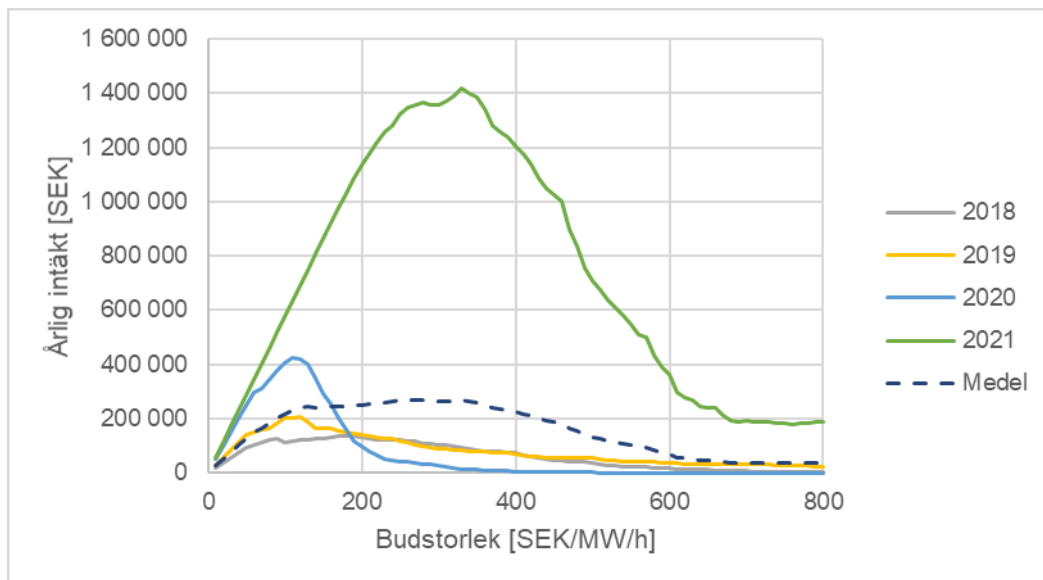


Figur 21. Möjlig årlig intäkt per MW aFRR(upp) som funktion av budnivå (för fast budnivå under året). "Medel" visar genomsnittlig årlig intäkt från 2016 till 2021 som funktion av konstant budnivå under hela perioden.

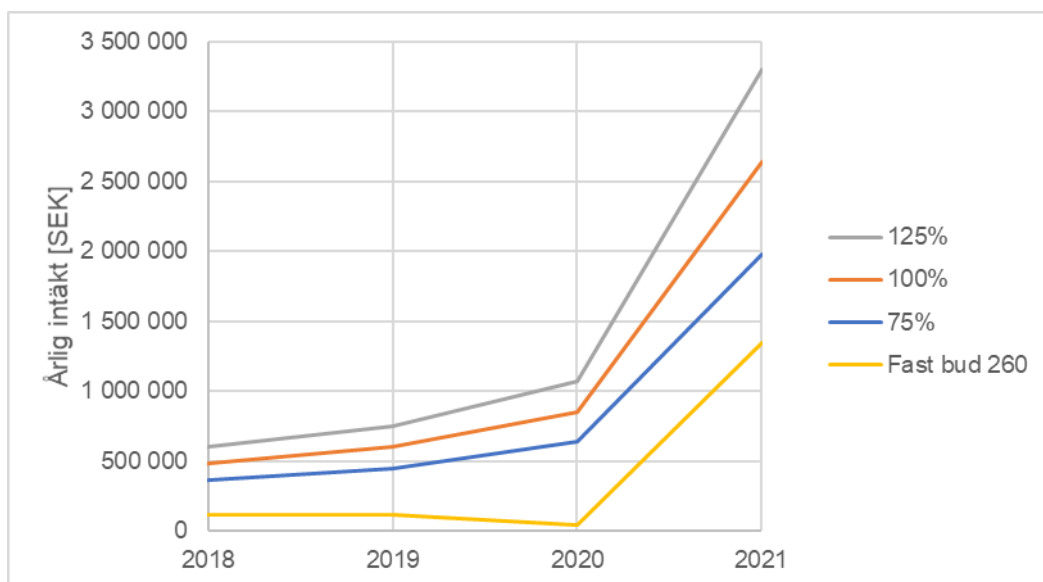


Figur 22. Möjlig årlig intäkt per MW aFRR(upp) för avropat bud om 75, 100 och 125 % av historiskt medelpris timme för timme.

aFRR(ned)

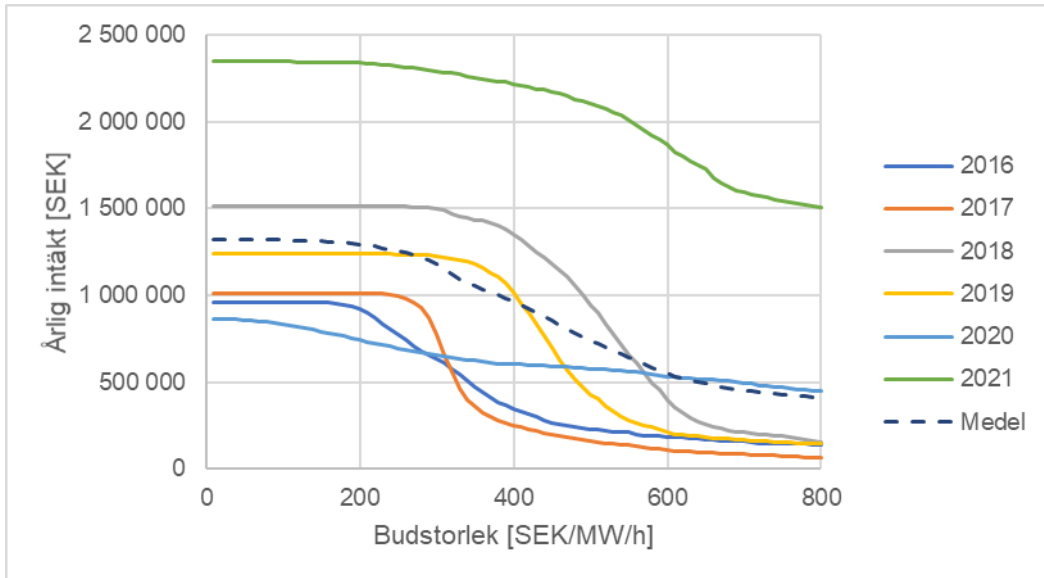


Figur 23. Möjlig årlig intäkt per MW aFRR(ned) som funktion av budnivå (för fast budnivå under året). "Medel" visar genomsnittlig årlig intäkt från 2016 till 2021 som funktion av konstant budnivå under hela perioden.

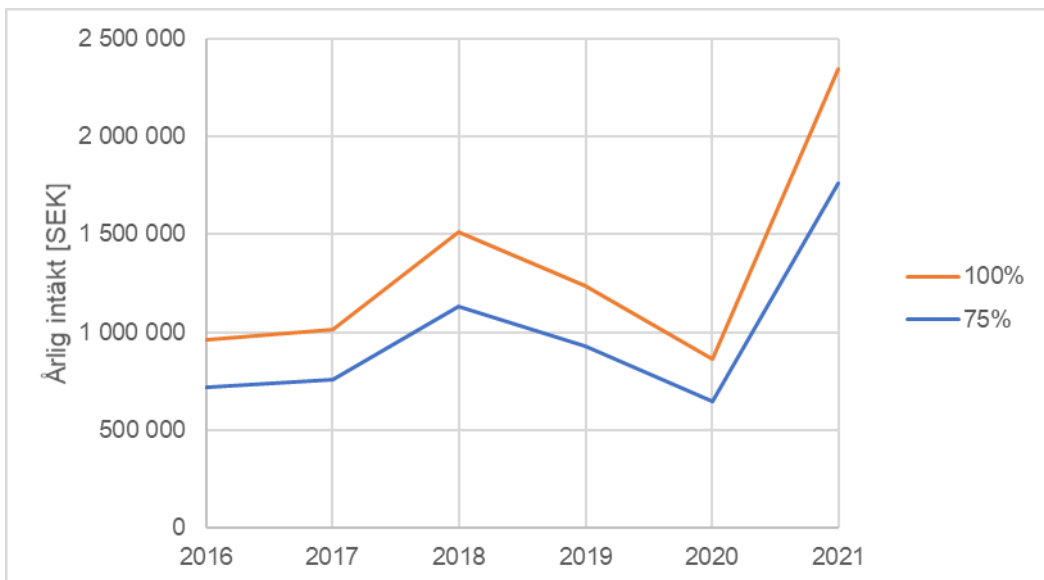


Figur 24. Möjlig årlig intäkt per MW aFRR(ned) för avropat bud om 75, 100 och 125 % av historiskt medelpris timme för timme.

mFRR(upp)

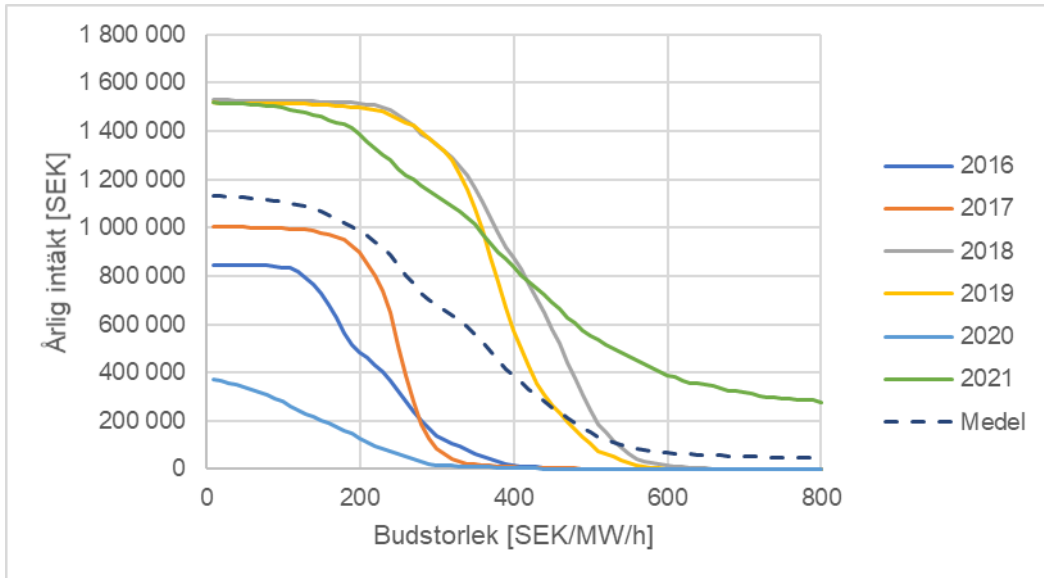


Figur 25. Möjlig årlig intäkt per MW mFRR(upp) som funktion av budnivå (för fast budnivå under året). "Medel" visar genomsnittlig årlig intäkt från 2016 till 2021 som funktion av konstant budnivå under hela perioden.

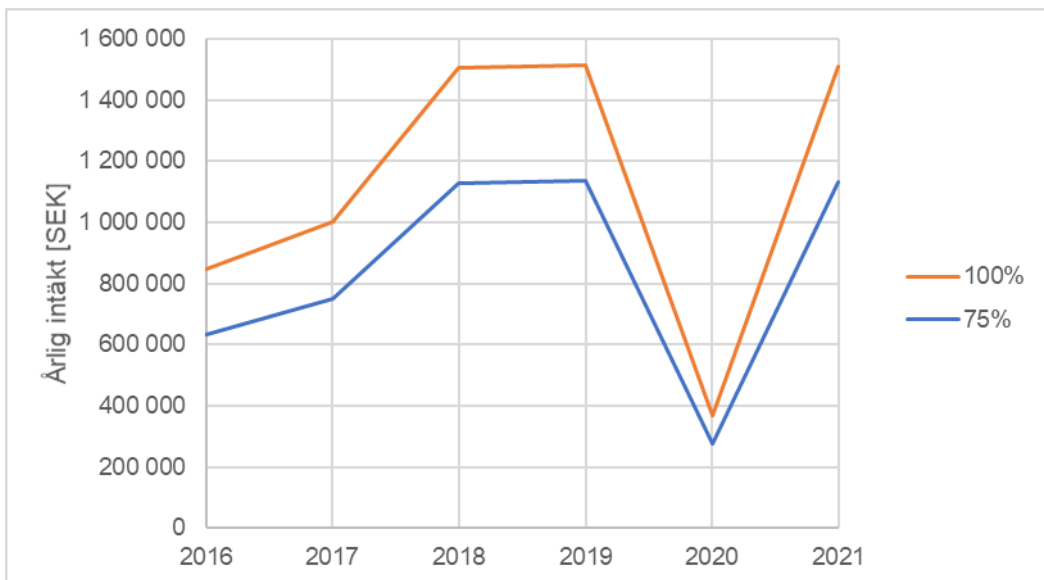


Figur 26. Möjlig årlig intäkt per MW mFRR(upp) för avropat bud om 75 och 100 % av historiskt marginalpris timme för timme.

mFRR(ned)



Figur 27. Möjlig årlig intäkt per MW mFRR(ned) som funktion av budnivå (för fast budnivå under året). "Medel" visar genomsnittlig årlig intäkt från 2016 till 2021 som funktion av konstant budnivå under hela perioden.



Figur 28. Möjlig årlig intäkt per MW mFRR(ned) för avropat bud om 75 och 100 % av historiskt marginalpris timme för timme.