

Delrapport 1 – Kompensationsmodell aggregeringstjänster

Förslag till kompensationsmodell

Regeringsuppdrag KN2023/03647



Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. Det omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svenska kraftnät utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatomställningen.

Version 1.0

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

Innehåll

Sammanfattning	5
Ny roll	5
Kompensationsmodellen omfattning	6
Val av modell	6
Beräkningsmetod för kompensation	6
Administration av kompensationsmodeller och tid till införande	6
Verifiering av aktivering av flexibilitetsresurs	7
Övergångsperiod.....	7
Författningsförslag	8
1 Inledning.....	9
1.1 Regeringsuppdrag att ta fram kompensationsmodell	9
1.2 Regeringsuppdraget.....	10
1.2.1 Referensgrupp	10
1.3 Kommissionsförordning för efterfrågefleksibilitet	11
2 Bakgrund	12
2.1 Varför ska elleverantören kompenseras?.....	12
2.2 Modeller för oberoende aggregering	13
2.2.1 Modell 3 – Flera leveranspunkter	15
2.2.2 Modell 4 – Flexibilitet med kompensation	17
2.3 Beräkningsmetod för kompensation.....	20
2.3.1 Möjliga kompensationspriser	21
2.3.2 Fördelar för andra marknadsaktörer	23
2.3.3 Beräkningsmetoder för aktiverad flexibilitet	24
2.4 Marknader för handel med efterfrågefleksibilitet	26
3 Analys av kompensationsmodell.....	28
3.1 Rollen leverantör av aggregeringstjänster och kompensationens utformning i ellagen	28
3.2 Fördelar för andra aktörer	30
3.3 Kompensationsmodell för implicit efterfrågefleksibilitet	31
3.3.1 Val av modell för oberoende aggregering.....	31

3.3.2	Beräkningsmetod för kompensation	31
3.4	Kompensationsmodell på dagen före- och intradagsmarknaden	32
3.4.1	Val av modell för oberoende aggregering.....	32
3.4.2	Beräkningsmetod för kompensation	33
3.5	Kompensationsmodell på lokala flexibilitetsmarknader.....	35
3.5.1	Val av modell för oberoende aggregering.....	35
3.5.2	Kompensationspris	37
3.6	Kompensationsmodell på balansmarknaden	38
3.6.1	Val av modell för oberoende aggregering.....	39
3.6.2	Beräkningsmetod för kompensation	41
3.7	Administration av kompensationen.....	44
4	Slutsatser	45
4.1	Val av modell för oberoende aggregering	45
4.2	Beräkningsmetod för kompensation.....	46
4.3	Ändring av aktörsroll samt omfattning.....	47
4.4	Administration av kompensationsmodeller	47
4.5	Verifiering av aktivering av flexibilitetsresurs	48
5	Fortsatt utveckling.....	50
5.1	Centralt informationssystem.....	50
5.2	Författningsförslag för införande av centralt informationssystem.....	50
5.3	Beräkningsmetod	50
6	Bilaga. Exempel på korrigerad faktura	51
Exempel 1 – minskad förbrukning		51
Processteg minskad förbrukning		52
Exempel 2 – ökad förbrukning		55
Processteg ökad förbrukning.....		56

Sammanfattning

Den 5 juni 2019 presenterades EU-kommissionens direktiv 2019/944 om gemensamma regler för den inre marknaden för el, även kallat Elmarknadsdirektivet¹. En del av direktivet rör efterfrågefleksibilitet, vilket bl.a. ska främjas genom att införa möjligheten till oberoende aggregering. Oberoendet innebär att slutkunden ska kunna välja en aggregator utan godkännande från sin elleverantör, vilket möjliggör att aggregatorerna kan komma in på elmarknaderna utan medgivande från andra marknadsaktörer. Svenska kraftnät har fått i uppdrag (KN2023/03647) av regeringen att ta fram en modell för att kompensera elleverantörer för kostnader för att anskaffa el som en oberoende aggregator (i ellagen benämnd *leverantör av aggregeringstjänster, LA*) orsakar genom att tillhandahålla tjänster för efterfrågefleksibilitet. Kompensation ska ersätta en annan aktör för de kostnader som en leverantör av aggregeringstjänster orsakar vid aktivering av efterfrågefleksibilitet.

Svenska kraftnät har i arbetet med detta regeringsuppdrag utgått från följande frågeställningar:

- > Val av modell för oberoende aggregering
- > Beräkningsmetod för kompensation (fleksibilitetsvolym samt kompensationspris)

Utöver detta har Svenska kraftnät bland annat även utrett för vilka tjänster kompensationen bör tillämpas, samt redovisar en modell för att administrera kompensationen.

Svenska kraftnäts förslag presenteras nedan.

Ny roll

En av Svenska kraftnäts slutsatser är att föreslå att rollen *leverantör av aggregeringstjänster (LA)* i ellagen ersätts med den nya rollen *fleksibilitetsleverantör (FSP – Flexibility Service Provider)*. Ändringen syftar till att visa att all flexibilitet omfattas, inte bara aggregering av mindre flexibilitetsresurser. I rapporten används därför genomgående termen FSP i stället för LA.

¹ Tillgänglig som PDF: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>.

Kompensationsmodellen omfattning

I tillägg förespråkar Svenska kraftnät att föreslagna kompensationsmodeller ska gälla för all flexibilitet, både för minskad och ökad förbrukning, samt för produktion, då detta är i linje med förväntad utformning av nätkoden för efterfrågefleksibilitet samt med principen om att alla aktörer ska bära sina egna kostnader.

Möjlighet till bilaterala avtal finns redan idag, och denna möjlighet behålls så att utformning av kompensationen kan påverkas av aktörerna själva.

Val av modell

Svenska kraftnäts slutsats är att utgångsläget ska vara att slutkunden ska ha möjlighet att välja mellan att använda modellen *flera leveranspunkter* eller *flexibilitet med kompensation*. Detta gäller oavsett vilken marknad FSP avser att delta på. För modellen flexibilitet med kompensation rekommenderas undermodellen *korrigerad faktura*. Korrigerad faktura innebär att slutkunden är i centrum. Elleverantören hanterar själv den ekonomiska kompensationen genom att debitera och kreditera sin slutkund för flexibilitetsaktiveringen, och slutkunden erhåller ersättning från FSP för aktiveringen av flexibilitetsresursen. Detta ger transparens för slutkunden. För att realisera efterfrågefleksibilitet från införandet av FSP behöver slutkunden förstå nyttan och konsekvenserna av sina val.

Beräkningsmetod för kompensation

Svenska kraftnät förordar att kompensationspriset ska utgöras av spotpriset för handelsperioden då aktiveringen av flexibilitetsresursen skedde. Spotpriset ska gälla oavsett marknad. Spotpriset är transparent, lätt att följa upp och verifiera, samt innebär en relativt låg nivå av administration.

Administration av kompensationsmodeller och tid till införande

Svenska kraftnät förordar att ett centralt informationssystem etableras för att skapa förutsättningar att hantera information om flexibilitetsvolym, samt andra framtida förändringar på elmarknaden.

För att modellen *flexibilitet med kompensation* ska fungera korrekt, behöver Svenska kraftnät identifiera och informera rätt parter om den flexibilitetsaktiverade volymen.

Verifiering av aktivering av flexibilitetsresurs

Svenska kraftnät rekommenderar att aktiveringen verifieras utifrån en referensprofil. Utformning av referensprofilen kan komma att skilja sig mellan marknader. Svenska kraftnät föreslår att utformning av metod för referensprofil per marknad utreds separat då det är ett omfattande arbete. Det är även lämpligt att invänta kommande nätkod för efterfrågefleksibilitet då denna förväntas innehålla viktig information för hur referensprofiler kan utformas för att uppfylla kraven på EU-nivå.

Övergångsperiod

Modellen *flexibilitet med kompensation* kräver tillgång till ett centralt informationssystem. Till dess att ett centralt informationssystem finns på plats kommer därmed endast modellen *flera leveranspunkter* att vara möjlig. På detta sätt möjliggörs oberoende flexibilitetstjänster genom att mätning i nya leveranspunkter möjliggörs i interna nät.

Författningsförslag

Svenska kraftnät har utvärderat hur föreslagna åtgärder i denna rapport påverkar gällande författningar, som förtecknas i **Tabell 1**.

Författning	Behandlas i rapporten
Ellag (1997:857)	Ja
Förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el	Ja
Förordning (2011:1480) om elcertifikat	Ja
Förordning (2010:853) om ursprungsgarantier för el	Ja
Förordning (2023:242) om leverans av el och aggregeringstjänster	Ja
Inkomstskattelag (1999:1229)	Ja
Ny: Lag om informationshantering på elmarknaden	Nej
Förordningen (2023:242) om leverans av el och aggregeringstjänster	Nej
Offentlighets- och sekretesslagen (2009:400)	Nej
Offentlighets- och sekretessförordningen (2009:641)	Nej
Förordning (2007:119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät	Nej

Tabell 1. Förteckning över berörda författningar.

Svenska kraftnät har valt att i rapporten enbart behandla författningar i enlighet med **Tabell 1**. Orsaken är att dessa kan implementeras relativt snabbt och fungera som en övergångslösning för delar av författningsförslaget, för att underlätta introduktion av flexibilitetstjänster tills ett centralt informationssystem har etablerats. Författningarna som nämns i **Tabell 1** som inte behandlade av rapporten rör införandet av ett centralt informationssystem.

Författningar som behövs vid införande av ett centralt informationssystem bedömer Svenska kraftnät kan tas fram efter att lämplig myndighet har fått ansvar för framtagande av ett centralt informationssystem, och då också omfatta eventuella förändringar i regleringen t.ex. från kommande nätkoden för efterfrågefleksibilitet. Då det centrala informationssystemet behöver finnas på plats för att realisera kompensationen föreslår Svenska kraftnät att dessa författningar inkluderas i ovan nämnda ansvarsområde.

Förslag till de författningsförslag nämnt i **Tabell 1** redovisas i delrapport 2.

1 Inledning

EU-kommissionens direktiv 2019/944 om gemensamma regler för den inre marknaden för el, även kallat Elmarknadsdirektivet² ska införas på alla marknader och inkluderar regler för införande av oberoende aggregatorer. Oberoendet innebär att slutkunden ska kunna välja en aggregator utan godkännande från sin elleverantör, och ska möjliggöra att aggregatorerna kan komma in på elmarknaderna utan medgivande från andra marknadsaktörer. Elanvändarna ska, liksom producenterna, tillåtas delta på samtliga elmarknader på ett icke-diskriminerande sätt.

1.1 Regeringsuppdrag att ta fram kompensationsmodell

Svenska kraftnät fick i juli 2023 regeringsuppdraget *Uppdrag att ta fram en kompensationsmodell för elleverantörer vid aktivering av efterfrågefrågeflexibilitet* (KN2023/03647). Uppdraget innebär att Svenska kraftnät ska ta fram en modell för att kompensera elleverantörer för kostnader för att anskaffa el som en leverantör av aggregeringstjänster orsakar genom att tillhandahålla efterfrågeflexibilitet i en uttagspunkt och har sin grund i elmarknadsdirektivet (2019/944).

I uppdraget ingår även att ta fram en modell för att administrera kompensationen, vilket bland annat inkluderar ansökningsförfarandet för att få ta del av kompensationen.

Regeringen gav även Svenska kraftnät möjlighet att lämna författningsförslag om verket bedömer att det krävs ny reglering i lag eller förordning för att modellen ska kunna tillämpas. I tillägg ska även en konsekvensanalys av författningsförslagen presenteras.

Genom denna rapport slutredovisar Svenska kraftnät regeringens uppdrag. Rapporten är uppdelad i två delar, där den första delen (delrapport 1) utreder vilken kompensationsmodell som Svenska kraftnät förordar och varför. I den andra delen (delrapport 2) presenteras Svenska kraftnäts förslag kring vad som behövs för att kunna implementera förslaget i den första delen. Rapporten

² Tillgänglig som PDF: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>.

bygger bland annat vidare på Svenska kraftnäts remissvar på Energimarknadsinspektionens rapport om oberoende aggregatorer³.

1.2 Regeringsuppdraget

I arbetet med regeringsuppdraget har Svenska kraftnät, i samråd med regeringskansliet, inkluderat utredning av närliggande frågeställningar som har ansetts nödvändiga för att säkerställa att införandet av oberoende aggregering är förenlig med övriga villkor för roller på elmarknaden, samt att utformandet av kompensationsmodellen sker på ett rättvist och icke-diskriminerande sätt.

Svenska kraftnät tar i detta uppdrag ställning inom två områden som tillsammans utgör det som kallas för kompensationsmodell:

1. Val av modell för oberoende aggregering
2. Beräkningsmetod för kompensation

Utöver detta utreder Svenska kraftnät även vilka tjänster kompensationen bör tillämpas för och om kompensationen i sin omfattning är rättvis och icke-diskriminerade enligt nuvarande lagstiftning.

Slutligen redovisar Svenska kraftnät även en modell för att administrera kompensationen, vissa infrastrukturella förutsättningar och redogör för när kompensationen kan tillämpas.

1.2.1 Referensgrupp

Svenska kraftnät har i arbetet med uppdraget bildat en extern referensgrupp där Energiföretagen och Power Circle samt medlemsföretag från deras organisationer ingått. Medlemsföretagen har representerat olika roller på elmarknaden så som elleverantör, balansansvarig part, leverantör av balanstjänster, nätägare och aggregator.

Referensgruppen har träffats både fysiskt och digitalt för att diskutera olika alternativ och förslag som Svenska kraftnät haft med i bedömningen av föreslagna kompensationsmodeller, och har bidragit med värdefull information och givande diskussioner.

³ Oberoende aggregatorer: Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet (Ei R2021:03), Energimarknadsinspektionen-

1.3 Kommissionsförordning för efterfrågefleksibilitet

Parallellt med Svenska kraftnäts arbete med detta regeringsuppdrag pågår inom EU ett arbete med att ta fram en ny kommissionsförordning, även kallad nätkod (nätföreskrifter och riktlinjer), för efterfrågefleksibilitet⁴.

Den färdiga nätkoden kommer att bli viktig att förhålla sig till när medlemsländer ska implementera regler för efterfrågefleksibilitet och oberoende aggregering i frågor om bl.a. obalanser och kompensationsmodeller. Svenska kraftnät har tagit del av arbetsutkast och varit delaktiga i ENTSO-E⁵:s arbete med utformningen av nätkoden som skickades till ACER⁶ i maj 2024. ACER förväntas överlämna sitt förslag till nätkod till EU-kommissionen i mars 2025.

Inom regeringsuppdraget har Svenska kraftnät förhållit sig till de skrivelser i nätkoden som har haft koppling till framtagandet av en kompensationsmodell. Då Svenska kraftnät redovisar regeringsuppdragets slutrapport innan slutversionen av nätkoden presenteras, är nätkodens slutliga innehåll inte känt.

⁴ Information om nätkoden finns tillgänglig på ENTSO-E: [DSO Entity and ENTSO-E submit Joint Network Code on Demand Response \(entsoe.eu\)](#).

⁵ European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E) är en organisation för europeiska stamnätsföretag.

⁶ European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

2 Bakgrund

Flexibilitet är en nyckelfråga för elkraftsystemets framtida utveckling och elmarknadens effektivitet. Inte minst utgör flexibilitet från distribuerade resurser hos slutanvändare som elbilar, värmepumpar och batterier en viktig och växande resurs för elmarknaden. För att möjliggöra att denna flexibilitet kan komma elmarknaden till godo har nya roller och ansvar definierats, vilket leder till en vidareutveckling av slutkundsmarknaden för el. Den traditionella modellen, där slutkundens elleverantör utgör länken till grossistmarknaden, kompletteras så att även andra aktörer kan utgöra länk mellan slutkund och marknad. Utöver att skapa förutsättningar för att ta flexibiliteten till marknaden ger detta också en ökad komplexitet med nya relationer mellan marknadsaktörer.

En utgångspunkt för Svenska kraftnäts arbete är att bidra till samhällsekonomiskt effektiva elmarknader. En effektiv marknad förutsätter att aktörer bär de kostnader som de orsakar. För att undvika snedvridningar på marknaden kan det i vissa fall krävas regleringar avseende exempelvis ersättningar för kostnader som en aktör orsakar en annan aktör.

Denna rapport ger förslag på modeller för kompensation mellan leverantörer av aggregeringstjänster och elleverantörer vid aktivering av flexibilitet hos slutkunder. Detta är en komplex fråga som innefattar såväl möjliga organisationer och ansvarsfördelningar som utformning av själva ersättningen.

2.1 Varför ska elleverantören kompenseras?

När en elleverantör anskaffar el åt sina kunder baseras detta på prognoser som tar hänsyn till bland annat kundens historiska elanvändning. Oberoende aggregatorer ska införas, som enligt ellagen benämns *leverantör av aggregeringstjänster* (LA). En av Svenska kraftnäts slutsatser är att ändra definition och namn på rollen till *flexibilitetsleverantör* (FSP – Flexibility Service Provider). I rapporten används härnäst benämningen flexibilitetsleverantör eller FSP. Med införandet av FSP får kunden möjlighet att använda en tredje part för att vara flexibel i sin elförbrukning. Detta kan påverka elleverantören, eftersom det finns ett oberoende mellan elleverantören och FSP, vilket gör att elleverantören inte har insikt i FSP:s planer för efterfrågefleksibilitet på elmarknaden. Därmed kan elleverantören inte anpassa sin elanskaffning efter dessa flexibilitetsåtgärder.

Elleverantören har en balansansvarig part (BRP) som hanterar balansräkningen, där skillnader mellan anskaffad el och kundens faktiska elanvändning regleras. Vanligtvis är det hur väl elleverantören kan förutsäga

kundens elbehov som avgör hur mycket obalans som uppstår i balansavräkningen. När en flexibilitetsleverantör aktiverar flexibilitet förändras dock denna dynamik eftersom kundens elanvändning påverkas, vilket kan skapa ytterligare obalanser för både elleverantören och dess BRP.

Vid aktivering av flexibilitet sker en obalansjustering i balansavräkningen utifrån den verifierade volymen av flexibilitetsaktiveringen. BRP:s position korrigeras då, så att BRP inte påverkas av flexibilitetsleverantörens åtgärder.

Obalansjusteringen medför dock att elleverantörens BRP inte köper eller säljer el kopplat till volymerna från flexibilitetsaktiveringarna. Vid minskad elanvändning innebär obalansjusteringen att elleverantörens BRP inte säljer den el som redan har anskaffats genom balansavräkningen, eller behöver anskaffa el som förbrukats när en flexibilitetsaktivering ökat förbrukningen.

Elleverantören har därmed en anskaffningskostnad av el som varken hanteras i balansavräkningen eller som elleverantören kan fakturera sina kunder för, eftersom fakturering måste baseras på uppmätta värden. Detta är anledningen till att elleverantören behöver kompenseras och exemplifieras i Bilaga. Exempel på korrigerad faktura.

Problematiken som beskrivs ovan uppstår för avtal där kundens fakturering baseras på uppmätta värden där volymen inte är förutbestämd, så kallade "take and pay"-avtal. För fastkraftavtal, där kunden och elleverantören redan har avtalat om en fast mängd energi att anskaffa, finns det ofta regler för vad som gäller om kunden avviker från den avtalade volymen.

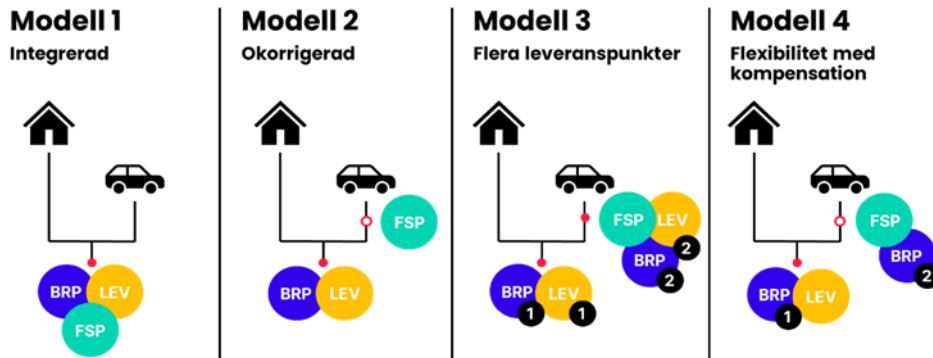
2.2 Modeller för oberoende aggregering

Det finns flera modeller för oberoende aggregering. Modellen styr hur respektive roll kan agera gällande oberoende, tillträde till marknader och utformning av obalanser och kompensation.

I DNV GL:s rapport *Impact assessment of different models of independent aggregator financial responsibility and compensation in Sweden*⁷ som Energimarknadsinspektionen låtit ta fram, redovisas olika alternativ på modeller som möjliggör oberoende aggregering, se **Figur 1**. Svenska kraftnät har i sina analyser av möjliga modeller haft dessa som utgångspunkt. Inga

⁷ Finns tillgänglig som PDF på Energimarknadsinspektionens hemsida: [Oberoende aggregatorer_DNVGL_Slutrapport.pdf \(ei.se\)](#).

ytterligare modeller har beaktats.



Figur 1. Alternativa modeller som möjliggör oberoende aggregering: FSP refererar till Leverantör av aggregeringstjänster, BRP till Balansansvarig part och LEV till Elleverantör. En ifylld punkt representerar en leveranspunkt med en leveransskyldighet, en ihålig punkt representerar en fiktiv punkt utan leveransskyldighet.

För modell 1 och 2 finns det endast en BRP, där FSP antingen är integrerad med övriga aktörer i punkten (modell 1) eller är oberoende utan något balansansvar (modell 2). Då modell 1 inte uppfyller direktivets och ellagens krav om oberoende kommer den inte utforskas vidare.

Enligt 8 kap. 13 § i ellagen (1997:857) får en FSP endast tillhandahålla tjänster i en leveranspunkt om någon har åtagit sig ett balansansvar i leveranspunkten som särskilt avser de obalanser som tjänsterna kan medföra. I modell 2 är FSP oberoende utan krav om balansansvar. För att delta på dagen före- och intradagsmarknaden krävs det ett samarbete med en BRP. Med ovan argument uppfyller modell 2 inte ellagen eller elmarknadsdirektivet och ger heller inte FSP tillträde till samtliga elmarknader. Svenska kraftnät har i arbetet med detta regeringsuppdrag arbetat utifrån principen om att alla aktörer ska bära sina egna kostnader, i syfte att undvika snedvridningar och skapa incitament som leder till samhällsekonomisk effektivitet. Sammantaget leder detta till att modell 2 har avfärdats.

De modeller som är av intresse är därmed modell 3, där en ny leveranspunkt etableras eller modell 4, där kompensation för flexibilitet inrättas. Nuvarande lagstiftning innebär att modell 4 är tillämpbar. Modell 3 är möjlig att införa om vissa ändringar i ellagen genomförs och modell 3 kommer därför även att utforskas som alternativ.

Enligt elmarknadsdirektivet⁸ och regeringsuppdraget får kompensationen inte utgöra ett hinder för marknadstillträde för marknadsaktörer som deltar i aggregering, eller hinder för flexibilitet. Modell 3 innebär att ingen kompensation behöver tillämpas.

I tillägg till nämnda modeller finns även bilaterala avtal, där villkoren förhandlas och sätts mellan FSP och elleverantören. Detta brukar kallas för kontraktmodell (contractual model) och bör på en fri marknad tillåtas parallellt med övriga modeller⁹. Det behöver finnas tydlighet kring vilka parametrar som är möjliga för parterna att avtala om samt vid vilka förutsättningar som kontraktmodellen är möjlig att välja. Nätkoden för efterfrågefleksibilitet förväntas även ge tydligare riktlinjer i utformningen av bilaterala avtal.

Det är möjligt att införa modeller som kan samexistera, antingen genom att aktörerna kan välja modell eller genom att val av modell beror på resursens förutsättningar.

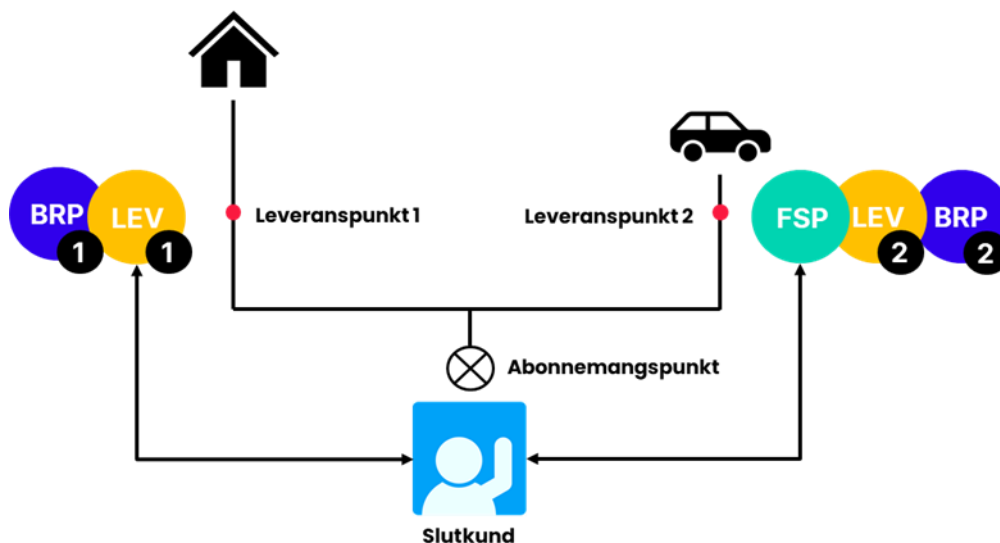
Vidare ska utformningen av kompensationsmodellen anpassas så att den fungerar med införandet av en oberoende BSP på balansmarknaden.

2.2.1 Modell 3 – Flera leveranspunkter

Modellen flera leveranspunkter innebär att flexibilitetsresurser separeras från övrig förbrukning i en uttagpunkt eller övrig produktion i en inmatningspunkt, och tilldelas en ny leveranspunkt.

⁸ Direktiv 2012/27/EU.

⁹ Impact assessment of different models of independent aggregator financial responsibility and compensation in Sweden, DNVGL, Energimarknadsinspektionen.



Figur 2. Modell 3 – Flera leveranspunkter. Exempel: en slutkund etablerar en ny leveranspunkt för den flexibla resursen elbilsladdare.

I **Figur 2** exemplifieras modellen där en ny leveranspunkt etableras för elbilsladdaren. För slutkunden innebär modellen att den har två elavtal, ett för hushållet och ett för elbilsladdaren.

Utöver det behöver slutkunden även ha ett avtal med FSP om att tillhandahålla efterfrågefleksibilitet. Det är separata åtaganden om balansansvar i respektive leveranspunkt, där BRP 2 är balansansvarig för både FSP och LEV 2. För denna modell behöver ingen kompensation tillämpas, då LEV 1 inte har några anskaffningskostnader associerade till flexibilitetsresursen. Modell 3 innebär att FSP är oberoende enligt elmarknadsdirektivet, då FSP inte är ansluten till slutkundens elleverantör, LEV 1.

Däremot medför modell 3 vissa frågetecken, som exempelvis hur slutkunden väljer det nya elavtalet från LEV 2. Dessutom behövs reglering för att säkerställa att slutkundens rättighet att byta elleverantör säkras, samt vilka konsekvenser det får med avseende på slutkundens avtal om flexibilitet med FSP.

Då alla flexibilitetsresurser ska mätas, för att kunna verifiera aktiveringarna, behöver det finnas tydliga regelverk för mätning, framförallt om det etableras flera leveranspunkter inom interna nät¹⁰. För små flexibilitetsresurser kommer

¹⁰ Ett internt nät avser ett nät utan nätkoncession innanför abonnemangspunkten (t.ex. fastigheter, industrilokaler, kommersiella fastigheter).

införande av mätning (leveranspunkt eller flexibilitetsmätpunkt) att vara självreglerande, då införandet innebär en kostnad som kommer att bäras av slutkunden.

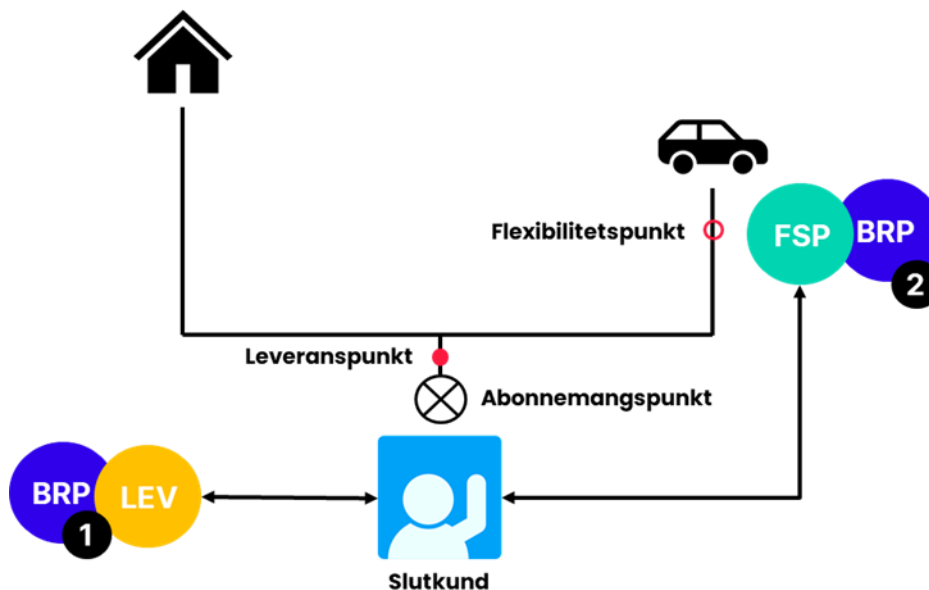
2.2.2 Modell 4 – Flexibilitet med kompensation

Som tidigare nämnts är *flexibilitet med kompensation* den modell som regleras i ellagen. Den svenska benämningen av modellen (från det engelska namnet *Flex-Only Balance Responsibility*) avser att kunden, direkt eller indirekt kompenserar den flexibilitetspåverkade elleverantören. Enligt 8 kap. 13 § i ellagen krävs ett balansansvar särskilt för de obalanser en FSP kan orsaka genom sina tjänster.

Detta innebär att det är möjligt att fler än en BRP kan vara verksamma för en elanläggning med fler resurser, där respektive resurs tillgodogörs elmarknaden. Innan de nya bestämmelserna tillkom i ellagen hanterades detta bilateralt med endast en BRP, men då en FSP ska tillåtas agera oberoende uppfyller flexibilitet med kompensation inte kriterierna för denna modell.

I **Figur 3** exemplifieras modell 4 där en slutkund avtalar med en FSP om att tillhandahålla efterfrågefleksibilitet. Slutkunden har endast ett elavtal, och det med den leveransskyldiga elleverantören, som täcker all förbrukning i uttagspunkten. Elleverantören har rätt att bli kompenserad om det uppstår kostnader vid aktivering av efterfrågefleksibilitet.

Slutkunden tecknar flexibilitetsavtal med FSP, som samarbetar med sin egna BRP 2. Vidare har BRP 1 det huvudsakliga balansansvaret i leveranspunkten, och är den part som blir avräknad på det uppmätta värdet. Balansansvaret för BRP 2 gäller endast när en FSP aktiverar flexibilitet, varpå BRP 2 åtar sig balansansvar för de särskilda obalanser som aktiveringen har orsakat.



Figur 3. Modell 4 – Flexibilitet med kompensation. Exempel: En slutkund har ett elavtal med en elleverantör och ett flexibilitetsavtal med en FSP.

Även modell 4 innebär att FSP är oberoende enligt elmarknadsdirektivet, då FSP inte är ansluten till slutkundens elleverantör, LEV 1.

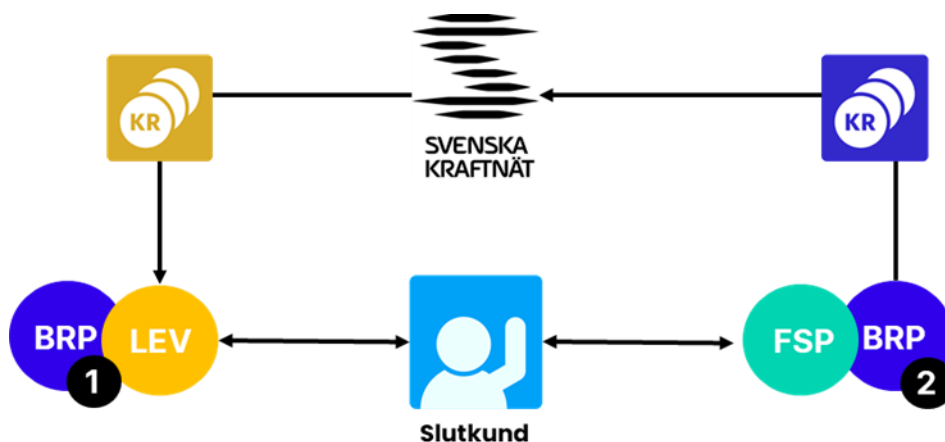
Även om modell 4 redan är reglerad i ellagen ser Svenska kraftnät i detta uppdrag över hur balansansvaren är definierade och om de är ändamålsenliga i sin utformning. Om modell 4 används och en kompensation ska betalas ut finns det två olika alternativ, A och B, för hur kompensationen kan administreras.

2.2.2.1 Alternativ A: Central avräkning

Alternativ A benämns central avräkning och är det som nu regleras i ellagen. Enligt 8 kap. 15 § i ellagen ska BRP-avtalet innehålla ett åtagande av BRP att betala ersättning till den systemansvariga myndigheten (Svenska kraftnät) om balansansvaret omfattar sådana obalanser som kan uppkomma genom tillhandahållande av tjänster för efterfrågefleksibilitet.

Ersättningen ska motsvara sådana kostnader som Svenska kraftnät kompenserar elleverantörer för enligt 8 kap. 26 § i ellagen.

I **Figur 4** är det BRP 2 som åtar sig ett särskilt balansansvar och ska betala ersättning till Svenska kraftnät, som sedan betalar ut kompensation till elleverantören. Beräkningsmetoden ska regleras i BRP-avtalet och godkännas av Energimarknadsinspektionen. Elleverantören behöver anmäla till Svenska kraftnät att de vill ta del av kompensationen.



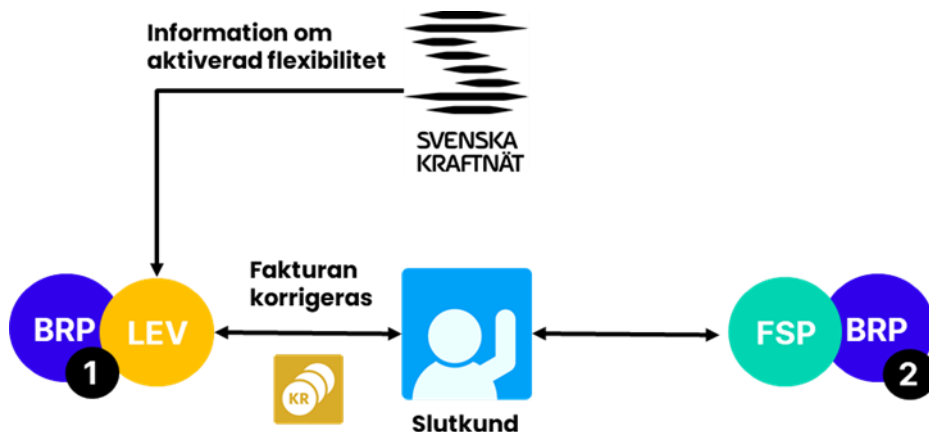
Figur 4. Alternativ A: Centralt avräknad. Kompensationen mellan FSP och elleverantör hanteras centralt av systemansvarig myndighet (Svenska kraftnät).

För detta alternativ krävs ett informationssystem för att beräkna och ekonomiskt transferera kompensationen mellan parterna, samt administrera nödvändigt informationsutbyte.

2.2.2.2 Alternativ B: Korrigerad faktura

Alternativ B är i dagsläget inte reglerad i ellagen, och en eventuell tillämpning av en sådan modell kräver nya föreskrifter eller förordningar som reglerar slutkundens rättigheter och skyldigheter samt att metoden för kompensationen beskrivs.

Alternativ B (se **Figur 5**) benämns korrigerad faktura och möjliggör för elleverantören att debitera eller kreditera slutkunden för kompensationen som Svenska kraftnät administrerar och verifierar centralt avräknat, vilket är på samma sätt som i alternativ A. Elleverantören redogör för aktiverad volym flexibilitet och kompensationen på slutkundens faktura.



Figur 5. Alternativ B: Korrigerad faktura. Elleverantören fakturerar slutkunden för kostnaden för flexibilitet.

I detta alternativ är det slutkunden, och inte BRP 2, som har betalningsansvar för kompensationen. Därmed behövs inte ett ekonomiskt transfereringssystem hos Svenska kraftnät. Däremot behövs även för detta alternativ ett informationssystem för att fastställa aktiverad flexibilitet som elleverantören slutligen kan debitera eller kreditera slutkunden.

I Bilaga. Exempel på korrigerad faktura, redovisar Svenska kraftnät för hur korrigerad faktura kan tillämpas praktiskt.

2.3 Beräkningsmetod för kompensation

Kompensationen i modell 4 innebär att elleverantören ersätts för utebliven elförsäljning. Beräkningsmetoden för kompensationen behöver således baseras på ett pris och den aktiverade flexibilitetens volym, enligt följande formel:

$$\text{Kompensation [SEK]} = \text{Pris [SEK/MWh]} \times \text{Flexibilitetsvolym [MWh]}.$$

Efterfrågefleksibilitet ska tillåtas delta på samtliga elmarknader, där förutsättningarna för pris och energivolym kan skilja sig åt. Svenska kraftnät ser därför ett behov av att utreda beräkningsmetod för kompensation per marknad.

De gemensamma förutsättningarna för beräkningsmetoden är enligt uppdraget att:

- > ekonomiska ersättningar inte ska utgöra ett hinder för marknadstillträde för marknadsaktörer som deltar i aggregering, eller ett hinder för flexibilitet,
- > den ekonomiska ersättningen ska vara strikt begränsad till att täcka de kostnader som uppstår för deltagande slutkunders leverantörer eller

leverantörers balansansvariga parter under aktiveringen av efterfrågefleksibiliteten, och

- > beräkningsmetoden för ersättningen får beakta de fördelar som de oberoende aggregatorerna har gett andra marknadsaktörer, och, när så sker, får aggregatorer eller deltagande slutkunder åläggas att bidra till ersättningen.

2.3.1 Möjliga kompensationspriser

Svenska kraftnät har undersökt olika alternativ för att fastställa vilket kompensationspris som ska gälla i beräkningsmetoden, med utgångspunkt i riktlinjerna från regeringsuppdraget.

En princip i denna bedömning är att den ekonomiska ersättningen måste vara strikt begränsad till att täcka de kostnader som uppstår för elleverantörer eller deras BRP under aktiveringen av efterfrågefleksibiliteten. Inga hinder för marknadstillträde får dock skapas.

Modell 4 innebär att elleverantörens BRP i leveranspunkten obalansjusteras för volymen flexibilitet som har levererats. Detta innebär att obalanspriset inte påverkar kostnaden för elleverantören och dess BRP. I och med att en obalansjustering genomförs, baseras istället kostnaden på anskaffningskostnaden för elleverantörerna och deras balansansvariga parter.

Utifrån förutsättningarna ovan har Svenska kraftnät beslutat att utreda tre olika prissättningsalternativ: marknadspris, elleverantörens anskaffningspris och slutkundens avtalspris.

2.3.1.1 Marknadspris

Marknadspriset kan bestå av följande priser:

- a) Priset på dagen före-marknaden (hädanefter benämnt spotpriset)
- b) Intradagspriset
- c) Obalanspriset

Spotpriset är transparent och finns tillgängligt för alla så snart elbörsen fastställt spotpriset för respektive handelsperiod för efterföljande dag. Detta sker på dagen före-marknaden.

Om en FSP agerar på intradagsmarknaden jämfört med dagen före-marknaden spelar ingen roll för elleverantören. Kostnaden som uppstått vid aktiveringen är densamma för elleverantören. Svenska kraftnät har därmed inte utrett

möjligheten att använda intradagspriset som kompensationspris, eftersom uppdraget syftar till att kompensera elleverantören utifrån de kostnader som har uppstått vid aktiveringen.

Förutom att ett pris sätts inom grossistmarknaden finns möjligheten att det hanteras i bilaterala avtal.

Obalanspriset är transparent och publiceras idag på Svenska kraftnäts publiceringsplattform Mimer¹¹. För obalanspriset finns även möjligheten att låta elleverantörens BRP möta sina obalanser vid balansavräkningen, istället för att administrera en kompensation.

I kommande avsnitt utreds spotpriset och obalanspriset som möjliga kompensationspriser.

2.3.1.2 Elleverantörens anskaffningspris

En ersättning enligt elleverantörens anskaffningspris innebär att alla direkta kostnader som en elleverantör haft för inköp av elen beaktas i prissättningen. Där inkluderas exempelvis inköpspriset på dagen före- och intradagsmarknaden, volymbaserade avgifter på elbörsen, eventuella prissäkringar och obalanser, samt avgifter till Svenska kraftnät (volymavgifter och effektreserv). Information om elleverantörernas anskaffningskostnader finns inte offentligt tillgängliga och betraktas som affärskänslig information.

Om elleverantören får sätta kompensationspriset utifrån vilka anskaffningskostnader denne har haft för en enskild aktivering, riskerar det att bli icke-transparent för slutkunden. Möjligheterna till uppföljning och granskning torde vara små då ingen annan än elleverantören vet anskaffningskostnaden. Erfarenheter från elleverantörers prissättning av elcertifikatsersättningen ger en indikation på att ett pris för kompensationen baserat på anskaffningskostnad sannolikt inte kommer bli transparent för slutkunden.

Det är sannolikt utmanande även för elleverantören att ta reda på exakta anskaffningskostnader per slutkund och aktivering och prissätta det. Om kompensationen ska utgå från anskaffningskostnaden är det därmed mer troligt att det utgår en genomsnittlig ersättning på en aggregerad nivå.

¹¹ Obalanspriset motsvarar priset för mFRR och prissätts per elområde och riktning. Priserna publiceras på Mimer: [Mimer | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://mimer.se/).

Svenska kraftnät har utrett elleverantörens anskaffningspris som ett generellt pris i analysen i kapitel 3. Eventuell tillämpning av anskaffningspris förutsätter att elleverantörerna delar den informationen med berörda parter.

2.3.1.3 Slutkundens avtalspris

I slutkundens avtalspris ingår bland annat de anskaffningskostnader som beskrivs under 2.3.1.2 Elleverantörens anskaffningspris, men även av den vinstmarginal elleverantören gör på den fakturerade volymen. Det finns även andra kostnader som inkluderas i slutkundens avtalspris som inte är direkt kopplade till anskaffningen.

Svenska kraftnät bedömer mot denna bakgrund att en kompensation som baseras på slutkundens avtalspris är svårförenlig med regeringsuppdragets skrivning om att *”den ekonomiska ersättningen ska vara strikt begränsad till att täcka de kostnader som uppstår för deltagande slutkunders leverantörer eller leverantörers balansansvariga parter under aktiveringen av efterfrågefleksibiliteten”*.

Slutkundens avtalspris betraktas som en affärshemlighet och är därför inte möjligt att tillgängliggöra hur som helst, t.ex. av en central part. Slutkunden kan däremot själv välja att dela denna information med FSP.

Skrivningen i regeringsuppdraget speglar skrivningen i elmarknadsdirektivet. Svenska kraftnät kommer inte att utreda slutkundens avtalspris som möjligt kompensationspris.

2.3.2 Fördelar för andra marknadsaktörer

Enligt uppdraget får kompensationsmodellen ta hänsyn till de fördelar som oberoende aggregering ger andra marknadsaktörer. Detta innebär att kompensationen kan ta hänsyn till de fördelar som en flexibilitetsleverantör bidrar med till fysiska eller juridiska personer som köper eller säljer el, efterfrågefleksibilitet eller lagringstjänster, inklusive lägger handelsorder på en eller flera elmarknader, däribland energibalansmarknader (Elmarknadsförordningen (EU) 2019/943).

De fördelar som är möjliga att ta hänsyn till förväntas inkluderas i kommande nätkod för efterfrågefleksibilitet, där det i ENTSO-E:s utkast till nätkod listas i art 23¹². Svenska kraftnät utreder i detta uppdrag om det är möjligt att

¹² ENTSO-E:s utkast till nätkod för efterfrågefleksibilitet: [DSO Entity and ENTSO-E submit Joint Network Code on Demand Response \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/Document/2022/06/2022-06-20-ENTSO-E-submits-Joint-Network-Code-on-Demand-Response).

identifiera och kvantifiera fördelar som uppstår vid en aktivering av en flexibilitetsresurs och tar ställning till om det ska inkluderas i kompensationsmodellen.

2.3.3 Beräkningsmetoder för aktiverad flexibilitet

När kompensationen beräknas i modell 4 behöver flexibilitetsvolymen verifieras. Svenska kraftnät anser att mätning av energiflödet till flexibilitetsresursen krävs för detta. Ett mätvärde ger dock inte ensamt svar på vilken flexibilitetsvolym som aktiverats, eftersom flexibilitetsresursen har en grundenergi, d.v.s. vad energioverföringen "skulle ha varit" utan att flexibilitetsresursen har aktiverats. För att beräkna aktiverad volym behövs därför en s.k. referensprofil, och den aktiverade volymen beräknas som mätvärdet minus referensprofilen. Se vidare längre fram i avsnittet.

Även i modell 3 måste flexibilitetsvolymen beräknas, men då modellen inte använder aktiverad flexibilitetsvolym för att kompensera en annan elleverantör är utmaningen inte lika avgörande som i modell 4. Det räcker med mätning - ingen referensprofil behövs. I modell 3 har FSP samarbete med Lev 2 och BRP 2 och de tar ett gemensamt ansvar för konsekvenser för flexibilitetsaktiveringar.

Mätningen som ligger till grund för beräkningen av flexibilitetsvolymen kan antingen ske antingen i anslutning till flexibilitetsresursen eller i abonnemangspunkten. Mätning av överföringen till flexibilitetsresursen ger ett mer korrekt resultat. Det finns idag inga krav på undermätning för flexibilitet. Om en separat mätare ska införas på flexibilitetsresursen belastas slutkunden eller FSP (om mätning ingår i affärsuppgörelsen med FSP) med den kostnaden.

När avräkningen av flexibilitetsresursen baseras på mätvärdet i abonnemangspunkten påverkas det uppmätta värdet inte bara av aktiveringen av flexibilitetsresursen, utan även av slutkundens övriga elanvändning. Det innebär att beräkningen av aktiverad flexibilitetsvolym både kan bli för liten eller för stor jämfört med vad som faktiskt aktiverats av FSP. Denna osäkerhet skapar en utmaning för FSP att agera på, eftersom energiflödet i abonnemangspunkten är oförutsägbart och leder till osäkerhet i beräkning av flexibilitetsaktiveringen. Även elleverantören påverkas av fel i beräkningen av flexibilitetsaktiveringen då det kan innebära att elleverantören inte kompenseras för den faktiska flexibilitetsaktiveringen.

Metoden att ta fram en referensprofil förväntas regleras i kommande nätkod för efterfrågefleksibilitet. Metoden behöver bl.a. vara kostnadseffektiv, robust och tillförlitlig, nödvändig data ska delas mellan aktörer, den ska följa standarder och vara i linje med övergripande mål och riktlinjer. Den ska även

vara omberäkningsbar och transparent, samt minimera möjligheten till manipulation. Referensprofilen måste baseras på samma mätvärde som avräkningen av flexibilitetsresursen baseras på (antingen i anslutning till flexibilitetsresursen eller i abonnemangspunkten).

Avräkning av en flexibilitetsresurs baserad på mätningen i abonnemangspunkten fungerar bäst när energiflödet är förutsägbart. En referensprofil baserad på mätvärden i abonnemangspunkten är därför inte lämplig där elanvändningen är väderberoende eller svårförutsägbart, som till exempel vid elbilsaddning.

Avräkning av en flexibilitetsresurs baserad på mätningen av energiflödet till flexibilitetsresursen ger den bästa möjliga avspeglingen av hur flexibilitetsresursen används. Det bör dock noteras att detta inte eliminerar alla fel vid fastställande av referensprofilen.

Det finns olika metoder för att fastställa en referensprofil¹³ och metodernas lämplighet varierar beroende på vilken elmarknad och produkt som flexibilitetsaktiveras. En översikt över metoderna visas i **Tabell 2**.

Metod för referensprofil	Sammanfattning
Meter Before – Meter After (MBMA)	<ul style="list-style-type: none"> • Lämplig för resurser med korta aktiveringsperioder • Mäts innan och efter aktivering
Historiska metoder	<ul style="list-style-type: none"> • Lämplig för längre aktiveringar • Använder historisk förbrukning eller produktionsdata
Regressionsbaserade metoder	<ul style="list-style-type: none"> • Kräver mycket data • Mer komplexa
Nomineringsmetoder	<ul style="list-style-type: none"> • Ingen metod – ett sätt att tillhandahålla referensprofil • Baseras på prognos • Behöver verifieras av tredje part

Tabell 2. Möjliga metoder för att beräkna referensprofil.

Beroende på vilken metod för referensprofil som används kan beräkningen av referensprofilen utföras av olika aktörer. FSP har t.ex. möjlighet att beräkna referensprofilen vid MBMA och nomineringsmetoder. Historiska metoder med tydliga beräkningsregler möjliggör att alla med tillgång till historiska mätvärden kan beräkna referensprofilen. Regressionsbaserad metod ställer

¹³ Energiforsk, Baslinemetoder för flexibilitetsprodukter, Rapport 2021:862, [baslinemetoder-for-flexibilitetsprodukter-energiforskrappport-2021-826.pdf](https://www.energiforsk.se/baslinemetoder-for-flexibilitetsprodukter-energiforskrappport-2021-826.pdf).

högre krav och är svårare att beräkna, vilket begränsar vilka aktörer som har möjlighet att beräkna en sådan referensprofil.

2.4 Marknader för handel med efterfrågefleksibilitet

Svenska kraftnät har valt att utgå från definitionen av efterfrågefleksibilitet i ellagen som tydliggör vilka tjänster som omfattas, och som är det begrepp som det ska kompenseras för enligt 8 kap. 15 och 26 § i ellagen.

Efterfrågefleksibilitet definieras i ellagen enligt följande:

att en elanvändare ändrar sin förbrukning jämfört med sitt normala eller nuvarande förbrukningsmönster **som ett svar på marknadssignaler** eller med anledning av att någon har antagit elanvändarens **anbud att minska eller öka sin förbrukning mot en bestämd ersättning på en sådan organiserad marknad** som avses i artikel 2.4 i kommissionens genomförandeförordning (EU) nr 1348/2014 av den 17 december 2014 om rapportering av uppgifter för att genomföra artikel 8.2 och 8.6 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi

Svar på marknadssignaler kallas för implicit efterfrågefleksibilitet och innebär att slutkunden eller ett energitjänsteföretag¹⁴ optimerar förbrukningen efter marknadssignaler, såsom elpriser, effekttariffer, lastbalansering eller temperatur, i energi- och kostnadsbesparingssyfte.

Det finns ingen organiserad marknad för implicit efterfrågefleksibilitet, men Svenska kraftnät berör ändå i detta uppdrag om införandet av en kompensationsmodell är lämplig för implicit efterfrågefleksibilitet, då den omfattas av definitionen för efterfrågefleksibilitet.

Explicit efterfrågefleksibilitet innebär att flexibiliteten blir en handelsvara som aktivt bidrar till energisystemets balansering, hantering av nätbegränsningar och effektivitet.

I rapporten *Främjande av ett mer flexibelt elsystem – deluppdrag 5¹⁵*, beskrivs olika typer av flexibilitet och på vilka marknader de används.

¹⁴ Rollen energitjänsteföretag är definierad i EU:s energieffektiviseringsdirektiv (2012/27 EU).

¹⁵ [Främjande av ett mer flexibelt elsystem \(svk.se\)](http://svk.se).

De organiserade marknader som beaktas i analysen är dagen före-marknaden, intradagsmarknaden, balansmarknaden samt lokala flexibilitetsmarknader. En översikt av marknaderna som analyseras redovisas i **Tabell 3**.

Behov/nytta	Marknadsplats
Flexibilitet för energi	Dagen före-marknaden Intradagsmarknaden
Flexibilitet för balansering	FCR (frekvenshållningsreserv) aFRR (automatisk frekvensåterställningsreserv) mFRR (manuell frekvensåterställningsreserv)
Flexibilitet för överföring	Lokala flexibilitetsmarknader

Tabell 3. Möjliga marknader för handel med efterfrågefleksibilitet samt vilken sorts efterfrågefleksibilitet som handlas på respektive marknad.

3 Analys av kompensationsmodell

I detta avsnitt redovisas den analys som ligger till grund för Svenska kraftnäts rekommendation av kompensationsmodell som presenteras under avsnitt 4 Slutsatser. Analysen görs för implicit efterfrågefleksibilitet och per marknad som listas i **Tabell 3**. Utöver detta analyseras uppdragets roll leverantör av aggregeringstjänster och kompensationens omfattning, samt hur kompensationen kan administreras.

Analysen genomförs kvalitativt. För kvantitativa analyser se rapporterna *Finding an adequate level of compensation for demand-side flexibility*¹⁶ och *Främjande av ett mer flexibelt elsystem*¹⁷.

Svenska kraftnät har inte analyserat hur elnätsföretagens mothandel ska organiseras, och avstår därför från att föreslå hantering för inblandade aktörer, samt vilken informationsstruktur som krävs, eftersom detta kommer behandlas i den kommande nätkoden för efterfrågefleksibilitet. Den kompensationsmodell som Svenska kraftnät föreslår kan dock tillämpas på alla marknader, även för bilateral mothandel, förutsatt att de uppgifter som ligger till grund för kompensationen redovisas till Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät beaktar i denna rapport inte den påverkan som efterfrågefleksibilitet kan ha på elleverantörer efter aktiveringsperioden har passerat, s.k. rebound-effekten¹⁸. Rebound-effekten är mycket svår att kvantifiera genom att den kan uppstå när som helst eller inte alls.

3.1 Rollen leverantör av aggregeringstjänster och kompensationens utformning i ellagen

Enligt ellagen ska en leverantör av aggregeringstjänster inte hindras av andra marknadsaktörer från att få tillträde till elmarknaderna. Dessutom ska en elanvändare, oberoende av sitt avtal med en elleverantör och utan dennes godkännande, kunna köpa och sälja andra eltjänster än elleverans.

De nya bestämmelserna i ellagen (1997:857) introducerar ett flertal begrepp kring eltjänster och vem som anses vara en leverantör av aggregeringstjänster, vilket riskerar bli otydligt för aktörerna, inklusive slutkunderna. Om en

¹⁶ Finding an adequate level of compensation for demand-side flexibility, NordREG, 2023.

¹⁷ Främjande av ett mer flexibelt elsystem (Ei R2023:18), Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Energimyndigheten, SWEDAC, 2023.

¹⁸ Rebound-effekten (eller rekyleffekten) innebär att en åtgärd motverkas av sekundära effekter, t.ex. att en minskad elförbrukning när flexibilitetsresursen aktiveras leder till en ökad elförbrukning vid ett senare tillfälle.

kompensation ska tillämpas bör det vara tydligt vem som tillåts agera oberoende, vem som är kompensationskyldig och för vilka tjänster det gäller.

I ellagen definieras rollen *elleverantör* som ”den som yrkesmässigt levererar el”, men det saknas idag en definition av rollen leverantör av aggregeringstjänster. Däremot definieras aggregering i ellagen 1 kap. 2§ som en sammanslagning av flera elanvändares förbrukning eller sammanslagning av producerad el för försäljning, anskaffning eller auktionering på elmarknader. Vidare definieras aggregeringstjänst som en tjänst som förutsätter aggregering.

Rollen leverantör av aggregeringstjänster skulle kunna tolkas som en roll som tillhandahåller aggregeringstjänster, och enligt ellagen 8 kap. 13 § får en leverantör av aggregeringstjänster tillhandahålla sådana tjänster i en leveranspunkt endast om någon har åtagit sig ett balansansvar i leveranspunkten som särskilt avser de obalanser som tjänsterna kan medföra. Den skrivelsen är inte helt tydlig gällande vilka tjänster som omfattar balansansvar.

Av ellagen 8 kap. 15 och 26 § framgår att tjänster för efterfrågefleksibilitet, inte aggregeringstjänster, ska kompenseras för. Efterfrågefleksibilitet definieras i ellagen som att en elanvändare ändrar sin förbrukning, medan aggregeringstjänster förutsätter sammanslagning av flera elanvändare.

En marknadsplats tillåter aktörer att buda in både aggregerade och enskilda resurser så länge minsta budstorlek på marknaden uppnås. Någon aggregering förutsätts inte. Det är tjänsten mot slutkunden som förutsätter aggregering då denne själv inte skulle kunna buda in sin resurs utan att bli aggregerad. För slutkunder med större resurser, som själva uppnår minsta budstorlek och vill agera enskilt, kan lagstiftningen anses otydlig i fråga om deras leverantör är en aggregator eller inte.

Vidare omfattar aggregering både produktion och förbrukning, medan kompensationen endast omfattar efterfrågefleksibilitet. Definitionen av flexibilitet bör skrivas om och inkludera både förbrukning och produktion, alternativt kan produktion få en egen definition för flexibilitet, likt efterfrågefleksibilitet. Det beror slutligen på vilka tjänster kompensationen ska omfatta.

Det finns ett behov av att se över om aggregering och aggregeringstjänster ska vara definierade i ellagen. Skrivelsen för aggregering är otydlig där försäljning, auktionering och anskaffning på elmarknader nämns. Anskaffning av el är likt elleverans, och enligt Ellagen 9 kap. 31 § får en elanvändare köpa och sälja andra eltjänster än elleverans. Det blir då otydligt i fråga om en FSP får köpa el åt sin slutkund, eller om den tjänsten endast tillfaller rollen elleverantör.

Slutkunder ska, i enlighet med elmarknadsdirektivet, tillåtas delta på samtliga elmarknader, oavsett storlek. Detta innebär att de ska tillåtas delta om de budas in enskilt eller aggregerat, eller om det är produktion eller förbrukning. Rollen *leverantör av aggregeringstjänster* bör mot denna bakgrund tilldelas ett nytt namn och en tydlig definition för vilka tjänster den yrkesmässigt tillhandahåller.

3.2 Fördelar för andra aktörer

Enligt regeringsuppdraget får kompensationsmodellen beakta de fördelar som FSP har gett andra marknadsaktörer. Om fördelar ska beaktas behöver detta göras i linje med kommande nätkod för efterfrågefleksibilitet. Fördelarna ska kunna beräknas och appliceras i kompensationsmodellen oberoende val av undermodell (korrigerad faktura eller central avräkning).

Svenska kraftnät anser att eventuella, indirekta, fördelar som ska beaktas, behöver beaktas per aktivering och inte på en aggregerad nivå. Beräkning av fördelar per aktivering är mest korrekt och säkerställer en rättvis fördelning av fördelarna. Dessutom följer det den logiken som Svenska kraftnät utgått från i övrig utvärdering och utformning av kompensationsmodellerna.

Svenska kraftnät kan konstatera att det finns fördelar med efterfrågefleksibilitet och att aktivering av flexibilitetsresurser med hjälp av en FSP kan leda till fördelar för andra aktörer. De fördelarna kan vara antingen lokala, i leveranspunkten, eller övergripande på systemnivå. För att värdera fördelarna på systemnivå skulle en jämförelse behöva göras mellan läget då efterfrågefleksibiliteten har aktiverats av flexibilitetsleverantören och läget då ingen aktivering skett. Dessa fördelar skulle kunna modelleras och simuleras, men Svenska kraftnät har inte funnit det möjligt att i dagsläget korrekt värdera den specifika nyttan som en enskild aktivering av efterfrågefleksibilitet leder till, vilket Svenska kraftnät anser behövs.

De modeller som Svenska kraftnät analyserar möjliggör dock att de lokala fördelar som aktiveringen medför kan omfattas, vilket berör påverkan på elleverantören och BRP i leveranspunkten. De lokala fördelarna analyseras per marknad.

3.3 Kompensationsmodell för implicit efterfrågefleksibilitet

Implicit efterfrågefleksibilitet omfattas av regeringsuppdraget och innebär att slutkunden eller ett energitjänsteföretag optimerar förbrukningen efter marknadssignaler, såsom elpriser, effekttariffer, lastbalansering eller temperatur, i energi- och kostnadsbesparingssyfte.

3.3.1 Val av modell för oberoende aggregering

Slutkunder kan delta med implicit efterfrågefleksibilitet på många sätt, antingen genom att avtala med ett energitjänsteföretag eller att slutkunden själv är medveten om elmarknadens prissignaler och agerar därefter.

Eftersom implicit flexibilitet realiseras utan en FSP, finns antagligen få incitament att avtala med en FSP i fråga om tjänster för implicit efterfrågefleksibilitet, där kompensationen regleras.

För att uppfylla elmarknadsdirektivets krav om oberoende ska det finnas en BRP för FSP:s särskilda obalanser. Det förutsätter att implicit efterfrågefleksibilitet ska beräknas och rapporteras så att BRP kan avräknas på det, men då flexibiliteten realiseras utanför en organiserad marknad saknas grundläggande förutsättningar för att på ett rättvist sätt dela upp balansansvaret och betala ut en kompensation.

Ingen av modellerna är därför applicerbar för implicit efterfrågefleksibilitet.

3.3.2 Beräkningsmetod för kompensation

Eftersom den implicita flexibiliteten utförs utanför den organiserade marknaden finns det inget bud att följa. Detta försvårar möjligheten att jämföra priser på en marknad och att begära in data för beräkning av aktiverad flexibilitet.

Slutkunden kan agera implicit utifrån flera prissignaler samtidigt, exempelvis spotpriset och nättariffen, vilket gör det svårt att beräkna den nytta flexibiliteten har gett slutkunden, och om en kompensation utgör ett hinder för den nyttan. Vidare behöver det vara tydligt att slutkunden agerat med implicit efterfrågefleksibilitet och att det inte är en del utav slutkundens vanliga beteende. Att stänga av en värmepump för att slutkunden vill följa prissignaler eller för att slutkunden ska iväg på semester har samma påverkan på elleverantör och BRP i leveranspunkten. Att införa kompensationsplikt och krav på avtal med FSP för det ena beteendet, är därför inte rättvisande och främjar inte heller flexibilitet.

Det existerar för stora hinder för att på ett rättvist och icke-diskriminerande sätt införa kompensation för implicit efterfrågefleksibilitet. Svenska kraftnät anser därför att en kompensationsmodell, och därmed beräkningsmetod, inte är tillämpbar för implicit efterfrågefleksibilitet. Elmarknaden är utformad för konkurrens mellan aktörer, och aktörernas professionalism i att förutse slutkunders användning och produktion av el är grunden för denna konkurrens.

3.4 Kompensationsmodell på dagen före- och intradagsmarknaden

När flexibilitetsleverantören handlar flexibilitet på dagen före- och intradagsmarknaden och aktiverar sina flexibilitetsresurser till följd av detta påverkas kundens leveransskyldiga elleverantör. Därför behöver det ske en kompensation till den leveransskyldiga elleverantören.

3.4.1 Val av modell för oberoende aggregering

Både modell 3 och modell 4 lämpar sig för dagen före- och intradagsmarknaden. De erbjuder olika för- och nackdelar samt erbjuder olika affärsmöjligheter. FSP bör tillsammans med slutkunden noggrant utvärdera vilken modell som lämpar sig för den specifika flexibilitetsresursen.

3.4.1.1 Modell 3 – Flera leveranspunkter

Tillträde till marknader: Flexibilitetsresurser separeras från övrig förbrukning i en ny leveranspunkt, vilket gör att både slutkunden och FSP kan delta på dagen före- och intradagsmarknaden utan att påverka övrig förbrukning. Genom FSP:s styrning av flexibilitetsresursen ökar möjligheten för elleverantören och balansansvarig part att använda priskänsliga bud för flexibilitetsresursen på dagen före- och intradagsmarknaden.

Oberoende: Modellen säkerställer oberoende eftersom varje leveranspunkt har sitt eget balansansvar, och FSP agerar utan att direkt påverka den ursprungliga elleverantören.

Likabehandlingsprincip: Alla aktörer i varje leveranspunkt behandlas lika, vilket förhindrar konkurrensnedvridning.

Komplexitet för slutkunden: Det kan innebära viss komplexitet för slutkunden som behöver hantera flera elavtal och balansansvar, men detta kan hanteras genom tydliga avtal och regler.

3.4.1.2 Modell 4 – Flexibilitet med kompensation

Tillträde till marknader: FSP kan delta på dagen före- och intradagsmarknaden genom att ta balansansvaret för de obalanser som aktiveringen av flexibilitet orsakar. Affärsmöjligheten för FSP är att handla med flexibilitet för att reducera och öka förbrukningen.

Oberoende: FSP agerar oberoende med ett eget balansansvar för flexibiliteten, vilket säkerställer rättvis konkurrens och transparens.

Likabehandlingsprincip: Alla parter som ingår avtal med kunden behandlas lika och modellen avser att hitta en likabehandling mellan aktörer genom att kompensera för kostnader som uppstår vid aktiveringen.

Komplexitet för slutkunden: Modellen innebär att slutkunden behåller sitt befintliga elavtal. Utöver detta tecknar slutkunden ett separat flexibilitetsavtal med en FSP. Detta är en avtalsmässig förenkling jämfört med modell 3, men det innebär att slutkunden behöver vara insatt i kompensationsmodellen.

3.4.2 Beräkningsmetod för kompensation

Beräkningsmetoden för kompensation på dagen före- och intradagsmarknaden ska baseras på de principer som beskrivs i avsnitt 2.3. Dessa aspekter är: kompensationspris, jämförelse av intäkter och kostnader, aktiverad flexibilitetsvolym och fördelar för andra marknadsaktörer.

3.4.2.1 Kompensationspris

Endast modell 4 kräver kompensation för dagen före- och intradagsmarknaden.

Spotpriset: Om FSP:s intäkt är baserad på spotpriset och kompensationen också är spotpriset tjänar FSP inget extra eftersom deras intäkt från att sälja flexibiliteten på spotmarknaden motsvarar kompensationskostnaden till elleverantören. Detta kan minska incitamentet för FSP att delta i flexibilitetsaktiviteter eftersom deras ekonomiska fördelar elimineras.

Obalanspriset: Om FSP:s intäkt är baserad på spotpriset men kompensationen är obalanspriset, kan detta skapa osäkerhet och risk. Obalanspriset sätts i efterhand, vilket innebär att FSP inte vet kompensationskostnaden när de säljer på börsen till spotpriset. Detta gör det svårt för FSP att förutse sina kostnader och intäkter, vilket kan hämma deras vilja att delta på marknaden på grund av den ökade risken.

Elleverantörens anskaffningspris: Om FSP:s intäkt är baserad på spotpriset och kompensationen är elleverantörens anskaffningspris, kan detta

skapa en balans mellan stabilitet och intäktsmöjligheter. Om anskaffningspriset är känt på förhand, ger det FSP en mer förutsägbar kostnadsstruktur, vilken kan ligga till grund för deras bud på dagen före- och intradagsmarknaden.

3.4.2.2 Aktiverad flexibilitetsvolym

Modell 3 kräver mätning i anslutning till flexibilitetsresursen eftersom modellen innebär att flexibilitetsresursen är en egen leveranspunkt för nätavräkning. Dock behövs inte en flexibilitetsvolym beräknas eftersom ingen utomstående elleverantör påverkas.

För modell 4 behöver mätning antingen ske i anslutning till flexibilitetsresursen eller i abonnemangspunkten. Dagen före- och intradagsmarknaden har kvartsavräkning, vilket i sammanhanget är att anses som en lång aktiveringsperiod. Därmed är metoden MBMA inte lämplig för beräkning av referensprofil som lämpar sig för korta aktiveringsperioder. Historisk metod är vanlig för att skapa referensprofil för längre aktiveringsperioder, såsom kvartar, och skapar förutsägbarhet för aktörer genom tydliga beräkningsregler för metoden. Den regressionsbaserade metoden ställer högre krav på beräkningen eftersom den utgår ifrån flertalet variabler, och det finns tveksamheter ifall den är omberäkningsbar såsom det krävts i utkastet till nätkoden för efterfrågefleksibilitet. Referensprofilens träffsäkerhet kan öka med regressionsbaserad metod, samtidigt som komplexiteten ökar. Nomineringsmetoden lämpar sig när FSP har god kännedom om en flexibilitetsresurs och behöver godkännas i varje enskilt fall, och lämpar sig därför inte som standardmetod.

3.4.2.3 Fördelar för andra marknadsaktörer

FSP handlar på dagen före- och intradagsmarknaden för att maximera sina vinster, och inte utifrån annan aktörs behov. Fördelen för andra marknadsaktörer är att FSP ökar likviditeten på dagen före- och intradagsmarknaden. Ifall FSP:s flexibilitetshandel påverkar priskrysset för spotpriset skapas en nytta för slutkunderna. Dock har ingen nytta för elleverantören som påverkas av flexibilitetsaktiveringen kunnat identifieras för att ställas mot deras uppkomna kostnader.

3.5 Kompensationsmodell på lokala flexibilitetsmarknader

Lokala flexibilitetsmarknader avser att på ett organiserat sätt tillgängliggöra kapacitet i de distribuerade näten genom att flexibilitetsresursägare kan erbjuda tillgänglig flexibilitetskapacitet på den lokala flexibilitetsmarknaden. Flexibilitetsmarknader skapar möjligheter för slutkunder med styrbar förbrukning och produktion att via den lokala flexibilitetsmarknaden bidra till elnätets överföringsförmåga. Detta kan innebära att minska förbrukningen under tider av hög belastning eller öka den när nätet är underutnyttjat. Sådana åtgärder hjälper till att kapacitetsanpassa överföringen i nätet och fördela belastningen jämnare över tid. Handeln sker inom ett geografiskt begränsat område där, vanligtvis det lokala nätföretaget, köper flexibilitetstjänster för att kunna möta det överföringsbehov som finns.

Sverige har idag en handfull aktiva flexibilitetsmarknader. Majoriteten har utvecklats utifrån forsknings- och demonstrationsprojekt och har sedan tagits vidare som en del av driften av lokala elnät. Handeln sker med hjälp av en handelsplattform som administreras av en tredje part eller i egen regi utav nätföretaget. Det finns i dagsläget ingen specifik reglering som föreskriver hur lokala flexibilitetsmarknader ska vara utformade, administreras, vilka roller som ska finnas eller hur ansvarsfördelning på marknaden ska se ut. Detta försvårar en implementering av en kompensationsmekanism för lokala flexibilitetsmarknader. Det är dock troligt att lokala flexibilitetsmarknader till viss del kan komma att omfattas av den kommande nätkoden för efterfrågefleksibilitet och efterföljande nationella villkor, vilket ger möjlighet till ökad harmonisering.

3.5.1 Val av modell för oberoende aggregering

Både modell 3 och modell 4 kan tillämpas på lokala flexibilitetsmarknader. Modellernas för- och nackdelar för lokala flexibilitetsmarknader delas i stort med dagen före- och intradagsmarknaden. Till skillnad från elbörsen är dock lokala flexibilitetsmarknader fortfarande under utveckling och hanterar en relativt begränsad volym flexibilitetsbud under en begränsad period under året.

3.5.1.1 Modell 3 – Flera leveranspunkter

Tillträde till marknader: Flexibilitetsresurser separeras från övrig förbrukning i en ny leveranspunkt, vilket gör att både slutkunden och FSP kan delta på den lokala flexibilitetsmarknaden utan att påverka övrig förbrukning.

Oberoende: Modellen säkerställer oberoende eftersom varje leveranspunkt har sitt eget balansansvar, och FSP agerar utan att direkt påverka den ursprungliga elleverantören.

Likabehandlingsprincip: Alla aktörer i varje leveranspunkt behandlas lika, vilket förhindrar konkurrenssnedvridning.

Komplexitet för slutkunden: Vanligtvis är lokala flexibilitetsmarknader aktiva under ett antal månader under vinterhalvåret. Antalet aktiveringar och volym som hanteras är begränsad, och minsta budstorlek ligger mellan 30Kw-100kW. Då maxeffekten för flexibilitetsresurser är låg, samt att aktivering sker sällan, kan det vara dyrt att använda flera leveranspunkter som kompensationsmodell för lokala flexibilitetsmarknader om flexibilitetsresursen enbart deltar på den marknaden. Kostnaden för att etablera en egen leveranspunkt och installationen av den mätutrustning som uppfyller kraven för noggrannhet bekostas av slutkunden eller FSP. Om resursen även deltar i andra marknader är modell 3 dock inget hinder för deltagande på lokala flexibilitetsmarknader.

3.5.1.2 Modell 4 – Flexibilitet med kompensation

Tillträde till marknader: FSP kan delta på lokala flexibilitetsmarknader genom att ta balansansvaret för de obalanser som aktiveringen av flexibilitet orsakar.

Oberoende: FSP agerar oberoende med ett eget balansansvar för flexibiliteten, vilket säkerställer rättvis konkurrens och transparens.

Likabehandlingsprincip: Alla parter som ingår avtal med kunden behandlas lika och modellen avser att hitta en likabehandling mellan aktörer genom att kompensera för kostnader som uppstår vid aktiveringen.

Komplexitet för slutkunden: Modellen innebär att slutkunden behåller sitt befintliga elavtal. Utöver detta tecknar slutkunden ett separat flexibilitetsavtal med en FSP. Detta är en avtalsmässig förenkling jämfört med modell 3, men det innebär att slutkunden behöver vara insatt i kompensationsmodellen.

Beräkningsmetod för kompensation

Beräkningsmetoden för kompensation på lokala flexibilitetsmarknader baseras på de principer som beskrivs i avsnitt 2.3.

3.5.2 Kompensationspris

FSP:s intäktsströmmar består dels av en ersättning för tillgänglighet, dels i form av ersättning vid aktivering. Tillgänglighet upphandlas vanligtvis i början av säsongen för att säkerställa en viss nivå av flexibilitetskapacitet och därför likviditet på marknaden. Flexibilitetsresurser som upphandlas för tillgänglighet får en fast ersättning under säsongen för att finnas tillgängliga och lägga bud vid behov. När aktivering sker får FSP eventuellt också en energiersättning samt att en kompensation blir nödvändig.

Spotpriset: Kompensation enligt spotpriset är ett alternativ för lokala flexibilitetsmarknader. När bud, med eller utan tillgänglighetsersättning, avropas för aktivering betalas en ersättning för aktiverad volym. På dagens aktiva lokala flexibilitetsmarknader upphandlas bud för aktivering kontinuerligt vid behov, i vissa fall flera dagar innan leverans men senast två timmar innan leverans. När aktiveringsbud upphandlas intradag har FSP tillgång till spotpriset, och kan således säkerställa att ersättningen för flexibilitetstjänster överstiger eventuell kompensation till elleverantörer om spotpriset används för att fastställa kompensationspris.

Obalanspris: Om FSP:s intäkt består av ersättning från lokala flexibilitetsmarknader, men kompensation till elleverantören består av obalanspriset, kan detta ge upphov till osäkerhet och risk. Obalanspriset sätts i efterhand, vilket innebär att FSP inte vet kompensationskostnaden när de säljer på lokala flexibilitetsmarknaden. Detta gör det svårt för FSP att förutse sina kostnader och intäkter, vilket kan hämma deras vilja att delta i flexibilitetsmarknaden på grund av den ökade risken.

Elleverantörens anskaffningspris: Om FSP:s intäkt är baserad på ersättning från lokala flexibilitetsmarknader och kompensationen är elleverantörens anskaffningspris, kan detta skapa en balans mellan stabilitet och intäktsmöjligheter. Om anskaffningspriset är känt på förhand, ger det FSP en mer förutsägbar kostnadsstruktur, vilken ligger till grund för deras bud på de lokala flexibilitetsmarknaderna.

3.5.2.1 Aktiverad flexibilitetsvolym

Information om leveranspunkter, referensprofiler, flexibilitetsresurser, aktiveringar, och mätdata finns i stor utsträckning redan inom de aktiva handelsplattformarna idag. Aktiverad flexibilitetsvolym beräknas och ersätts av den lokala flexibilitetsmarknaden enligt avtalat pris. Kraven på mätning och verifiering är dock lägre inom lokala flexibilitetsmarknader jämfört med övriga marknader, vilket skulle innebära en kostnad om striktare kravställning gällande mätning ska etableras i samband med införandet av en

kompensationsmodell. Det råder även olikheter i utformning och funktion mellan de flexibilitetsmarknader som är aktiva idag, vilket försvårar central insamling av data. Även beräkning av referensprofil skiljer sig mellan olika lokala flexibilitetsmarknader - i vissa fall anpassas beräkningen utefter individuella resursers förutsättningar, vilket betyder olika beräkningar av referensprofiler inom samma marknad. Detta ger upphov till osäkerheter och minskad träffsäkerhet. Den nya nätkoden för efterfrågefleksibilitet kommer att innehålla krav som kommer att leda till mer harmonisering för lokala flexibilitetsmarknader.

3.5.2.2 Fördelar för andra marknadsaktörer

Behovet av flexibilitet för att främja ett mer effektivt nyttjande av elnätet, samt för att frigöra nätkapacitet, finns på alla spänningsnivåer i elsystemet. Precis som på transmissionsnätets nivå finns det på region- och lokalnätets nivå utmaningar att under ansträngda leveransperioder kunna överföra den effekt som efterfrågas. I Sverige används lokala flexibilitetsmarknader primärt i syfte att undgå att överskrida abonnemanget mot överliggande nät.

Abonnemangsnivån reglerar hur mycket effekt som får tas ut från eller matas in till det överliggande nätet. Det finns dock exempel där lokala flexibilitetsmarknader även används för hantering av lokala flaskhalsar, avbrottsshantering och för att skjuta upp investeringsbehov. Lokala flexibilitetsmarknader har därför möjlighet att som helhet bidra med system- och samhällsekonomiska nyttor. FSP:s deltagande på lokala flexibilitetsmarknader, vilket är primärt kommersiellt motiverat, bidrar till dessa nyttor men är inte möjlig att urskilja från övriga aktörers, eller marknaden i sin helhets, nytta. Ingen påtaglig nytta för elleverantören som påverkas av flexibilitetsaktiveringen har identifierats.

3.6 Kompensationsmodell på balansmarknaden

På balansmarknaden är det rollen leverantör av balanstjänster (BSP) som avtalar med Svenska kraftnät om att tillhandahålla stödtjänster för balansering. Rollens åtaganden innefattar bland annat att lägga bud på marknaden, erhålla ersättning eller betala kostnader för leverans av stödtjänster, samt vara ekonomiskt ansvarig för över- och underleveranser.

Samtliga åtaganden för en BSP återfinns i avtalet om leverans av balanstjänster och tillhörande bilagor¹⁹, även kallat BSP-avtalet.

¹⁹ Finns tillgänglig i PDF-format på Svenska kraftnäts webbplats:
<https://www.svk.se/aktorsportalen/leverantor-av-balanstjanster-bsp/bsp-avtalet/>.

Den part som avtalar med slutkunder om att tillhandahålla flexibilitet på balansmarknaden behöver nödvändigtvis inte vara en BSP. FSP är den part som har avtal med slutkunden om flexibilitetsleverans. På Balansmarknaden är det dock alltid en BSP som agerar på marknaden och lämnar bud. Detta innebär att FSP antingen kommer vara en underleverantör till BSP, eller om BSP själv avtalar med slutkunden, så innehar den båda rollerna.

3.6.1 Val av modell för oberoende aggregering

För att slutkunderna och FSP ska få tillträde till balansmarknaden behöver de samarbeta med en BSP. Eftersom rollen FSP och kompensationen tillkom i ellagen när rollen balansansvarig fortfarande var aktuell, behöver rollen BSP introduceras och definieras i ellagen. Detta inkluderar att definiera ett balansansvar för BSP som är förenlig med godkända villkor för rollerna, och som skiljer sig från det balansansvar en BRP innehar.

Den pågående elmarknadsutredningen²⁰ ska bland annat utreda hur rollen BSP kan regleras i ellagen. Med bakgrund i detta så kommer Svenska kraftnät inte att lämna några författningsförslag gällande BSP inom detta regeringsuppdrag.

3.6.1.1 Modell 3 – Flera leveranspunkter

Tillträde till marknader: Flexibilitetsresurser separeras från övrig förbrukning i en ny leveranspunkt, vilket gör att både kunden och FSP kan delta på balansmarknaden utan att påverka övrig förbrukning. Detta görs genom att FSP samarbetar med BSP.

En BSP kan avtala direkt med en slutkund, men då innehar den två roller: BSP för balansmarknad och FSP för att administrera flexibilitetsresursen.

Oberoende: Slutkunden tillåts tillhandahålla flexibilitet på balansmarknaden oberoende av den ursprungliga elleverantören eller BRP, genom att en ny leveranspunkt etableras. I samband med att en ny leveranspunkt etableras behöver FSP avtala med en elleverantör, som har en BRP som åtar sig balansansvar i den nya leveranspunkten. Då deltagande på balansmarknaden innebär att det kommer finnas en BRP och en BSP i den nya leveranspunkten är det viktigt att de villkor Svenska kraftnät tagit fram gällande dessa roller också uppfylls.

Likabehandlingsprincip: Genom att leveranspunkterna separeras kan slutkunden erbjudas tjänster för elleverans samt flexibilitet på

²⁰ Direktiv 2024:12.

balansmarknaden i båda punkterna genom att FSP har avtal med elleverantören, BRP och BSP i den nya leveranspunkten.

Komplexitet för slutkunden: Då slutkunden ingår ett nytt elavtal i samband med etableringen av den nya leveranspunkten behöver kunden även ha förståelse för hur förutsättningarna för hur elavtalet påverkar affärsmöjligheterna på balansmarknaden. Kunden kan inte helt fritt välja elleverantör, utan behöver förhålla sig till de valmöjligheter som FSP kan erbjuda. Det blir ytterligare en dimension att beakta vid jämförelse av avtal mellan olika FSP som tillhandahåller flexibilitet på balansmarknaden.

Balansmarknaden är komplex, och för att delta på denna marknad krävs en viss förståelse för dess funktion. Att det krävs ett nytt elavtal för slutkunden för att kunna delta på balansmarknaden bör därför inte ses som ett hinder i fråga om komplexitet.

3.6.1.2 Modell 4 – Flexibilitet med kompensation

Tillträde till marknader: I denna modell etableras det ingen ny leveranspunkt. Slutkunden får tillträde till balansmarknaden, genom att FSP avtalar med en BSP om att tillhandahålla flexibilitet på balansmarknaden.

BSP tar ekonomiskt ansvar för över- och underleveranser på balansmarknaden samt att elleverantörens BRP blir obalansjusterad med den verifierade leveransen. Avslutningsvis så tillämpas en kompensationsmodell.

Oberoende: Slutkunden tillåts avtala med vilken FSP den själv önskar, oberoende och ohindrat av elleverantören i leveranspunkten. FSP tillåts avtala med BSP, eller själv anta rollen BSP, om att tillhandahålla flexibilitet på balansmarknaden. På så sätt säkerställs det ett oberoende för samtliga parter.

Likabehandlingsprincip: Alla parter som ingår avtal med kunden behandlas lika och modellen avser att hitta en likabehandling mellan aktörer genom att kompensera för kostnader som uppstår vid aktiveringen.

Komplexitet för slutkunden: Denna modell ger slutkunden tydlighet i vilken tjänst den avtalar med vilken aktör, där den har ett avtal med elleverantören om elleverans och ett avtal med FSP om flexibilitet på balansmarknaden. Komplexiteten ligger i kompensationen som behöver tillämpas.

För att öka transparensen för deltagande slutkund är det viktigt att kompensationen redovisas på ett enkelt och begripligt sätt, oavsett om det sker via elleverantören och korrigerad faktura eller FSP och central avräkning via dess BSP. Utbetalningar av kompensation som baseras på priser som är

svårtillgängliga, eller volymer som inte går att verifiera/återskapa, får anses bidra till en hög grad av komplexitet för slutkunden om den vill delta på balansmarknaden.

3.6.2 Beräkningsmetod för kompensation

Balansmarknaden består av balanseringsprodukterna FCR-D upp, FCR-D ned, FCR-N, aFRR upp, aFRR ned samt mFRR upp och mFRR ned. För dessa produkter kan en BSP erhålla en kapacitetsersättning, en energiersättning eller både och beroende på vilken produkt som avses.

Då en BSP kan erhålla både kapacitets- och energiintäkter på balansmarknaden finns det fler intäktsströmmar att förhålla sig till än på andra marknader. Vidare kan balansenergin också innebära en kostnad för BSP, och det är viktigt att slutkunden inte dubbelfaktureras för samma volym när kompensationen tillämpas.

I **Tabell 4** redovisas när en BSP får betalt av Svenska kraftnät respektive ska betala Svenska kraftnät för balansenergi i enlighet med artikel 46 i Balansförordningen (Kommissionens förordning 2017/2195). Utöver prissättningen baseras volymen på ersättningen utifrån den leverans BSP har gjort, där över- och underleveranser kan påverka ersättningen. Uppreglering avräknas som positiv balansenergi medan nedreglering avräknas som negativ balansenergi. Ersättning för balansenergi motsvarar priset på mFRR energiaktiveringsmarknad.

	Positivt pris för balansenergi	Negativt pris för balansenergi
Positiv balansenergi	Betalning från Svenska kraftnät till BSP	Betalning från BSP till Svenska kraftnät
Negativ balansenergi	Betalning från BSP till Svenska kraftnät	Betalning från Svenska kraftnät till BSP

Tabell 4. *Betalning för balansenergi.* Olika utfall där leverantör av balanstjänster (BSP) får betalt eller ska betala för balansenergi.

3.6.2.1 Kompensationspris

Beräkningsmetoden för kompensation på balansmarknaden ska baseras på följande aspekter: kompensationspris, jämförelse av intäkter och kostnader, aktiverad flexibilitetsvolym och fördelar för andra marknadsaktörer.

Spotpriset: Kompensation enligt spotpris är ett alternativ, då det motsvarar det pris på den handel som förutsätts på dagen före-marknaden ifall en flexibilitetsresurs ska minska sin produktion eller förbrukning på

balansmarknaden. Utöver det sker elleverantörens anskaffning av el primärt på dagen före-marknaden.

Vidare erbjuder balansmarknaden flertalet intäktsströmmar via kapacitets- och/eller energiersättning. Ingen ersättning på balansmarknaden är en direkt motsvarighet till spotpriset²¹, vilket eliminerar risken för nollsummespel. Med bakgrund i detta får spotpriset som kompensationspris inte anses utgöra ett definitivt hinder för flexibilitet på balansmarknaden. Det får istället anses som en rimlig förutsättning för de som tillhandahåller flexibilitet på balansmarknaden, men som inte har tillgång till handel på dagen före- och intradagsmarknaden.

Obalanspriset: Kompensation enligt obalanspriset är ett alternativ för balansmarknaden, då det idag motsvarar det pris en BSP möter för energi på balansmarknaden. Däremot kan det anses ett hinder för rena energiprodukter på balansmarknaden, vilket kan innebära en snedvridning mot kapacitetsmarknaderna.

Vidare kan elleverantörens anskaffning av el inte antas ske via obalanser. Det basala behovet bör reflekteras på dagen före- och intradagsmarknaden där elleverantörens BRP planerar sig i balans. Då obalanspriset inte har någon koppling till anskaffningskostnaden, kan obalanspriset leda till att elleverantörens kostnader under- eller överkompenseras, vilket också kan innebära en osäkerhet för elleverantören.

Elleverantörens anskaffningspris: Kompensation enligt elleverantörens anskaffningspris är ett alternativ för balansmarknaden. Det motsvarar elleverantörens faktiska pris på anskaffning av el och slutkunden kan idag redan se detta pris på sin faktura från sin elleverantör om de deltar på balansmarknaden.

Elleverantörens anskaffningspris kan skilja sig åt mellan olika elleverantörer, det finns inget pris på balansmarknaden som motsvarar elleverantörens anskaffningspris. Därmed kan det priset inte anses utgöra ett definitivt hinder för flexibilitet på balansmarknaden.

Utmaningen ligger i att tillgängliggöra detta pris för den kompensationspliktige, vilket är slutkunden. Vid central avräkning behöver BSP ta del av detta pris för att kunna betala Svenska kraftnät. Priset i sig kan

²¹ Om ingen mFRR aktiverats av balansskäl, det vill säga att dominerande riktning saknas, är obalanspriset lika med balansgrundpriset, vilket är lika med spotpriset.

anses vara känslig information för elleverantören, och för BSP och slutkunden kan priset anses icke-transparent och svårt att verifiera om det stämmer.

Vid tillämpning av korrigerad faktura elimineras behovet att dela priset med BSP, då elleverantören istället kan redovisa det direkt till sin slutkund via fakturan. Däremot återstår utmaningen i att säkerställa att rätt pris har tillämpats för kompensationen, vilket ökar behovet av tillsyn.

3.6.2.2 Aktiverad flexibilitetsvolym

Beräkning av aktiverad flexibilitetsvolym på balansmarknaden kan skilja sig åt beroende på vilken produkt som avses. Information om hur volymer beräknas per produkt återfinns i BSP-avtalet och tillhörande bilagor²². Vid tillämpning av kompensationsmodell kan Svenska kraftnät komma att behöva se över hur verifiering av BSP-leverans ska ske i fråga om vilken data som behövs, och med vilken upplösning, för att realisera kompensationsmodellen.

Även marknadsstruktur data är av stor vikt då Svenska kraftnät måste kunna säkerställa vilka aktörer som innehar vilken roll av elleverantör, BRP, BSP och FSP i en leveranspunkt.

3.6.2.3 Fördelar för andra marknadsaktörer

Vid aktivering av balansenergi på balansmarknaden ska berörd BRP obalansjusteras med BSP:s verifierade leverans. På så sätt neutraliseras den påverkan BSP har haft på BRP i fråga om obalanser, samt att ingen fördel eller nackdel tillfaller BRP.

Eftersom att BRP:s påverkan neutraliseras bör samma princip tillämpas för elleverantören i fråga om kompensationsmodell. Då aktivering av flexibilitet på balansmarknaden kan leda till förändring i uppmätta värden för elleverantören bör principerna nedan tillämpas i fråga om neutralitet.

När en BSP uppreglar (ökar produktion, minskar förbrukning) och priserna för balansenergin är positiva, erhåller BSP ersättning från Svenska kraftnät, se **Tabell 4**. Uppreglering innebär en kostnad för elleverantören som antingen behöver betala producenten mer för den extra producerade energin, eller att elleverantören förlorar en intäkt genom minskad förbrukning. För dessa fall är det rimligt att elleverantören blir kompenserad för den levererade balansenergin.

²² Finns tillgänglig i PDF-format på Svenska kraftnäts webbplats:
<https://www.svk.se/aktorsportalen/leverantor-av-balanstjanster-bsp/bsp-avtalet/>.

När en BSP nedreglerar (minskar produktion, ökar förbrukning) och priserna för balansenergin är positiva, betalar BSP till Svenska kraftnät för den energin den erhållit eller sluppet producera, se **Tabell 4**. Här uppstår en konflikt då BSP har anskaffat en energivolym till en kostnad som den vill ha betalt för. Samtidigt kommer den ökade förbrukningen innebära att det uppmätta värdet ökar hos slutkunden, och därmed även det elleverantören kommer ta betalt för. Nedreglering innebär en fördel för elleverantören som antingen slipper betala producenten för den nedreglerade volymen, eller att den erhåller en större intäkt från en elanvändare som ökar sin förbrukning. För dessa fall bör en elleverantör kompensera motsvarande part för de fördelar denne har tilldelats, då dessa har inneburit en kostnad för antingen BSP, FSP eller slutkund.

3.7 Administration av kompensationen

Avsnitt 2.1 redovisar att elleverantören påverkas av flexibilitetsaktiveringar vilket är anledningen till att en kompensation behövs. För att möjliggöra att elleverantören kompenseras för denna påverkan behövs kännedom om de inblandade parterna. För modell 4 behövs kunskap om vem slutkunden som äger flexibilitetsresursen är, vilken elleverantör de har elhandelsavtal med samt vilken FSP de har flexibilitetsavtal med. Det finns idag inget centralt ställe i Sverige där denna information finns lagrad, såsom t.ex. i Norge (Elhub) samt Danmark och Finland (Datahub). I Sverige är det idag ungefär 180 elnätsföretag som lagrar kopplingen mellan slutkund och elhandelsavtal.

För att effektivt administrera informationen som ligger till grund för kompensationen är det önskvärt att den lagras i ett centralt informationssystem. Även den kommande nätkoden för efterfrågefleksibilitet, som nämns i avsnitt 1.3, har behov av att information lagras centralt då den förväntas ange att ett flexibilitetsregister ska införas. I utkast av nätkoden specificeras att flexibilitetsregistret ska innehålla identifiering, klassificering, berörda aktörer, tillgänglighet, tekniska och finansiella avtal, övervakning, datasäkerhet och möjliggöra för slutkunden att se flexibilitetsaktiveringar. Utöver detta finns även andra behov, både nuvarande och framtida, såsom energigemenskaper och energidelning, där centralt lagrad information behövs.

Modell 3 är enklare att administrera med ett centralt informationssystem, där nätavräkning utförs, istället för att 180 elnätsföretag ska hantera avräkning när flexibilitetsresurser är egna leveranspunkter. Ett centralt informationssystem innebär att ytterligare leveranspunkter kan etableras.

4 Slutsatser

Införandet av oberoende aggregatorer innebär kostnader för elsystemet i form av ökad administration. Kostnadsfördelningen mellan olika aktörer varierar något beroende på val av modell. Svenska kraftnät utgår här från att en kompensationsmodell dels ska möjliggöra mer flexibilitet på marknaderna, dels ska säkerställa att aktörerna bär sina egna kostnader per aktivering så att det inte leder till snedvridning på marknaden.

Frågan om kompensationsmodellens utformning och beräkning av ersättningsnivåer är komplex. Vissa konsekvenser av val är svåra att förutse, vilket gör att Svenska kraftnät ser ett behov av att utvärdera de föreslagna modellerna över tid för att genomföra eventuella justeringar när erfarenheter från en implementering finns på plats. Detta gäller såväl organisatoriska aspekter som faktorer som ligger till grund för beräkning av ersättningar. Ett möjligt sätt att utvärdera är att genomföra pilotprojekt i mindre skala.

Vidare utgör tillgång till och utbyte av data en central aspekt för ett införande. Detta är något som en kompensationsmodell delar med flera andra förändringar av elmarknader, inklusive möjligheter till energidelning och flexibilitetsregister. Behov av datatillgång och utbyte bör därför ses utifrån ett vidare perspektiv varför ett centralt informationssystem kommer att vara en förutsättning för storskalig implementering.

4.1 Val av modell för oberoende aggregering

Analysen visar att flera modeller är möjliga att applicera och att modellerna har olika styrkor och svagheter. Svenska kraftnäts slutsats är att utgångsläget bör vara att slutkunden kan välja mellan att använda *modellen flera leveranspunkter* eller *flexibilitet med compensation* för samtliga marknader. Svenska kraftnät vill inte hindra slutkunder från att optimera sitt deltagande på flera marknader och anser att båda modellerna kan uppfylla kraven om oberoende deltagande. För att främja flexibilitet bör därför slutkunden ges möjlighet att välja den modell som passar deras och flexibilitetsresursens behov bäst.

Flera leveranspunkter har fördelen med en tydlig ansvarsfördelning och helhetsansvar, vilket innebär att eventuell rebound-effekt inte drabbar annan part. Helhetsansvaret innebär också att utmaningen med prognoser för slutkundens elhandelsföretag försvinner.

För *flexibilitet med compensation* rekommenderas undermodellen korrigerad faktura. Svenska kraftnät förordar en modell med slutkunden i centrum. Detta

innebär att det är slutkunden som betalar kostnader som uppstår vid en flexibilitetsaktivering och som får intäkter av densamma. Slutkunden är därmed fullt informerad om kostnader och intäkter och ges möjligheter att ta ekonomiskt rationella beslut. Elleverantören hanterar själv den ekonomiska kompensationen genom att debitera och kreditera sin slutkund för flexibilitetsaktiveringen, och slutkunden erhåller ersättning från FSP för aktiveringen av flexibilitetsresursen. Det ger transparens för slutkunden, skapar incitament för samhällsekonomisk effektivitet och ökar dess medvetenhet av deras bidrag till elmarknaden.

Korrigerad faktura innebär en ökad administration för elleverantörerna i form av ändringar i fakturasystemet. Det kan också komma att leda till ökade kostnader för aktörernas kundtjänster, då kompensationsmodellen är komplex och slutkunderna kommer att söka information kring området.

4.2 Beräkningsmetod för kompensation

Svenska kraftnät förordar att kompensationspriset ska utgöras av spotpriset för handelsperioden då aktiveringen av flexibilitetsresursen skedde. Spotpriset ska gälla oavsett marknad som flexibilitetsleverantören agerar på. Spotpriset är transparent, lätt att följa upp och verifiera, samt innebär en relativt låg nivå av administration. Mot spotpris som kompensationspris kan anföras att det kan bli svårt för flexibilitetsleverantörer att hitta lönsamma affärsmodeller på dagen före-marknaden, då intäkter från dagen före-marknaden och kompensationen tar ut varandra. Svenska kraftnät anser dock att det är en fördel att ha samma kompensation oavsett marknad, då det skapar förutsägbarhet och reducerar komplexiteten. Elleverantörens kostnader är även de samma oavsett vilken marknad som FSP agerar på. Modell 3 möjliggör alternativa affärsmodeller för FSP kopplat till dagen före-marknaden.

Valet av kompensationspris, samt modellval, bör utvärderas efter en period om 3 år efter att kompensationsmodellen införts. Det kommer då att finnas erfarenheter att dra lärdom av för att utveckla och förbättra kompensationsmodellen. Detta ligger också i linje med vad som nu diskuteras i arbetet med nätkod för efterfrågefleksibilitet.

Att rekommendera en metod för framtagande av en referensprofil har inte varit möjlig inom ramen för detta uppdrag. Nätkoden för efterfrågefleksibilitet kommer att innehålla vägledning kring metodframställning för referensprofilen, vilket gör att nätkoden kommer att vara viktig för hur referensprofiler ska tas fram för de olika marknaderna. Beroende på utformningen av det centrala informationssystemet skapas även olika förutsättningar för möjliga metoder att beräkna referensprofiler.

4.3 Ändring av aktörsroll samt omfattning

Svenska kraftnät föreslår att rollen *leverantör av aggregeringstjänster (LA)* i ellagen ersätts med den nya rollen *flexibilitetsleverantör (FSP)*. Ändringen syftar till att visa att all efterfrågeflexibilitet omfattas, inte bara aggregering av mindre flexibilitetsresurser.

I tillägg förespråkar Svenska kraftnät att föreslagna modeller för oberoende aggregering ska gälla både för minskad och ökad förbrukning samt för produktion. Dock gäller olika förutsättningar för de olika fallen. Nödvändigt för alla är dock att slutkundens elavtal baseras på uppmätta värden, så kallade *take and pay*-avtal. Om en flexibilitetsleverantörs aktivering av flexibilitet innebär ökad förbrukning ska så kallad *omvänd kompensation* tillämpas. Det betyder då att elleverantören krediterar kompensationen, tvärt emot fallet med minskad förbrukning då elleverantören debiterar kompensationen.

Möjlighet till bilaterala överenskommelser om balansansvar finns redan idag via delad leverans och fastkraftsavtal. Denna bilaterala överenskommelse kan fortsätta samexistera som alternativ till de föreslagna modellerna om flera leveranspunkter och flexibilitet med kompensation. Gällande utformning på kompensation så anser Svenska kraftnät att även där bör bilaterala överenskommelser möjliggöras som alternativ till det förslag som omfattar exempelvis pris på kompensation och för vilka tjänster elleverantören ska bli kompenserad för/ska kompensera för. Det är dock viktigt att den bilaterala överenskommelsen om kompensationen mellan elleverantör och flexibilitetsleverantör godkänns av resursägaren som slutligen är den som ska betala kompensation eller bli kompenserad för flexibilitetstjänster via dennes faktura från elleverantören.

Gällande lokala flexibilitetsmarknader kommer den kommande nätkoden för efterfrågeflexibilitet att innehålla vägledning kring hur metoderna för lokal flexibilitet, innefattande både organiserad lokal flexibilitetsmarknad men även för bilateral aktivering av flexibilitet mellan elnätsföretag och flexibilitetsleverantör, ska tas fram.

4.4 Administration av kompensationsmodeller

Båda modellerna kräver att Svenska kraftnät har korrekt information över de inblandade parterna, inklusive elanvändaren. För modellen *flera leveranspunkter*, där FSP etablerar leveranspunkter direkt hos Svenska kraftnät utan elnätsföretagens inblandning, behövs information för att utföra nätavräkningen. För modellen *flexibilitet med kompensation* behöver Svenska kraftnät identifiera och informera rätt parter om den flexibilitetsaktiverade volymen, så att elleverantören kan debitera eller kreditera sin slutkund.

För att effektivt kunna etablera flexibilitet i det svenska elsystemet krävs att administration och datahantering gällande flexibilitetsvolymerna sker i ett centralt informationssystem. Svenska kraftnät anser att det är nödvändigt att etablera ett sådant system för att hantera nuvarande och framtida förändringar på elmarknaden, som till exempel fortsätta utveckla rollerna BSP/BRP, flexibilitetsregister, energigemenskaper, energidelning och tillgång till mätdata. Ett dedikerat IT-system endast för kompensationshantering skulle medföra betydande kostnader och erbjuda begränsade funktioner, vilket inte skulle kunna möta de bredare behoven. Därför föreslås istället ett centralt informationssystem som kan tillgodose ett bredare spektrum av krav och effektivisera informationsutbytet mellan aktörer.

Införandet av ett centralt informationssystem innebär att aktörer kommunicerar med detta system istället för direkt med varandra, som idag. Elnätsföretagen ansvarar för att registrera abonnemangspunkter, mätvärden och sina slutkunder. Elleverantören registrerar sina slutkunder och FSP registrerar flexibilitetsresurser med dess mätvärden och slutkunder. Svenska kraftnät vidarebefordrar informationen till de aktörer som behöver den, vilket möjliggör effektiv hantering av kompensation och andra behov samt förbättrar elmarknadsprocesserna.

Svenska kraftnät anser att ett centralt informationssystem ska utformas enligt nuvarande marknadsmodell. Vidare anser Svenska kraftnät att elmarknadshubbens tidigare uppdrag, som inkluderade införandet av en elhandlarcentrisk marknadsmodell med samfakturering, inte ska realiseras.

Modellen flexibilitet med kompensation kräver tillgång till ett centralt informationssystem. Till dess att ett centralt informationssystem finns på plats kommer under en övergångsperiod endast modellen flera leveranspunkter vara möjlig. På detta sätt möjliggörs oberoende flexibilitetstjänster på alla marknader även under övergångsperioden, genom att mätning i nya leveranspunkter möjliggörs i interna nät.

4.5 Verifiering av aktivering av flexibilitetsresurs

Oavsett modellen flera leveranspunkter eller korrigerad faktura, krävs mätning för att verifiera volymen på den flexibilitetsenergi som aktiverats.

För att snabbt öppna upp elmarknaden för flexibilitet föreslår Svenska kraftnät att flexibilitetsresurser för förbrukning med 1 MW eller större markeffekt, samt produktion och energilagring, hanteras som leveranspunkter inom interna nät. Genom att införa denna förändring i ett första steg, kommer större anläggningar lyftas fram på elmarknaden och kunna medverka till ökad

flexibilitet. För dessa flexibilitetsresurser behövs därmed inte modellen med korrigerad faktura.

När ett centralt informationssystem etablerats kommer administrationen underlättas genom att flexibilitetsresurser för förbrukning under 1 MW samt all produktion och energilager kan avräknas som leveranspunkter inom interna nät genom att registreras och avräknas i det centrala informationssystemet. Den underliggande analysen till detta finns i delrapport 2, där även frågor kring mätning behandlas.

5 Fortsatt utveckling

För att Sverige ska kunna uppnå slutsatserna i avsnitt 4, krävs ett omfattande arbete då Sverige saknar ett centralt informationssystem. Från beslut till ett system som är redo att genomföras beräknas det ta 4-6 år att implementera det nödvändiga centrala informationssystemet.

Övergångslösningen där flexibilitetsresurser för förbrukning med 1 MW eller större märkeffekt, samt produktion och energilager, hanteras som egna leveranspunkter inom interna nät kan realiseras så snart riksdagen ändrat i ellagen och departementet tydliggjort mätförordningen. Införandet kan ske successivt via nätkoncessionshavarna. Dagens produktion som har elcertifikat eller ursprungsgarantier har redan mätning, vilket innebär att det endast skulle krävas justering av rapporteringsstrukturen. Svenska kraftnät bedömer att justering av rapporteringsstrukturen kan införas på 1-2 år. Under implementeringstiden av det centrala informationssystemet kan stora förändringar komma att ske på elmarknaden, vilket skapar nya förutsättningar i hur kompensationen bör regleras.

Nedan följer Svenska kraftnäts rekommendation till Klimat- och näringslivsdepartementet om nästa steg för att kunna realisera Svenska kraftnäts föreslagna kompensationsmodell.

5.1 Centralt informationssystem

Svenska kraftnät rekommenderar regeringen att utse lämplig myndighet och ge denna ett utökat ansvar att utveckla och driva ett centralt informationssystem för den svenska elmarknaden.

5.2 Författningsförslag för införande av centralt informationssystem

Svenska kraftnät väljer att avvakta med att föreslå författningsförslag som möjliggör införandet av ett centralt informationssystem, då det idag saknas beslut från regeringen om att införa ett sådant.

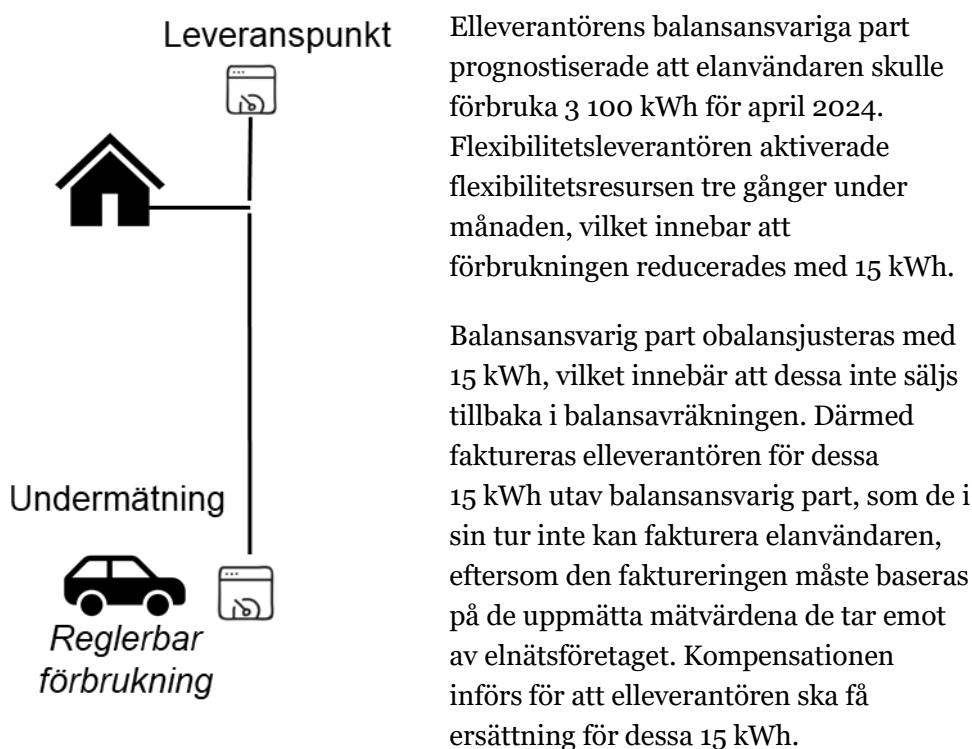
5.3 Beräkningsmetod

Svenska kraftnät föreslår att regeringen ger, den i nätkoden för efterfrågefleksibilitet utpekade myndigheten, i uppdrag att fastställa villkor för en referensprofil när nätkoden är beslutad. Därefter ska metoden godkännas i enlighet med nätkodens skrivelser. När referensprofilen är godkänd finns förutsättningar att fastställa beräkningsmetoden för kompensationen.

6 Bilaga. Exempel på korrigerad faktura

Denna bilaga förklarar hur processtegen för korrigerad faktura kan se ut. Bilagan syftar till att förmedla en förståelse över hela processen från verifierad energivolym kopplad till flexibilitetsaktiveringar, till att elanvändaren tar emot sina fakturor.

Exempel 1 – minskad förbrukning



Elnätsföretagets uppmätta mätvärden summerar ihop till 3 000 kWh, och det är denna volym elleverantören fakturerar elanvändaren för, till avtalspriset som i exemplet är 65 öre/kWh.

Kompensationen som avser 15 kWh, fördelat på tre tillfällen, ska prissättas med spotpriset, och snittpriset för dessa tre tillfällen är 78 öre/kWh. Korrigerad faktura innebär att elleverantör lägger till en debet fakturapost på fakturan för 15 kWh á 78 öre/kWh.

Processteg minskad förbrukning

1. Svenska kraftnät fastställer flexibilitetsaktiverad energivoly

- Flexibilitetsaktiverad energivoly fastställs utifrån referensprofil och mätvärden.

MTU ²³	Verifierad flexibilitetsvoly (kWh)
2024-04-05 01:00	4
2024-04-17 13:00	6
2024-04-23 17:00	5
Summa flexibilitetsvoly april	15

Tabell 5. Fastställd flexibilitetsvoly vid minskad förbrukning.

2. Elleverantör tar emot mätvärden

- Uppmätt energivoly för leveranspunkten ifrån elnätsföretaget
 - 3000 kWh (tar emot mätvärde för månadens alla MTU och 3000 kWh är summan av dessa)
- Flexibilitetsaktiverad energivoly ifrån Svenska kraftnät
 - 15 kWh (tar emot mätvärde för alla MTU där flexibilitetsaktivering skett)

3. eSett tar emot mätvärden

- Aggregerad uppmätt energivoly ifrån elnätsföretaget
 - 3 000 kWh (tar emot mätvärde för månadens alla MTU och 3000 kWh är summan av dessa)
- Flexibilitetsaktiverad energivoly ifrån Svenska kraftnät
 - 15 kWh (tar emot mätvärde för alla MTU där flexibilitetsaktivering skett)

²³ MTU (Minsta Tidsenhet) är den minsta tidsintervallen på elmarknaden

4. eSett obalansjusterar balansansvarig part utifrån flexibilitetsaktiverad energivolymer och utför balansavräkningen
 - Beräkning av uppmätta volymer vid obalansjustering (MTU när flexibilitetsaktivering skett visas för att tydliggöra att obalansjusteringen görs för varje MTU)

5. DMTU	Uppmätt volym elnätsföretag (kWh)	Verifierad flexibilitetsvolymer (kWh)	Volymer för balansavräkning (kWh)
2024-04-05 01:00	1	4	5
2024-04-17 13:00	2	6	8
2024-04-23 17:00	3	5	8
2024-04-01 – 2024-04-30	3 000	15	3 015

Tabell 6. eSetts balansjustering vid minskad förbrukning.

- Balansavräkning baserad på resultatet ifrån föregående steg

MTU	Handel (kWh)	Volymer för balansavräkning (kWh)	Obalans (kWh)
2024-04-05 01:00	-5	4	0
2024-04-17 13:00	-9	5	1
2024-04-23 17:00	-8	6	0
2024-04-01 – 2024-04-30	-3100	3 015	-85

Tabell 7. eSetts balansavräkning vid minskad förbrukning.

6. Balansansvarig part fakturerar elleverantören
 - Handel (debit)
 - 3 100 kWh till spotpriset
 - Balansavräkning (kredit)
 - 85 kWh till reglerpriset
7. Elleverantören fakturerar elanvändare

- Elanvändaren har fastprisavtal med ett elpris på 65 öre/kWh exkl. moms
- Det genomsnittliga spotpriset för de tre flexibilitetsaktiveringarna är 78 öre/kWh exkl. moms

Fakturapost	Kvantitet	Pris	Summa
El	3 000 kWh	65 öre/kWh	1 950 kr
Flexibilitetsaktivering	15 kWh	78 öre/kWh	11,7 kr
Moms (25%)			490,425 kr
Summa			2 452,125 kr

Tabell 8. Kundens faktura ifrån elleverantören vid minskad förbrukning.

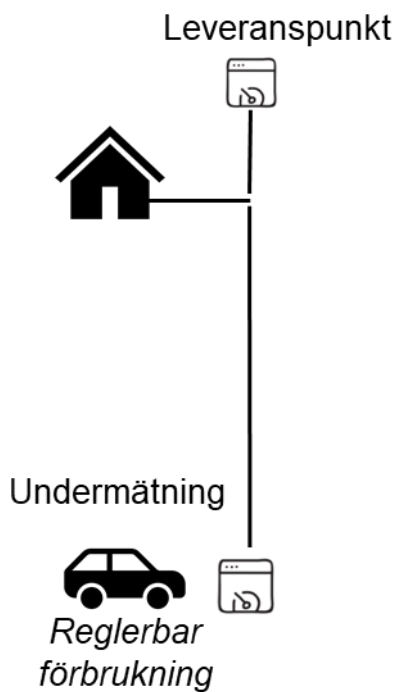
8. Elleverantörens kWh inköp och fakturering

- kWh inköp ifrån balansansvarig part
 - Handel: 3100 kWh
 - Balansavräkning: -85 kWh
 - Summa: 3015 kWh
- kWh fakturerade till elanvändaren
 - El: 3000 kWh
 - Flexibilitetsaktivering: 15 kWh
 - Summa: 3015 kWh

9. Flexibilitetsleverantören ersätter elanvändaren

- Elanvändaren får betalt av flexibilitetsleverantören för att ha tillhandahållit sin flexibilitetsresurs.

Exempel 2 – ökad förbrukning



Elleverantörens balansansvariga part prognostiserade att elanvändaren skulle förbruka 3100 kWh för april 2024. Flexibilitetsleverantören aktiverade flexibilitetsresursen tre gånger under månaden, vilket innebar att förbrukningen ökade med 15 kWh.

Balansansvarig part obalansjusteras med 15 kWh, vilket innebär att dessa inte köps in i balansavräkningen. Därmed faktureras inte elleverantören för dessa 15 kWh utav balansansvarig part, som de i sin tur kan fakturera elanvändaren eftersom den faktureringen baseras på de uppmätta mätvärdena de tar emot av elnätsföretaget. Kompensationen införs för att elanvändaren inte ska faktureras för dessa 15 kWh av både elleverantören

och flexibilitetsleverantören. Därför måste elleverantören kreditera elanvändaren för 15 kWh.

Elnätsföretagets uppmätta mätvärden summerar ihop till 3015 kWh och det är denna volym elleverantören fakturerar elanvändaren för, till avtalspriset som i exemplet är 65 öre/kWh.

Kompensationen som avser kreditering av 15 kWh, fördelat på tre tillfällen, ska prissättas med spotpriset, och snittpriset för dessa tre tillfällen är 78 öre/kWh. Korrigerad faktura innebär att elleverantör lägger till en kredit fakturapost på fakturan för -15 kWh á 78 öre/kWh.

Processteg ökad förbrukning

1. Svenska kraftnät fastställer flexibilitetsaktiverad energivoly

- Flexibilitetsaktiverad energivoly fastställs utifrån referensprofil och mätvärden.

MTU	Verifierad flexibilitetsvoly (kWh)
2024-04-05 01:00	-4
2024-04-17 13:00	-6
2024-04-23 17:00	-5
Summa flexibilitetsvoly april	-15

Tabell 9. Fastställd flexibilitetsvoly vid ökad förbrukning.

2. Elleverantören tar emot mätvärden

- Uppmätt energivoly i abonnemangspunkten ifrån elnätsföretaget
 - 3 015 kWh (tar emot mätvärde för månadens alla 720 MTU och 3 015 kWh är summan av dessa)
- Flexibilitetsaktiverad energivoly ifrån Svenska kraftnät
 - -15 kWh (tar emot mätvärde för alla MTU)

3. eSett tar emot mätvärden

- Aggregerad uppmätt energivoly ifrån elnätsföretaget
 - 3 015 kWh (tar emot mätvärde för månadens alla 720 MTU och 3 015 kWh är summan av dessa)
- Flexibilitetsaktiverad energivoly ifrån Svenska kraftnät
 - -15 kWh (tar emot mätvärde för alla MTU)

4. eSett obalansjusterar balansansvarig part utifrån flexibilitetsaktiverad energivolymer och utför balansavräkningen

- Beräkning av uppmätta volymer vid obalansjustering (MTU när flexibilitetsaktivering skett visas för att tydliggöra att obalansjusteringen görs för varje MTU)

5. MTU	Uppmätt volym elnätsföretag (kWh)	Verifierad flexibilitetsvolym (kWh)	Volym för balansavräkning (kWh)
2024-04-05 01:00	9	-4	5
2024-04-17 13:00	8	-6	2
2024-04-23 17:00	8	-5	3
2024-04-01 – 2024-04-30	3 015	-15	3 000

Tabell 10. eSetts balansjustering vid ökad förbrukning.

- Balansavräkning baserad på resultatet ifrån föregående steg

MTU	Handel (kWh)	Volym för balansavräkning (kWh)	Obalans (kWh)
2024-04-05 01:00	-5	5	0
2024-04-17 13:00	-9	8	1
2024-04-23 17:00	-8	8	0
2024-04-01 – 2024-04-30	-3100	3 000	-100

Tabell 11. eSetts balansavräkning vid ökad förbrukning.

6. Balansansvarig part fakturerar elleverantören

- Handel (debit)
 - 3 100 kWh till spotpriset
- Balansavräkning (kredit)
 - 100 kWh till reglerpriset

7. Elleverantören fakturerar elanvändaren

- Har fastprisavtal med ett elpris på 65 öre/kWh exkl. moms
- Det genomsnittliga spotpriset för de tre flexibilitetsaktiveringarna är 78 öre/kWh exkl. moms

Fakturapost	Kvantitet	Pris	Summa
El	3 015 kWh	65 öre/kWh	1 959,75 kr
Flexibilitetsaktivering	-15 kWh	78 öre/kWh	-11,7 kr
Moms (25%)			487,0125 kr
Summa			2 435,063 kr

Tabell 12. Kundens faktura ifrån elleverantören vid ökad förbrukning.

8. Elleverantörens kWh inköp och fakturering

- kWh inköp ifrån balansansvarig part
 - Handel: 3 100 kWh
 - Balansavräkning: -100 kWh
 - Summa: 3 000 kWh
- kWh fakturerade till elanvändaren
 - El: 3 015 kWh
 - Flexibilitetsaktivering: -15 kWh
 - Summa: 3 000 kWh

9. Flexibilitetsleverantören ersätter elanvändaren

- Elanvändaren får betalt av flexibilitetsleverantören för att ha tillhandahållit sin flexibilitetsresurs.