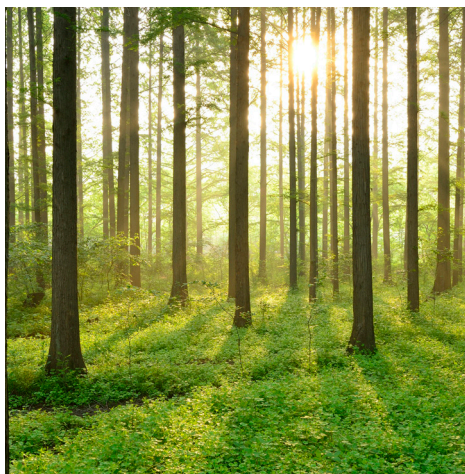


# MARKNADSPLATS FÖR HANDEL MED ENERGI I DET LOKALA ENERGISAMHÄLLET

RAPPORT 2022:854



FRAMTIDENS ELMARKNADSDESIGN





# Marknadsplats för handel med energi i det lokala energisamhället

MAGNUS BROLIN  
MENG SONG  
MIHAIL CHIGRICHENKO

ISBN 978-91-7673-854-2 | © Energiforsk mars 2022

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



## Förord

**Sveriges energisystem står inför en rad stora förändringar och utmaningar. En stor och viktig del av denna utveckling sker på det lokala planet med mer förnybar energiproduktion, elektrifiering av fordonsflottan och flexibla resurser som lager och smarta styrsystem i fastigheter. Etablerandet av lokala marknader lyfts ofta som en möjliggörare för att investeringar i, och användandet av, sådana distribuerade resurser ska ske på ett effektivt sätt.**

Denna rapport är ett resultat av en utökad förstudie och beskriver en design av en lokal marknad, med utgångspunkt i att den ska bidra till att lösa flera systemutmaningar. Utöver generella beskrivningar innehåller rapporten också en fallstudie för ett område i Hammarby Sjöstad i södra Stockholm. Rapporten innehåller också förslag på hur resultaten kan tas vidare in i ett eventuellt pilot- eller ett demonstrationsprojekt.

Projektet har finansierats av Energiforsks elmarknadsprogram FemD och av Energimyndigheten. Energiforsk har varit värd för projektet som har letts av Magnus Brolin (RISE) och utförts av Meng Song (RISE), Mihail Chigrichenko (Centigo), Monika Topel och Björn Laumert (KTH), samt Sten Bergman (ElectricITY). I projektets referensgrupp deltog representanter från följande företag och organisationer: Ellevio, Energiforsk, Energiföretagen Sverige, Göteborg Energi, Jämtkraft, Nord Pool, RISE, Skellefteå Kraft, Stockholm Exergi, Svenska kraftnät, Tekniska Verken, Vattenfall, Öresundskraft och ÖrebroBostäder.

Energiforsk vill rikta ett stort tack till medverkande forskare och företag som bidragit med stor kunskap och stort engagemang under projektet. Energiforsk vill också rikta ett särskilt tack till Energimyndigheten och deltagande företag och organisationer i FemD som har finansierat projektet.

Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren som ansvarar för innehållet.

## Sammanfattning

**Lokala marknader lyfts i olika sammanhang som en utveckling för att möjliggöra lokal handel, hantera lokala utmaningar i energisystemet och för att frigöra flexibilitet. Det finns många frihetsgrader i hur en lokal marknad kan organiseras, hur ansvar kan fördelas och hur marknadens funktion kan utformas. Denna rapport beskriver en design för en lokal marknad, med utgångspunkt i att den ska bidra till att lösa flera systemutmaningar och väga samman flera olika intressen inom ramen för en och samma marknadsdesign. Utöver generella beskrivningar innehåller rapporten också en fallstudie för att vidare undersöka hur en lokal marknad kan påverka olika aktörer.**

Energisystemet står inför en rad existerande och framtida utmaningar med ökade osäkerheter i och med större andel förnybar variabel elproduktion, en ökad efterfrågan på el, samt flaskhalsar på flera nivåer i systemet. Det existerar tekniska lösningar på flertalet av systemutmaningarna, inklusive efterfrågefleksibilitet, energilagring, solenergi och digitalisering. Många av dessa lösningar är distribuerade och existerar på lägre systemnivåer hos aktörer som exempelvis fastighetsägare och bostadsrättsföreningar. Utmaningen från ett marknads- och samhällsperspektiv är att skapa systemriktiga incitament för dessa aktörer, så att användandet av, och investeringar i, distribuerade resurser blir effektivt.

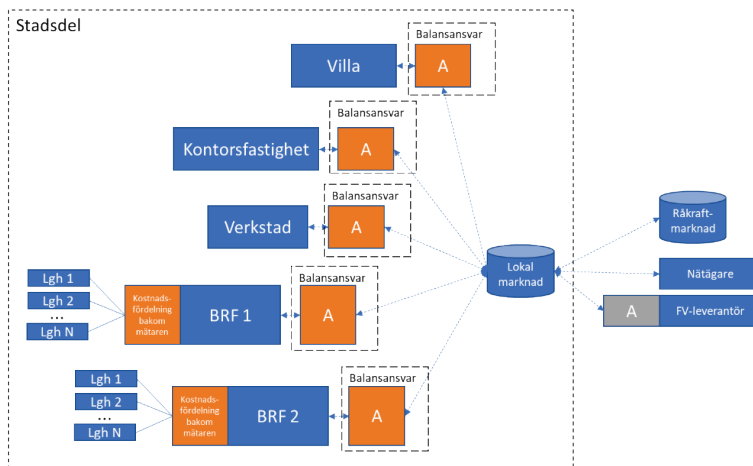
Det existerar flera orsaker till att den nuvarande marknadsmodellen inte fullständigt förmår adressera de utmaningar som existerar idag och i framtiden. En aspekt av detta är behovet av en finare spatial och temporal upplösning av marknaden för att den ska kunna spegla de sanna kostnaderna i systemet. Detta innebär i praktiken kortare handelsperioder, handel närmre tidpunkten för leverans och finare geografiskt diversifierade priser än vad dagens marknadsdesign innefattar.

Denna rapport utgår från frågan om hur en lokal marknad kan organiseras och utformas för att skapa mer systemriktiga incitament, samt vilka nyttor för lokala aktörer som den skulle kunna skapa. För att besvara detta innefattar rapporten tre huvudsakliga punkter:

- Hur en lokal marknad kan organiseras och hur roller och ansvar fördelas.
- Vilken funktionalitet en lokal marknadsplats kan besitta och hur handeln går till.
- En fallstudie för att konkretisera ovanstående punkter och för att förbereda för ett eventuell pilot- eller demonstrationsprojekt.

Punkten om marknadens organisation innehåller frågor som rör systemnivåer, vilka aktörer som existerar på den lokala marknaden, vem som ansvarar för handeln, balansansvar, och hur kopplingen mellan den lokala marknaden och det överliggande systemet/marknaden kan se ut. Mellan dessa frågor finns den en mängd beroenden som gör att ett val inom en fråga påverkar val inom vissa andra.

Här har därför ett antal exempel tagits fram som kan åskådliggöra möjliga kombinationer. Ett sådant exempel illustreras enligt nedanstående figur.



Frågan om marknadsplatsens utformning och funktionalitet innefattar frågor som rör budgivning, nättariff, clearing, prisbildning och transaktioner. Den presenterade marknaden har utformats som en dubbelsidig auktion som internaliserar både energi- och nätkostnader i samma clearing och pris. För att möjliggöra att flexibilitet kommer in på marknaden har en funktionalitet med budberoenden använts, där bud kopplas samman med hjälp av logiska operatörer.

En av de organisatoriska modellerna som identifierats och den utformning av marknadsplatsen som föreslagits, har tillämpats i en fallstudie som fokuserar på en del av Hammarby Sjöstad i södra Stockholm. Utgångspunkten i analyserna är ett scenario för området och energisystemets utveckling till 2035. I fallstudien simuleras den utvecklade marknaden för att tydliggöra marknadens funktion och för att analysera hur olika aktörer kan komma att påverkas ekonomiskt. Fallstudien indikerar att det kan finnas nyttor, men att vidare arbete och analys behöver genomföras när det gäller hur dessa kan fördelas mellan olika aktörer i systemet.

Det existerar ett antal barriärer för etableringen av lokala marknader, vilka kan delas in i ekonomiska, legala, tekniska och sociala barriärer. Exempel på identifierade barriärer är att viss reglering avseende roller och ansvar kan behöva justeras, att den föreslagna marknadsdesignen är ett avsteg från åtskillnadsprincipen för elnätbolag, och att det under vissa av de organisatoriska modellerna inte är möjligt för de olika aktörerna att fritt välja elleverantör.

För att förbereda inför en möjlig pilot- eller demonstrationsinsats, presenteras en kort genomgång av olika plattformar och tekniska system som behövs, samt en övergripande plan för ett sådant projekt. Detta behöver dock vidareutvecklas och konkretiseras för att kunna tas vidare och användas som beslutsunderlag.

## Nyckelord

## Utökad sammanfattning

**Lokala marknader lyfts i olika sammanhang som en utveckling för att möjliggöra lokal handel, hantera lokala utmaningar i energisystemet och för att frigöra flexibilitet. Det finns många frihetsgrader i hur en lokal marknad kan organiseras, hur ansvar kan fördelas och hur marknadens funktion kan utformas. Denna rapport beskriver en design för en lokal marknad, med utgångspunkt i att den ska bidra till att lösa flera systemutmaningar och väga samman flera olika intressen inom ramen för en och samma marknadsdesign. Utöver generella beskrivningar innehåller rapporten också en fallstudie för att vidare undersöka hur en lokal marknad kan påverka olika aktörer.**

Energisystemet står inför en rad existerande och framtida utmaningar med ökade osäkerheter i och med större andel förnybar variabel elproduktion, en ökad efterfrågan på el, samt flaskhalsar på flera nivåer i systemet. Det existerar tekniska lösningar på flertalet av systemutmaningarna, inklusive efterfrågefleksibilitet, energilagring, solenergi och digitalisering. Många av dessa lösningar är distribuerade och existerar på lägre systemnivåer hos aktörer som exempelvis fastighetsägare och bostadsrättsföreningar. Utmaningen från ett marknads- och samhällsperspektiv är att skapa systemriktiga incitament för dessa aktörer, så att användandet av, och investeringar i, distribuerade resurser blir effektivt. Lokala marknader kan här utgöra ett alternativ för att vidareutveckla dagens marknad. Denna rapport bidrar till utvecklingen genom följande tre punkter:

1. Hur en lokal marknad kan organiseras och hur roller och ansvar fördelas.
2. Vilken funktionalitet en lokal marknadsplats kan besitta och hur handeln går till.
3. En fallstudie för att konkretisera ovanstående punkter och för att förbereda för ett eventuell pilot- eller demonstrationsprojekt.

### VARFÖR LOKALA MARKNADER?

Syftet med marknadsmodellen som presenteras i denna rapport är att vidareutveckla energimarknaden på lokal nivå för att öka systemets effektivitet. Utgångspunkten för detta är några utmaningar som dagens marknadsmodell, speciellt avseende el, inte förmår eller är anpassad för att lösa:

- Den sanna kostnaden eller nyttan av produktion eller konsumtion varierar över en finare geografisk uppdelning än vad den nuvarande marknaden avspeglar i elområden eller nätområden. Detta problem har uppstått och har hanterats genom att kapacitetsersättningar har utbetalats för att hålla anläggningar igång. Detta är också en anledning till att flexibilitetsmarknader har utvecklats och demonstreras. Således har den marknad där energi primärt handlas inte förmått hantera dessa utmaningar, de har istället hanterats vid sidan om energimarknaden.
- Frågan om att allokera investeringar till områden där de gör mest nytta är också en fråga som relaterar till den geografiska dimensionen där dagens



modell ger begränsade incitament. Detta gäller naturligtvis flexibel produktion, men också icke-planerbar produktion som sol.

- Till stor del fokuserar frågorna om lokala marknader om infrastruktur och överföringsbegränsningar. Ytterligare en nytta av lokalt utbyte av energi utgörs av minskade förluster, och möjligen ett minskat behov av (investering i) ytterligare nätkapacitet. I dagens marknadsmodell syns detta inte i prissignalerna till kunder eller småskaliga aktörer på det lokala planet.
- I dagens energimarknad hanteras värme och el helt separat från varandra när det gäller energihandeln. I de fall som parallella installationer existerar som möjliggör användning av el eller fjärrvärme för uppvärmning, behöver man i driftsfas ha tillgång till el- och värmepriser för att kunna optimera hur installationer ska användas. En mer integrerad el- och värmemarknad skulle kunna leda till en ökad interaktion mellan energibärarna.

Ovanstående begränsningar i dagens marknadsdesign kan mildras genom en utveckling av dagens modell på det lokala planet, för att på ett tydligare sätt avspegla sanna kostnader och nyttor. Tanken med detta är att skapa ekonomiska möjligheter och incitament som speglar de utmaningar som föreligger, för att de (tekniska) möjligheter som finns ska kunna användas på bästa sätt. Principen om att skapa prissignaler som speglar kostnader och nyttor gäller generellt på alla systemnivåer, och i denna rapport belyses den lokala nivån och distribuerade resurser.

## DEN LOKALA MARKNADENS ORGANISATION

En fråga kopplat till lokala marknader är hur dessa kan organiseras och hur olika typer av ansvar kan fördelas och utkrävas. Organisatoriska aspekter inkluderar möjliga systemnivåer, roller och vilka aktörerna kan vara på den utvecklade marknaden, samt hur olika typer av ansvar kan hanteras. En mängd olika alternativ existerar som dessutom är beroende av varandra.

### Systemnivå

En lokal marknad kan etableras för att möta olika utmaningar där den geografiska nivån är central för att den lokala marknaden ska kunna utgöra en del av lösningen. Om tex lokala nätkapacitetsutmaningar ska kunna hanteras måste marknaden ha tillräckligt hög geografisk upplösning för att prissignaler ska kunna reflektera den aktuella flaskhalsen. Av olika skäl kan det finnas begränsningar för hur långt ner i systemet som det är lämpligt att ha marknaden uppdelad på, vilket sätter en undre gräns för vad som är lämpligt. Utgångspunkterna i denna rapport är en lokal marknad som omfattar en stad eller stadsdel.

### Resursägare

På den lokala marknaden kan det finnas olika typer av aktörer, som tex elhandlare och lokala aktörer som förfogar över fysiska tillgångar och anläggningar inom området. Med *resursägare* menas här de senare, dvs lokala aktörer med fysiska anläggningar som exempelvis fastighetsägare. Nätägare ingår inte i denna grupp.

Vilka aktörerna är på den lokala marknaden är delvis kopplat till vilken systemnivå som marknaden finns. En lokal marknad vänder sig till lokala aktörer,

men dessa kan fortfarande finnas på olika nivåer från tex individuella hushåll, via bostadsrättsföreningar till ytterligare aggregerade nivåer. Denna rapport tar inte ställning till vilken nivå som är lämplig, men konstaterar att det kan bero på ett flertal aspekter. Det finns heller ingen motsättning i att ha olika nivåer av resursägare på samma marknad.

### Vem handlar på marknaden?

Resursägaren har typiskt ett antal fysiska resurser som kan bestå av tex lokal produktion, uppvärmningssystem och andra installationer. Vissa av dessa kan vara styrbara och antas hanteras av ett internt styrsystem som tar hand om de tekniska reglersignalerna. De tekniska förutsättningarna omsätts till bud till marknadsplatsen genom en *agent*, en mjukvara som agerar å resursägarens vägnar på den lokala marknaden. Agentens uppgift är således att lägga bud, med hänsyn taget till resursägarens ekonomiska preferenser och tekniska potentialer.

En frågeställning i detta är hur agenten är beskaffad och vem som äger denna agent. En möjlighet är att agenten är en mjukvara som ägs av resursägaren själv. Därvidlag kommer resursägaren direkt bli explicit utsatt för de prissignaler som den lokala marknaden skapar. Ett alternativ till detta är att agenten ägs och drivs av en tredje part som handlar med den lokala marknaden, och samtidigt har ett avtal med resursägaren. Detta är en form av utveckling av dagens återförsäljare av el, med tillägget att det även kan finnas möjligheter för denna typ av "smarta återförsäljare" att ha en mer aktiv position på den lokala marknaden genom de styrmöjligheter som kan finnas.

### Balansansvar

Ellagen kräver att det i varje uttagspunkt finns en ekonomiskt ansvarig för balansen. Balansansvaret innebär att den aktör som är balansansvarig har ett ekonomiskt ansvar att vara i balans för varje avräkningsperiod. I dagens elmarknadsmodell delegerar elkonsumenter som tex fastighetsägare sitt balansansvar till den återförsäljare som man tecknar elavtal med. Principen om balansansvar är också en del av en lokal marknad, men diskussioner kan föras om hur delegering av balansansvaret kan se ut. Ett alternativ är att alla resursägare är ansvariga för sin egen balans och därmed behöver hantera kostnader för sina egna obalanser. Det kan noteras att en sådan lösning kan vara en del i möjligheten med en "smart återförsäljare" som på samma sätt som dagens återförsäljare kan agera balansansvarig för resursägaren.

### Koppling till ovanliggande marknad(er) och system

Den lokala marknaden är kopplad till överliggande marknader och system. När det gäller el är den ovanliggande marknaden det elområde som den lokala marknaden befinner sig i, plus det nätområde som den lokala marknaden finns i och den tariff som tillämpas där. För fjärrvärme, där produktion, handel och infrastruktur är integrerat, utgör den ovanliggande marknaden ett avtal med fjärrvärmeleverantören i området.

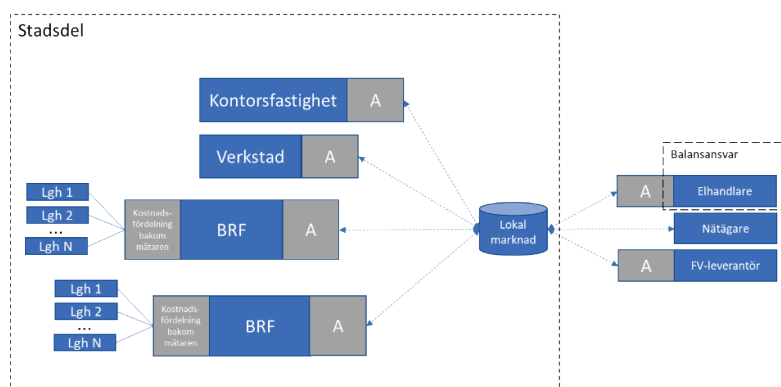
För el finns det flera alternativ när det gäller kopplingen till elmarknaden. Ett alternativ är att se den lokala marknaden som *en* aktör i perspektivet utifrån, och att det finns en elhandlare som tar hand om alla transaktioner till och från den

lokala marknaden. En sådan elhandlare blir då främst en mellanhand för transfereringar till och från råkraftsmarknaden. En skillnad mellan traditionella kunder och en lokal marknad är att tillförseln till den lokala marknaden bör spegla aktuella marginalkostnader på marknaden, annars försvinner en del av poängen med funktionen hos den lokala marknaden. Avtalet mellan den lokala marknaden och elhandlaren bör således så långt som möjligt spegla marknadspriserna på den överliggande marknaden, inklusive de variationer som uppträder över tid. Eftersom en av principerna för den lokala marknaden är att se de verkliga marginalkostnaderna i det överliggande systemet kommer rollen som mellanhand endast bestå i att överföra priset på den överliggande marknaden till den lokala. Ett alternativ till en elhandlare är att skulle detta kunna vara en uppgift för den lokala marknadsoperatören.

### Exempel

Aspekterna och rollerna som beskrivits ovan med systemnivåer, resursägare, agenter, balansansvar och koppling till överliggande marknad, kan kombineras på många olika sätt. För att förtydliga och konkretisera detta har några exempel tagits fram.

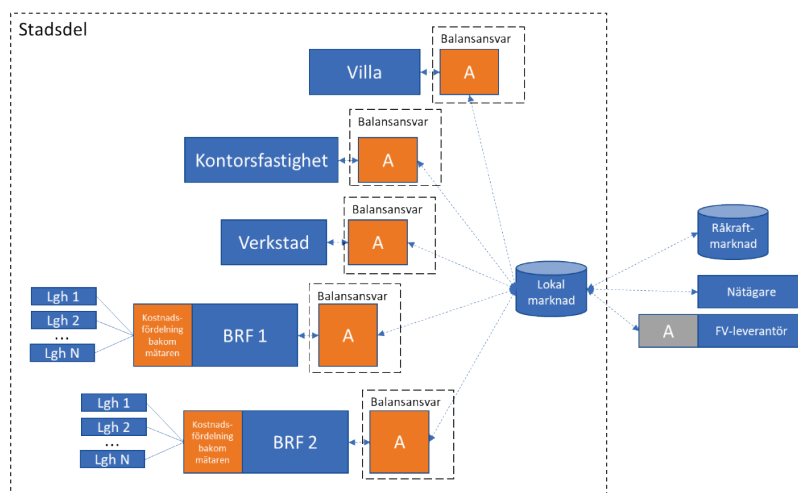
Ett exempel är en minimal implementering den föreslagna marknaden med dess roller och ansvar, dvs en så okomplex lösning som möjligt. Utgångspunkten är en stadsdel med resursägare på nivån BRF eller motsvarande. Dessa antas ha egna agenter, även om externa sådana också är möjliga. Kopplingen till överliggande marknader utgörs av en fjärrvärmeleverantör, en nätägare och en elhandlare. Elhandlaren utgör också balansansvarig för hela den lokala marknaden, dvs det är marknadens nettoförbrukning som ingår i elhandlaren avräkning avseende obalanser. Detta illustreras schematiskt i figuren nedan, där de gråfärgade rutorna med ett 'A' symboliserar agenterna på marknaden, och de blå rutorna symboliserar olika aktörer som resursägare, elhandlare osv.



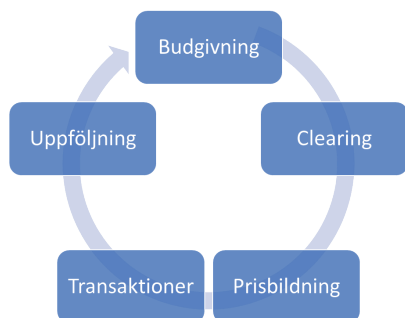
Ett annat exempel tar sin utgångspunkt i hur dagens elmarknad fungerar och är organiserad gällande roller och ansvar. Utgångspunkten är en stadsdel med de aktörer som idag verkar på marknaden, dvs i enlighet med de mätpunkter för uttag som existerar idag. Detta innebär en blandning av olika storlekar på aktörer, som kan vara från enskilda hushåll till större fastigheter.

En schematisk bild över hur marknaden i detta exempel är organiserad återfinns nedan, där den orangea färgen på agenterna indikerar att de utgör smarta

återförsäljare (till skillnad från de gråfärgade i föregående figur). Dessa smarta återförsäljare är också balansansvariga för sina kunders elhandel på samma sätt som dagens återförsäljare av el är det. Kopplingen mellan den lokala marknaden och den överliggande marknaden hanteras av operatören av den lokala marknaden i detta exempel.



Denna rapport innehåller beskrivningar av marknadsplatsens funktion, struktur, ingående element och egenskaper, samt hur handeln går till. På övergripande nivå kan handeln beskrivas enligt den process som illustreras i figuren nedan. Inför varje handelsperiod sker en budgivning där agenterna skickar bud till marknadsplatsen. I detta steg ger även kopplingen till överliggande marknader information eller bud för import till och export från den lokala marknaden, och data om nättariffen förmedlas eller inhämtas av marknadsplatsen. I nästa steg genomför marknadsplatsen clearing, dvs matchar tillgång och efterfrågan baserat på de bud och nättariffer som inkommit eller hämtats in. Detta utgör data för prisbildningen som sker i steget därefter, vilket i sin tur leder till att marknadsplatsen definierar transaktioner med volymer och priser. Detta kan följas av ett steg med uppföljning för att tex visualisera fördelningen av olika kostnader.



## Övergripande egenskaper

Utgångspunkten för utformningen av marknadsplatsen är de utmaningar som beskrivits och hur en lokal marknad kan utgöra en vidareutveckling av energimarknaden för att överbrygga utmaningar som dagens energimarknad inte förmår adressera. Vissa av utmaningarna relaterar till energimarknaden, medan vissa delar handlar om överföring och hantering av elnätet. Dessa två aspekter hanteras idag parallellt genom en nättariff och energipriser, medan denna rapport föreslår en mer integrerad marknad som beaktar såväl infrastruktur som energi samtidigt.

Ytterligare ett perspektiv på integration är det om kopplingen mellan värme, kyla och el, och hur en marknad kan bidra till att åstadkomma en ökad integration mellan dessa energislag. Marknadsdesignen som föreslås här ser på energisystemen inom ramen för samma marknadslösning och clearing. Detta gör det möjligt för de marknadsaktörer som har installationer som möjliggör en koppling mellan värme/kyla och el att använda dessa bryggor på ett effektivt sätt.

Sammantaget leder detta till en gemensam marknadsplats och hantering av infrastruktur och energi för multipla energibärare i samma marknadsfunktion. Utöver frågan om en integrerad marknad har den utvecklade marknadsdesignen några ytterligare övergripande egenskaper som övergripande beskrivs nedan.

Marknaden är organiserad som en dubbel-sidig auktion där handeln går till enligt följande steg:

1. Agenterna förmedlar bud för tillgång och efterfrågan till marknadsplatsen enligt ett standardiserat format.
2. Efter att marknaden stängts för inskickning av bud, clearas marknaden genom att matcha de inskickade buden för tillgång med inskickade bud för efterfrågan. På så sätt uppnås en balans mellan tillgång och efterfrågan på den lokala marknaden.
3. Resultatet från clearingens är accepterade budvolym och marknadspriser som transaktionerna baseras på. Denna information förmedlas till agenterna som skickat in bud.

Handelsvaran på den lokala marknaden är en (medel)effekt över en handelsperiod uttryckt i kW/MTU, där MTU står för Market Time Unit. Marknaden tillämpar ett rullande tidsfönster för ett antal MTU framåt i tiden, med en clearing inför varje handelsperiod. Motiveringen till att ha en clearing inför varje handelsperiod är att möjliggöra för att uppdaterade prognoser ska kunna hanteras på marknaden, vilket innebär att handeln bör ske nära tidpunkten för leverans.

## Budgivning och nättariff

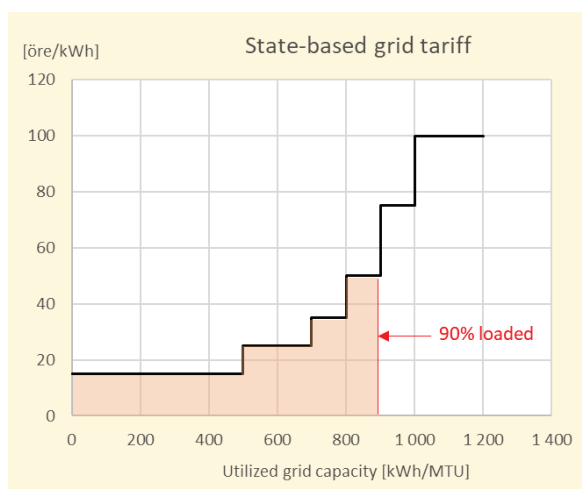
Buden som agenterna skickar till marknaden uttrycks enligt ett specifikt format innehållande följande information: Agentens ID; om budet avser tillförsel eller konsumtion; energibärare som avses (tex el eller fjärrvärme); handelsperiod för budet; värdering uttryckt i kr/kWh; samt volym uttryckt i kW/MTU. En agent har möjlighet att skicka in multipla bud för en viss handelsperiod, vilket gör det möjligt att skicka in budstegar med varierande värderingar och volymer för att

spegla exempelvis stigande kostnader för produktion eller minskad villighet att konsumera vid ökande priser.

Utöver själva buden tillhandahåller också marknadsplatsen en funktionalitet kallat budberoenden som kan användas för att koppla samman bud med varandra. Detta kan användas för att tex buda in flexibilitet, eller för den delen definiera blockbud som måste antas i sin helhet. Budberoenden är definierade i enlighet med logiska operatörer.

En central aspekt hos den lokala marknaden är att hantering av överföring och eventuella flaskhalsar. För att kunna göra detta krävs dels en representation av infrastrukturen och beräkning av flöden i clearingfunktionen, och dels behövs instrument för att hantera eventuella kapacitetsbegränsningar som uppstår.

Gällande det sistnämnde har en typ av dynamisk nättariff som varierar med aktuell nätbelastning utvecklats, som benämns *statusbaserad nättariff*. En illustration som visar principerna för hur en statusbaserad nättariff kan se ut återfinns i figuren nedan. Den svarta kurvan visar hur den statusbaserade delen av tariffen ökar stegvis när nätbelastningen ökar. Om nätet är 90% belastat under en handelsperiod beräknas nätkostnaden som det röda området under tariffkurvan.



### Clearing och prisbildning

Marknadsplatsens uppgift är att matcha utbud och efterfrågan baserat på inkomna bud genom att maximera samhällsnyttan givet ett antal villkor. Detta kan åstadkommas genom att formulera clearingsfunktionen som ett optimeringsproblem som i sin tur består av en målfunktion och ett antal bivillkor som måste uppfyllas. I samband med, eller efter clearing, definieras marknadspriser för de transaktioner som ska genomföras. Utgångspunkten för prisbildningen inom den lokala marknaden är marginalprissättning, vilket innebär att prisbildningen ska efterlikna marginalkostnaderna i den lokala marknaden. Genom att lösa ovanstående optimeringsproblem kommer marknaden att avgöra vilka bud som accepteras och bestämma accepterade volymer. I och med detta

kommer också marginalkostnaderna att finnas tillgängliga för varje nod i den lokala marknaden.

Utöver resursägarna i den lokala marknaden finns också en nätägare som förser marknaden med en statusbaserad nättariff, och kopplingar till överliggande marknader. Nätägaren får denna betalt i enlighet med den definierade nättariffen som beskrivits ovan. Gällande kopplingen till överliggande marknader kan det existera olika principer för hur priserna med den lokala marknaden definieras:

- Kopplingen ersätts enligt nodpriset vid den lokala marknadens anslutningspunkt.
- Kopplingen ersätts enligt principen "pay-as-bid", dvs enligt det avtal eller motsvarande gällande energileverans till den lokala marknaden.

Här förordas det senare alternativet med att kopplingen ersätts enligt värderingen i buden från denna aktör. Vid en konkurrenssituation, tex genom att olika elhandlare erbjuder avtal om tillförsel till den lokala marknaden, kommer budens storlek vara i linje med priserna på råkraftsmarknaden, plus ett administrativt påslag.

#### **Transaktioner och överskott**

Utifrån data om accepterade bud och marknadspriser, samt flöden och tariffens utformning, definerar marknadsplatsen transaktioner för aktörerna på den lokala marknaden (inkl elhandlare och nätägare). Marknadsplatsen agerar clearinghus vilket innebär att samtliga transaktioner görs mellan respektive aktör och marknadsplatsen.

Intäkterna till marknadsplatsen är inte nödvändigtvis i balans med utgifterna ut från marknadsplatsen. Detta är en följd av prisskillnader mellan den lokala och överliggande marknaden som över tid genererar ett ackumulerat överskott för den lokala marknadsoperatören. En fråga därmed är hur detta överskott ska hanteras och användas. Denna rapport beskriver inte hur överskottet kan användas, men utgångspunkten är att det används för två ändamål: 1) Drift av den lokala marknadsplatsen, och 2) att återförsl till resursägarna på den lokala marknaden genom olika mekanismer. Genom att skapa en effektiv drift av den lokala marknadsplatsen antas att kostnaderna för driften av den lokala marknaden är små, och att det är den sistnämnda som är dominerande.

#### **FALLSTUDIE**

Marknadsdesignen som beskrivits har tillämpats i en fallstudie med fokus på Hammarby Sjöstad i Stockholm i ett scenario för 2035. Syftet med fallstudien är att ta ett första steg för att studera hur en lokal marknad kan fungera och vilka möjliga ekonomiska konsekvenser den kan få för olika lokala aktörer.

Den övergripande organisationen av den lokala marknad som använts i fallstudien följer beskrivningen av exemplet om ett relativt avskalat fall med begränsad komplexitet. Vidare utgår fallstudien från en handelsperiod om 1 timme, detta motiveras av tillgång till data.

Scenariot för år 2035 består av utvecklingen av marknaden på nationell nivå, och utvecklingen lokalt. För den nationella nivån har liknande förutsättningar tillämpats i denna rapport som för analyserna bakom Fossilfritt Sveriges färdplan för elbranschen med en ökad efterfrågan på el som uppgår till 170 TWh/år. Gällande produktion antas att samtliga nuvarande reaktorer i Sverige har fasats ut till 2035, och att dessa har ersatts av motsvarande energiproduktion från vind- och solkraft.

Området i fallstudien utgörs av en del av Hammarby Sjöstad som är en stadsdel i södra Stockholm. Inom Hammarby Sjöstad har tre transformatorstationer valts ut som noder för analyserna. Varje nod innehåller ett antal olika distribuerade resurser som kan generera energi eller som kan styras på olika sätt. Detta innefattar solceller, flexibel förbrukning och elbilsladdning, samt en andel förbrukning som inte är flexibel.

Simuleringarna och analyserna i fallstudien beaktar två olika fall som båda utgår från ovanstående scenariobeskrivningar. Skillnaden mellan dessa fall är marknadens utformning:

- Referensfall: En marknadsmodell som speglar dagens marknad.
- Marknadsfall: En implementering av den modell för lokala marknader som beskrivs i denna rapport.

#### Marknadssimuleringar och resultat

Simuleringen genomförs för ett år i 2035-scenariot från 1 januari till 31 december. Utifrån de effektprofiler, marknadspriser och tariffer som finns definierade har kostnader och intäkter beräknats för olika aktörer, vilket sedan har använts för att jämföra ekonomiskt utfall från marknadssimuleringarna. Fallstudien omfattar ett antal aktörer som agerar på den lokala marknaden genom sina respektive agenter. Gällande lokala resursägare beaktas de här på aggregerad nivå under respektive nod genom en BRF-agent och en agent för övriga resurser. Således ingår följande aktörer och agenter i fallstudien:

- En elhandlare som agerar länk till den överliggande marknaden.
- En agent per nod som representerar BRFFerna under noden.
- En agent per nod som innefattar övriga resurser.

Totalt summerar detta till sju agenter. Utöver detta antas nätägaren förse marknaden med en statusbaserad nättariff.

För att få en uppfattning om hur påverkan av införandet av en lokal marknad enligt fallstudien kan se ut för olika aktörer, presenteras jämförelser mellan marknadsfallet och referensfallet. Sammanfattningsvis kan påverkan av införandet av en lokal marknad beskrivas enligt nedanstående tabell. Tabellen ger en övergripande och summerande bild av skillnaderna i kostnader, dvs ett negativt värde indikerar en ökad kostnad i jämförelse med referensfallet. Vidare har i tabellen resultaten från samtliga agenter som representerar resursägare slagits samman och redovisas tillsammans.



Aktör	Utvecklad marknadsmodell	Dagens marknadsmodell	Skillnad (negativa värden innebär en minskad intäkt eller ökad kostnad)
Elhandlare (intäkter)	8 933 kSEK	10 235 kSEK	-1 302 kSEK
Elnätsbolag (intäkter)	4 152 kSEK	4 307 kSEK	-155 kSEK
Resursägare (kostnader)	14 905 kSEK	14 701 kSEK	-204 kSEK
Icke fördelat marknadsöverskott	1 945 kSEK	0 kSEK	1 945 kSEK
		<b>Skillnad</b>	<b>284 kSEK</b>

En central post i tabellen utgörs av "icke-fördelat marknadsöverskott". Som diskuterats tidigare kommer den lokala marknaden att generera ett ackumulerat överskott på grund av prisskillnader. Detta överskott presenteras här separat eftersom en tydlig princip för fördelningen av detta överskott inte har föreslagits i denna rapport. Resultatet som presenteras i tabellen tyder på att den utvecklade marknaden skapar ett nettovärde för samhället, även om frågan om hur fördelningen av marknadsöverskottet kan se ut återstår att besvaras.

### ÖVERGRIPANDE SLUTSATSER

Nedan beskrivs de övergripande slutsatser som dragits under arbetet med denna rapport och de analyser som genomförts.

Införandet av lokala marknader innebär nya krav gällande roller och ansvar för olika aktörer i systemet. En slutsats från denna rapport är att den modell som idag råder på elmarknaden inte fullt ut stödjer en vidareutveckling av energimarknaden på lokal nivå som denna rapport beskriver.

#### Slutsatser:

- Många möjliga alternativ och frihetsgrader existerar för organisation av lokala marknader avseende roller, ansvar etc.
- Det nu rådande regelverket, speciellt avseende el, behöver uppdateras eller justeras för att möjliggöra en utrullning av modellerna som föreslås.

Ett syfte med att etablera lokala marknader är för att adressera de utmaningar som den nuvarande energimarknaden inte förmår eller har svårt att lösa. En sådan är

#### Slutsats:

- Den lokala marknaden möjliggör en koordinering på lokal nivå för ett effektivt utnyttjande av infrastruktur, energiproduktion och flexibilitet.

hur man kan genom effektiva prissignaler ge incitament för att hantera såväl överföringsbegränsningar på lokal nivå som behov av flexibilitet för att balansera exempelvis förnybar produktion. Den utvecklade marknadsmodellen väger dessa intressen genom att kombinera dem inom en och samma marknadsfunktion.

Den föreslagna marknadsmodellen resulterar i geografiskt diversifierade priser för aktörer inom den lokala marknaden, vilket i sin tur ger upphov till ett marknadsöverskott som ackumuleras över tid. Beroende på hur förutsättningarna på lokal nivå kan detta överskott utgöra olika stor andel av den lokala marknads omsättning, men som fallstudien indikerar kan detta överskott bli signifikant.

**Slutsats:**

- Lokala marknader ger förutsättningar för minskade kostnader för de lokala aktörerna, givet att det sker en fördelning av marknadsöverskottet mellan dessa.

Den lokala marknads utformning och funktion är ett resultat av de systemutmaningar som den är tänkt att bidra till lösningen till. Komplexiteten finns således inte till för dess egen skull, den är en konsekvens av de egenskaper som en lokal marknad behöver för att bidra till att sammantaget lösa de systemutmaningar som existerar. Frågan är då huruvida den ökade komplexiteten också kommer till en ökad kostnad, hur stor denna kostnad är och hur den förhåller sig till systemnyttan som en lokal marknad kan bidra med

**Slutsats:**

- Komplexiteten i de systemutmaningar som existerar leder även till att lösningarna behöver bli mer komplexa. En vidare analys av kostnaderna för denna ökade komplexitet och hur dessa förhåller sig till nyttorna behövs.

## Summary

**Local markets are highlighted in various contexts as a development of existing markets to enable local trading, manage local challenges in the energy system and to realize flexibility potentials. There are many degrees of freedom in how local markets can be organised, how responsibilities can be defined and in functionality of the local marketplace. This report describes a local market based on the premise that it should be able contribute to solving several system challenges, and to address different interests within the framework of one and the same design. The description of the market design is general, but a case study has also been carried out to further analyse how a local market can affect different actors.**

The energy system faces a number of challenges with increased uncertainties due to a larger share of renewable variable electricity production, increased demand for electricity in general, and grid bottlenecks at several system levels. Technical solutions exist to mitigate or manage these challenges, including demand flexibility, energy storage, solar energy and digitisation. Many of these solutions are distributed and exist at lower system levels with actors such as property owners and tenant-owner associations. The challenge from a market and society perspective is to create system-wide incentives for these players, so that the use of, and investment in, distributed resources become efficient.

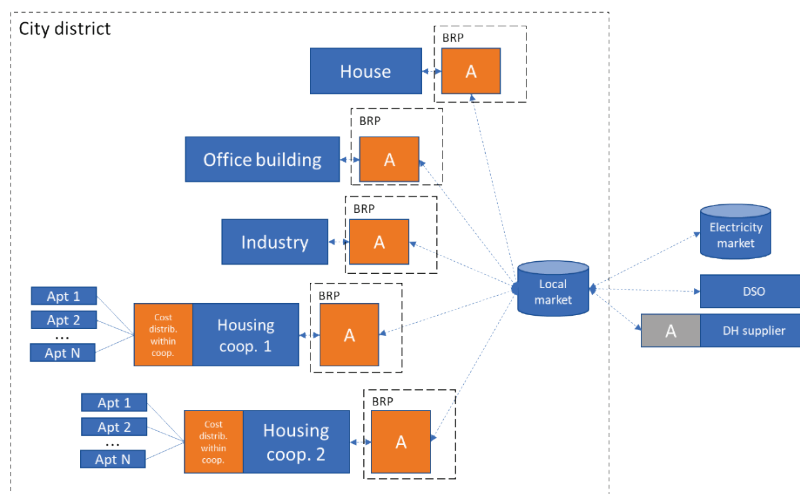
There are several reasons why the current market model is not able to fully address the challenges that exist today and in the future. One aspect of this is the need for a finer spatial and temporal resolution of the market to enhance the ability of the prices to reflect the true costs. In practice, this means shorter trading periods, trading closer to the time of delivery and finer geographically diversified prices than what today's market design allows.

This report focus on the question of how a local market can be organised and designed to create more system efficient incentives, as well as what benefits for local actors it could provide. To answer this, the report includes three main elements:

- How a local market can be organised and how roles and responsibilities can be distributed.
- What functionality a local marketplace can provide and how the trading is carried out.
- A case study to concretize the above points and to prepare for a possible pilot or demonstration project.

The point about the market organization contains questions concerning system levels, which players exist in the local market, who performs trading, balance responsibility, and what the connection between the local market and the overlying system/market can look like. Between these issues, there are a number of dependencies, causing a choice within one issue to affect choices within certain

others. Therefore, a number of examples have been produced that can illustrate possible combinations. Such an example is illustrated according to the figure below.



The question of the marketplace design and functionality includes aspects such as bidding, network tariffs, market clearing, pricing and defining transactions. The presented market has been designed as a double-sided auction, internalising both energy and grid costs in the same clearing and price. To enable flexibility to enter the market, a functionality with bid dependencies has been applied, where bids are linked together using logical dependencies.

One of the proposed organisational models and the design of the marketplace, has been applied in a case study focusing on a part of Hammarby Sjöstad area in southern Stockholm. The starting point in the analyzes is a scenario for the development of the area and the energy system by year 2035. The case study simulates the developed local market to clarify the market's function and to analyze how different actors may be affected economically. The case study indicates that there may be potential benefits, but that further work and analysis need to be carried out regarding how these benefits can be distributed among the actors in the system.

There are a number of barriers related to the establishment of local markets, which can be divided into economic, legal, technical and social barriers. Examples of identified barriers are that certain regulation regarding roles and responsibilities may need to be adjusted, that the proposed market design is a deviation from the principle of separation of electricity network companies from the energy market, and that under some of the organisational models suggested it is not possible for the various actors to freely choose electricity supplier.

To prepare for a possible pilot or demonstration project, a brief overview of existing platforms and technical systems needed is presented, as well as an overall plan for such a demonstration activity. However, this needs to be further developed and concretized in order to be taken further and used as a basis for decisions.

## Key words

Energy markets, energy systems, distribution, market design, flexibility

# Innehåll

<b>Lista över förkortningar</b>	<b>23</b>
<b>1 Introduktion</b>	<b>24</b>
<b>2 Drivkrafter, syfte och mål</b>	<b>25</b>
2.1 Drivkrafter	25
2.2 Utmaningar	26
2.2.1 Ökade osäkerheter	26
2.2.2 Flaskhalsar på regional och lokal nivå	26
2.2.3 Allokering av investeringar	27
2.2.4 Nyttan av lokal handel	27
2.2.5 Energieffektivisering och ett ökat resursutnyttjande	28
2.3 Möjliga tekniska lösningar	28
2.3.1 Flexibilitet och sektorkoppling	28
2.3.2 Infrastruktur och ökad nyttjandegrad	29
2.3.3 Digitalisering	29
2.4 Lokala marknader – En vidareutveckling av dagens marknadsmodell	29
2.4.1 Dagens marknadsmodell och marknadsmisslyckanden	30
2.4.2 Möjliga nyttor med lokala marknader	30
2.5 Syfte och mål	31
<b>3 Bakgrund</b>	<b>33</b>
3.1 Dagens elmarknad	33
3.1.1 Elhandel	33
3.1.2 Överföring av el	34
3.2 Dagens marknad för fjärrvärme och kyla	35
3.3 Lokala energi- och flexibilitetsmarknader	35
3.3.1 Lokala energimarknader	36
3.3.2 Lokala flexibilitetsmarknader	37
<b>4 Den lokala marknadens organisation</b>	<b>39</b>
4.1 Systemnivå	39
4.2 Resursägare	39
4.3 Agent – vem handlar?	40
4.4 Balansansvar	41
4.5 Koppling till ovanliggande marknad(er) och system	42
4.6 Exempel	44
4.6.1 Exempel: Ett avskalat minimalt fall	45
4.6.2 Exempel: Nuvarande modell på lokal nivå	47
4.6.3 Exempel: Lokala marknaden som balansansvarig	48
4.7 Beskattning	49
4.8 Nya roller på elmarknaden och deras relation till lokala marknader	49
4.8.1 Oberoende aggregatorer	49

4.8.2	Leverantör av balanstjänster	50
4.8.3	Energigemenskaper	50
<b>5</b>	<b>Energihandel och marknadsplatsens funktionalitet</b>	<b>52</b>
5.1	Övergripande egenskaper	52
5.1.1	En integrerad och transparent marknad	52
5.1.2	Energi vs. flexibilitet	54
5.1.3	Dubbelsidig auktion	55
5.1.4	Handelsvara och handelsperiod	56
5.1.5	”Gate closure” och handelshorisont	56
5.2	Budgivning och nättariffens utformning	57
5.2.1	Exempel: Flytta laster i tid (EQ-beroende)	58
5.2.2	Exempel: Möjlighet att växla energibärare (OR-beroende)	59
5.2.3	Begränsningar gällande budberoenden	59
5.2.4	Nätbegränsningar och nättariffens utformning	60
5.3	Clearing	61
5.3.1	Målfunktion	62
5.3.2	Bivillkor	63
5.4	Prisbildning	65
5.4.1	Prisbildning inom den lokala marknaden	65
5.4.2	Nätägare och överliggande marknader	66
5.5	Transaktioner och överskott	67
5.5.1	Transaktioner mellan aktörer och marknadsplatsen	67
5.5.2	Marknadsöverskott	68
5.6	Återkoppling och kostnadsallokering	71
5.6.1	Transmission	71
5.6.2	Distribution	72
5.6.3	Obalans	72
5.6.4	Energi	73
<b>6</b>	<b>Fallstudie</b>	<b>74</b>
6.1	Scenariobeskrivning för 2035	74
6.1.1	Scenario för elmarknaden i Sverige	74
6.1.2	Scenario för Hammarby Sjöstad	76
6.2	Referensfall och marknadsfall	78
6.2.1	Effektprofiler för referensfallet	79
6.3	Marknadssimulering och resultat	80
6.3.1	Simuleringsprocedur	81
6.3.2	Statusbaserad nättariff	81
6.3.3	Marknadsaktörer och budgivning	82
6.3.4	Simuleringsresultat	84
6.4	Jämförelser av ekonomiskt utfall för olika aktörer	90
6.4.1	Sammanfattning av utfall	91
6.4.2	Lokala resursägare och agenter	92

6.4.3	Elhandlare	95
6.4.4	Elnätsbolaget	96
6.4.5	Hantering av marknadsöverskott	97
6.4.6	Påverkan på skatteintäkter	98
<b>7</b>	<b>Barriärer</b>	<b>100</b>
7.1	Ekonomiska	100
7.2	Legala	100
7.3	Tekniska	101
7.4	Sociala	102
<b>8</b>	<b>Implementation och pilotprojekt</b>	<b>103</b>
8.1	Fastighetsnära styrsystem	103
8.2	Agenter	104
8.3	Marknadsplattformar	105
8.3.1	Traditionella marknadsplattformar	105
8.3.2	Alternativa plattformar	106
8.3.3	Blockkedjor och öppen källkod	107
8.4	Pilotprojekt – Förslag på struktur och tidsplan	108
8.4.1	Mobilisering	109
8.4.2	Iteration 1	109
8.4.3	Iteration 2	111
8.4.4	Iteration 3	112
<b>9</b>	<b>Diskussion</b>	<b>114</b>
9.1	Organisatoriska aspekter	114
9.2	Clearing och påverkan på andra marknader	114
9.3	Regelverk och förordningar	116
9.4	Övriga aspekter	116
<b>10</b>	<b>Övergripande slutsatser</b>	<b>118</b>
10.1	Behov av en utvecklad organisatorisk modell	118
10.2	En metod för avvägning mellan olika systemutmaningar	119
10.3	Fördelning av lokalt överskott	120
10.4	Komplexitet på gott och ont	120
<b>11</b>	<b>Referenslista</b>	<b>122</b>



## Lista över förkortningar

<b>Förkortning</b>	<b>Förklaring</b>
BRF	Bostadsrättsförening
EG	Energigemenskap
Ei	Energimarknadsinspektionen
TSO	Transmission System Operator – Systemoperatör på transmissionsnivå
Svk	Svenska kraftnät
DSO	Distribution System Operator – Distributionsnätsägare och operatör
MTU	Market Time Unit – Handelsperiod

# 1 Introduktion

Denna rapport utgör resultatet från projektet "Marknadsplats för handel med energi i det lokala energisamhället" som under perioden september 2020 till och med december 2021 genomförts av RISE, Centigo, KTH, ElectricITY och Energiforsk. Projektet finansierades av Energimyndigheten och forskningsprogrammet FemD.

Det övergripande syftet med projektet och denna rapport är att beskriva hur en lokal marknad kan utformas, vilka nyttor och värden en lokal marknad kan generera för olika aktörer, samt ge förutsättningar för ett möjligt demonstrationsprojekt som baseras på den marknadsdesign som projektet tagit fram.

Rapporten är organiserad enligt följande:

Kapitel 2 ger en beskrivning om vilka existerande och framtida utmaningar som en lokal marknad kan bidra till att lösa, samt beskriver syfte och mål med denna rapport.

Kapitel 3 ger en kortfattad bakgrund till dagens energimarknader och relaterade pågående större projekt.

Kapitel 4 beskriver olika aktörer och roller som kan ingå i en lokal marknad, och hur olika typer av ansvar kan fördelas. Antalet frihetsgrader är stort gällande detta, och därför ges också några exempel på hur olika roller, ansvar och koppling mellan systemnivåer kan se ut.

Kapitel 5 visar hur marknadsplatsen där handeln går till fungerar, vilken funktionalitet som erbjuds, och hur budgivningen går till.

Kapitel 6 beskriver en fallstudie där den generella beskrivningen av marknaden från kapitlen 4 och 5 appliceras på ett specifikt område i Hammarby Sjöstad. Syfte med detta är att konkretisera de generella beskrivningarna och att ge ett exempel på en kvantitativ analys av hur en lokal marknad kan påverka olika aktörer.

Kapitel 7 beskriver möjliga barriärer för etablerande av lokala marknader som de beskrivs i denna rapport.

Kapitel 8 ger en kortfattad beskrivning av fastighetsnära system som möjliggör en lokal marknad, och möjliga plattformar för den lokala marknadsplatsen. Vidare ger kapitlet ett övergripande förslag om ett pilotprojekt.

Kapitel 9 diskuterar vissa aspekter av införandet av lokala marknader och ger förslag på möjliga framtida arbeten.

Kapitel 10 avslutar denna rapport med några övergripande slutsatser från projektet och denna rapport.

## 2 Drivkrafter, syfte och mål

Detta kapitel beskriver de övergripande existerande och framtida utmaningar som en lokal marknad kan bidra till att lösa, och vilka drivkrafter som kan finnas för etableringen av en sådan marknad. Vidare beskrivs syftet och specifika mål för innehållet i denna rapport, samt vilka frågeställningar som adresseras.

### 2.1 DRIVKRAFTER

Energilandskapet är på väg att förändras och formas nu av flera starka trender i form av koldioxidminskning/fossilfrihet, förnybart, digitalisering och decentralisering samt på senaste tiden också frågeställningar om sårbarhet och beredskap. Inte minst klimatfrågan är högaktuell i och med COP26 som nyligen hölls i Glasgow, och utgör en av de absolut starkaste drivkrafterna för energisystemets omställning nu och framöver.

Dessa trender kommer bl.a. till uttryck i lokala initiativ där t.ex. fastighetsägare, bostadsrättsföreningar (BRF:er) eller medborgarna i ett bostadsområde har en vilja att bidra till att mildra klimatförändringarna och installerar därför distribuerade energiresurser. Utvecklingen stöds också av EU och nationellt via införandet av energigemenskaper (EG).

Grundidén för det lokala energisamhället är att producera förnybar el och värme lokalt, dela och återvinna energi samt att öka energieffektiviteten. På så sätt hjälper slutanvändarna i ett område varandra att lokalt täcka energi- och effektbehov innan man behöver köpa från externa leverantörer av el och värme. Man kan säga att det lokala energisamhället flyttar systemgränsen från de individuella användarna till gemenskapen samtidigt som affärslogiken för energibolagen förändras.

Lokala energiinitiativ kan i sin tur skapa nya innovativa lösningar för samägarskap, delning, utbyte, bilateral handel och gemensam drift av olika energiresurser. Drivkraften för detta är potentiella besparingar som är kopplade till att dela investeringar, risker och drift av olika energisystem och lokala infrastrukturer. Dessa drivkrafter ger en möjlighet för nya affärsmodeller, där den lokala marknadsplatsen för energi kan bli central.

Lokala affärsmodeller för energi linjerar inte helt och fullt med nuvarande affärsmodeller inom energibranschen. Samtidigt kan lokala initiativ bidra till att skapa nya möjligheter för energibolagen, inte minst när det gäller relationen till kunderna.

Den lokala marknad som beskrivs i denna rapport ska sättas in i sammanhanget av ovanstående drivkrafter, och ska ses som en möjliggörare för att realisera de ambitioner och drivkrafter som existerar. Det finns en mängd andra lösningar som också adresserar drivkrafterna som nämns, med det ligger inte inom denna rapports område att betrakta dem alla eller att jämföra dessa med varandra. Denna rapport fokuserar istället på att beskriva hur en lokal marknad kan organiseras och fungera.

## 2.2 UTMANINGAR

Kopplat till drivkrafterna som beskrivits ovan, inte minst gällande klimatfrågan, ses elektrifiering som en stor möjliggörare för att uppnå fossilfrihet. Inte minst transportsektorns elektrifiering är av central betydelse på det lokala planet, men också utvecklingen av solceller och batterilager och kostnadsminskningar för denna typ av distribuerade resurser. Detta innebär stora möjligheter, men också stora utmaningar för elkraft- och energisystemet som står inför stora framtida förändringar. Vissa utmaningar existerar redan idag i och med flaskhalsar i överföringen på olika systemnivåer och ett ökat behov av balansering. I kommande avsnitt beskrivs utmaningar och hur en vidareutveckling av marknadens utformning kan bidra till att hantera dem.

### 2.2.1 Ökade osäkerheter

Med mer förnybar och ickeplanerbar elproduktion ökar behovet av att justera och balansera handelsportföljer nära tidpunkten för leverans. Tecken på detta ses redan idag i och med de ökade volymerna på intradagsmarknaden (Brolin, Hamon, Nyström 2021). Vidare ökar behovet av reglerkraft och frekvensstödjande tjänster som en följd av variationer i produktion och en minskad tröghet i systemet (Svenska kraftnät, 2021a). Nya typer av laster, som tex elbilsladdning, kan ytterligare öka osäkerheterna i systemet på kort och lång sikt.

Ett sätt att hantera obalanser genom marknaden är att möjliggöra en ökad handel nära tidpunkten för leverans och att öka marknadens tidsupplösning genom att minska handelsperiodens<sup>1</sup> längd. Detta ger dels möjligheter att justera för nya eller uppdaterade prognoser närmre leverans, och dels ökas möjligheterna att hantera tidsmässigt kortare förlopp på marknaden genom att handelsperiodens längd minskas. Det senare är aktuellt i och med övergången till kvartsavräkning på elmarknaden som ska införas under 2023 (Energimarknadssinspektionen, 2021a).

### 2.2.2 Flaskhalsar på regional och lokal nivå

En existerande utmaning är hantering av flaskhalsar i överföringar i energisystemet. Detta gäller både värme och el, men det är framför allt elkraftsystemet som har lyfts fram i diskussionerna kring detta.

Energimarknadssinspektionen (Ei) genomförde ett regeringsuppdrag under 2019-2020 för att studera frågan och olika möjligheter att hantera den, vilket beskrevs i en rapport (Energimarknadssinspektionen, 2020).

Utifrån ett marknadsperspektiv tillåts systemoperatörer på transmissionsnivå (TSOer) att hantera flaskhalsar i sitt system på två sätt; genom indelning i prisområden och genom mothandel/omdirigering<sup>2</sup>. Dock existerar flaskhalsar på alla nivåer i systemet, inte bara på transmissionsnivå utan också på region- och distributionsnätetsnivå. Kapacitetsutmaningen är redan idag påtaglig i vissa delar av systemet, tex gällande inmatning till Stockholm, Malmö och Uppsala.

<sup>1</sup> Med 'handelsperiod' avses här den tidsenhet som används för energihandel och avräkning, vilket för nuvarande är 60 minuter. Termen 'handelsenhet' förekommer också synonymt med 'handelsperiod'.

<sup>2</sup> I Sverige används termen 'omdirigering' för mothandel som sker inom ett prisområde.

Ett sätt att hantera detta genom marknaden för energi (och effekt) är att göra en finare indelning av marknaden i geografiskt avgränsade områden. Detta kan då leda till högre priser vid tillfällena då nätet är ansträngt, vilket i sin tur leder till incitament för investeringar i produktion och flexibilitet där dessa behövs som mest.

### 2.2.3 Allokering av investeringar

Kopplat till frågan om nätkapacitet och flaskhalsar inom prisområden, är frågan om systemriktiga investeringar. En konsekvens av att flaskhalsar lokalt inte påverkar priset i dagens elmarknadsmodell är avsaknaden av incitament att allokera investeringar i produktion eller flexibilitet till innanför flaskhalsen; marknadsförutsättningarna är de samma oavsett om dessa förläggs innanför eller utanför. Detta speglar dock inte systemnyttan av att förlägga investeringar i produktion eller lager där de gör mest nytta, dvs inom det område till vilken det tidvis finns en flaskhals. En finare geografisk indelning av marknaden kan således ge mer systemriktiga incitament för denna allokering. Det kan också finnas nackdelar med en finare geografisk indelning, tex kopplat till marknadens ökade komplexitet.

Det kan noteras att dessa tankar inte är nya i sig, utan att de tillämpats på högre systemnivåer tidigare. Indelningen av Sverige i fyra elprisområden motiverades delvis av liknande resonemang (Energimarknadssinspektionen, 2014).

### 2.2.4 Nyttan av lokal handel

Ytterligare en aspekt inför kommande utveckling av energi- och elkraftssystemet, är det ökade intresset för att utbyta energi lokalt. Utöver att distribuerade resurser som solel, elbilar och lager blir allt vanligare och därmed ökar intresset för hur dessa kan användas, finns det nytta genom att lokalt utbyte av energi kräver mindre överföring av el och därmed minskade förluster och möjligen ett minskat behov av nätförstärkningar. Dagens tariffmodell bygger på att kostnaderna för infrastrukturen, som huvudsakligen är fasta, fördelas inom kundkollektivet genom en nättariff. Detta gäller på alla systemnivåer från transmission till distribution. En begränsning i detta är att systemnyttan av lokal handel utifrån perspektivet att det kan minska behov av överföringar mellan olika delar av systemet, inte transfereras ner till de som utbyter energi lokalt. Dvs incitamenten för att minska överföringen mellan olika delar av systemet för prosumenter och andra småskaliga aktörer, är svaga. De incitament som existerar idag är indirekta och långsiktiga; ett minskat behov av överföring minskar kollektivets kostnader och därmed på sikt även nätavgiften.

En möjlighet kan vara att vidareutveckla nättariffen så att den dels ges en dynamisk komponent som varierar med nätbelastningen över tid, men också att den varierar mellan olika delar av samma nätområde. Detta kräver dock vissa förändringar i dagens regelverk. Gällande den geografiska aspekten varierar redan idag nättariffen på stamnätets nivå mellan olika anslutningspunkter, där energi- och effektavgifterna för respektive anslutningspunkt publiceras i förväg av Svk (Svenska kraftnät, 2022). Denna möjlighet skulle kunna appliceras också på andra systemnivåer. Tillsammans med möjligheter för en mer dynamisk del som speglar

nätförhållandena i systemets nivåer, ges incitament till att skapa en lokal marknad innanför flaskhalsen för att minska nätbelastningen till systemet utanför och därmed minska effektuttaget i den belastade punkten.

### 2.2.5 Energieffektivisering och ett ökat resursutnyttjande

Mycket av diskussionerna om olika utmaningar kretsar kring elektrifiering och elkraftsystemets utformning och funktion. En annan aspekt på framtidens energisystem är utnyttjandet av energin och energieffektivisering. Centralt i detta är värmesystemets roll och hur småskaliga leverantörer av överskottsvärme kan bidra till systemet på ett effektivt sätt. Detta möjliggör en energieffektivisering, och möjligheterna för olika aktörer att utbyta värme kan bidra i minskning av behovet av primärenergi.

Många av dessa potentiella värmekällor har relativt låga temperaturer, vilket gör att möjligheterna att integrera dem i fjärrvärmesystemet begränsas. Det finns dock ett utrymme för att kunna utnyttja småskalig restvärme i större utsträckning än idag, och det utvecklas dessutom nya värmelösningar som använder lägre temperaturer än traditionella system som gör detta möjligt i större utsträckning.

## 2.3 MÖJLIGA TEKNISKA LÖSNINGAR

Den snabba utvecklingen av tekniska lösningar och innovationer ger nya och stora möjligheter för att möta existerande och kommande utmaningar.

Kostnadsreduktioner för komponenter som solceller, lager och styrsystem kan göra det utifrån ett systemperspektiv rationellt att använda sig av och investera i sådana teknologier.

### 2.3.1 Flexibilitet och sektorkoppling

En gemensam nämnare för flera av utmaningarna som listas under 2.2 är det ökade behovet av *flexibilitet*. Det är dock inte den enda lösningen utan det finns flera samexisterande tekniska lösningar som kan bidra till att skapa ett effektivt, hållbart och tillförlitligt framtida energisystem.

Olika typer av lösningar för lagring och för efterfrågefleksibilitet har potential att kunna bidra till att balansera systemet på olika tidshorisonter och för att hantera exempelvis flaskhalsar. Många studier har pekat på dessa möjligheter för olika systemnivåer (Sköldberg, H.; Unger, T.; Lindén, M.; Dyab, L.; Söder, L.; Bergman, L., 2020). Detta innefattar också laddbara fordon och laddinfrastruktur som på aggregerade nivåer både står för ett stort effektbehov, men som också kan bidra med flexibilitet genom smart laddning och lösningar för vehicle-to-grid.

Ytterligare en möjlighet är en ökad interaktion mellan olika energibärare, dvs sektorkopplingen mellan el, värme och kyla. Genom att se helheten med alla dessa system så kan både val göras för investeringar, men också möjligheter för tex den termiska trögheten i fjärrvärmesystemet att balansera elkraftsystemet (Hamon, C.; Nasri, A.; Paulrud, S., 2021). Tekniska lösningar som överbryggar flera energibärare som stora värmepumpar, kraftvärme, och fastigheter med förmåga att skifta uppvärmning mellan el och fjärrvärme kan bidra med sådana kopplingar.

Ofta pekas på den utökade betydelsen av fastigheterna för framtidens energisystem, inte minst när det gäller möjligheter till styrning. Här spelar utvecklingen av fastighetsnära styrsystem en central roll för att hantera och koordinera styrningen av fastigheters installationer som värmesystem, ventilation osv.

### 2.3.2 Infrastruktur och ökad nyttjandegrad

När det gäller infrastruktur existerar det olika lösningar på hur den kan stärkas och överföringskapaciteter ökas. Traditionella nätförstärkningar är ett sådant sätt för att hantera ett generellt sett ökat behov av överföring. Dock kan kompletterande lösningar som "dynamic line rating" och motsvarande för kablar och transformatorer bidra till att kunna överföra mer effekt vissa tider. Genom att öka observerbarheten för anläggningar och för systemet så kan man reducera marginaler och använda dessa investeringar mer effektivt.

Etablerandet av produktion av el, värme och kyla närmare energianvändandet är ett sätt att minska förluster men även för att kunna mildra effekter av flaskhalsar i infrastrukturen. Under senare år har det skett kraftiga kostnadsreducering för bland annat solceller vilket kraftigt ökat den installerade produktionskapaciteten. På värmesidan ser man möjligheter när det gäller småskalig produktion, tex gällande tillvaratagande av restvärme för integration i fjärrvärmesystemet och möjligheter för lågtempererade fjärrvärmenät (Lygnerud, K.; Werner, S., 2021).

### 2.3.3 Digitalisering

Många av de tekniska lösningar som omnämns, inte minst när det gäller efterfrågefleksibilitet, är djupt beroende av digitaliseringen och de möjligheter som den ger upphov till. I praktiken handlar användandet av distribuerade resurser i hög grad om kommunikationslösningar för att överföra olika typer av signaler (tex priser) och för att styra installationer.

Visionen i denna rapport fokuserar på lokala marknader och deras möjligheter att bidra till att integrera distribuerade resurser för att möta olika systemutmaningar. Införandet av en sådan marknad är således djupt beroende av digitalisering avseende flera olika områden som tex tillförlitliga och säkra kommunikationslösningar och möjligheter till realtidsinformation; dataanalytiska förmågor för att skapa prognoser för exempelvis lokal produktion, behov och flexibilitetspotentialer; samt digitalt beslutsstöd och visualisering för att kunna ta operativa och investeringsbeslut som lokal aktör.

## 2.4 LOKALA MARKNADER – EN VIDAREUTVECKLING AV DAGENS MARKNADSMODELL

Utgångspunkten för marknadsmodellen som presenteras i denna rapport är hur den existerande energimarknaden kan vidareutvecklas på en lokal nivå för att öka systemets effektivitet. För att göra det beskrivs nedan några brister i dagens marknadsdesign, framför allt gällande elmarknaden, för att sedan ge en kortfattad beskrivning av hur en lokal marknad kan adressera de tillkortakommanden som dagens marknadsdesign har.

### 2.4.1 Dagens marknadsmodell och marknadsmisslyckanden

Dagens elmarknadsmodell står inför ett antal utmaningar som marknader på det lokala planet kan bidra till att lösa. En sådan utmaning är att den sanna kostnaden eller nyttan av produktion eller konsumtion inte fullt ut speglas i priset. Denna nytta eller kostnad varierar över en finare geografisk fördelning än vad nuvarande marknaden avspeglar i exempelvis uppdelningen i elområden eller nätområden. Detta är en bidragande anledning till att exempelvis avveckling av elproduktionsanläggningar genomförs i områden trots att där existerar underskott och flaskhalsar. Ett exempel på detta är kraftvärmeanläggningar som ersätts med endast värmeproduktion eftersom elpriserna är för låga för att motivera den extra investeringskostnaden som krävs, trots att anläggningen är lokaliserad i ett område med flaskhalsproblematik (Energiföretagen, 2020).

Detta problem har uppstått och har hanterats genom att kapacitetsersättningar har utbetalats för att hålla anläggningar igång. Detta är också en anledning till varför flexibilitetsmarknader har utvecklats och demonstreras<sup>3</sup>. Således har den marknad där energi primärt handlas inte förmått hantera dessa utmaningar, de har istället hanterats vid sidan om energimarknaden.

Frågan om att allokera investeringar till områden där de gör mest nytta är också en fråga som relaterar till den geografiska dimensionen där dagens modell ger begränsade incitament. Detta gäller naturligtvis flexibel produktion, men också icke-planerbar produktion som solel. Beroende på var i systemet som det existerar flaskhalsar, och hur behov och solinstrålning korrelerar, kan det vara större systemnytta för denna typ av investeringar i vissa än i andra delar av systemet. Detta kan variera på distributionsnätetsnivå, vilket inte speglas i dagens prisbildning eller i nättariffer.

Till stor del fokuserar frågorna om lokala marknader om infrastruktur och överföringsbegränsningar. Ytterligare en nytta av lokalt utbyte av energi utgörs av minskade förluster, och möjligen ett minskat behov av (investering i) ytterligare nätkapacitet, vilket beskrevs i avsnitt 2.2.4. I dagens marknadsmodell syns detta inte i prissignalerna till kunder eller småskaliga aktörer på det lokala planet.

I dagens energimarknad hanteras värme och el helt separat från varandra när det gäller själva energihandeln. I de fall som parallella installationer existerar som möjliggör användning av el eller fjärrvärme för uppvärmning, behöver man i driftsfas ha tillgång till el- och värmepriser över tid för att kunna optimera hur installationer ska användas. Det är oklart om detta görs och i sådant fall i vilken utsträckning. Det är dock möjligt att en mer integrerad el- och värmemarknad skulle kunna möjliggöra en ökad grad av interaktion mellan energibärarna, och även kunna tydliggöra skillnader i energikostnader inför investeringar i olika uppvärmningslösningar.

### 2.4.2 Möjliga nyttor med lokala marknader

De utmaningar som beskrivs i 2.2 kan delvis adresseras genom prissignaler som dagens marknadsdesign kan ge upphov, medan vissa är mer utmanande på grund

<sup>3</sup> Se avsnitt 3.3.2 för mer om projekt avseende flexibilitetsmarknader.



av begränsningar som omnämns i 2.4.1. Utifrån ett tekniskt perspektiv existerar det redan idag en rad möjligheter att möta både existerande och framtida problem med tex nätkapacitet och balansering. Men för att skapa incitament och prissignaler på lokal nivå saknas en pusselbit som länkar systemutmaningar på olika nivåer till möjligheterna med distribuerade resurser på lokal nivå.

En möjlighet att göra detta är att vidareutveckla dagens energimarknad med en nivå på det lokala planet som på ett tydligare sätt avspeglar sanna kostnader och nyttor. Tanken med detta är att skapa ekonomiska möjligheter och incitament som speglar de utmaningar som föreligger, för att de (tekniska) möjligheter som finns ska kunna användas på bästa sätt.

Principen om att skapa tydliga prissignaler som speglar kostnader och nyttor gäller generellt på alla systemnivåer, och i denna rapport belyses den lokala nivån och distribuerade resurser. Den tekniska utvecklingen och kostnadsreduceringar för tekniska lösningar går snabbt, och därmed skalas möjligheterna upp för dessa teknologier. En lokal marknad kan här utgöra den pusselbit som krävs för att skapa adekvata prissignaler.



Figur 1: Lokala marknaden som länk mellan utmaningar och möjligheter.

Sammanfattningsvis kan den potentiella samhällsekonomiska nyttan av en vidareutveckling av energimarknaden på den lokala nivån bestå i följande: Genom att generera prissignaler som bättre avspeglar

- tillgång och efterfrågan på energi över tid och olika energislag på flera systemnivåer, och
- överföringsbegränsningar för olika energibärare på olika systemnivåer

skapas incitament för drift och allokering av investeringar som ökar systemets effektivitet jämfört med dagens marknad.

## 2.5 SYFTE OCH MÅL

Med bakgrund i de utmaningar och möjligheter som beskrivits, är syftet med denna rapport att beskriva en marknadsmodell som beaktar samtliga utmaningar och som väger samman de olika aspekter för att skapa en samhällsekonomiskt effektiv helhet. Detta handlar således om att skapa ekonomiska förutsättningar och incitament för att investera i, och på ett effektivt sätt använda, bla de tekniska lösningar som kortfattat beskrivs under 2.3.

Eftersom flertalet av utmaningarna uppstår även på lokal nivå utgår marknaden i denna rapport från ett lokalt perspektiv, men dess syfte är att beskriva en modell som är generell.

Specifika mål med denna rapport är följande:

- Att beskriva och motivera en utvecklad marknadsmodell som tar sitt avstamp i de utmaningar som beskrivits.
- Att belysa denna modell med förklarande exempel som tydliggör dess funktion och roll.
- Att beskriva möjliga hinder och barriärer som existerar för den utvecklade marknaden.
- Att presentera en fallstudie där den utvecklade modellen har simulerats för ett specifikt område i Hammarby Sjöstad i Stockholm.
- Att beskriva tekniska system och plattformar som möjliggör implementationen av den föreslagna marknadsmodellen.
- Att på övergripande nivå specificera och föreslå ett pilot- eller demonstrationsprojekt där den utvecklade marknaden implementeras och testas i en verklig miljö.

## 3 Bakgrund

I detta kapitel ges en viss bakgrund till marknaden som beskrivs i denna rapport, inklusive tidigare genomförda studier och parallella projekt som pågår. Kapitlet inleds med korta beskrivningar av dagens el- och värmemarknad för att sedan beskriva aktuella forsknings- och utvecklingsprojekt.

### 3.1 DAGENS ELMARKNAD

Handeln med el och nätverksamheten som den fungerar idag har sitt ursprung från avregleringen av elmarknaden i mitten av nittioalet. Den elmarknadsdesign som då lanserades har justerats men har i stort behållits sedan dess. En av grundpelarna som lanserades vid avregleringen av åtskillnaden mellan den konkurrensutsatta verksamheten (produktion, återförsäljning) och de naturliga monopolerna (nätverksamhet), vilket finns beskrivet i ellagen (Ellagen, 1997). En beskrivning av historiken bakom avregleringen av den svenska elmarknaden återfinns i den återblick som Ei har gjort om sin verksamhet (Heden, H., 2012). Innehållet i denna rapport relaterar starkt till hur elmarknaden ser ut idag, och därför återges vissa grundläggande element i avsnitten nedan. Mer ingående läsning finns hos bland annat Ei (Energimarknadsinspektionen, 2021b). Det existerar också en mängd läroböcker om elmarknader och analys därav, som exempelvis (Harris, C., 2006) och (Lin, J.; Magnago, F. H., 2017).

#### 3.1.1 Elhandel

Dagens elhandel går på ett ungefär till på samma sätt som direkt efter avregleringen. Detta har skapat en stabilitet för marknaden aktörer eftersom processer och funktioner för marknaden och handeln har varit relativt stabila. Tidsmässigt kan handeln med el delas upp i tre faser: 1) Handel före leverans; 2) Realtidshandel; och 3) Hantering av balanser efter leverans.

De olika marknaderna för handel av el, och i vilken faserna ovan som handeln sker, illustreras i Figur 2. Som figuren visar sker handeln företrädesvis i en planeringsfas innan leverans, med olika tidshorisonter från flera år (för finansiell handel) ner till strax innan leverans (justeringar på intradagmarknaden). Vidare sker viss handel i realtid gällande systemtjänster till systemoperatören Svenska kraftnät (Svk), och det sker även en handel efter leverans för att hantera obalanser mellan handlade och levererade volymer för så kallade balansansvariga aktörer vilka har ett avtal med Svk avseende ekonomiskt ansvar för obalanser mellan handlade och uppmätta volymer (Svenska kraftnät, 2021b).

En viktig förändring av elmarknadens utformning i Sverige skedde 2011 då elområden infördes. Detta var ett sätt att hantera strukturella flaskhalsar i transmissionssystemet, så att detta också reflekteras i prisbildningen. Sverige är vid tidpunkten för denna rapport indelat i fyra prisområden.



Figur 2: Marknader för elhandel (Brolin, M.; Hamon, C.; Nyström, S., 2021).

### 3.1.2 Överföring av el

Överföring av el, dvs ägande och drift av elnät, hanteras som ett naturligt monopol, eftersom det anses samhällsekonomiska ineffektivt att ha parallella elnät. Näten är koncessionspliktiga och nätföretag får söka om koncession för ett visst nätområde från Ei som utgör tillsynsmyndighet för dessa aktörer. Vidare är nätföretagen reglerade genom den så kallade intäktsregleringen, vilket sätter en ram för nätbolagens tillåtna intäkter enligt föreskrifter som Ei beslutar (Energimarknadsinspektionen, 2019a). För att inte riskera att nätverksamheten som utgör monopol används för att gynna konkurrensutsatt verksamhet, måste nätverksamheten existera inom ett separat bolag som inte innefattar energihandel<sup>4</sup>.

Nätbolagens totala intäkter är som nämnts ovan reglerade genom intäktsregleringen, men har i dagsläget stor frihet att själva utforma nättariffer som i sin tur skapar intäkter från anslutna kunder inom nätområdet. Regelverket säger att tariffens utformning ska vara icke-diskriminerade för att inte missgynna eller gynna vissa kunder. Traditionellt har detta tolkats som att tariffens utformning måste vara den samma inom ett nätområde, men på senare tid har möjligheter till både geografiskt (inom samma nätområde) och temporalt diversifierade tariffer lyfts och diskuterats.

Ei har sedan 2019 arbetat med ett förslag på föreskrifter om hur nättariffer ska utformas, där ett förslag till en föreskrift nyligen presenterats (Energimarknadsinspektionen, 2021c). Målet är att skapa förutsättningar för ett mer effektivt nätutnyttjande, och förslaget går ut på att tariffen ska göras mer kostnadsreflektiv. Författningsförslaget som vid färdigställandet av denna rapport är på remiss stipulerar följande: "En nättariff ska bestå av en fast avgift, en energiavgift, en kundspecifik avgift och i tillämpliga fall en effektavgift". Ei:s förslag är att föreskrifterna ska träda i kraft 1 januari 2023 och tillämpas från och 1 januari 2025.

<sup>4</sup> Nätbolagen får dock handla el för att täcka sina egna förluster.

### 3.2 DAGENS MARKNAD FÖR FJÄRRVÄRME OCH KYLA

Produktion, distribution och försäljning av fjärrvärme och fjärrkyla sker idag huvudsakligen genom vertikalt integrerade energibolag, som äger och förfogar över hela kedjan från produktion till leverans till kund. Således skiljer sig dagens elmarknad och marknad för värme/kyla sig åt väsentligt. Det ska dock nämnas att även om de olika delarna av fjärrvärme- och kylsystemet sker inom samma bolag inom ett visst område, så finns det i vissa städer och regioner kopplingar mellan olika energibolags nät. Exempel på system som är ihopkopplade med flera olika fjärrvärmeägare är Stockholm (med Stockholm Exergi, Norrenergi och Söderenergi), Göteborg (Göteborg Energi, Mölndal Energi, Partille Energi, Ale Energi, Kungälv Energi) och i Skåne med sammankopplingar mellan Krafringen, Öresundskraft och Landskrona Energi. Det finns också gott om exempel på externa leverantörer av värme, som tex kommunalägd avfallsförbränning eller leverantörer av industriell restvärme. Utöver detta finns det även initiativ för att möjliggöra småskaliga värmeleveranser som exempelvis Öppen fjärrvärme (Öppen fjärrvärme, n.a.) som Stockholm Exergi lanserat.

När det gäller priser för fjärrvärme till slutkunder sker sällan någon uppdelning i kostnader för överföring och energi som speglar situationen för el. Istället betalar kunder normalt för levererad energi, även om det också finns mer skräddarsydda avtal för tex större kunder där tekniska parametrar utöver energi kan förekomma.

I likhet med elnät är fjärrvärme en monopolverksamhet, men den lyder under en annan reglermodell än vad som gäller för elnätbolagen. Ei har en tillsyn över att fjärrvärmebolagen följer lagar och förordningar, men detta innefattar inte någon intäktreglering eller aspekter som berör prissättning. Det som ligger närmast är ett branschinitiativ för relationerna mellan fjärrvärmeleverantörerna och fjärrvärmekunderna, inklusive dialoger om prissättning, kallat Prisdialogen (Prisdialogen, n.a.).

### 3.3 LOKALA ENERGI- OCH FLEXIBILITETSMARKNADER

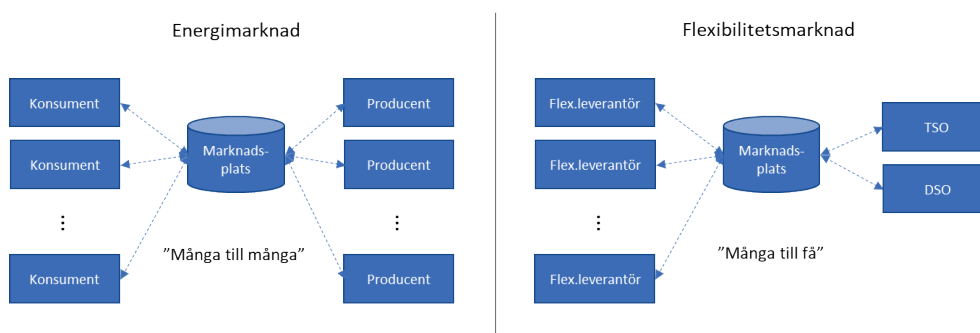
Marknaderna för el och värme som översiktligt beskrivits i avsnitten 3.1 och 3.2 har varit framgångsrika i att ge förutsättningar för att hantera de utmaningar och möjligheter som historiskt har uppstått. Dock finns det ett behov att komplettera dessa marknader, eller vidareutveckla dem, för att hantera de utmaningar som vi står inför och som beskrevs under avsnitt 2.2. Tills stor del kretsar diskussioner om denna vidareutveckling kring elkraftsystemets behov av flexibilitet för att hantera nätkapacitetsproblem och för att balansera variabel elproduktion. Fokus är ofta på det lokala planet och hur distribuerade resurser och sektorkopplingar (tex elvärme) kan bidra till systemet på olika sätt.

Avseende marknadens vidareutveckling på den lokala nivån finns det en mängd alternativ att välja mellan som har olika inriktning och utformning, och det finns flera sätt att kategorisera dessa alternativ. En sådan uppdelning kan vara utifrån perspektivet om det är en *lokal energimarknad* eller om det är en *lokal flexibilitetsmarknad* som utvecklingen avser. Dessa två spår är olika på flera sätt.

Spåret som handlar om energimarknaden kan ses som en vidareutveckling av dagens marknad på lokal nivå för att lösa utmaningar som dagens energimarknad inte förmår adressera (som tidigare beskrivits i 2.4.1). Handelsvaran är fortfarande energi och det är en marknad som innefattar många aktörer på både efterfråge- och tillgångssidan.

Flexibilitetsmarknader å andra sidan är snarare ett komplement till dagens energimarknad genom att de löser specifika problem för specifika aktörer. Typiskt är det en mängd aktörer som agerar på tillgångssidan i dessa marknader, men ett fåtal aktörer, som TSO och distributionsnätsägare (DSO), på efterfrågesidan som är villiga att köpa flexibiliteten som erbjuds. Således löser flexibilitetsmarknader problem som ägs av TSO och DSO. Handelsvaran på dessa marknader kan vara skraddarsydda för att lösa ett specifikt problem, eller vara mer generiska av typen "en avvikelse från något som annars hade inträffat", tex som en effektreducering.

En illustration över skillnaderna mellan energi- och flexibilitetsmarknader när det gäller marknadsaktörerna återfinns i Figur 3. Exempel på projekt som faller inom dessa två kategorier beskrivs under kommande avsnitt 3.3.1 och 3.3.2.



Figur 3: Skillnader mellan energi- och flexibilitetsmarknader med avseende på marknadsaktörer.

### 3.3.1 Lokala energimarknader

Gällande lokala energimarknader genomfördes demonstration- och innovationsprojektet Fossil-free Energy Districts (FED) på Chalmers campus i Göteborg som avslutades i början av 2020. Ett syfte med FED-projektet var att undersöka hur en lokal marknad skulle kunna se ut och utformas, som möjliggjorde ett lokalt utbyte av energi mellan olika byggnader och andra anläggningar inom ett geografiskt begränsat område med kopplingar till det omkringliggande systemet och marknaden. Den resulterande marknadens utformning har presenterats i en öppen rapport (FED, 2020) såväl som i en vetenskaplig artikel (Brolin, M.; Pihl, H., 2020). Utöver demonstrationen av en lokal marknad genomfördes också en rad investeringar i lokal produktion, lager och styrsystem.

FED-marknaden baseras på en dubbelsidig auktion som inkluderar olika energibärare som el, värme och kyla. Produkten som handlas är energi, men

marknaden innefattar inte några nätkostnader, eller hantering av balansansvar och relaterade kostnader. Det finns således en rad aspekter och element i marknaden och som FED-projektet inte fångade upp. Marknaden från FED-projektet har utgjort en utgångspunkt för utvecklingen av marknaden som presenteras i denna rapport.

Projektet "e-Flex Digital plattform för handel och styrning av energi" (Energinyheter, 2021) pågår just nu i Lund och fokuserar på hur användarsidan kan bli en mer integrerad del av energisystemet. Demonstrationsinsatserna i projektet fokuserar på värme även om också el ingår. Utgångspunkten är inkluderandet av flexibilitet i användning av värme kan integreras i fjärrvärmesystemet, och hur affärsmodeller kan utformas för att göra detta möjligt. Ett mindre fokus ligger på marknadsdesign.

Ett pågående projekt som relaterar till marknaden i denna rapport är "Systemförändring för lokalt delad energi" (RISE, n.a.) som främst fokuserar på demonstrationer i Stockholm (Hammarby Sjöstad) och Örebro (Tamarinden) avseende tekniska lösningar för lokalt utbyte av energi, och frågor rörande energigemenskaper. Dock innefattar det tänkta innehållet inte prissättning eller marknadsdesign, vilket är fokus i denna rapport. På detta sätt ger denna rapport ett kompletterande innehåll till det pågående demonstrationsprojektet.

### 3.3.2 Lokala flexibilitetsmarknader

Ett närliggande ämne är flexibilitetsmarknader som utvecklas inom ramen för flera projekt som nu pågår i Sverige såsom EU-projekten FlexiGrid (FlexiGrid, n.a.) och Coordinet (Coordinet, n.a.), och projektet sthlmflex som drivs av Svk, Ellevio och Vattenfall. Frågan om flexibilitetsmarknader är också aktuell på ett mer generellt plan utifrån ett nätutvecklingsperspektiv. Detta hänger ihop med utformningen av nätutvecklingsplaner som ska tas fram på regelbunden basis, och där marknadsbaserad flexibilitet ska beaktas. Detta har bla beskrivits inom ramen för Ei:s uppdrag om hur kapacitetsutmaningar i elnätet kan hanteras (Energimarknadsinspektionen, 2020a), där också aspekter för utformning av flexibilitetsmarknader diskuteras. En genomgång över olika plattformar för flexibilitetsmarknader utifrån ett europeiskt perspektiv har genomförts och summerats i en rapport av ENTSO-E (ENTSO-E, 2021). Det existerar också en rad vetenskapliga publikationer som beskriver och analyserar olika frågor rörande flexibilitetsmarknader och deras egenskaper (Valarezo, O.; Gómez, T.; Chaves-Avila, J. P.; Lind, L.; Correa, M.; Ulrich Ziegler, D.; Escobar, R., 2021).

Projektet FlexiGrid fokuserar på flexibilitet för ägare av distributionsnät och innefattar partners från Sverige, Schweiz, Nederländerna, Rumänien, Luxemburg, Belgien och Turkiet. Inom ramen för projektet utvecklas och demonstreras olika design av lokala flexibilitetsmarknader, inklusive auktionsbaserade marknader och peer-to-peer. De svenska demonstrationerna utförs på Chalmers campusområde i Göteborg. Huvudsakliga aktörer för de svenska demonstrationerna är Chalmers, Akademiska Hus, RISE samt Göteborg Energi.

Inom Coordinet-projektet genomförs demonstrationer och piloter för flexibilitetsmarknader på tio platser i Sverige, Spanien och Grekland. Marknaderna

adresserar olika behov på olika systemnivåer, inklusive flaskhalshantering för lokal- och regionnätägare, och frekvensrelaterade tjänster till systemoperatörer som tex Svk. De svenska piloterna återfinns i Västernorrland/Jämtland, Uppland, Gotland och Skåne. Det huvudsakliga svenska arbetet inom Coordinet utförs av Vattenfall Eldistribution, E.ON Energidistribution och Svk.

I projektet sthlmflex har Svk, Ellevio och Vattenfall Eldistribution gått ihop för att skapa en marknad för effektflexibilitet för att hantera begränsningar i överföringskapacitet. Således är den flexibilitetstjänst som främst handlas uppreglering, dvs ökning av produktion eller konsumtionsminskning. Sthlmflex startades under vintern 2020-2021 och har beslutats pågå också under vintrarna 2021-2022 och 2022-2023. Information om erfarenheterna från första vintern har summerats i en rapport (Ruwaida, Y.; Johansson, B.; Schumacher, L., 2021), och medelpriser och handlade volymer kan ses på Nodes hemsida (NODES, n.a.) som tillhandahåller den plattform som används för flexibilitetsmarknaden.



## 4 Den lokala marknadens organisation

I detta kapitel beskrivs organisatoriska aspekter för lokala marknader, inklusive möjliga systemnivåer, roller och vilka aktörerna kan vara på den utvecklade marknaden, och hur olika typer av ansvar kan hanteras. Här existerar en mängd olika alternativ som beskrivs och diskuteras under respektive avsnitt. För att förtydliga hur detta kan tillämpas innehåller kapitlet också sammansatta exempel. Parallellt med utvecklingen kring lokala marknader etableras också nya roller som aggregatorer och energigemenskaper. Hur dessa relaterar till den lokala marknaden som den beskrivs i denna rapport diskuteras i detta kapitel under avsnitt 4.8.

### 4.1 SYSTEMNIVÅ

En lokal marknad kan etableras för att möta olika utmaningar som tidigare har beskrivits, där den geografiska nivån är central för att den lokala marknaden ska kunna utgöra en del av lösningen. Om tex lokala nätkapacitetsutmaningar ska kunna hanteras måste marknaden ha tillräckligt hög geografisk upplösning för att prissignaler ska kunna reflektera den aktuella flaskhalsen.

I den aktuella situationen med kapacitetsutmaningar för tillförsel av el till exempelvis Stockholm skulle en lokal marknad på Stockholmsnivå vara adekvat. För att hantera systemutmaningar inom stadsnivån behövs dock en finare uppdelning. Av olika skäl kan det finnas begränsningar för hur långt ner i systemet som det är lämpligt att ha marknaden uppdelad på, vilket sätter en undre gräns för vad som är lämpligt. Utgångspunkterna i denna rapport är en lokal marknad som omfattar en stad eller stadsdel.

### 4.2 RESURSÄGARE

På den lokala marknaden kan det finnas olika typer av aktörer, som tex elhandlare och lokala aktörer som förfogar över fysiska tillgångar och anläggningar inom området. Med *resursägare* menas här de senare, dvs lokala aktörer med fysiska anläggningar. Nätägare, dvs aktörer som äger infrastrukturen för överföring av energi inom det lokala området, ingår dock inte i gruppen resursägare.

Vilka aktörerna är på den lokala marknaden är delvis kopplat till vilken systemnivå på vilken den verkar. En lokal marknad vänder sig till lokala aktörer, men dessa kan fortfarande finnas på olika nivåer från tex individuella hushåll, via bostadsrättsföreningar till ytterligare aggregerade nivåer. Denna rapport tar inte ställning till vilken nivå som är lämplig, men konstaterar att det kan bero på ett flertal aspekter. Det finns heller ingen motsättning i att ha olika nivåer av resursägare på samma marknad; det är fullt möjligt utifrån ett generellt perspektiv att ha enskilda hushåll, BRFer, eller andra typer av sammanslutningar av flera aktörer som verkar på samma marknadsplats.

För att ha en utgångspunkt för vidare diskussioner och analyser antas att möjliga nivåer för resursägare är bostadsrättsföreningar eller motsvarande (tex storköp, gallerior, kontorsfastigheter och mindre industrier); eller på aggregerad nivå som

tex under en viss transformatorstation. Även en BRF kan ses som en aggregerad nivå om dess ingående lägenheter har individuell mätning.

### 4.3 AGENT – VEM HANDLAR?

Resursägaren har typiskt ett antal fysiska resurser som kan bestå av tex solpaneler, uppvärmningssystem, elbilsaddning och andra installationer. Vissa av dessa kan vara styrbara och antas hanteras av ett internt styrsystem (tex fastighetsnära styrsystem för uppvärmning och ventilation) som tar hand om de tekniska reglersignalerna för att styra olika typer av installationer. Sådana system kan också tillhandahålla olika typer tjänster som prognostisering och estimering av lokal produktion och flexibilitetspotentialer.

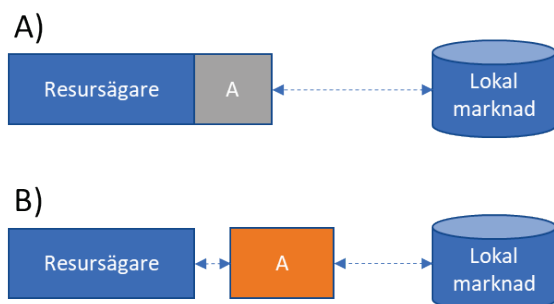
De tekniska förutsättningarna omsätts till bud till marknadsplatsen genom en *agent*, en mjukvara som agerar å resursägarens vägnar på den lokala marknaden. Agentens uppgift är således att lägga bud, med hänsyn taget till resursägarens ekonomiska preferenser och tekniska potentialer.

En central frågeställning i detta är hur agenten är beskaffad och vem som äger denna agent. En möjlighet är att agenten är en mjukvara som ägs av resursägaren själv. Därvidlag kommer resursägaren direkt bli explicit utsatt för de prissignaler som den lokala marknaden skapar. Ett alternativ till detta är att agenten ägs av en extern aktör, dvs en tredje part som handlar med den lokala marknaden, och samtidigt har ett avtal med resursägaren. Detta avtal kan exempelvis innehålla priser för energileverans eller tillförsel, och villkor för hur den externa aktören får styra vissa delar av resursägarens anläggningar. Detta är en utveckling av dagens återförsäljare av el, med tillägget att det även kan finnas möjligheter för denna typ av "smarta återförsäljare" att ha en mer aktiv position på den lokala marknaden genom de styrmöjligheter som kan finnas. Detta möjliggör olika erbjudanden till resursägarna med innebörder som tex:

- 'Du köper ett tjänstepaket för X kr/mån med dessa agentförmågor och tjänster (SaaS)'.
- 'Du betalar X kr/mån för att få 22 grader i din lokal'.
- 'Du betalar X kr/kWh om jag får styra (delar av) dina installationer'.
- 'Du betalar X kr/kWh'.

Ytterligare en möjlighet här är att den smarta återförsäljaren hanterar marknaden komplexitet och variabilitet, medan avtalet mot resursägaren kan vara av enklare karaktär. Detta alternativ öppnar också för konkurrens och möjligheter för resursägaren att välja vilken smart återförsäljare som den vill teckna avtal med, precis som i fallet med dagens elhandlare. Det står också de smarta återförsäljarna fritt att kunna skapa avtal som är attraktiva för resursägare och därmed forma nya affärsmodeller för återförsäljarna.

Alternativen för vem som äger agenten (dvs mjukvaran) med antingen att resursägaren själv äger den, eller att en smart återförsäljare äger agenten illustreras i Figur 4, där den egna agenten är markerad med grått och den smarta återförsäljaren i orange.



Figur 4: Egen agent (A) och smart återförsäljare (B).

Utöver funktionen för en smart återförsäljare att genom en agent vara länk mellan resursägaren och den lokala marknaden, kan det finnas möjligheter för en sådan aktör att också erbjuda hantering av inre angelägenheter för resursägaren, som tex fördelning av kostnader. En BRF har ett antal medlemmar och lägenheter, till vilka kostnader ska fördelas för exempelvis energiinköp. Principer och funktionalitet för detta måste existera, och en smart återförsäljare skulle kunna innehålla även denna funktionalitet.

#### 4.4 BALANSANSVAR

Ellagen kräver att det i varje uttagpunkt finns en ekonomiskt ansvarig för balansen. Balansansvaret innebär att den aktör som är balansansvarig har ett ekonomiskt ansvar att vara i balans för varje avräkningsperiod. Ytterst regleras detta genom ett avtal med Svk om balansansvar (Svenska kraftnät, 2021b). Aktörer, som exempelvis fastighetsägare eller industrier, kan antingen själva vara balansansvariga, eller ha ett separat avtal med en balansansvarig för hanteringen av deras obalanser. Olika sätt att hantera obalanserna existerar därmed, men utifrån principen att alla aktörer i systemet (inklusive slutkunder) har en balansansvarig. I dagens elmarknadsmodell delegerar elkonsumenter sitt balansansvar till den återförsäljare som man tecknar elavtal med.

Principen om balansansvar är också en del av en lokal marknad, men däremot kan diskussioner föras om hur delegering av balansansvaret kan se ut. Ett alternativ är att alla resursägare är ansvariga för sin egen balans och därmed behöver hantera kostnader för sina egna obalanser. Det kan noteras att en sådan lösning kan vara en del i möjligheten med en "smart återförsäljare" enligt ovan, som på samma sätt som dagens återförsäljare agerar balansansvarig för resursägaren. En fråga som då uppstår är på vilken nivå som obalansen för den smarta återförsäljaren ska avräknas; alternativt kan vara för hela kundportföljen på elområdesnivå som i dagens modell, eller för samma nivå som den lokala marknaden.

Ett alternativ är att jämna ut obalanserna på den lokala marknadsnivån och att balansansvaret för resursägarna delegeras till den lokala marknadsplatsen, och att nettopositionen för den lokala marknaden utgör basen för obalanserna. Detta kräver att någon aktör, tex den som driver eller äger marknadsplatsen, tar ansvar för obalanserna och agerar balansansvarig för den lokala marknaden. Denne

behöver i sin tur fördela ut kostnaderna för obalanserna på de aktörer som omfattas av den lokala marknaden.

#### 4.5 KOPPLING TILL OVANLIGGANDE MARKNAD(ER) OCH SYSTEM

Den lokala marknaden är kopplad till överliggande marknader och system. När det gäller el är den ovanliggande marknaden råkraftmarknaden<sup>5</sup> och det elområde som den lokala marknaden befinner sig i, plus det nätområde som den lokala marknaden finns i och den tariff som tillämpas där. För fjärrvärme, där produktion, handel och infrastruktur är integrerat, utgör den ovanliggande marknaden ett avtal med fjärrvärmeleverantören i området. Kopplingen till fjärrvärmesystemet blir därmed relativt okomplicerad eftersom det blir *ett* avtal med *en* aktör för fjärrvärmeförsel och eventuell leverans av spillvärme från den lokala marknaden. Utgångspunkten här är att den lokala marknadsplatsen är en juridisk person med vilken avtal skrivs gällande energileverans.

Gällande el finns det flera alternativ när det gäller kopplingen till elmarknaden. Ett alternativ är att se den lokala marknaden som *en* aktör i perspektivet utifrån, och att det finns en elhandlare som tar hand om alla transaktioner till och från den lokala marknaden. En sådan elhandlare blir då främst en mellanhand för transfereringar till och från råkraftsmarknaden. En skillnad mellan traditionella kunder och en lokal marknad är att tillförseln till den lokala marknaden bör spegla aktuella marginalkostnader på marknaden, annars försvinner en del av poängen med funktionen hos den lokala marknaden med att väga olika aspekter mot varandra (tex flexibilitet för balansering av förnybart och för att hantera nätbegränsningar). Avtalet mellan den lokala marknaden och elhandlaren bör således så långt som möjligt spegla marknadspriserna på den överliggande marknaden, inklusive de variationer som finns mellan olika handelsperioder<sup>6</sup>.

En utvidgning av ovanstående är att ha flera elhandlare till den lokala marknaden som konkurrerar för leveranser till eller från den lokala marknaden. Givet att en av dessa kommer vara den som kan erbjuda lägst pris för en enskild handelsperiod så finns det ingen anledning för den lokala marknaden att ha mer än en elhandlare som kopplar den lokala nivån till råkraftsmarknaden för varje enskild handelsperiod. Det blir således samma situation som i fallet med en elhandlare, men med skillnaden att dessa kan skilja sig åt mellan handelsperioder.

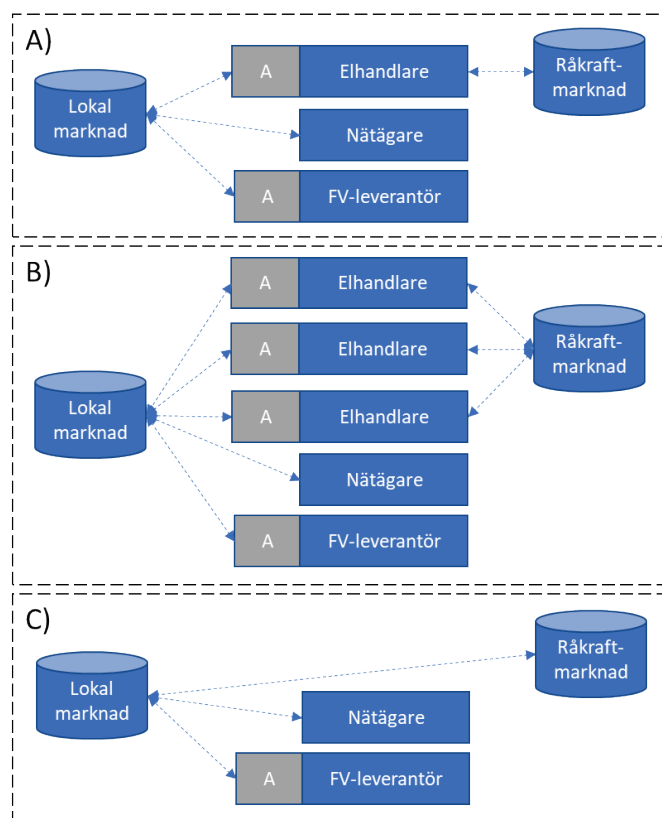
Ett tredje alternativ är att ha en annan typ av koppling mellan råkraftsmarknaden och den lokala marknaden. Eftersom en av principerna för den lokala marknaden är att se de verkliga marginalkostnaderna i det överliggande systemet kommer rollen som mellanhand endast bestå i att debitera den lokala marknaden för tillförseln enligt priserna som finns på den överliggande marknaden. Exempelvis skulle detta kunna vara en uppgift för den lokala marknadsoperatören.

Kopplingen till ovanliggande marknad och system, inklusive alternativen som beskrivs avseende elmarknaden, finns illustrerade i Figur 5. Det kan noteras att det i figuren antas att elhandlarna representeras av egna agenter på den lokala

<sup>5</sup> Med 'råkraftmarknaden' avses här Nord Pool spot och intradag eller motsvarande marknader på transmissionsnivå.

<sup>6</sup> Dvs mellan olika timmar eller kvartar beroende på vilken tidsupplösning som tillämpas.

marknaden, vilket indikeras genom att agenterna är gråmarkerade. Figuren inkluderar bara kopplingen till överliggande system, lokala resursägare är inte medtagna i denna illustration.



Figur 5: Tre olika alternativ för koppling till överliggande system och marknader.

Rollen för kopplingen till elmarknaden, oavsett hur den organiseras eller vilken aktör som står för den, är att matcha de handlade volymerna på den lokala marknaden med handlade volymer på råkraftsmarknaden. Hur detta går till beror på när i tiden den lokala marknaden stänger i förhållande till dagen-föremarknaden och intradagmarknaden:

- Före dagen-föremarknaden: Om den lokala marknaden stänger före dagen-föremarknaden stänger så behöver kopplingen göra en prisprognos för spotpriser, och de resulterande volymerna från lokala marknaden kan handlas upp på dagen före.
- Efter dagen-föremarknaden, men innan intradag stänger: Om den lokala marknaden clearar efter dagen-föremarknaden stänger behöver kopplingen göra en prognos för volymerna för den lokala marknaden för att buda på dagen-föremarknaden. När dagen-föremarknaden clearas, och sedan också den lokala marknaden, då ser man obalansen i handlade volymer. Då kan kopplingen justera volymerna på intradagmarknaden, givet att det finns likviditet som gör handeln möjlig.

- Efter dagen-föremarknaden och intradagmarknaden stängt: Här sätter kopplingen alla externa handelspositioner innan den lokala marknaden stänger, dvs utan möjligheter att justera beroende på utfallet på den lokala marknaden. Detta kräver prognoser för volymerna motsvarande nettoflödet in och ut från den lokala marknaden.

Det är värt att notera att det i det andra fall kan uppstå, och att i det tredje fallet med största sannolikhet kommer att uppstå, obalanser mellan handlade volymer för kopplingen mellan marknaderna. Dessa obalanser måste hanteras. Det finns således tydliga kopplingar mellan frågorna som berör agenter, balansansvar och koppling till överliggande marknad.

#### 4.6 EXEMPEL

Aspekterna och rollerna som beskrivits ovan med systemnivåer, resursägare, ägande av agenter, balansansvar och koppling till överliggande marknad, kan kombineras på många olika sätt. För att förtydliga och konkretisera detta har några exempel tagits fram.

En summering av ovanstående dimensioner/aspekter och möjliga alternativ återfinns i Tabell 1. För att strukturera vilka fall och exempel är lämpliga att beskriva, har ett antal dimensioner identifierats som representerar olika tillämpningar och områden för den generella marknadsdesignen. För varje dimension har två till tre alternativ identifierats som utgör basen för exemplen. Alternativen som Tabell 1 visar ska inte tolkas som uttömmande, det kan finnas andra alternativ som också är möjliga. Syftet med alternativen är att påvisa exempel som är möjliga. Vidare kan det konstateras att alternativen inte är exklusiva i samtliga fall utan att båda alternativen kan förekomma i samma marknad för vissa av dimensionerna. Ett exempel på detta är Agent och de två alternativ som finns definierade denna dimension; Egen och Extern. Dessa kan samexistera inom samma marknad; dock kan en enskild aktör på marknaden inte ha mer än en agent.

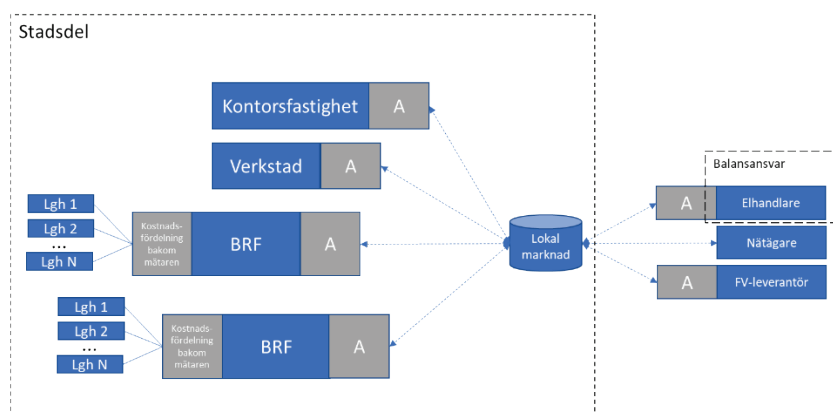
Frågorna som rör agenter, hur balansansvaret delegeras och hur kopplingen till den överliggande marknaden ser ut, är inte oberoende av varandra utan ett val inom ett av dessa områden sätter vissa begränsningar eller ramar för hur de andra frågorna kan beaktas. För respektive fråga finns det flera alternativ, vilket gör att antalet kombinationer blir många. I denna rapport beskrivs inte samtliga möjliga kombinationer, utan några möjliga kombinationer ingår i exempelbeskrivningarna nedan.

Tabell 1: Sammanfattning dimensioner och alternativ

Dimension	Alternativ
<b>Aggregations- och systemnivå:</b> På vilken nivå verkar marknaden och på vilken nivå befinner sig aktörerna på marknaden?	<p><b>BRF:</b> Nivån BRF eller motsvarande, tex en kontorsfastighet, stormarknad, galleria, etc.</p> <p><b>Aggregerad:</b> Aktörer under en viss transformator.</p>
<b>Agent:</b> Hur ser relationen ut mellan den/de fysiska tillgång(ar) som representeras på marknaden och den agent som agerar å deras vägnar?	<p><b>Egen:</b> En egen agent (mjukvara) som ägs av aktören(erna) som den representerar på marknaden.</p> <p><b>Extern:</b> En (smart) återförsäljare som agerar å aktörernas vägnar på marknaden.</p>
<b>Balansansvar:</b> Hur delegeras balansansvaret?	<p><b>Distribuerad:</b> Varje resursägare är ansvarig för sin egen balans. Ansvaret kan delegeras till en tredje part, som en smart återförsäljare.</p> <p><b>Marknad:</b> Balansansvaret delegeras till den lokala marknadsplatsen. Den lokala marknads nettoobalans blir kostnaden som sedan fördelas på de ingående resursägarna.</p>
<b>Ovanliggande marknad/system:</b> Hur ser kopplingen ut till ovanliggande marknad(er) och system. Vilken aktör möjliggör denna koppling?	<p><b>Elhandlare:</b> En/flera återförsäljare utgör kopplingen till den lokala marknaden.</p> <p><b>Marknadsoperatör:</b> Marknadsoperatören hanterar kopplingen och transfereringar mellan överliggande och lokala marknaden.</p>

#### 4.6.1 Exempel: Ett avskalat minimalt fall

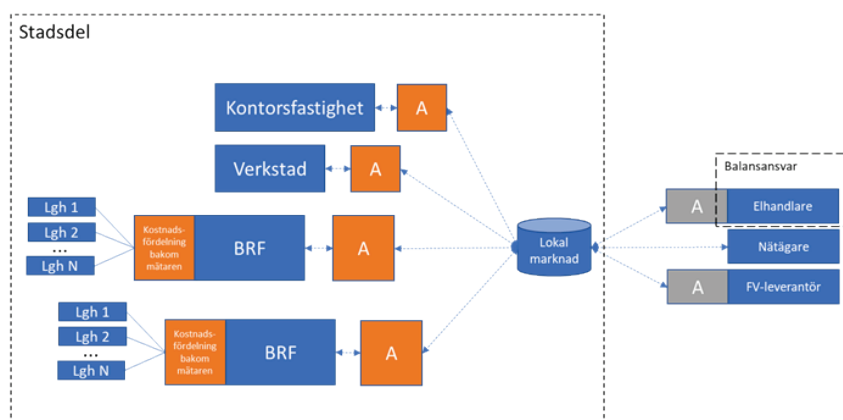
Detta exempel är till för att visa hur en minimal implementering den föreslagna marknaden med dess roller och ansvar kan komma se ut, dvs en så okomplex lösning som möjligt. Utgångspunkten är en stadsdel, eller del därav, med resursägare på nivån BRF eller motsvarande. Dessa antas ha egna agenter. Kopplingen till överliggande marknader utgörs av en fjärrvärmeleverantör, en nätägare och en elhandlare. Balansansvaret hos resursägarna har delegerats till den lokala marknadsplatsen, vilket i sin tur delegerat det till den elhandlare som förser den lokala marknaden med el. Elhandlaren utgör således balansansvarig för den lokala marknadsplatsen, och det är marknadens nettoförbrukning som ingår i elhandlarens avräkning avseende obalanser. Organisationen illustreras schematiskt i Figur 6.



Figur 6: Exempel: Avskalat fall.

Som figuren visar antas BRFerna agera för hela fastigheten, inklusive de individuella lägenhetsinnehavarna däri. I de fall som en gemensam mätning görs för BRFeN så stämmer det överens med situationen som den ser ut idag. Om istället varje lägenhet har individuell mätning behövs en kostnadsfördelning ske inom respektive BRF.

En relativt begränsad utvidgning av ovanstående exempel är att anta att agenterna utgör smarta återförsäljare och därmed har avtal med respektive BRF som de representerar på den lokala marknaden. En schematisk illustration av detta återfinns i Figur 7, där de smarta återförsäljarnas agenter har markerats med orange (istället för i grått som i Figur 6). Detta öppnar för möjligheten att ha ett komfortavtal mellan BRF och den smarta återförsäljare, medan den smarta återförsäljaren blir exponerad för de priser som uppstår på den lokala marknaden. Den smarta återförsäljaren är här en energitjänsteleverantör som kan erbjuda styr- och optimeringsmöjligheter för resursägaren, och för erbjudanden som gäller energikostnader för resursägaren. Balansansvaret hanteras på samma sätt som tidigare, dvs att resursägarna delegerar detta till den lokala marknadsplatsen som i sin tur delegerar det till den elhandlare som förser marknaden med el.



Figur 7: Exempel: Avskalat fall, alternativ.

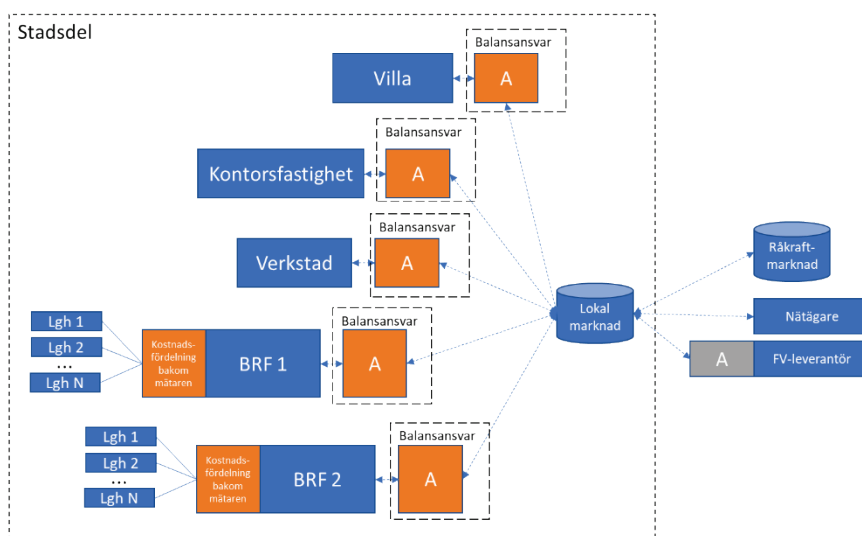


Som figuren visar antas här också att det sker en kostnadsfördelning mellan lägenhetsinnehavarna för respektive BRF, vilket också ombesörjs i detta fall av samma externa aktör som tillhandahåller agenten och avtal om energileverans.

#### 4.6.2 Exempel: Nuvarande modell på lokal nivå

Med utgångspunkt i hur dagens elmarknad fungerar och är organiserad gällande roller och ansvar, skulle en lokal marknad kunna ha följande egenskaper: Utgångspunkten är en stadsdel med de aktörer som idag verkar på marknaden, dvs i enlighet med de mätpunkter för uttag som existerar idag. Detta innebär en blandning av olika storlekar på aktörer, som kan vara från enskilda hushåll till större fastigheter och BRFer med gemensam mätning. Alla resursägare har en smart återförsäljare knuten till sig som verkar på marknaden, och det finns ett antal sådana återförsäljare och olika typer av avtal för resursägarna att välja mellan. Ansvaret för den smarta återförsäljaren är att förse resursägarna med energi från den lokala marknadsplatsen enligt det avtal som de ingått, och att vara balansansvarig för sina kunders elhandel på samma sätt som dagens återförsäljare är det.

Kopplingen mellan den lokala marknaden och den överliggande marknaden hanteras av operatören av den lokala marknadsplatsen, dvs det existerar ingen elhandlare emellan dessa två nivåer för att länka samman marknaderna. En schematisk bild över hur marknaden i detta exempel är organiserad återfinns i Figur 8.



Figur 8: Exempel: Nuvarande modell på lokal nivå.

Precis som det utvidgade förenklade exempel som illustreras i Figur 7, finns här möjligheter för olika typer av kontrakt mellan de smarta återförsäljarna och resursägarna. Utvidgningen i detta exempel utgörs främst av att dessa nu också är balansansvariga för resursägarna (motsvarande elhandlare enligt dagens modell). Obalanserna för dessa smarta återförsäljare kan, som nämns under 4.4, hanteras på

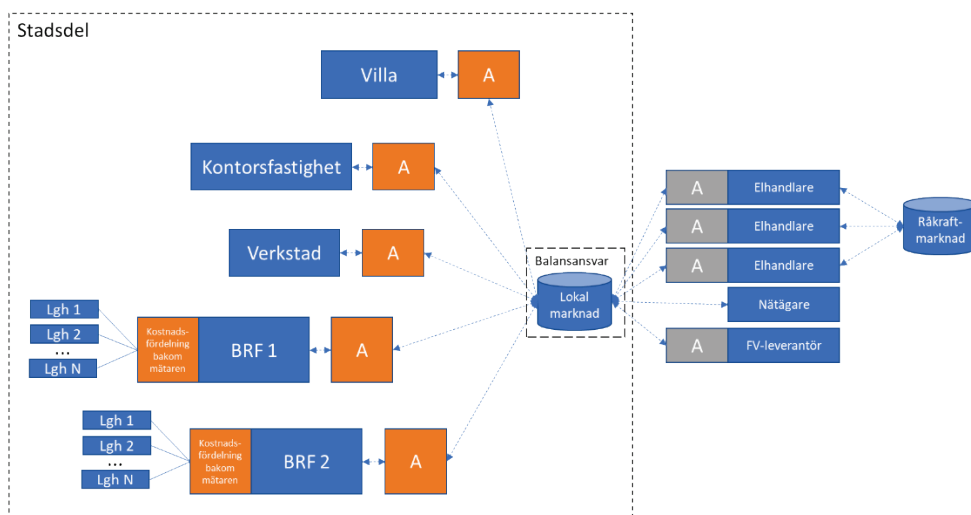
olika nivåer, tex för hela kundportföljen för den smarta återförsäljaren i ett elområde.

Också i detta exempel sker en kostnadsfördelning mellan olika lägenhetsinnehavare för BRFer med gemensam mätning, vilket också sker idag. Detta har markerats i figuren med orange för att tydliggöra att även i detta fall kan finnas externa tjänster, tex erbjudanden från en smart återförsäljare, även för dessa funktioner.

#### 4.6.3 Exempel: Lokala marknaden som balansansvarig

Detta exempel utgår från stadsdel som systemnivå, precis som föregående exempel, och med utgångspunkten att nivån på marknadsaktörer kan variera. Exemplet illustrerar en lokal marknad i sig, genom dess ägare eller marknadsoperatör, kan vara balansansvarig och hur flera leverantörer av energi kan konkurrera om att förse den lokala marknaden med energi vid tider av underskott, och för köp av energi vid överskott. Detta gäller specifikt för elhandel eftersom fjärrvärme och elnät även fortsättnings antas vara av monopolkaraktär.

En schematisk bild av detta exempel finns i Figur 9. I bilden antas samtliga resursägare ha en smart återförsäljare som agent, men detta kan i ett generellt fall variera eftersom det är fullt möjligt att ha resursägare med egna agenter och med smarta återförsäljare i den lokala marknaden.



Figur 9: Exempel: Lokala marknaden som balansansvarig.

Gällande balansansvaret delegerar resursägarna sitt balansansvar till den lokala marknadsplatsen och den marknadsoperatören som ansvarar för denna. Kopplingen till överliggande marknad är marknadsoperatören som köper in specifika volymer el till den lokala marknaden från olika elhandlare. Obalanser för marknadsoperatören avräknas mot dessa handlade volymer i jämförelse med uppmätta volymer i den lokala marknaden för varje handelsperiod. För elhandlarna kommer detta in i deras handlade volymer i balansavräkningen, men

inte i deras uppmätta volymer. Således påverkar inte obalanser som uppkommer i den lokala marknaden elhandlarnas obalanser.

#### 4.7 BESKATTNING

En central komponent i slutkunders energikostnad utgörs av skatter. Detta är inte en explicit del av marknadsdesignen men vilken princip som tillämpas gällande beskattning påverkar incitamenten för aktörerna i den lokala marknaden. Principerna för beskattning kan spegla hur balansansvaret fördelas ovan, dvs antingen genom att varje enskild marknadsaktör beskattas (vilket ligger i linje med den situation som gäller idag), eller att marknaden som sådan beskattas med avseende på nettoflödet. Det senare innebär incitament för marknadsaktörer att skapa lokal energiförsörjning i jämförelse med alternativet att behålla nu rådande principer.

#### 4.8 NYA ROLLER PÅ ELMARKNADEN OCH DERAS RELATION TILL LOKALA MARKNADER

Det finns typer av nya aktörer på marknaden som inte hittills har diskuterats, och som inte explicit ingår som delar av den lokala marknad som denna rapport presenterar. Speciellt avser detta balanstjänsteleverantörer, aggregatorer och energigemenskaper, och hur utvecklingen av dessa nya roller relaterar till en lokal marknad.

##### 4.8.1 Oberoende aggregatorer

En aggregator är en länk mellan elkunder som har möjlighet och vill erbjuda sin flexibilitet, och elmarknaden. Tanken är att aggregatorerna ska verka på samma marknader som övriga aktörer på elmarknaden, vilket beskrivs i EU-lagstiftningen genom elmarknadsdirektivet artikel 17.1 som att "tillåta att slutförbrukarna, inklusive sådana som erbjuder efterfrågefleksibilitet genom aggregering, tillsammans med producenterna deltar på alla elmarknader på ett icke-diskriminerande sätt" (EU, 2019). Benämningen *oberoende aggregator* används ibland för att visa på att kunder kan fritt välja aggregator om de så önskar utan att ha ett godkännande från sitt elföretag (återförsäljare och nätbolag), och att aggregatorerna i sin tur inte behöver inhämta något godkännande från andra marknadsaktörer. Det existerar dock fortfarande vissa osäkerheter kring vissa frågor och implementering av oberoende aggregatorer, tex avseende hur balansansvariga kan kompenseras för obalanser som orsakats av aggregatorerna.

Aggregatorer ingår inte explicit i den marknadsdesign som beskrivs i denna rapport, men det finns inga principiella motsättningar mellan den utvecklade marknaden på lokal nivå och oberoende aggregatorer. Aggregatorerna kan ha samma tillgång till marknaden som övriga aktörer, och på så sätt uppfylls villkoret om icke-diskriminering av dessa aktörer.

#### 4.8.2 Leverantör av balanstjänster

En ny roll är under utformning som fokuserar på tillhandahållande av systemtjänster till systemoperatörer. På europeisk nivå är det balansförordningen (EU, 2017) som definierar roller och ansvar för olika aktörer kopplat till balanshållning. Bland annat beskrivs systemoperatörernas roll att hålla systemet i balans och möjligheterna för dessa aktörer att använda sig av balanstjänster för detta ändamål. Balanstjänster är flexibel produktion eller förbrukning som systemoperatörerna köper av olika leverantörer.

Vidare beskrivs i förordningen att det är en balansansvarig part som ansvarar för aktörens obalanser, det så kallade balansansvaret som bla beskrivs i relation till lokala marknader under avsnitt 4.4. Den nya rollen *leverantör av balanstjänster* (eller Balance Service Provider, BSP) är en aktör som lämnar bud till SvK för balanstjänster utan att gå via en balansansvarig part. De två rollerna beskrivs av Ei (Energimarknadsinspektionen, 2021d) enligt följande:

- "Leverantör av balanstjänster: en marknadsaktör med enheter eller grupper som tillhandahåller reserver och som kan erbjuda balanstjänster till systemansvariga för överföringssystem. (artikel 2.6)
- Balansansvarig part: en marknadsdeltagare eller dennes utsedda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser. (artikel 2.7)"

Införandet av leverantör av balanstjänster står inte i kontrast till eller i något motsattsförhållande till den utveckling av marknaden som beskrivs i denna rapport. Aktörer på den lokala marknaden kan, precis som i dagens modell, genom aggregatorer tillhandahålla flexibilitet och systemtjänster till SvK. En aggregator som då utgör en leverantör av balanstjänster länkar de individuella lokala marknadsaktörerna till marknaden för systemtjänster.

#### 4.8.3 Energigemenskaper

I EU:s direktiv definieras två olika typer av energigemenskaper; dels *medborgarenergigemenskaper* som definieras i elmarknadsdirektivet; och dels *gemenskaper för förnybar energi* som definieras i förnybarhetsdirektivet. Dessa två olika gemenskaper delar flera egenskaper men har också vissa olikheter. Exakt hur dessa gemenskaper kommer att implementeras i svensk lagstiftning och förordningar är ännu inte klart, men det föreligger förslag från Ei som presenterats i myndighetens arbete kopplat till EU:s paket om ren energi (Energimarknadsinspektionen, 2020b). Förslaget går i korthet ut på att en lämplig form för gemenskaper är ekonomiska föreningar med frivilligt medlemskap. En sammanfattning av skillnader mellan de två olika typerna av gemenskaper enligt Ei:s förslag återfinns i Tabell 2.

En fråga som ofta lyfts kopplat till gemenskaper är möjligheten att äga och bedriva elnätsverksamhet genom undantag från kravet på nätkoncession, så kallade icke-koncessionspliktiga nät (IKN). Enligt Ei:s ursprungliga förslag är detta inte möjligt, men från och med januari 2022 gäller en ny IKN-förordning med uppdaterade regler (SFS, 2021) för bland annat delning av energi som kan skapa möjligheter för olika gemenskaper att äga och driva nät som undantas från nätkoncessionen. Än så

länge saknas en strikt juridisk tolkning av de nya reglerna, men dessa följer i stort nätkoncessionsutredningens förslag (Falemo, E.; Husblad, R.; Strömbäck, E., 2019).

**Tabell 2: Skillnader mellan olika energigemenskaper (Energimarknadsinspektionen, 2020b)**

	<b>Medborgarenergigemenskap</b>	<b>Gemenskap för förnybar energi</b>
<b>Medlemskap</b>	Fysiska personer, lokala myndigheter inklusive kommuner, små företag och mikroföretag	Fysiska personer, lokala myndigheter inklusive kommuner samt små företag och mikroföretag under förutsättning att deras deltagande i gemenskapen inte är deras primära kommersiella verksamhet
<b>Geografisk begränsning</b>	Ingen, gränsöverskridande verksamhet kan tillåtas av medlemsstaten	Medlemmarna måste vara lokaliserade i närheten av de projekt för förnybar energi som gemenskapen utvecklar
<b>Tillåten verksamhet</b>	Begränsad till elmarknaden	Kan vara aktiv inom hela energisektorn
<b>Teknik</b>	Teknikneutral	Begränsad till förnybar energi

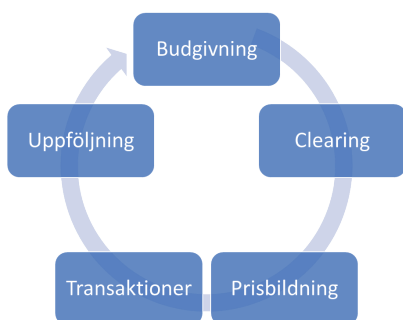
Inom ramen för den marknadsmodell som presenteras i denna rapport ingår inte energigemenskaper explicit. Det är också oklart hur gemenskaper kommer att implementeras och utformas, och beroende på detta kan det uppstå möjliga konflikter mellan införandet av en lokal marknad som den beskrivs i denna rapport. Speciellt avser detta Medborgargemenskaper som inte har en geografisk begränsning. Om en sådan gemenskap existerar på en aggregerad nivå som inte är knuten till en topologi (elektriskt), och som agerar som en enda aktör på marknaden, då kommer marknaden inte kunna "se" var i systemet som de olika medlemmarna befinner sig, eller hur deras konsumtion eller produktion påverkar flaskhalsar. Därmed minskar eller till och med upphör, möjligheterna att använda en lokal marknad som ett instrument för flaskhalshantering.

Det kan nämnas att liknande utmaningar kan uppstå på den överliggande marknaden som den ser ut idag, om gemenskaper som omfattar medlemmar i olika prisområden tillåts. Om medlemmarna har en gemensam budgivning uppstår i sådana fall problem med att allokera deras konsumtion eller produktion till olika prisområden där medlemmarna i gemenskapen befinner sig. Frågan som sådan är således inte specifik för just lokala marknader, utan liknande utmaningar finns även på högre systemnivåer.

## 5 Energihandel och marknadsplatsens funktionalitet

I detta kapitel ges en beskrivning av hur energihandeln går till och om den utvecklade marknadsplatsens funktion, struktur, ingående element och egenskaper.

På övergripande nivå kan handeln beskrivas enligt den process som illustreras i Figur 10. Inför varje handelsperiod sker en budgivning där agenterna skickar bud till marknadsplatsen. I detta steg ger även kopplingen till överliggande marknader information eller bud för import till och export från den lokala marknaden, och data om nättariffen förmedlas eller inhämtas av marknadsplatsen. I nästa steg genomför marknadsplatsen clearingen, dvs matchar tillgång och efterfrågan baserat på de bud och nättariffer som inkommit eller hämtats in. Detta utgör data för prisbildningen som sker i steget därefter, vilket i sin tur leder till att marknadsplatsen definierar transaktioner med volymer och priser. Detta kan följas av ett steg med uppföljning för att tex visualisera fördelningen av olika kostnader



Figur 10: Process för energihandel.

Inledningsvis beskriver kapitlet nedan några övergripande egenskaper hos marknadsplatsen, för att sedan gå in i mer detaljer rörande hur de olika stegen i processen i Figur 10 går till.

### 5.1 ÖVERGRIPANDE EGENSKAPER

#### 5.1.1 En integrerad och transparent marknad

Utgångspunkten för marknadsdesignen är de utmaningar som beskrivs i 2.2 och hur en lokal marknad kan utgöra en vidareutveckling av energimarknaden för att överbrygga utmaningar som dagens energimarknad inte förmår adressera<sup>7</sup>. De utmaningarna kan summeras med följande önskvärda egenskaper hos den lokala marknaden:

<sup>7</sup> Se avsnitt 2.4.1.

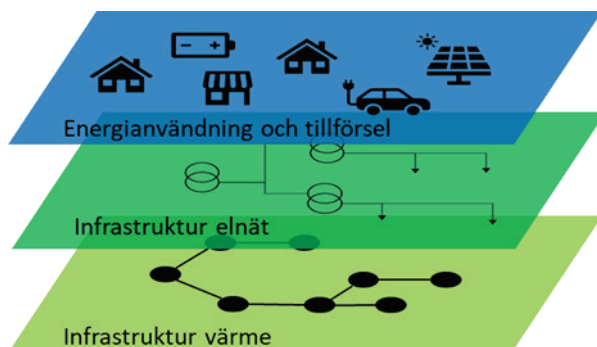
- Ökade osäkerheter → Behov av högre tidsupplösning och handel närmare tidpunkt för leverans.
- Flaskhalsar och effektiv allokering av investeringar → Behov av en finare geografisk upplösning och prisbildning.
- Tydliggöra nytta av minskad överföring → Utveckling av en mer dynamisk och geografiskt diversifierad nättariff.

Utgångspunkten i denna rapport är att skapa en marknadsdesign som kan bidra till att väga olika behov mot och med varandra på ett effektivt sätt. På sätt kan marknaden bidra till att skapa ekonomiska förutsättningar till investeringar och användning av tekniska lösningar, tex sådana som nämns i 2.3.

Vissa av utmaningarna som beskrivs i 2.2 relaterar till energimarknaden, medan vissa delar handlar om överföring och hantering av elnätet. Dessa två aspekter hanteras idag parallellt genom en nättariff och energipriser. Detta projekt föreslår en mer integrerad marknad, men också att aktörerna får tillgång till mer information och en uppdelning av olika kostnader. Anledningen till en mer integrerad marknad med nät och energi är att det möjliggör en ny typ av dynamiska tariffer som varierar med nätbelastningen. Med en sådan tariff blir beroendet mellan olika marknadsaktörers nätkostnad större, eftersom en ökning av lasten direkt kan påverka nättariffen och därmed också kostnaderna för alla aktörer i det lokala systemet. En koordinering av hur exempelvis flexibilitet för nätändamål används är då rimlig och önskvärd, men detta kräver att det finns en central koordineringsfunktion som tar sig an den rollen. Vidare behöver frågan om nätbelastning sättas i sitt sammanhang med varierande energipriser eftersom en sammanvägning av båda aspekterna behövs för att uppnå samhällsekonomisk effektivitet.

Ytterligare ett perspektiv på integration är det om kopplingen mellan värme, kyla och el, och hur en marknad kan bidra till att åstadkomma en ökad integration mellan dessa energislag. Marknadsdesignen som föreslås i denna rapport ser på energisystemen inom ramen för samma marknadslösning och clearing. Detta gör det möjligt för de marknadsaktörer som har installationer som möjliggör en koppling mellan värme/kyla och el att använda dessa bryggor på ett effektivt sätt.

Sammantaget leder detta till en gemensam marknadsplats och hantering av infrastruktur och energi i samma marknadsfunktion. Utifrån frågan om transparens och förståelsen för hur aktörer i den lokala marknaden kan påverka sina kostnader, är det dock önskvärdt med en uppdelning av kostnader så långt som det är möjligt. Detta skapar en tydlighet för kunder vad det är som kostnaderna härrör ifrån. Detta går dock i motsatt riktning mot den integrerade syn på marknaden som presenterats ovan med infrastruktur och energi i en och samma integrerade marknadsplats. För att hantera detta föreslås i denna rapport dels en budgivning och clearing som är integrerad och gemensam, och därefter en nedbrytning av olika kostnader som kan presenteras för marknadsaktörerna för att skapa förståelse för vilka element som den sammanlagda kostnaden består av.



Figur 11: En integrerad marknad med energihandel och infrastrukturavgifter i samma marknadsfunktion.

### 5.1.2 Energi vs. flexibilitet

Som beskrivs i avsnitt 3.3 finns det olika alternativ att tillgå relaterat till design för lokala marknader, där valet beror på vilket syfte som marknaden har. Många av de piloter och projekt som pågår avser flexibilitetsmarknader vars huvudsakliga uppgift är att kompensera för imperfektioner som existerar hos den omkringliggande marknaden. Exempel på detta är att hantera lokala flaskhalsar som inte beaktas av marknaden på nationell nivå, utan som därför får hanteras med ett tillägg som en flexibilitetsmarknad. Ett annat exempel är den kontinuerliga balanseringen, den sk frekvensreglering, vilket inte den överliggande marknaden hanterar. Där har istället marknader för systemtjänster skapats av Svk som används för att köpa frekvensstödande tjänster.

Olika typer av tilläggsmarknader kommer alltid att behövas för att hantera specifika problem som måste hanteras, men behovet kan minskas eller förändras beroende på energimarknadens utformning. Ett alternativ är därför att betrakta hur själva energimarknaden som sådan skulle kunna utvecklas för att skapa förutsättningar som gör att flexibilitetsmarknader inte behövs, eller att de behövs i mindre utsträckning. Det är detta perspektiv som anammas i denna rapport.

Det finns flera argument för varför en sådan utveckling är intressant att studera och undersöka närmare. En har att göra med marknadens geografiska uppdelning rent generellt, där den europeiska valet har varit att införa större sammanhållna prisområden, medan exempelvis nodprissättning har implementerats av PJM (PJM, n.a.) och California ISO (CAISO, n.a.) i USA. Utifrån ett rent teoretiskt perspektiv argumenteras det för att nodprissättning ger en mer effektiv marknad (Antonopoulos, G.; Vitiello, S.; Fulli, G.; Masera, M., 2020), även om det också naturligtvis finns nackdelar. Den stora teoretiska fördelen med en finare geografisk indelning av energimarknaden är att den genererar priser som ligger närmare de sanna marginalkostnaderna som varierar var i systemet man befinner sig, och att detta leder till incitament för effektivare användning av och investeringar i olika anläggningar. Detta är något som också pekas på än viktigare i och med etablering av mer förnybar elproduktion (IRENA, 2017). Även lokala marknader som beskrivs i denna rapport har som mål att skapa tydligare incitament och ge en prissignal som på ett bättre sätt representerar marginalkostnadens variationer med geografisk placering i systemet.



Ytterligare ett argument för att studera lokala marknaders förmåga att generera kostnadsriktiga prissignaler är att sådana signaler når samtliga aktörer i systemet. Flexibilitetsmarknader, även på lokal nivå som sthlmflex, har miniminivåer i budgivningen som kan ge eventuella uteläsnings effekter för småskaliga aktörer. En lösning på detta är att genom aggregatorer ge dessa möjligheter att bidra med flexibilitet, men en effektivare process kan vara att direkt ge dessa småskaliga aktörer incitament direkt genom prissignalen. Vidare är flexibilitetsmarknader förbundna med vissa utmaningar kopplade till bla baseline (Schittekatte, T.; Meeus, L., 2020) som lokala energimarknader inte har.

En nackdel med flexibilitetsmarknader i jämförelse med energimarknader är att de inte tydligt adresserar frågan om nyttan av lokal produktion, såvida den inte är styrbar och därmed kan ingå i en flexibilitetsmarknad. Genom att skapa en energimarknad på lägre systemnivåer kan nyttan av lokal produktion med exempelvis solet synas genom priset och på så sätt ge incitament för investeringar.

### 5.1.3 Dubbelsidig auktion

Det existerar många frihetsgrader för hur en lokal marknad kan designas och hur den kan organiseras, varav ett handlar om hur marknadsplatsen ska matcha tillgång och efterfrågan. Två former som används på dagens elmarknad är auktioner, som tillämpas på dagenföremarknaden, och bilateral handel som används för handel på intradagmarknaden. Dessa två alternativ har olika egenskaper med olika styrkor och svagheter.

Gällande bilateral handel så möjliggör den en kontinuerlig handel, och utgör det alternativ som ligger närmast tanken om en fri marknad. I energisammanhang påverkar dock agerandet av olika aktörer varandra eftersom energiflödena sker genom ett gemensamt nätverk. Detta gör att transaktioner avseende fysisk leverans inte kan ske helt fritt, utan någon form av central funktion som hanterar överföringsbegränsningar behövs så att inte dessa överskrids. Som tidigare beskrivits under 5.1 avser dessutom den tänkta marknaden sammanväga olika typer av utmaningar genom att integrera energi, nät och flera energibärare i samma lösning. Utan en koordinerande funktion är detta en utmanande uppgift.

Som en konsekvens av ovanstående utformas marknadsplatsen i denna rapport som en dubbelsidig auktion, vilket är en vanligt förekommande modell för elmarknader (Schweppe, F. C.; Caramanis, M. C.; Tabors, R. D.; Bohn, R. E., 1988). En sådan utformning möjliggör energihandel och en koordinerande funktion för exempelvis hantering av flaskhalsar. Handeln genom en dubbelsidig auktion går till enligt följande steg:

1. Agenterna förmedlar bud för tillgång och efterfrågan till marknadsplatsen enligt ett standardiserat format.
2. Efter att marknaden stängts för inskickning av bud, clearas marknaden genom att matcha de inskickade buden för tillgång med inskickade bud för efterfrågan. På så sätt uppnås en balans mellan tillgång och efterfrågan på den lokala marknaden.

3. Resultatet från clearingen är accepterade budvolymerna och marknadspriser som transaktionerna baseras på. Denna information förmedlas till agenterna som skickat in bud.

#### 5.1.4 Handelsvara och handelsperiod

Handelsvaran på den lokala marknaden är en (medel)effekt över en handelsperiod uttryckt i kW/MTU, där MTU står för Market Time Unit. Budgivningen till marknaden är således uttryckt i denna enhet. Handelsperiodens längd är inte stipulerad av marknadsdesignen, men i utgångspunkt i det resonemang som rör möjligheter att uppdatera prognoser och förmåga att balansera variationer i icke-styrbar produktion, kan en längd om 15 minuter eller kortare vara lämpligt. En handel på 15-minutersbasis linjerar dessutom med handeln på elmarknaden i framtiden, där 15-minutersavräkning kommer tillämpas från 22 maj 2023 (Energimarknadsinspektionen, 2021e). I fallstudien som presenteras under kapitel 6 kommer dock en handelsperiod om 1 timme att användas för att linjera med tillgängliga data.

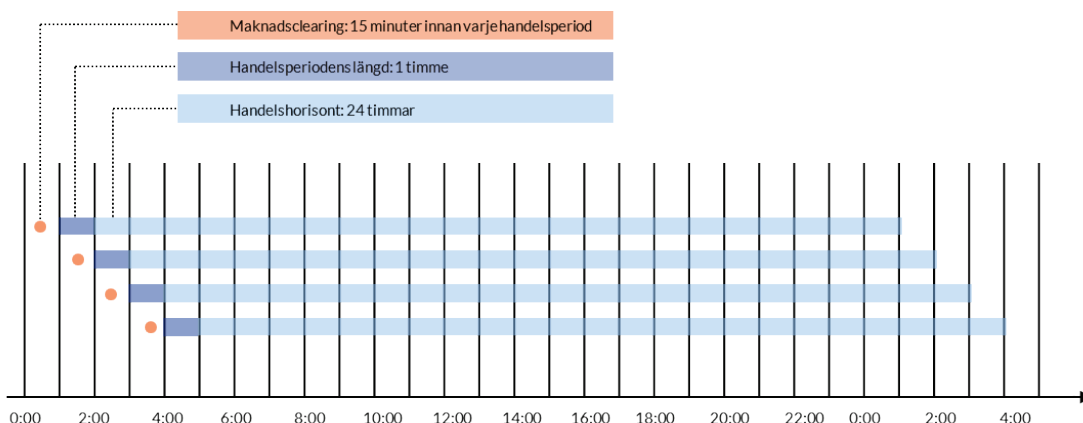
#### 5.1.5 "Gate closure" och handelshorisont

Marknaden tillämpar ett rullande tidsfönster för ett antal handelsperioder framåt i tiden, med en clearing inför varje handelsperiod. Motiveringen till att ha en clearing inför varje handelsperiod är att möjliggöra för att uppdaterade prognoser ska kunna hanteras på marknaden, vilket innebär att handeln bör ske nära tidpunkten för leverans. Anledningen till att inkludera flera handelsperioder i handelshorisonten är att möjliggöra funktionalitet för flexibilitet genom att flytta exempelvis last i tid. För att detta ska kunna vara möjligt måste marknaden hantera multipla handelsperioder vilken mellan last kan flyttas. Flexibilitet avseende möjlighet att växla energibärare för uppvärmning, är dock inte beroende av att marknaden innehåller en tidsdimension, men är istället beroende av att clearingen hanterar multipla energibärare simultant.

Den första handelsperioden i clearingen avser de slutgiltiga volymerna som handlas på marknaden för den perioden, medan för övriga handelsperioder existerar möjligheter att justera eller ändra buden inför nästkommande clearing. Detta innebär att det endast är volymerna som är för första handelsperioden som är *bindande*, för övriga perioder är clearade volymer att betrakta som en prognos.

Antalet handelsperioder som inkluderas i varje handelsomgång, dvs handelshorisonten, kan ändras beroende på behov och tillämpning av den generella marknadsdesignen. En faktor att beakta när denna bestäms är uthålligheten i den flexibilitet som existerar i systemet. Om denna har en uthållighet som kan uttryckas i ett fåtal timmar, finns det liten eller ingen anledning att ha en handelshorisont som överstiger dessa timmar.

En illustration av processen för handel och clearing återfinns i Figur 12. Som figuren visar sker en clearing inför varje handelsperiod, och clearing beaktar även ett antal handelsperioder framåt, dvs handelshorisonten.



Figur 12: Handelshorisont och gate closure.

## 5.2 BUDGIVNING OCH NÄTTARIFFERNES UTFORMNING

Buden som agenterna skickar till marknaden uttrycks enligt ett specifikt format innehållande följande information:

- Agentens ID (inklusive information om geografisk placering i systemet).
- Om budet avser tillförsel eller konsumtion.
- Vilken energibärare som avses (exempelvis el eller fjärrvärme).
- Vilken handelsperiod budet gäller.
- En värdering uttryckt i kr/kWh.
- En volym uttryckt i kW/MTU.

Värderingen och volymen ska tolkas enligt följande: För ett bud som avser *tillförsel* är värderingen det lägsta marknadspris som budet kan accepteras för, och volymen är den maximalt möjliga tillförseln. För *konsumtion* avser värderingen det högsta pris som budet kan accepteras för, och volymen är den maximala möjliga konsumtionen.

En agent har möjlighet att skicka in hur många bud för en viss handelsperiod, det finns inga begränsningar i marknadsdesignen om antalet bud en agent kan skicka in. Detta möjliggör för agenten att kunna skicka in budstegar med varierande värderingar och volymer för att spegla exempelvis stigande kostnader för produktion eller minskad villighet att konsumera vid ökande priser.

Buden i sin enklaste form är således relativt intuitiva och enkla i sitt format. Utöver själva buden tillhandahåller också marknadsplatsen en funktionalitet kallat *budberoenden* som kan användas för att koppla samman bud med varandra. Detta kan användas för att tex buda in flexibilitet, eller för den delen definiera blockbud som måste antas i sin helhet. Budberoenden är definierade i enlighet med logiska operatörer enligt Tabell 3.

**Tabell 3: Budberoenden.**

Budberoende	Beskrivning
EQ	Accepterade volymer från buden i budberoendet ska summeras till en specifik volym.
LE	Summan av accepterade volymer från buden i budberoendet ska vara mindre än eller lika med en specifik volym.
GE	Summan av accepterade volymer från buden i budberoendet ska vara större än eller lika med en specifik volym.
AND	Buden i beroendet ska betraktas som komplement och ska antingen accepteras eller förkastas tillsammans.
OR	Buden i beroendet ska betraktas som substitut på ett sådant sätt att maximalt ett av buden kan accepteras fullt ut.

För att ge en förklaring till hur budberoenden kan användas följer här ett par förtydligande exempel.

### 5.2.1 Exempel: Flytta laster i tid (EQ-beroende)

Betrakta en period om 3 handelsperioder med längden 1 timme och en fastighetsägare en ett elbehov enligt följande: För varje handelsperiod finns ett behov om 7 kWh som inte är flexibelt. Utöver detta finns ett behov om ytterligare 10 kWh sett över alla tre handelsperioder, men det spelar ingen roll under vilken handelsperiod som detta behov tillgodoses. Fastighetsägaren är inte priskänslig, dvs är beredd att betala ett oändligt pris för att få tillgång till energi.

En budgivning som agenten för denna fastighetsägare besörjer, och som speglar den aktuella situationen, ser då ut enligt Tabell 4. Buden uttrycks som en volym och en värdering enligt formatet "[volym, värdering]". Samtliga bud gäller elektricitet och konsumtion.

**Tabell 4: Bud för exempel om att flytta last i tid.**

MTU	Bud
1	Bud 1: [7 kW, 100 000 kr/kWh] Bud 2: [10 kW, 100 000 kr/kWh]
2	Bud 3: [7 kW, 100 000 kr/kWh] Bud 4: [10 kW, 100 000 kr/kWh]
3	Bud 5: [7 kW, 100 000 kr/kWh] Bud 6: [10 kW, 100 000 kr/kWh]

Buden kompletteras med ett budberoende för buden 2, 4 och 6 som utgör den flexibla delen av lasten av typen EQ som ger villkoret att:

$$\text{Accepterad\_volym\_2} + \text{Accepterad\_volym\_4} + \text{Accepterad\_volym\_6} = 10 \text{ kW.}$$

I clearing av marknaden kommer dels buden för den icke-flexibla lasten, dvs bud 1, 3 och 5, att accepteras (eftersom de speglar ett oändligt pris), och summan av accepterade volymer för buden 2, 4 och 6 kommer uppgå till 10 kWh.

### 5.2.2 Exempel: Möjlighet att växla energibärare (OR-beroende)

En fastighetsägare har ett behov för uppvärmning om 6 kWh för en viss handelsperiod, och har möjlighet att antingen använda en värmepump med (med COP 3) eller fjärrvärme för att tillgodose detta behov. Valet står således mellan att köpa 2 kWh el för värmepumpen, eller köpa 6 kWh fjärrvärme. Fastighetsägaren gör värderingen att det är värt 50 kr/kWh (energi för uppvärmningen, dvs totalt  $6 \cdot 50 = 300$  kr) att det är varmt, annars avstår hen från uppvärmningen.

Utifrån denna information skapas två bud:

- Bud 1: Gäller elkonsumtion om 2 kWh med en värdering om 150 kr/kWh
- Bud 2: Gäller fjärrvärme om 6 kWh med en värdering om 50 kr/kWh.

Observera att värderingen skiljer sig åt med en faktor 3, vilket beror på att värdet av uppvärmningen av fastigheten är konstant, men mängden köpt energi skiljer sig åt mellan energibärarna. Totala värdet av respektive bud är därmed det samma.

Buden ovan kopplas ihop ett OR-beroende som uttrycker att summan av andelarna för accepterade bud ska vara mindre än 1. Dvs:

$$\text{Andel\_accepterat\_bud\_1} + \text{Andel\_accepterat\_bud\_2} \leq 1.$$

Detta innebär att det totala värmebehovet kan tillgodoses om buden i sin helhet är "in-the-money", och att det kan vara en kombination av el och fjärrvärme som clearas av marknaden.

### 5.2.3 Begränsningar gällande budberoenden

Som beskrivits ovan utgör budberoenden ett sätt att koppla samman olika enskilda bud med varandra för att spegla olika tekniska förutsättningar och möjligheter. I ett generellt fall kan ett och samma bud bindas samman med flera budberoenden av olika sort; det finns ingen begränsning i ett sådant fall hur många beroenden som ett enskilt bud kan ingå i. Dock existerar det här en fara i och med möjligheten att olika budberoenden, eller kedjor av budberoenden, kan motsäga varandra. Detta kan i sin tur ge upphov till att marknadsplatsen och dess funktion för clearing som beskrivs mer ingående under 5.3, inte lyckas matcha utbud med efterfrågan på grund av motsägelser i budgivningen.

Ett sätt att hantera denna risk är att begränsa möjligheterna till att skapa budberoenden så att *varje enskilt bud endast kan ingå i ett budberoende*. Detta innebär i praktiken en relativt liten inskränkning i agenternas möjligheter att representera de tekniska förutsättningarna hos resursägarna, men säkerställer att clearingen av marknaden kan genomföras utan att konflikter mellan budberoenden uppträder. Mer avancerade tillvägagångssätt kan också existera där budberoenden analyseras vid inskickning till marknadsplatsen genom olika algoritmer för att säkerställa att

inga motsägelser existerar. Denna rapport analyserar dock inte denna fråga djupare.

#### 5.2.4 Nätbegränsningar och nättariffens utformning

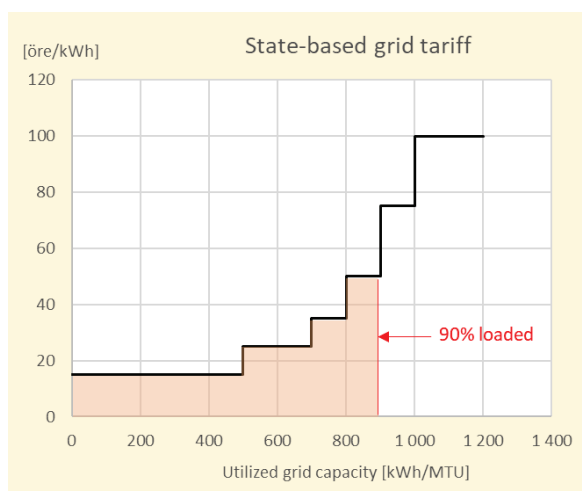
En central aspekt hos den lokala marknaden är att hantering av överföring och eventuella flaskhalsar. För att kunna göra detta krävs dels en representation av infrastrukturen och beräkning av flöden i clearingfunktionen (se 5.8), och dels behövs instrument för att hantera eventuella kapacitetsbegränsningar som uppstår.

Gällande det sistnämnde har en typ av dynamisk nättariff som varierar med nätbelastningen utvecklats, som benämns *statusbaserad nättariff*. Antagandet bakom denna tariff är att när nätbelastningen ökar, ökar också överföringskostnaden på grund av flera faktorer:

- Högre nätförluster.
- Ökad risk för att överskrida abonnemang mot överliggande nät och därmed ge upphov till straffavgifter.
- Kostnader för behov av nätförstärkningar.

Dessa kostnader uppstår på olika tidshorisont och är olika kopplade till ett ökat effektuttag. Exempelvis uppstår större förluster direkt vid högre belastning, medan behov av nätförstärkningar uppstår på längre sikt som en konsekvens av ett ökat effektuttag. Således ger vissa faktorer direkt påverkan på marginalkostnaderna, medan andra är relaterade till alternativ- och investeringskostnader. Denna rapport går dock inte vidare in på djupet hur dessa kostnader kan omsättas i en tariff som ökar med nätbelastningen, utan fokuserar på hur sådan tariff kan inkluderas i en lokal marknad.

En illustration som visar principerna för hur en statusbaserad nättariff kan se ut återfinns i Figur 13. Den svarta kurvan visar hur den statusbaserade delen av tariffen ökar stegvis när nätbelastningen ökar. Om nätet är 90% belastat under en handelsperiod beräknas nätkostnaden som det röda området under tariffkurvan.



Figur 13: Principiellt utseende för en statusbaserad nättariff.

Det är viktigt att påpeka att elnätbolaget borde utveckla dessa tariffer per elnätselement, t.ex. transformatorer och ledningar. Dvs priskurvan ska vara anpassad till lokala förhållanden och kan vara mycket brantare än vad figuren illustrerar.

### 5.3 CLEARING

Marknadsplatsens uppgift är att matcha utbud och efterfrågan baserat på inkomna bud genom att maximera samhällsnyttan givet ett antal villkor. Detta kan åstadkommas genom att formulera clearingsfunktionen som ett optimeringsproblem (Griva, I.; Nash, S. G. ; Sofer, A., 2009) som i sin tur består av en målfunktion som maximeras eller minimeras, och ett antal bivillkor som måste uppfyllas.

Optimeringsproblem kan delas in i typer och klasser som är olika utmanande och tidskrävande att lösa. En sådan klass där det existerar effektiva lösningsalgoritmer är så kallade linjärprogrammeringsproblem (LP-problem). Sådana problem innebär att matematiska uttryck är linjära, vilket därför är utgångspunkten för marknadsclearingen i detta projekt. Ytterligare en egenskap hos LP-problem är den så kallade dualitetsegenskapen. I praktiken innebär den att vi lösning av ett LP-problem erhålls också variabler som beskriver hur en marginell förändring av ett bivillkor påverkar målfunktionens värde i den optimala punkten. En praktisk tolkning av detta är, om målfunktionen utgör en kostnadsfunktion, att dualvariablerna visar marginalkostnaderna.

Detta avsnitt ger en matematisk beskrivning av clearingfunktionen, i vilken det ingår parametrar och variabler enligt nedanstående nomenklatur.

Mängder och index enligt format "Mängd, index":

$N, n$	Nod i den lokala marknaden.
$T, t$	Handelsperiod.
$E, e$	Energibärare.
$B, b$	Bud.
$S, s$	Bud gällande tillförsel.
$S^0$	Återförsäljare.
$D, d$	Bud gällande konsumtion.
$A, a$	Steg i nättariffen.
$R, r$	Budberoenden, $R = Inflex, EQ, GE, LE, AND, OR$ .

Parametrar:

$\Delta t$	Handelsperiodens längd.
$I_{e,b,n}$	Leveransperiod, kan bestå av flera handelsperioder.
$E_{b,n,l}^{OR}$	Mängd energibärare för budberoenden av typ OR.
$E_{b,n,l}^{AND}$	Mängd energibärare för budberoenden av typ AND.
$P_{e,b,n,l}$	Budvolym.
$\lambda_{e,b,n,t}$	Budvärdering.
$\lambda_{e,a,n,m}^{grid}$	Nättariff belastningsnivå $a$ för överföring från $n$ till $m$ , där $n, m \in N$ .
$\lambda_e^{ENS}$	Ersättning för bortkoppling av last.
$\lambda_{e,t}^{imb}$	Obalanspris.

$V_{e,s,n,t}^{baseline}$	Baseline tillförsel till den lokala marknaden för återförsäljare $s \in S^0$ .
$I_{n,m}$	Status för koppling mellan noder $n, m \in N$ . 1: inkopplad, 0: bruten.
$y_{n,m}$	Admittans mellan noder $n, m \in N$ .
$C_{e,n,m,a}$	Kapacitet för överföring mellan noder för belastningsnivå $a$ .

Variabler:

$V_{e,b,n,t}$	Clearad volym.
$V_{e,d,n,t}^{ENS}$	Icke-levererad energi för $d \in D$ .
$f_{e,n,m,t}^l$	Effektflöde från $n$ till $m$ .
$f_{e,n,m,a,t}^{step}$	Effektflöde från $n$ till $m$ inom belastningsnivå $a$ .
$\delta_{n,t}$	Spänningsvinkel.
$V_{e,t}^{imb}$	Nettooblans för lokala marknaden.
$V_{e,t}^{imb+}, V_{e,t}^{imb-}$	Hjälpvariabler för obalanser, icke-negativa.

### 5.3.1 Målfunktion

Som beskrivs ovan är målet med clearingfunktionen att maximera samhällsnyttan. Målfunktionen för optimeringsproblemet består därför av en funktion (1) som speglar detta och som innehåller följande element: Nyttan av konsumtion, kostnad för tillförsel, kompensationer för eventuell icke-levererad energi  $C^{ENS}$  (2), överföringskostnader  $C^{grid}$  (3), samt potentiella kostnader för obalanser  $C^{imb}$  (4)-(5). Målfunktionen kan därmed uttryckas enligt följande:

$$\text{Max} \sum_{t \in T} \sum_{e \in E} \sum_{n \in N} \left( \sum_{b \in D} \lambda_{e,b,n,t} V_{e,b,n,t} - \sum_{b \in S} \lambda_{e,b,n,t} V_{e,b,n,t} \right) - C^{ENS} - C^{grid} - C^{imb}, \quad (1)$$

$$C^{ENS} = \sum_{t \in T} \sum_{e \in E} \sum_{n \in N} \sum_{d \in D} \lambda_e^{ENS} V_{e,d,n,t}^{ENS}, \quad (2)$$

$$C^{grid} = \sum_{t \in T} \sum_{e \in E} \sum_{n,m \in N} \sum_{a \in A} \lambda_{e,a,n,m}^{grid} f_{e,n,m,a,t}^{step}, \quad (3)$$

$$C^{imb} = \sum_{t \in T} \sum_{e \in E} \lambda_{e,t}^{imb} (V_{e,t}^{imb+} + V_{e,t}^{imb-}), \quad (4)$$

$$V_{e,t}^{imb} = V_{e,t}^{imb+} - V_{e,t}^{imb-}, \quad \forall e \in E, t \in T. \quad (5)$$

De två första elementen, dvs nyttan av konsumtion och kostnaden för tillförsel, kan uttryckas direkt utifrån budens clearade volymer och värderingar. Gällande kostnader för icke-levererad energi ingår denna för att täcka upp eventuella underskott som inte kan levereras, dvs som leder till bortfall av last. Detta är en kostnad som inte uppstår normalt på marknaden, och det finns inte någon aktör som budar in denna kostnad. Rent matematiskt behöver den dock finnas med för att garantera att optimeringsproblemet ska kunna ha en lösning. Ett sätt att skatta denna kostnad är utgå från avbrottskostnader och ersättningsnivåer för elavbrott (Energimarknadsinspektionen, 2019b).

Kostnaderna för överföring kommer in i marknadsclearingen genom nättariffen som beskrivits i avsnitt 5.7. För att kunna beräkna denna kostnads behövs effektflöden i det lokala systemet beräknas inom för marknadsclearingen.



Det sista elementet i målfunktionen utgörs av kostnader för eventuella obalanser. Huruvida denna ska inkluderas i clearingen eller ej kan bero på vilken implementation av kombinationen av agent, balansansvar och kopplingen mellan den lokala marknaden och överliggande marknader som avses<sup>8</sup>. Om smarta återförsäljare med balansansvar tillämpas sker lämpligen nettning av obalanser inom ramen för varje smart återförsäljare, vilket speglar dagens situation. Om den lokala marknaden har en enskild elhandlare som utgör balansansvarig och koppling till överliggande marknad, kan det vara lämpligt att istället inkludera möjliga obalanskostnader i clearingen. I detta avsnitt inkluderas obalanskostnader i målfunktionen för att ge en fullständig beskrivning av samtliga delar som kan ingå i målfunktionen. Således, den lokala marknaden antas ha en nettoposition för obalanser, där kostnaden kan uttryckas som ett resultat av nettoobalansen  $V_{e,t}^{imb}$ , som kan anta både positiva som negativa värden. Absolutbeloppet av  $V_{e,t}^{imb}$  bestäms genom  $V_{e,t}^{imb+} + V_{e,t}^{imb-}$  eftersom endast en av dessa variabler har ett värde större än noll. Priserna för obalanserna,  $\lambda_{e,t}^{imb}$ , utgörs av Svk:s obalanspriser som återfinns bla hos Nord Pool (Nord Pool, n.a.).

### 5.3.2 Bivillkor

Optimeringsproblemet som representerar clearingfunktionen innehåller också ett antal bivillkor som måste uppfyllas. Dessa beskrivs i nedanstående avsnitt.

Nodbalans: För varje handelsperiod, energibärare och nod, ska det råda balans mellan import, export, konsumtion och produktion, vilket kan formuleras enligt följande:

$$\sum_{b \in S} V_{e,b,n,t} - \sum_{b \in D} V_{e,b,n,t} = \sum_{m \in N} f_{e,n,m,t}^{l} I_{n,m} \Delta t, \forall n \in N, e \in E, t \in T. \quad (6)$$

Effektflöden och nätbegränsningar: För energibäraren el beräknas effektflödet enligt DC effektflödesantaganden (7). För varje energibärare begränsas effektflödet mellan två noder av nätkapaciteten. Stegvisa kapacitetsgränser tillämpas enligt uttrycken i (8) och (9).

$$f_{e,n,m,t}^{l} = (\delta_{n,t} - \delta_{m,t}) y_{n,m}, \forall n, m \in N \text{ where } I_{n,m} = 1, \forall t \in T, \quad (7)$$

$$f_{e,n,m,t}^{l} = \sum_{a \in A} f_{e,n,m,a,t}^{step}, \forall n, m \in N \text{ where } I_{n,m} = 1, \forall e \in E, t \in T, \quad (8)$$

$$f_{e,n,m,a,t}^{step} \leq c_{e,n,m,a}, \forall n, m \in N \text{ where } I_{n,m} = 1, \forall e \in E, t \in T, a \in A. \quad (9)$$

Budberoenden: Budberoenden som beskrivna i Tabell 3 formuleras i matematiskt som bivillkor i optimeringsproblemet.

- Oberoende bud: den accepterade volymen ska vara lika med eller mindre än budkvantiteten (10). För att förenkla problemet beaktas ENS endast för oflexibla köpbud (11).

<sup>8</sup> Beskrivs under avsnitten 4.3, 4.4 och 4.5.

$$V_{e,b,n,t} \leq P_{e,b,n,l}, \forall e \in E, n \in N, t \in I_{e,b,n}, b \in r \text{ where } r = \text{Inflex} \quad (10)$$

$$V_{e,d,n,t} + V_{e,d,n,t}^{ENS} = P_{e,d,n,l}, \forall e \in E, n \in N, t \in I_{e,b,n}, d \in r \text{ where } r = \text{Inflex} \quad (11)$$

- Beroenden av typ EQ, LE och GE: Dessa beroenden kan formuleras enligt (12)-(14), vilket säkerställer att de totala accepterade volymerna under leveransintervallet uppfyller kvantitetsbegränsningen för beroendet.

$$\sum_{t \in I_{e,b,n}} V_{e,b,n,t} = P_{e,d,n,l}, \forall e \in E, n \in N, b \in r \text{ där } r = EQ. \quad (12)$$

$$\sum_{t \in I_{e,b,n}} V_{e,b,n,t} \geq P_{e,d,n,l}, \forall e \in E, n \in N, b \in r \text{ där } r = GE. \quad (13)$$

$$\sum_{t \in I_{e,b,n}} V_{e,b,n,t} \leq P_{e,d,n,l}, \forall e \in E, n \in N, b \in r \text{ där } r = LE. \quad (14)$$

- Beroende av typ OR: Som beskrivs i Tabell 3, ska buden som ingår i beroendet betraktas som substitut. Detta formuleras matematiskt som att summan av accepterade budandelar som ingår i beroende inte ska större än 1:

$$\sum_{e \in E_{b,n,l}^{OR}} \frac{V_{e,b,n,t}}{P_{e,b,n,l}} \leq 1, \forall n \in N, t \in I_{e,b,n}, b \in r \text{ where } r = OR. \quad (15)$$

- Beroende av typ AND: Bud som ingår i beroendet ska betraktas som komplement, vilket här implementeras som att de accepterade budandelarna som ingår i beroendet ska vara desamma, vilket kan uttryckas som att

$$\frac{V_{e,b,n,t}}{P_{e,b,n,l}} = \frac{V_{f,b,n,t}}{P_{f,b,n,l}}, \forall n \in N, b \in r \text{ where } r = AND, \forall e, f \in E_{b,n,l}^{AND}, \forall t \in I_{e,b,n}. \quad (16)$$

Beräkning av obalanser: Som beskrivs under 5.8.1 innehåller målfunktionen en nettoposition för energihandel och balansavräkning mot den överliggande marknaden. Obalansen avräknas enligt gängse obalansprissättning som den fungerar idag (dvs genom priser och volymer på reglermarknaden). Obalanser uppstår när den faktiska uttagna energin från det lokala nätområdet avviker från de accepterade volymerna på dagenföremarknaden och intradagmarknaden<sup>9</sup> för kopplingen mellan den lokala marknaden och överliggande marknad. Oavsett hur denna koppling ser ut och organiseras, kan det uppstå denna typ av obalanser som behöver hanteras, speciellt om den lokala marknaden clearas efter att dagenföremarknaden och intradagmarknaden stängt för aktuell leveransperiod.

För enkelhets skull antas det här att det existerar minst en elhandlare som fungerar som mellanhand mellan den lokala marknaden och den överliggande marknaden. Den totala accepterade volymen på dagenföremarknaden och intradagmarknaden för elhandlare  $s$  benämns  $V_{e,s,n,t}^{baseline}$ , vilket används som

<sup>9</sup> Se avsnitt 4.5.

utgångspunkt för att beräkna obalansen  $V_{e,t}^{imb}$  enligt (17), och den relaterade kostnaden enligt (4)-(5).

$$V_{e,t}^{imb} = \sum_{s \in S^0} (V_{e,s,n,t} - V_{e,s,n,t}^{baseline}), \forall e \in E, n \in N, t \in T. \quad (17)$$

## 5.4 PRISBILDNING

I samband med, eller efter clearingen, definieras marknadspriser för de transaktioner som ska genomföras. Det existerar flera olika principer för hur prisbildningen kan gå till på marknader för fysisk handel, inklusive olika varianter av marginalprissättning som tillämpas på många auktionsbaserade elmarknaden (inklusive Nord Pool och EPEX Spot) och pay-as-bid som används på den kontinuerliga intradagmarknaden.

### 5.4.1 Prisbildning inom den lokala marknaden

Som nämndes tidigare under 5.8 har LP-problem egenskapen att de vid lösning också genererar variabler som beskriver hur marginalförändringar av bivillkor påverkar målfunktionens värde i den optimala punkten. Tolkningen av detta för clearingfunktionen som beskrivs i denna rapport, är att dualvariablerna (eller skuggpriser som de också kallas) representerar marginalkostnader för marknaden. Detta är något som kan tillämpas för prisbildningen för att beräkna marknadspriser.

Utgångspunkten för prisbildningen på den lokala marknaden är marginalprissättning, vilket innebär att prisbildningen ska efterlikna marginalkostnaderna i den lokala marknaden. Genom att lösa ovanstående optimeringsproblem kommer marknaden att avgöra vilka bud som accepteras och bestämma accepterade volymer. I och med detta kommer också marginalkostnaderna att finnas tillgängliga för varje nod i den lokala marknaden. Dessa definieras som den lägsta kostnaden för att betjäna ytterligare 1 kWh energibehov i varje individuell nod, och erhålls av dualvariabeln för balanskvationen (6) för varje energibärare och handelsperiod.

En av utmaningarna som den lokala marknaden är designad att adressera och bidra till att lösa, är att skapa incitament för drift och investeringar som på ett mer uttalat sätt beaktar den geografiska dimensionen i systemet. Marknadens instrument för att skapa incitament är marknadspriserna, och därför tillämpas här diversifierad prissättning mellan olika noder.

Ytterligare en utmaning är att priserna bör spegla kostnader för olika energibärare. Det vill säga, om marginalkostnaderna skiljer sig mellan energibärarna så bör det synas i marknadspriserna. Detta innebär att den lokala marknaden skiljer på olika energibärare i prisbildningen.

Den sista dimensionen för prisbildningen utgörs av handelsperioden. Tillgång och efterfrågan varierar över tid, och därför varierar marknadspriserna mellan handelsperioder. Sammantaget skapas olika priser för varje kombination av

dimensionerna nod, energibärare och handelsperiod<sup>10</sup>. Dessa priser betecknas  $\pi_{e,n,t}$ .

Det kan noteras särskilt prisskillnaderna mellan noder uppkommer till följd av införda nätbegränsningar och den statusbaserade nättariffen. Om inga flaskhalsar uppstår, och om nätbelastningen är tillräckligt låg överallt, kommer priserna inte skilja sig åt för olika noder.

#### 5.4.2 Nätägare och överliggande marknader

Utöver resursägarna i den lokala marknaden finns också en nätägare som förser marknaden med en statusbaserad nättariff, och kopplingar till överliggande marknader. Gällande nätägaren får denna betalt i enlighet med den definierade nättariffen,  $\lambda_{e,a,n,m}^{grid}$  som beskrivs under 5.2.4.

Gällande kopplingen till överliggande marknader kan det existera olika principer för hur priserna med den lokala marknaden definieras:

- Kopplingen ersätts enligt nodpriset vid den lokala marknadens anslutningspunkt.
- Kopplingen ersätts enligt principen "pay-as-bid", dvs enligt det avtal eller motsvarande gällande energileverans till den lokala marknaden.

I denna rapport förordas det senare alternativet med att kopplingen ersätts enligt värderingen i buden från denna aktör, dvs enligt  $\lambda_{e,s,n,t}$ ,  $s \in S^0$ . Motiveringen av detta har främst att göra med intäkter kopplade till prisskillnader mellan marknadsnivåerna. När det gäller relationen mellan avvikande priser inom den lokala marknaden och med överliggande marknad kan två huvudsakliga fall inträffa:

1. Det finns en flaskhals till den lokala marknaden som är en *nettoimportör* av energi och priserna lokalt är sett över de lokala noderna *högre* än priserna utanför marknaden.
2. Det finns en flaskhals från den lokala marknaden som är *nettoexportör* och priserna lokalt är *lägre* än priserna på överliggande marknad.

Gällande fall 2 kan det inträffa situationer där priset på den lokala marknaden är högre än på överliggande marknad trots nettoexport. Detta har att göra med den statusbaserade nättariffen som kan skapa höga priser vid hög nätbelastning som kan uppstå vid höga nivåer av lokal produktion. Dock bör inte sådana vara situationer vara dominerande, eftersom det innebär flöden från högprisområden till lågprisområden.

I bägge fallen ovan gör kopplingen en vinst på prisskillnaden mellan lokal och överliggande marknad som följer samma princip som för flaskhalsintäkter kopplat till prisskillnader mellan prisområden för systemoperatörer som Svk. Ett annan liknande situation är ägare och operatörer av HVDC-länkar mellan olika marknader som också genererar intäkter på prisskillnader. Till skillnad från tex

<sup>10</sup> Det kan noteras att utöver skapa incitament som speglar variationer i kostnader för dessa tre dimensioner, utgör denna prisbildning också en betydligt större komplexitet. Några exempel på detta lyfts i (Brolin, M.; Pihl, H., 2020).

HVDC-operatörer har kopplingar mellan lokala och överliggande marknader inga fasta kostnader för infrastruktur som prisskillnaderna finansierar.

Ett sätt att adressera detta problem som förslås i denna rapport är att låta ersättningen till kopplingen, oavsett hur den är organiserad, bestå av värderingen i budet. Vid en konkurrenssituation, tex genom att olika elhandlare erbjuder avtal om tillförsel till den lokala marknaden, kommer budens storlek vara i linje med priserna på råkraftsmarknaden, plus ett administrativt påslag.

## 5.5 TRANSAKTIONER OCH ÖVERSKOTT

Utifrån data om accepterade bud och marknadspriser, samt flöden och tariffens utformning, definerar marknadsplatsen transaktioner för aktörerna på den lokala marknaden (inkl elhandlare och nätägare). Marknadsplatsen agerar clearinghus vilket innebär att samtliga transaktioner, såväl gällande tillförsel som konsumtion, görs mellan respektive aktör och marknadsplatsen.

### 5.5.1 Transaktioner mellan aktörer och marknadsplatsen

För de agenter som representerar resursägare i den lokala marknaden definieras transaktionerna som produkten av accepterade budvolym och marknadspriser. För en agent i nod  $n$  under period  $t$  beräknas denna transaktion enligt

$$\Pi_{n,t} = \sum_{e \in E} \pi_{e,n,t} \cdot \left( \sum_{b \in D} V_{e,b,n,t} - \sum_{b \in S} V_{e,b,n,t} \right), \quad (18)$$

dvs priset  $\pi_{e,n,t}$  multiplicerat med nettokonsumtionen. Observera att en agent kan skicka både köp- och säljbud simultant till marknaden, men transaktionen sker enligt nettopositionen. Samtliga transaktioner för resursägarna inom den lokala marknaden sker enligt denna princip, dvs för såväl produktion som konsumtion.

Transaktionerna med nätägaren baseras på den statusbaserade tariff som presenteras i avsnitt 5.2.4. Den övergripande prisbildningsprincipen som tillämpas är marginalprissättning, men ersättningen för nätägare är kostnadsbaserad. Detta innebär att transaktionerna baseras på effektflödet i respektive tariffsteg multiplicerat med tariffens storlek för det steget. Detta motsvaras av ytan under den trappstegsformade tariffkurvan som illustreras i Figur 13, och kan beräknas enligt samma princip som för ekvation (3) i målfunktionen under 5.3.1. För en viss period  $t$  blir således transaktionen till ägaren för nätet för energibärare  $e$  enligt följande:

$$\Pi_{e,t}^{grid} = \sum_{n,m \in N} \sum_{a \in A} \lambda_{e,a,n,m}^{grid} f_{e,n,m,a,t}^{step} \quad (19)$$

Gällande transaktioner för import till eller export från den lokala marknaden tillämpas principen om "pay-as-bid" för den aktör som agerar länk. Om detta är en elhandlare innebär detta således att kompensationen blir enligt spotpris plus ett påslag för administration osv<sup>11</sup>. Detta är en spegling av affärsmodellen som

<sup>11</sup> I denna rapport antas detta påslag vara litet och kan försummas.

tillämpas av dagens återförsäljare. För kopplingen för energibärare  $e$  under period  $t$  kan således transaktionerna uttryckas som

$$\Pi_{e,t}^{market} = \lambda_{e,n0,t} \cdot \left( \sum_{b \in D} V_{e,b,n,t} - \sum_{b \in S} V_{e,b,n,t} \right). \quad (20)$$

### 5.5.2 Marknadsöverskott

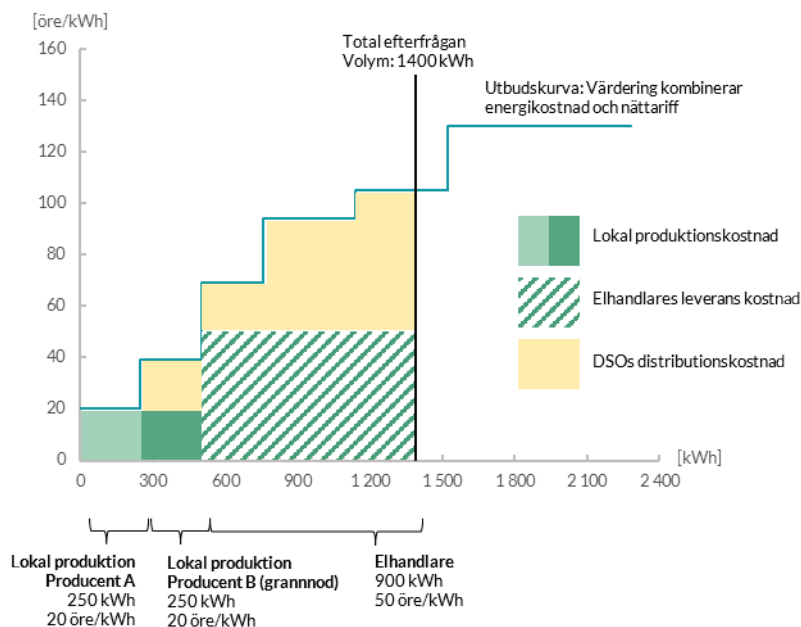
Baserat på transaktionerna som beskrivits ovan kommer således, sett från den lokala marknadsplatsens perspektiv, nettot av alla transaktioner för en viss handelsperiod  $t$  se ut enligt följande:

$$\sum_{n \in N} \Pi_{n,t} - \sum_{e \in E} \Pi_{e,t}^{grid} - \sum_{e \in E} \Pi_{e,t}^{market}. \quad (21)$$

Intäkterna till marknadsplatsen (tex avseende lokal konsumtion) är inte nödvändigtvis i balans med utgifterna ut från marknadsplatsen, dvs uttrycket ovan summeras inte nödvändigtvis till noll. Som tidigare beskrevs under 5.4.2 kan detta vara en följd av prisskillnader mellan den lokala och överliggande marknaden som över tid genererar ett ackumulerat överskott för den lokala marknadsoperatören. En fråga därmed är hur detta överskott ska hanteras och användas.

För att förtydliga hur detta överskott uppstår, ges här ett förenklat exempel. Antag en situation med utbud, efterfrågan och relaterade kostnader enligt Figur 14. För en viss nod och handelsperiod antas den totala efterfrågan vara 1400 kWh och att den är oflexibel och oelastisk, vilket illustreras med att den utgör ett vertikalt streck i figuren. El tillförses av tre säljare: lokal producent A vid noden, lokal producent B vid en annan nod, och en koppling till överliggande marknad som för enkelhets skull här antas vara en elhandlare. Utbudskurvan består av bud från de tre säljarna där värderingen speglar marginalkostnaden för att producera och leverera elen. Låt producent A och B ha samma marginalproduktionskostnad, dvs 20 öre/kWh i detta exempel och låt elhandlaren bud har den högsta värderingen om 50 öre/kWh som antas spegla priset på den överliggande marknaden. Utöver detta tillkommer den stegvisa nättariffen på utbudskurvan. I detta exempel innebär tariffen att "värderingen" av producent B:s bud är högre än för producent A på grund av distributionskostnaden mellan de två noderna. Termen värdering i detta sammanhang refererar till den sammanlagda effekten av budets värdering och tariffens storlek vilket gör att systemkostnaden blir högre, vilket illustreras i figuren med att utbudskurvan för producent B ligger högre än bara avseende B:s budvärdering.

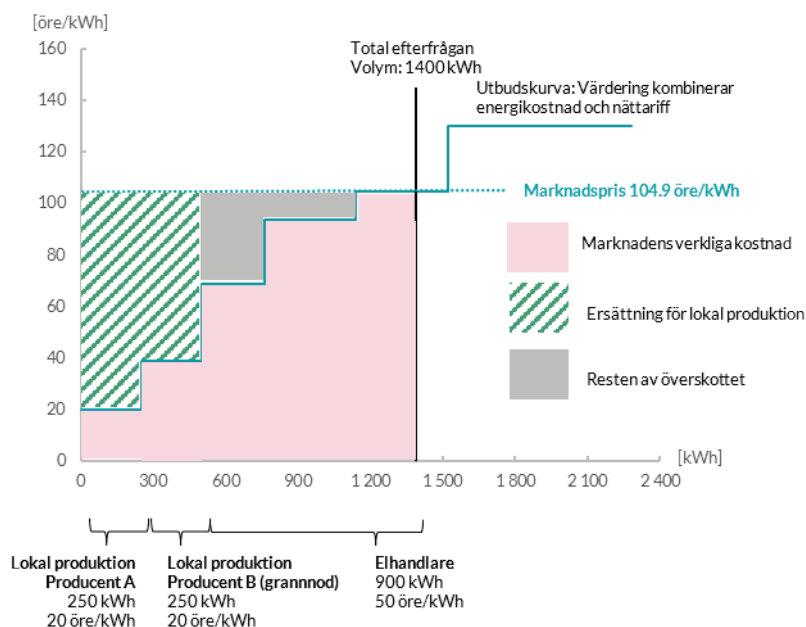
Enligt kostnadsordningen accepteras den lokalt producerade energin först och resten av efterfrågan tillförses av elhandlaren. Den totala områden under utbudskurvan hänvisar till den faktiska kostnaden för noden under den specifika handelsperioden. Det gröna området är den lokala produktionskostnaden, det randiga området är elhandlaren leveranskostnad och det gula området är distributionskostnaden.



Figur 14: Elförsörjningskostnad för en viss nod och MTU.

Som beskrivits i 5.4 beräknas marknadspriset för varje nod och MTU när marknaden clearas. Marknadspriset varierar mellan energibärare, noder och MTU. Om all förbrukad el betalas med marknadspriset är konsumenternas totala betalning lika med områden under prislinjen. I detta exempel är marknadspriset 104,9 öre/kWh, och den totala betalningen för konsumtion blir  $104,9 \text{ öre/kWh} \times 1400 \text{ kWh}$ . Som illustreras i Figur 15 är detta större än den faktiska kostnaden för tillförsel (det rosa området i figuren) och leder till ett överskott. En del av överskottet kan användas för att kompensera lokala producenter, dvs den lokala produktionen betalas med marknadspriset som är högre än marginalproduktionskostnaden. På så sätt får de lokala producenterna ersättning (streckområdet) för att täcka investeringskostnaden. Dessutom kan prisskillnaden mellan noder ses som en signal om var man ska placera energitillgångarna, dvs det är mer lönsamt att investera i produktion i noderna med högre marknadspriser.

Utöver överskottet till lokala producenter återstår ett visst överskott, representerat av det grå området i Figur 15. Som förklarats i avsnitt 5.4.2 ersätts elhandlaren enligt principen "pay-as-bid" i stället för att få betalt med marknadspriset. Detta betyder att de inte får den extra ersättningen när marknadspriset är högre än budvärderingen. Nätägaren får betalt i enlighet med den definierade nättariffen vilken redan täcker kostnader och ger intäkter som ligger inom ramen för deras intäktsstak. Frågan som då återstår är vilken aktör eller aktörsgrupp som det resterade överskottet tillfaller.



Figur 15: Marknadens kostnader och överskott för en viss nod och MTU.

I denna rapport beskrivs inte i detalj hur överskottet kan användas, men utgångspunkten är att det används för två ändamål: 1) Drift av den lokala marknadsplatsen, och 2) att återföras till resursägarna på den lokala marknaden genom olika mekanismer. Genom att skapa en effektiv drift av den lokala marknadsplatsen antas att kostnaderna för driften av den lokala marknaden är små, och att det är den sistnämnda som är dominerande.

Mekanismer för återföring av marknadsöverskottet kan följa olika principer och ta hänsyn till olika aspekter, varav några alternativ kan utgöras av följande:

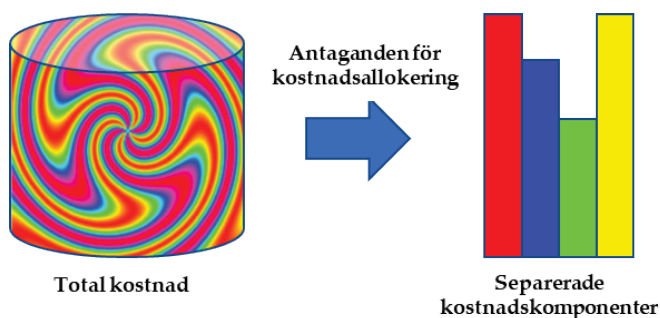
- Återföring till resursägare enligt andel av total förbrukning. Detta skulle innebära en minskning av den reella kostnaden för energikonsumtion, och därmed skulle det existera två olika prissättningsmekanismer; en för konsumtion och en för produktion.
- Kompensation för levererad flexibilitet. Aktörer som bidrar med flexibilitet gör en nytta för hela systemet och dess aktörer genom att bidra till lägre priser. Nyttan av flexibilitet tillfaller också de som levererar den men detta skulle kunna fungera som en extra kompensation.
- Subventioner för investeringar i lokal produktion, lager eller smarta styrsystem. En risk med ett investeringsstöd eller liknande är dock att det kan leda till skevheter genom att vissa aktörer endast betalar högre priser medan andra också gynnas genom att erhålla stöd för sina investeringar.

Det kan också finnas möjligheter att genom att kombinera olika aspekter skapa en fördelningsnyckel för hur marknadsöverskottet kan fördelas mellan de lokala aktörerna.



## 5.6 ÅTERKOPPLING OCH KOSTNADSALLOKERING

Nodprissättning, som det är beskrivet i 5.8, betyder att en relativt komplex optimering görs under clearingsprocessen som bestämmer effektpriset inkl. leverans baserat på flera faktorer – buden från köpare och säljare, och hur elnäts- och fjärrvärmenätsförhållandena ser ut. Just p.g.a. flera faktorer tas i åtanke för att göra en optimering utifrån ett samhällsperspektiv är det inte helt trivialt att separera hela kostnaden i olika kostnadskomponenter som t.ex. energi och distribution<sup>12</sup> efteråt. Utifrån perspektivet om att skapa en transparent marknad och tillgängliggöra information och data om vad som driver kostnader, är dock en uppskattning om hur den totala kostnaden sammansättning ser ut viktig. Det kan dessutom utgöra en del av ett beslutsunderlag för aktörer på den lokala marknaden inför möjliga investeringar. Dock, för att kunna göra kostnadsallokering måste vissa antaganden göras, vilket Figur 16 illustrerar.



Figur 16: Uppdelning av kostnader.

De olika kostnadskomponenterna som adresseras i denna rapport utgörs av följande: Energi, transmission och distribution, samt obalanser. Antaganden som utgör basen för kostnadsallokering kan se olika ut, och här ges ett exempel på hur de kan utformas. Det bör noteras att den totala kostnaden för en resursägare i den lokala marknaden inte är beroende på kostnadsallokeringen, allokeringen bidrar istället till en bättre förståelse den totala kostnadens ursprung. Vidare utgör dessa kostnadsallokeringar ett estimat för hur kostnaderna fördelas, en detaljerad analys är mer komplex att genomföra än vad som speglas i dessa antaganden.

### 5.6.1 Transmission

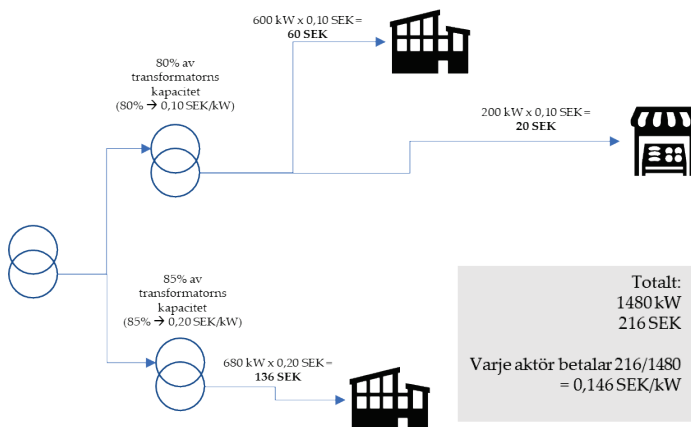
Denna post avser kostnaden för att överföring på stamnätetsnivå, och beräknas som den energi som importeras till den lokala marknaden under en specifik handelsperiod, multiplicerat med den inmatningstariff som nätägaren på transmissionsnivå specificerat för den inmatningspunkt som den lokala marknaden utgör en del under. Detta ger ett estimat för kostnaden för hela kollektivet i den lokala marknaden, vilken sedan fördelas på varje resursägare enligt deras procentuella andel av den totala importen. Signalen till de lokala aktörerna som detta kan ge är att en minskad import minskar kostnaderna för

<sup>12</sup> Möjligen kan även skatter och andra relevanta tjänster inkluderas i den totala kostnaden på sikt.

denna post, åtminstone om man ser på det utifrån ett marginalresonemang och att nättarifferna på region- eller transmissionsnivå förblir oförändrade.

### 5.6.2 Distribution

Kostnadsposten för distribution avser överföringskostnader till och inom den lokala marknaden. Den beräknas per handelsperiod som den totala intäkten för nätägaren i den lokala marknaden, som fördelas på respektive resursägare enligt deras nettokonsumtion för den specifika handelsperioden. Ett exempel på denna fördelning för ett fiktivt fall illustreras i Figur 17.



Figur 17: Beräkning av distributionskostnader.

Detta sätt att estimerar distributionskostnader ger en indikation om hur stor andel av den totala kostnaden för en resursägare som består av lokala nätavgifter, men man bör också notera att denna kan variera betydligt inom den lokala marknaden på grund av att den statusbaserade nättariffen kan vara högre i ansträngda delar av den lokala marknaden. Ett komplement till denna allokering är att också ge information om marginaleffekter till resursägare, dvs tariffens storlek i just den del av systemet som aktören befinner sig i och hur denna har varierat över tid.

### 5.6.3 Obalans

Obalanser och kostnader för detta kan, som också beskrivits under 5.3.1, hanteras olika beroende på hur marknaden organiseras och hur roller och ansvar fördelas<sup>13</sup>. För vissa av dessa kombinationer hanteras obalanser genom den "smarta återförsäljaren" och obalansen för denna aktör blir till en kostnad som fördelas inom kundportföljen. I andra fall hanteras obalanser på nivån för hela den lokala marknaden, och det är kopplingen mellan den lokala marknaden och överliggande marknad som hanterar obalanskostnaden (dvs marknadsoperatören eller den elhandlare som agerar länk). Denna obalans benämns  $V_{e,t}^{imb}$  och beräknas enligt (17) som återfinns under avsnitt 5.3.2.

Allokeringen av obalanskostnaden mellan olika aktörer lokalt kan följa olika principer beroende på syftet med allokeringen. En princip kan vara att skapa en

<sup>13</sup> Avser agenter, balansansvar och koppling till överliggande marknad som beskrivs i kapitel 4.

direkt spegling mellan den obalanskostnad som kopplingen mellan den lokala marknaden och överliggande marknad blir utsatt för. Allokeringen ska då följa samma modell som den överliggande marknaden följer och som beskrivs i Svk:s balansansvarsavtal, vilket innebär att kombinationen av riktningen för den lokala aktörens obalans och systemets nettoobalans avgör om det utgår en extra obalanskostnad eller inte<sup>14</sup>.

Om syftet är att skapa incitament för att i samtliga situationer vara i balans för de lokala aktörerna, kan istället obalanskostnaden fördelas enligt de absoluta obalanser som de lokala aktörerna har, oberoende av riktning. Detta ger då upphov till extra kostnader oberoende på om aktörernas obalans har hjälpt eller stjälpt systemet.

#### 5.6.4 Energi

Det sista elementet i kostnadsallokeringen utgörs av kostnaden för energileverans. Denna estimeras genom att helt enkelt ta hela kostnaden för transaktionerna som accepteras på marknaden, dvs accepterade budvolymmer multiplicerat med marknadspriset för resursägaren, och subtrahera samtliga övriga kostnadsposter som estimerats.

---

<sup>14</sup> För en djupare beskrivning och exempel, se exempelvis (Brolin, M.; Hamon, C.; Nyström, S., 2021)

## 6 Fallstudie

Marknadsdesignen som beskrivs i kapitlen 4 och 5 har tillämpats i en fallstudie med fokus på Hammarby Sjöstad i Stockholm. Innehållet i detta kapitel fokuserar på att ge en beskrivning av det framtidsscenario som använts för systemets utveckling, och på att beskriva de simuleringar av den lokala marknaden som genomförts och de resultat som genererats i simuleringarna.

Den övergripande organisationen av den lokala marknad som använts i fallstudien följer beskrivningen av exemplet som återfinns i avsnitt 4.6.1, dvs ett relativt avskalat fall med begränsad komplexitet. Sammanfattningsvis kan organisationen och fördelning av ansvar för olika aktörer sammanfattas enligt följande:

- Systemnivå: Stadsdel (Hammarby Sjöstad)
- Resursägare: BRFer eller motsvarande nivå<sup>15</sup>.
- Agenter: Egen.
- Koppling till överliggande marknad: En fjärrvärmelieferantör, en nätägare och en elhandlare.
- Balansansvar: Balansansvaret har delegerats till den lokala marknadsplatsen och vidare till elhandlaren, som således är balansansvarig för hela den lokala marknaden.

Andra modeller är möjliga att beakta, men får följa i senare steg för utvidgade analyser. Syftet med fallstudien är att ta ett första steg för att studera hur en lokal marknad kan fungera och vilka möjliga ekonomiska konsekvenser den kan få för olika lokala aktörer.

Vidare utgår analyserna i denna fallstudie från en handelsperiod om 1 timme. Motiveringen för detta val är främst utifrån tillgången till data som behövs för att kunna genomföra analyserna är begränsad om kortare handelsperioder används. Slutsatserna från fallstudien och de resultat som tagits fram är dock inte starkt kopplade till handelsperiodens längd, vilket gör att påverkan av detta inte bedöms vara avgörande.

### 6.1 SCENARIOBESKRIVNING FÖR 2035

Under detta avsnitt presenteras de förutsättningar som fallstudien haft som utgångspunkt gällande utvecklingen på nationell nivå och utvecklingen i Hammarby Sjöstad. Scenariot speglar en möjlig utveckling för år 2035 och innefattar samtliga timmar under det året.

#### 6.1.1 Scenario för elmarknaden i Sverige

För den nationella nivån har liknande förutsättningar tillämpats i denna rapport som för analyserna bakom Fossilfritt Sveriges färdplan för elbranschen (Fossilfritt Sverige, 2020), vilket också ligger i linje med scenarier som NEPP-projektet låtit ta fram för ett elektrifieringsscenario (Sköldberg, H.; Rydén, B., 2019). De kvantitativa scenarierna tillsammans med en beskrivning har tagit fram av Profu (Profu, 2021).

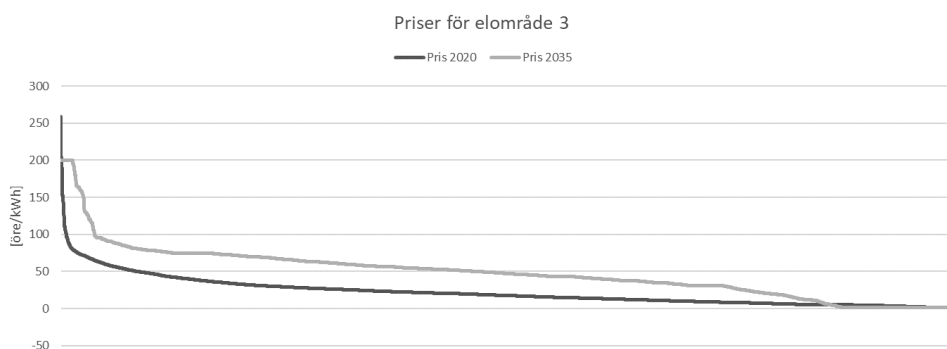
<sup>15</sup> På lågspänningsnivå i elnätet.

Utgångspunkten för scenariot är ett ökat elbehov och produktion baserat på förnybara energikällor.

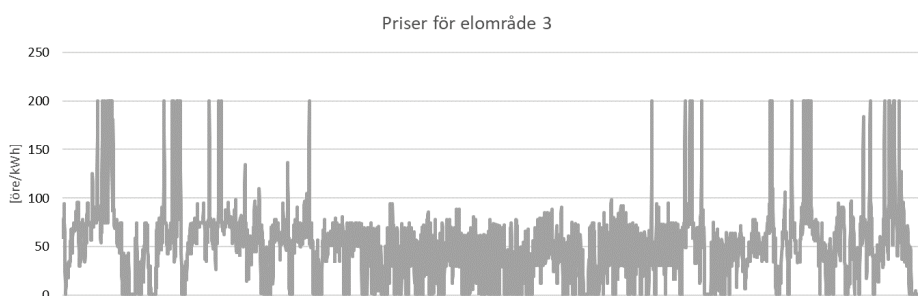
Scenariot utgår från en situation med en ökad efterfrågan på el som uppgår till 170 TWh/år. Ökningen från dagens nivå om ca 140 TWh (SCB, n.a.) består främst i ökad elanvändning inom industrin, datahallar och inom transportsektorn. Elanvändning för uppvärmning minskar något, men ökningen inom sektorerna ovan är betydligt högre, vilket innebär en nettoökning om ca 30 TWh.

Gällande produktion antas att samtliga nuvarande reaktorer i Sverige har fasats ut till 2035, och att dessa har ersatts av motsvarande energiproduktion på årsbasis från vind- och solkraft. På nationell nivå innebär detta att vindkraften har en årsproduktion om ca 100 TWh och att drygt 12 TWh produceras med solceller. Vidare har grannländerna i Norden en liknande utveckling i scenariot, med ett ökat elbehov och stora nyetableringar av förnybar elproduktion.

Resultat från simuleringar av scenariot utgörs av elkonsumtion, produktion och energiflöden mellan olika delar av landet. Inom ramen för analyserna i denna fallstudie är det främst elpriset under 2035 för elområde 3 som är av intresse. Ett varaktighetsdiagram för dessa priser visas i Figur 18 tillsammans med historiska priser från år 2020 som referens (Nord Pool, n.a.). Det kan noteras att priserna under 2020 uppvisade en viss prisspikar som inte uppträder i scenariot, men att scenariot i övrigt uppvisar betydligt fler perioder med höga och låga priser jämfört med år 2020. Timvisa priser för hela år 2035 visas i Figur 19.



Figur 18: Varaktighetsdiagram för elpriser SE3 (simulerade och historiska).



Figur 19: Simulerade timvisa elpriser SE3 för 2035.

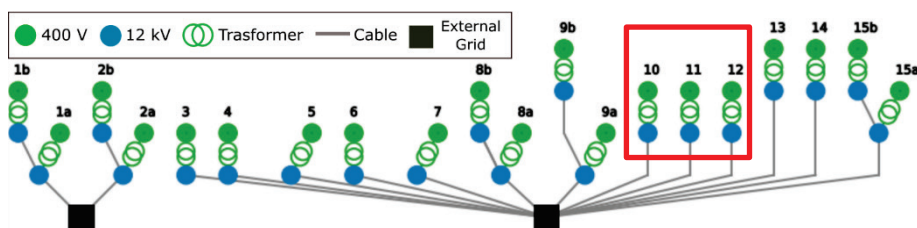
### 6.1.2 Scenario för Hammarby Sjöstad

Området som analyserats i denna fallstudie utgörs av en del av Hammarby Sjöstad som är en stadsdel i södra Stockholm. Sedan 1990-talet har området omformats från att bestå av industri till ett område präglad av höga miljömål innehållande en blandning av bostäder och kommersiell verksamhet. Totalt är området planerat för cirka 27 500 invånare, 12 700 lägenheter, 400 000 kvadratmeter verksamhetsyta och 150 000 kvadratmeter arbetsplatser. Idag återstår ca 3 680 lägenheter att bygga vilket motsvarar 29% av stadsdelen (Stockholm stad, n.a.). Initiativet Hammarby Sjöstad 2.0 startade 2012 (Electricity, n.a.) med vision om att uppnå en klimatneutral stadsdel till år 2030. Detta kräver nya hållbara lösningar, inte bara förnybar energiproduktion utan också innovationer för att möjliggöra delning, lagring och effektiv kontroll av energianvändningen.

Som tidigare beskrivs i avsnitt 2.2 är utmaningarna mångfaldiga.

Nätkapacitetsproblem finns i dagsläget på både regional och lokal nivå. Ellevio äger och driver regionnätet i Stockholm, som är ansluten till SvK:s stamnät med en maximal inmatningskapacitet på 1 635 MW. Under kalla vinterdagar med hög efterfrågan kan Ellevio även använda den lokala produktionen från Stockholm Exergi, som ger ytterligare 320 MW. Brist på nätverkskapacitet förutspås på grund av befolkningstillväxt, expansion, elektrifiering av transporter och ökande efterfrågan på serverhallar (Ellevio, 2021a). På lokal nivå visar tidigare genomförda studier (Topel, M.; Grundius, J., 2020) att transformatorerna i Hammarby Sjöstad kan bli överbelastade när antalet elbilar och värmepumpar i stadsdelen ökar i framtiden. Att investera i lokal förnybar produktion och flexibilitet betraktas som ett alternativt sätt att lindra nätkapacitetsproblemet och skjuta upp nätförstärkningar. En utmaning består i hur man kan stimulera investeringar i lokal produktion och för att skapa incitament för flexibilitet. Här ses innovationer inom marknadsdesign och affärsmodeller som centrala för att uppmuntra effektivt utnyttjande av lokal energi och nätkapacitet.

Inom Hammarby Sjöstad har tre transformatorstationer valts ut för att utgöra grunden för fallstudien som avser konkretisera hur marknadsmodellen fungerar och hur den kan påverka olika aktörers intäkter och kostnader. I Figur 20 visas topologin av elnätet i Hammarby Sjöstad, inklusive de stationer som inkluderats i fallstudien (nr 10, 11 och 12). Figur 21 visar en kartvy över stadsdelen och vilka geografiska områden som kopplar till respektive nod i topologin.



Figur 20: Nätverkstopologi i Hammarby Sjöstad med de tre transformatorstationerna i fallstudien markerade (Topel, M.; Grundius, J., 2020).



Figur 21: Fallstudieområde Hammarby Sjöstad (Eriksson, E., 2021).

Varje nod innehåller ett antal olika distribuerade resurser som tex kan generera energi eller som kan styras på olika sätt. Tabell 5 sammanfattar vilka olika kundtyper som är anslutna till transformatorstationerna 10-12, kapaciteten för respektive transformator och de resurser som beaktades i fallstudien. Andelen elbilar, installerade kapaciteter för solceller och värmepumpar, samt antalet elbilsaddare har uppskattas för ett scenario motsvarande år 2035 baserat på existerande planer och ambitioner i området (Bergman, S., 2021). Det antas att solceller och värmepumpar endast installeras av BRF:er. Vidare antas att en viss andel av lägenhetsinnehavare hos BRFer äger elbilar och laddhybrider. Det finns också publika elbilsaddare som ägs av andra aktörer och som är anslutna till de olika noderna.

Tabell 5: Kundtyper och energitillgångar vid nod 10, 11 och 12.

	Nod 10	Nod 11	Nod 12
<b>Kundtyper</b>	1 BRF 69 lghter 45 kontor 1 skola 1 butik 1 hotell 1 bageri/konditori	10 BRFer 842 lghter 218 p-platser 10 kontor 5 restauranger 2 två butiker 1 kyrka	10 Brfer 678 lghter 165 p-platser 1 butik 1 restaurang 1 omsorgsföretag
<b>Transformator- kapacitet [kVA]<sup>16</sup></b>	3 200	2 000	1 600
<b>Effektfaktor</b>	0,95	0,95	0,95
<b>Installerad effekt solceller [kWp]</b>	53,2	159,7	212,9
<b>Antal BEV</b>	20	100	60
<b>Antal PHEV</b>	20	80	40
<b>Max laddeffekt [kW]</b>	3,7	3,7	3,7
<b>Kapacitet värmepump [kW]</b>	50	550	450
<b>Antal publika laddare</b>	50	50	50

## 6.2 REFERENSFALL OCH MARKNADSFALL

Simuleringarna och analyserna som presenteras i denna fallstudie beaktar två olika fall som båda utgår från ovanstående scenariobeskrivningar. Skillnaden mellan dessa fall är marknadens utformning:

- **Referensfall:** En marknadsmodell som speglar dagens marknad.
- **Marknadsfall:** En implementering av den modell för lokala marknader som beskrivs i denna rapport.

Referensfallet avspeglar en situation där resursägares elkostnader består av elhandelskostnader och nätkostnader som är specificerade enligt avtal som spänner över en längre tidsperiod och där priserna är förutbestämda. En typisk situation är en nättariff som uttrycks i öre/kWh och ett elavtal som är bundet på antingen årsbasis eller över flera månader. I detta fall finns således inga incitament för flexibilitet för resursägarna eftersom kortsiktiga variationer i elpris inte når

<sup>16</sup> Information tillhandahålls av Ellevio, 2021.

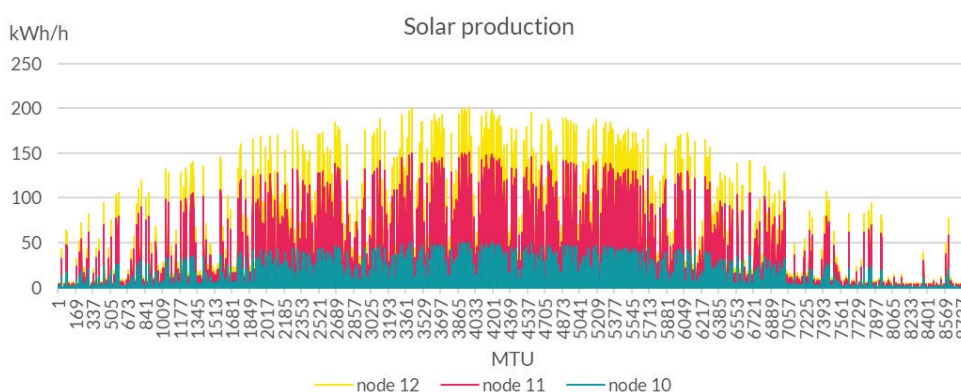


dessa aktörer. Det antas heller inte existera något element i nättariffen som gynnar flexibilitet.

I marknadsfallet antas att resursägarna är en del i den lokala marknaden som beskrivs i denna rapport. Detta innebär att de kommer utsättas för varierande energipriser och en statusbaserad nättariff. Här existerar således incitament för flexibilitet.

### 6.2.1 Effektprofiler för referensfallet

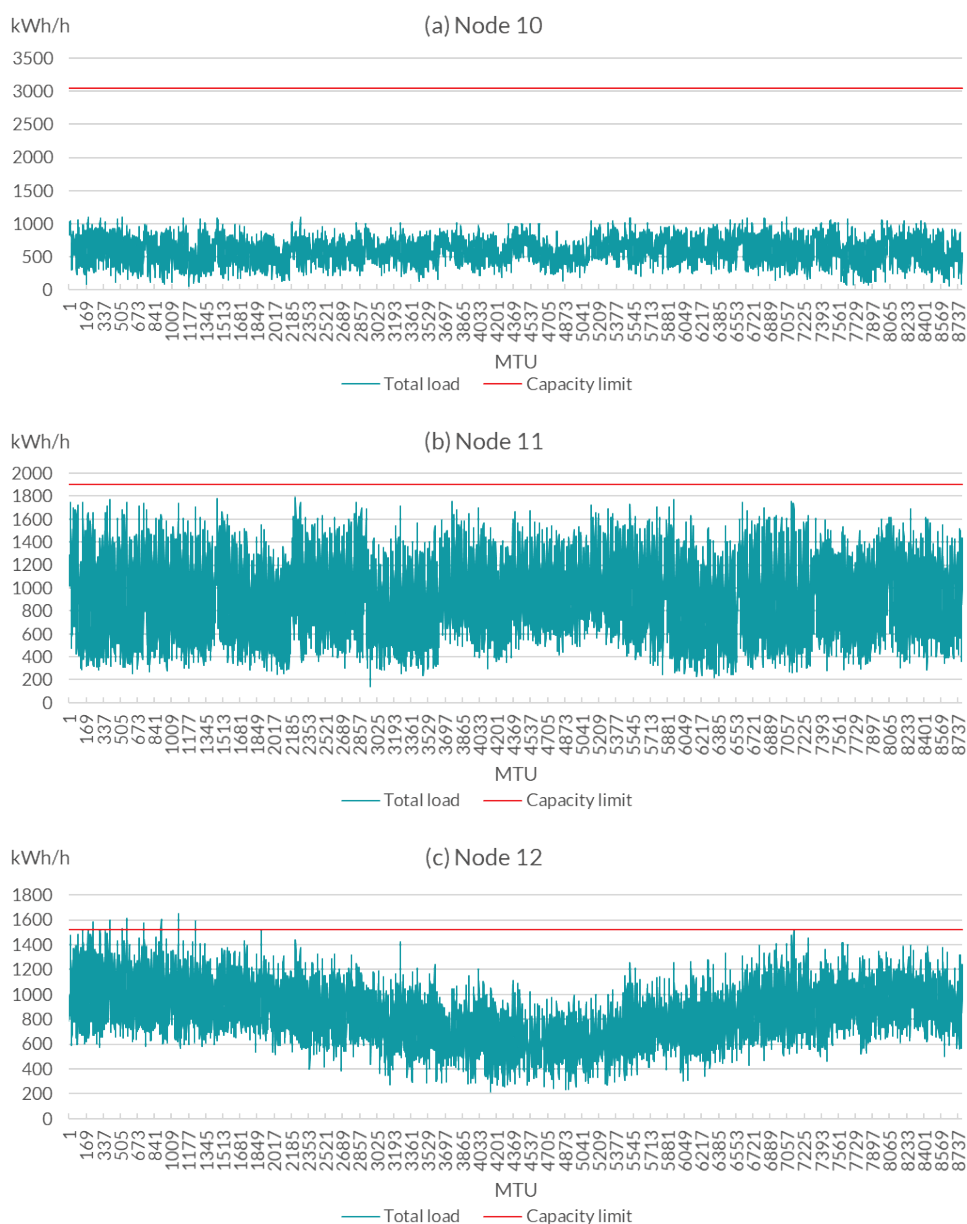
Som bas och referens inför simuleringar med den utvecklade marknadsmodellen skapades ett referensfall för Hammarby Sjöstad som utgick från ett effektbehov om ingen flexibilitet används. Referensfallet togs fram genom simuleringar av de tekniska system och resurser som ingår i scenariot för 2035 enligt Tabell 5. Den installerade effekten för solesproduktion tillsammans med data för solinstrålning under år 2020 i Stockholm utgjorde indata för simuleringar av den lokala elproduktionen för varje handelsperiod (MTU). Resultaten återfinns illustrerade i Figur 22.



Figur 22: Lokal solenergiproduktion vid nod 10-12.

Värmepumparnas effektbehov uppskattas enligt antal lägenheter och timvärden för temperaturer i Stockholm år 2020 (SMHI, n.a.), baserat på en simuleringsmodell av termiska lasten. Elbilars laddningsbehov uppskattas enligt penetrationsnivåerna, den maximal laddningseffekten och de antagna laddningsmönstren. Övrig belastning baseras på mätningen för respektive transformatorstation för 2016, som tillhandahålls av Ellevio.

Det sammanlagda nettoeffektbehovet för referensfallet för olika delar av året visas i Figur 23 tillsammans med kapaciteten hos de transformatorer som matar respektive nod. I det definierade scenariot för år 2035 finns det tillräcklig kapacitet vid i 10, medan överbelastning kan ske på vintern vid nod 12.



Figur 23: Nettolast och nätkapacitet för nod 10, 11 och 12 för referensfallet.

### 6.3 MARKNADSSIMULERING OCH RESULTAT

Det scenario som beskrivs ovan har använts i en simulering av den lokala marknaden. I detta avsnitt beskrivs dessa simuleringar avseende genomförande och resultat. Marknadsclearingen som matematiskt beskrivs under avsnitt 5.3 implementerades med programmeringsspråket Python och detta användes sedan för att utifrån definierade bud beräkna accepterade budvolym, och marknadspriser för marknadsfallet (dvs fallet med en lokal marknad).

Som jämförelse för simuleringresultaten har referensfallet från 6.2 använts. Utifrån de effektprofiler, marknadspriser och tariffer som finns definierade för

referensfallet har kostnader och intäkter beräknats för olika aktörer, vilket sedan har använts för att jämföra utfall från marknadssimuleringarna.

### 6.3.1 Simuleringsprocedur

Simuleringen genomförs för ett år i 2035-scenariot från 1 januari till 31 december. Som beskrivits tidigare i 5.1.4 har clearar den lokala marknaden inför varje handelsperiod inklusive ett antal timmar fram i en handelshorisont. I denna fallstudie är handelshorisonten 24 timmar och handelsperioden, MTU, är 1 timme. Med den rullande handelshorisonten innebär detta att varje MTU clearas 24 gånger tills gate closure för den specifika MTU:n.

Motiveringen till att ha clearing nära inpå leverans är att skapa förutsättningar för att hantera osäkerheter och uppdaterade prognoser. Denna rapport och fallstudie har inte som primärt fokus att studera prognososäkerheter och det skulle krävas en större insats för att kunna modellera hur osäkerheter i prognoser förändras och minskar när man närmar sig tidpunkten för leverans. Därför har denna process förenklats och beaktas på ett approximativt sätt i simuleringen genom att marknaden clearas två gånger per dygn:

- Baslinjeclearing: Antas ske några timmar före dygnets början. Marknaden clearas enligt de initiala buden. Elhandlaren handlar en viss volym på dagenföre- och intradagsmarknaderna baserat på clearingresultatet, vilket används som baslinjen för att estimerar obalansen i nästkommande steg.
- Realtidsclearing: Det antas att agenterna i den lokala marknaden uppdaterar sina bud strax före gate closure enligt uppdaterade prognoser. I simuleringen införs slumpmässiga avvikelser till de initiala buden för att simulera detta. Avvikelseerna följer en normalfördelning med väntevärdet 0 och en standardavvikelse om 10%. I och med detta uppstår avvikelser i den lokala marknads nettosition mot överliggande marknad från baslinjeclearingen, vilket ger upphov till en obalanskostnad för elhandlaren<sup>17</sup>. Detta kommer in i realtidsclearingen genom kostnaden för obalanser (se målfunktionen i 5.3.1), och således kommer den lokala marknaden att i realtidsclearingen försöka kompensera för detta genom den flexibilitet som finns tillgänglig lokalt. Det bör noteras att extra obalans även skulle uppstå i realtid och får hanteras med efterhandshandeln.

### 6.3.2 Statusbaserad nättariff

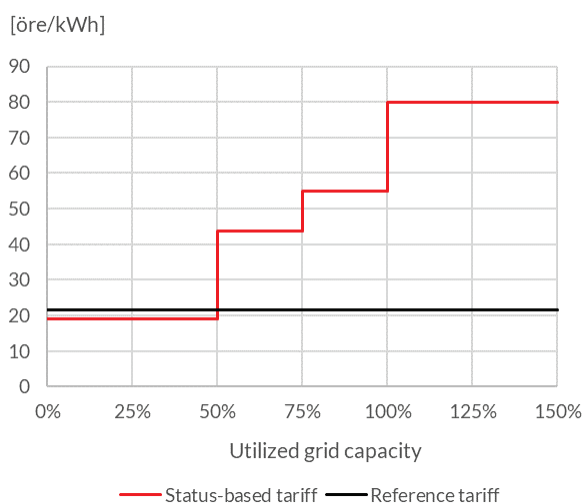
Som beskrivs i avsnitt 5.2.4 bör nättariffen vara högre när belastningen ökar. I fallstudien antas tariffen ha fyra steg. En fast nätavgift på 21,6 öre/kWh, den rörliga delen i nuvarande nätavgift (Ellevio, 2021b), betraktas som referens.

Det kan finnas många principer och metoder för att definieras hur många steg en statusbaserad nättariff ska ha, och nivån för tariffen i respektive steg. I denna fallstudie är utgångspunkten att det ska vara indifferent gällande intäkter för nätägare och kostnader för kunderna huruvida den statusbaserade tariffen införs

<sup>17</sup> Även om obalanskostnaden i detta fall drabbar elhandlaren, kommer denna kostnad att överföras till den lokala marknaden på något sätt genom det avtal som elhandlaren har med den lokala marknaden. Därför tas också obalanskostnaden in i clearingen för den lokala marknaden.

eller ej, givet att ingen skillnad i konsumtionsmönster sker. Det vill säga, om mönstret för effektbehovet består (dvs som enligt Figur 23) ska kundkollektivet betala samma nätkostnad med den nuvarande tariffen som med den nya statusbaserade nättariffen.

Givet ovanstående princip har en statusbaserad nättariff för denna fallstudie tagits fram som används för att beräkna nätkostnaderna för aktörerna i den lokala marknaden. Denna återfinns tillsammans med referenstariffen i Figur 24. Det bör noteras att det således finns en potential för kunderna att minska nätkostnaderna om de kan använda flexibilitet för att undvika de högre stegen i den statusbaserade tariffen.



Figur 24: Statusbaserad nättariff i fallstudien.

### 6.3.3 Marknadsaktörer och budgivning

Fallstudien omfattar ett antal aktörer som agerar på den lokala marknaden genom sina respektive agenter. Gällande lokala resursägare beaktas de här på aggregerad nivå under respektive nod genom en BRF-agent och en agent för övriga resurser. Således ingår följande aktörer och agenter i fallstudien:

- En elhandlare som agerar länk till den överliggande marknaden.
- En agent per nod som representerar BRFFerna under noden. Totalt tre sådana agenter.
- En agent per nod som innefattar övriga resurser, dvs totalt tre sådana agenter.

Totalt summerar detta till sju agenter. Utöver detta antas nätägaren förse marknaden med en statusbaserad nättariff enligt 6.3.2, men ingen specifik agent är definierad för detta.

Nedan beskrivs principerna för dessa aktörers och agenter budgivning samt några förtydligande exempel.

*Elhandlare*

Elhandlaren antas vara ansluten till roten för noderna som betraktas i denna fallstudie och som kan ses i Figur 20, och benämns nod n0. Detta är således anslutningspunkten till det överliggande systemet. I simuleringen antas att budvärdet följer spotpriset (som beskrivs i 6.1.1) och en fast volym används som budkvantitet. Elhandlaren har i sig ingen flexibilitet att erbjuda, och det finns heller inga andra budberoenden som antas kunna vara relevanta för elhandlaren att villkora sina bud med. Exempel för hur buden för elhandlaren kan se ut finns i Tabell 6. Förutom spotpriset antas att nettoobalansen avräknas med ett pris som 20 öre/kWh.

**Tabell 6: Exempel på bud för elhandlaren.**

Säljare	Nod	MTU	Pris [öre/kWh]	Volym [kWh]	Budberoende
Elhandlare	n0	4	59,9	10 000	N/A
Elhandlare	n0	5	62,0	10 000	N/A
Elhandlare	n0	6	64,0	10 000	N/A

*Agenter för BRF:er*

Som beskrivs i 6.1.2 har BRF:erna värmepump, elbilar och solceller, och således existerar det både produktion och konsumtion (som delvis är flexibel) under de agenterna som representerar dessa BRF:er. När det gäller budgivning kan två huvudsakliga principer följas, nämligen att agenterna budar 1) enligt nettoposition, eller 2) både produktion och konsumtion parallellt. Den första innebär således att en internbalansering sker och att nettoöverskott/underskott handlas på marknaden, medan den senare innebär att balanseringen sker genom marknaden. Det senare alternativet innebär också att mängden bud ökar eftersom både produktionsbud och konsumtionsbud definieras.

I denna fallstudie antas att balanseringen sker genom marknaden, dvs enligt alternativ 2) ovan. Agenterna som representerar BRF:erna lämnar därmed både säljbud och köpbud till marknadsplatsen. Gällande säljbuden antas dessa baseras på prognoser för solelproduktionen för varje MTU, med värderingar satta till 0 på grund av den försumbara marginalkostnaden för denna produktion. Samtidigt lämnar agenterna flexibla köpbud för elbilar och värmepumpar samt oflexibla köpbud för andra typer av laster. EQ-beroende används för både elbilar och värmepumpar, med en horisont om hur mycket elbilsaddning eller el för uppvärmningen som krävs under 24 timmar. Utöver detta används ett LE-beroende under varje MTU för att ställa in den övre gränsen för den accepterade volymen, enligt antal anslutna elbilar under en specifik MTU och värmepumparnas kapacitet. Ett exempel på konsumtionsbud och budberoenden för en värmepump återfinns i Tabell 7.

Tabell 7: Exempel på konsumtionsbud och budberoende för en BRF med värmepump.

Köpare	Nod	MTU	Volym [kWh]	Budberoende
BRF_heatpump	n11	[1, 2, 3, ..., 24]	6 155	EQ
BRF_heatpump	n11	[1]	550	LE
BRF_heatpump	n11	[2]	550	LE

#### *Agenter för andra kunder*

Utöver BRF:erna existerar också andra resursägare inom området såsom beskrivet i avsnitt 6.1.2. Dessa beaktas i fallstudien på aggregerad nivå under respektive nod, dvs 10, 11 och 12. Därmed finns det tre sådana agenter, och det antas att var och en av dem representerar dels en flexibel offentlig elbilsaddning, och dels en oflexibel "övrig" last. Agenterna lämnar därmed flexibla köpbud för elbilar samt oflexibla köbud för andra typer av last. På samma sätt som för agenterna för BRF:erna används EQ- och LE-beroenden för elbilsaddningen. I dessa beroenden anges hur mycket laddningsenergi som krävs under 24 timmar samt den övre gränsen för den accepterade volymen under varje MTU.

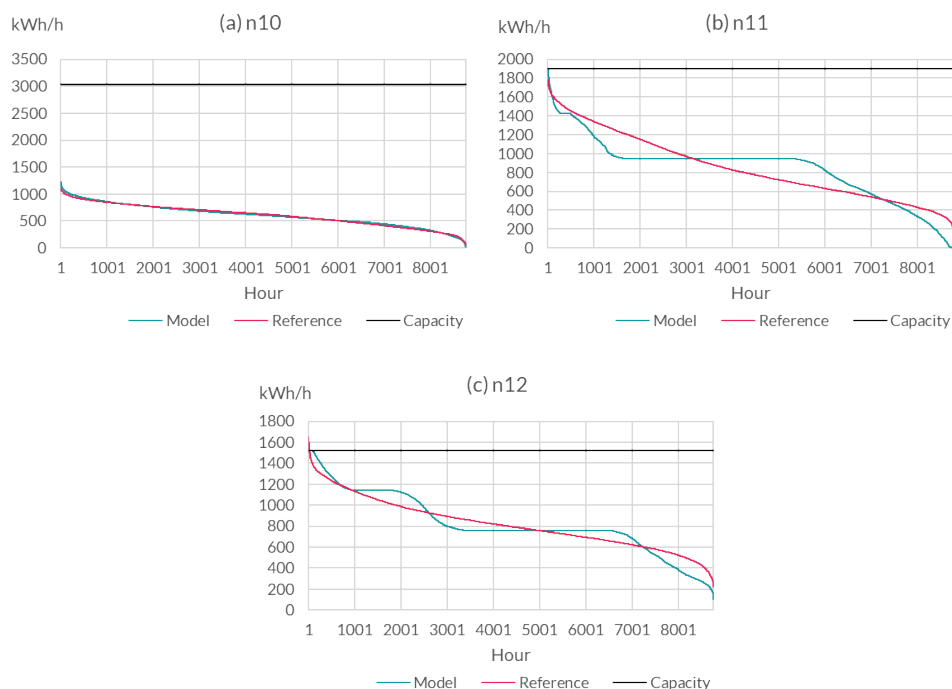
#### 6.3.4 Simuleringsresultat

Utifrån budgivningen och den statusbaserade nättariffen som beskrivs ovan, beräknas accepterade budvolym och marknadspriser enligt den modell som beskrivs under avsnitt 5.3. Som nämns inledningsvis under 6.3 används referensfallet i jämförelser med resultaten från marknadssimuleringarna.

I detta avsnitt följer beskrivningar avseende vissa resultat från simuleringarna. En del av motiveringen till att studera lokala marknader är att se hur en sådan kan bidra till att lösa systemutmaningar som nätkapacitetsproblem och nyttjandegrad, samt balansering av variabel produktion. Resultaten som presenteras här fokuserar därför på sådana aspekter. En analys om hur olika aktörer påverkas ekonomiskt presenteras under 6.4.

#### *Nätutnyttjande*

Utnyttjandegraden av elnätet kan studeras utifrån fördelningen av den totala lasten under respektive nod. I Figur 25 visas varaktighetskurvan för total last för referensfallet (utan flexibilitet, se 6.1.3) och från marknadssimuleringen. Som synes är varaktighetskurvan med den föreslagna marknadsmodellen nästan samma som referensen för nod 10 medan varaktighetskurvorna för nod 11 och 12 blir mer stegvis. De stegvisa varaktighetskurvorna beror främst på den stegvisa nättariffen. Modellen tenderar att flytta lasten till en lägre nivå för att minska nätkostnaden. De platta delarna av de blå varaktighetskurvorna hänvisar till 50 % och 75 % av transformatorkapaciteten, vilket är brytpunkterna för den definierade statusbaserade nättariffen (se Figur 24). Med modellen blir effektopparna vid nod 11 lite högre än för referensfallet, men ligger fortfarande under kapacitetsgränsen. Effektopparna överskrider kapacitetsgränsen i referensfallet vid nod 12 och dessa minskas till att under kapacitetsgränsen med modellen.



Figur 25: Varaktighetskurva för lasten under respektive nod.

Som nämns ovan har den statusbaserade nättariffen en påverkan på hur den totala lasten ser ut med den föreslagna modellen. För att visa påverkan av denna tariff visar Tabell 8 antalet timmar när nätbelastningen ligger inom varje steg för nättariffen för referensfallet och för marknadssimuleringsresultaten. Tabellen visar att vid nod 12 sker överbelastning under 16 timmar i referensfallet, och att problemet mildras med den föreslagna marknadsmodellen genom att belastningen i det fallet ligger under transformatorernas kapacitet.

Tabell 8: Antal timmar där den utnyttjade nätkapaciteten ligger inom resp. tariffsteg.

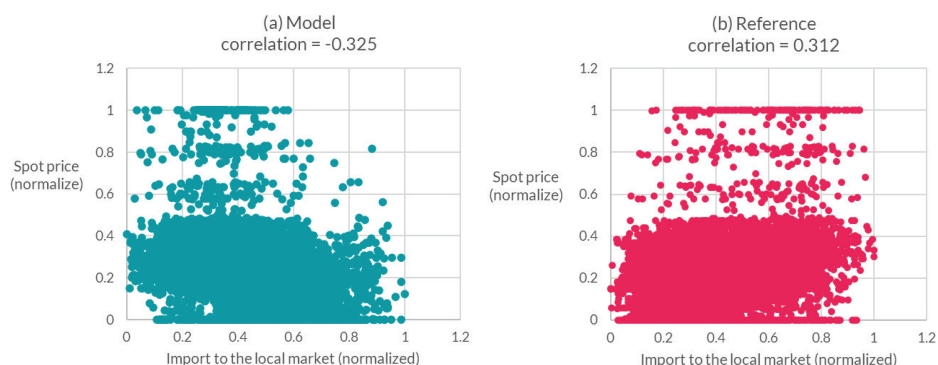
Utnyttjad nätkapacitet	n10		n11		n12	
	Modell	Referens	Modell	Referens	Modell	Referens
0-50%	8760	8760	7137	5639	5405	3825
50%-75%	0	0	1343	2512	2365	3987
75%-100%	0	0	280	609	990	932
>100%	0	0	0	0	0	16

Den föreslagna modellen tenderar dessutom att behålla nätbelastningen på en lägre nivå rent generellt. Vid nod 11 och 12 är det fler timmar när belastningen faller under 50% av kapaciteten jämfört med referensfallet. Trenden är mer tydlig vid nod 11, dvs. antalet timmar med belastning inom intervallen 75-100 % och 50-75 % av kapaciteten är färre än för referensfallet. Anledningen är att nod 11 har mer flexibilitetspotential jämfört med de andra två noderna, dvs fler elbilar och högre värmepumpskapacitet (se Tabell 5).

### Balansering av variabel produktion

Ytterligare ett potentiellt värde för den lokala marknaden är att skapa bättre förutsättningar för att balansera förnybar variabel produktion. I denna fallstudie ingår visserligen soletproduktion, men denna är liten i jämförelse med lasterna i systemet, vilket gör att påverkan av den lokala produktionen är liten. Dock ingår i scenariot för omvärlden som beskrivs i 6.1.1 en betydligt större andel vind- och solkraftproduktion. Detta påverkar i sin tur priserna och hur dessa varierar genom att tidpunkter med stor andel förnybar produktion pressar ner elpriset.

En indikation på den lokala marknadens förmåga att hantera variabel produktion utgörs således av att studera hur den lokala marknadens nettolast följer elpriset på den överliggande marknaden. Figur 26 visar detta för referensfallet och för fallet med en lokal marknad. Som figuren indikerar sker en ökad anpassning av nettolasten i fallet med en lokal marknad. Det ska dock noteras att referensfallet utgår från att ingen flexibilitet används alls. Det ska också noteras att skillnaderna i korrelationer mellan total belastning och spotpriser för referensfallet och för marknadsfallet är liten. Med den föreslagna modellen ändras korrelationen mellan spotpriset och den totala belastningen från 0,312 till -0,325. Den negativa korrelationen innebär att mer el förbrukas när spotpriset blir lägre (dvs. när det finns mer förnybar produktion), vilket visar att den lokala marknaden kan hjälpa till att balansera den förnybara energin i det överliggande systemet. En sådan korrelation är dock inte extremt stark, eftersom förbrukningen också beror på andra faktorer t.e.x utnyttjandegraden av elnätet och flexibilitetens tillgänglighet. Relationen mellan prisskillnaderna på spotmarknaden och storleken på stegen i tariffen har här betydelse för vilken av dessa faktorer som får störst genomslag.



Figur 26: Korrelation mellan spotpriset och den lokala marknadens nettolast.

### Användning av flexibla resurser

Anledningen till att användandet av nätet förändras i jämförelsen mellan referensfallet och fallet med den lokala marknaden, är att den flexibilitet som existerar hos resursägarna används i det senare. Effekten av detta syns i tex i Figur 25 och Tabell 8 där varaktighetskurvorna och statistik visar att nätbelastningen hålls på en lägre nivå som definieras av nättariffen för marknadsfallet.

På mer detaljerad nivå kan man i Figur 27 se hur de accepterade volymerna skiljer sig från referensfallet, med exemplet nod 12 under den andra veckan i det



simulerade året. Figur 27 (a) jämför den totala belastningen vid transformatorstationen, vilket visar att effektopparna minskas och flyttas med den föreslagna marknadsmodellen genom att utnyttja den lokala flexibiliteten. Figur 27 (b) och (c) visar hur de flexibla resurserna, dvs värmepumpar och elbilsaddning, används på olika sätt under referensfallet jämfört med fallet med den lokala marknaden.

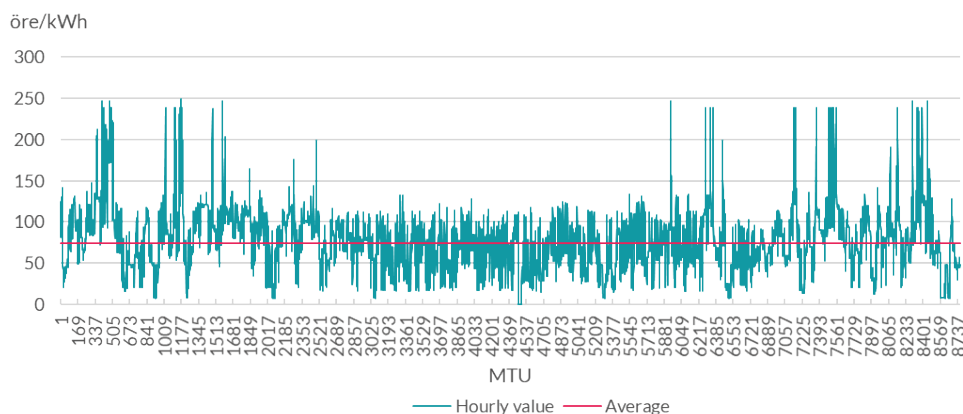


Figur 27: Acceperade volymer och referenslast vid nod 12, MTU 169-336.

### Priser på den lokala marknaden

Som beskrivs i avsnitt 5.4.1 tillämpas marginalprissättning med en geografisk uppdelning i noder och med priser som varierar över tid enligt handelsperiodens längd. I denna fallstudie existerar 4 noder och handelsperioden är 1 timme, och den simulerade perioden sträcker sig över ett år, dvs 8760 timmar. För rotnoden, dvs nod 0, som är anslutningspunkt till överliggande system, definieras priset enligt principen pay-as-bid för den elhandlare som agerar koppling till överliggande marknad (se 6.2.3). Ingen resursägare är kopplad till denna nod, där existerar endast tillförsel från elhandlaren. För lastnoderna 10–12 definieras nodpriset som den dualvariabeln för balansekvationen (6) för varje energibärare och handelsperiod (se 5.4.1).

Gällande de genomsnittliga marknadspriserna över hela simuleringsperioden inom den lokala marknaden är dessa enligt följande: 48,1 öre/kWh vid nod 0 (genomsnittspotpris), 66,1 öre/kWh vid nod 10; 75,3 öre/kWh vid nod 11; samt 82,5 öre/kWh vid nod 12. Generellt har noderna 10–12 högre pris än rotnoden på grund av den lokala distributionskostnaden. Bland lastnoderna 10–12 har nod 12 det högsta marginalpriset generellt, medan nod 10 har det lägsta marginalpriset. Detta beror främst på skillnaderna i belastningsnivå och kapacitetsbegränsning mellan transformatorerna. Figur 28 visar de genomsnittliga timvisa marknadspriserna för noderna 10–12 under ett år, tillsammans med ett medelvärde för hela den lokala marknaden på 74,6 öre/kWh.

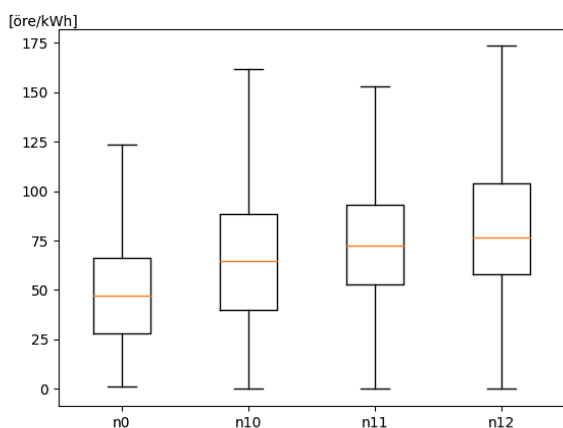


Figur 28: Genomsnittligt marknadspris för noderna 10–12.

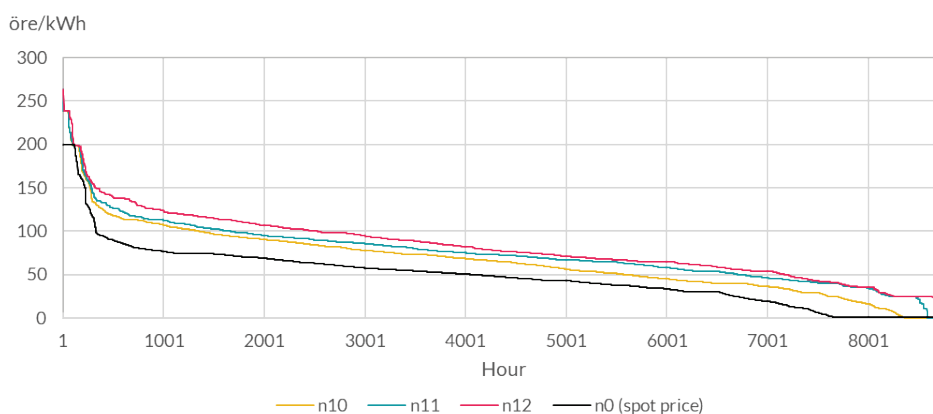
Figur 29 visar spridningen av marknadspriset för alla timmar med en boxplot. För varje nod visar boxplotten minimum, maximum, median, den första kvartilen och den tredje kvartilen av timpriset. Figuren indikerar också att prisvariationen skiljer sig mellan de tre noderna.

Figur 30 visar fördelningen av priset vid noderna 10–12 jämfört med fördelningen av spotpriset (priset vid nod 0). Under de flesta timmar har noderna 10–12 högre pris än rotnoden främst på grund av den lokala distributionskostnaden för att leverera el från rotnoden till lastnoderna. Dessutom påverkas skillnaden mot spotpriset också av det lokala systemets obalansposition.

Figuren visar också att under några timmar är priset vid nod 10–12 lite lägre än spotpriset. Detta händer särskilt när det lokala systemet har en negativ obalans. Som beskrivits i avsnitt 6.2.1 uppstår avvikelser i den lokala marknadens nettoposition mot den överliggande marknaden från baslinjclearingen, vilket ger upphov till en obalanskostnad. Nodpriset definieras som den lägsta kostnad för att betjäna ytterligare 1 kWh efterfrågan i varje enskild nod. När systemet har en negativ obalans är den faktiska förbrukningen lägre än baslinjen. I ett sådant fall innebär en ytterligare 1 kWh-förbrukningen en minskning av obalanskostnaden. Detta kan leda till en sänkning av totalkostnaden och en motsvarande sänkning av nodpriset eftersom obalanskostnaden ingår i målfunktionen (se 5.3.1). Obalanspriset är satt till 20 öre/kWh i fallstudien och nättariffen är 19 öre/kWh när nätbelastningen ligger mellan 0–50% av transformatorernas kapacitet (Figur 24). Därför kan nodpriset bli lägre än spotpriset om nätbelastningen är tillräckligt låg.



Figur 29: Spridning i marknadspriset vid noderna.



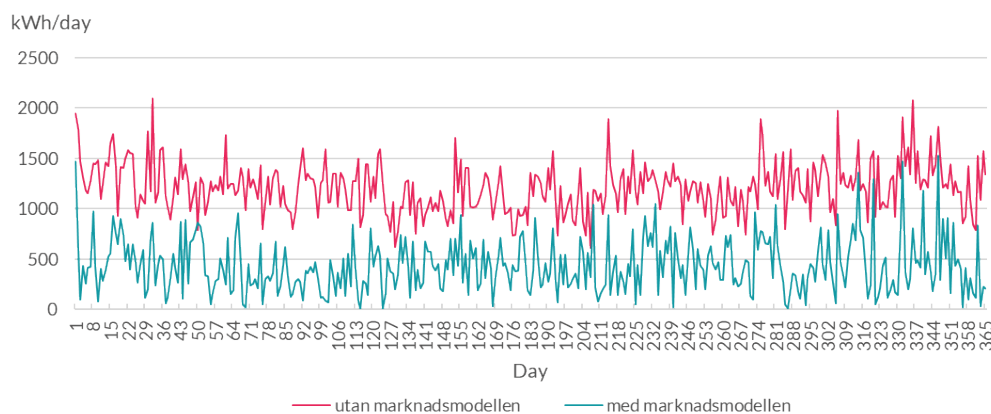
Figur 30: Varaktighetskurvan för priset.

#### Påverkan på nettoobalansen

Som beskrivits i 6.2.1 förutspås det uppstå obalanser mellan handlade volymer på överliggande marknad och det verkliga behovet av import till (eller export från) den lokala marknaden, som uppstår på grund av osäkerheter i prognoser. Detta

drabbar i denna fallstudie främst elhandlaren, men kostnaderna antas överföras till den lokala marknaden.

Figur 31 visar den dagliga nettoobalansen i nätområdet under de förutsättningar om osäkerheterna som antas i fallstudien (dvs normalfördelade avvikelser för laster med väntevärde 0 och en standardavvikelse om 10 %) för referensfallet och för fallet med en lokal marknad (dvs med flexibilitet). Den potentiella obalansen visas som den röda kurvan med en genomsnittlig volym om 1 210,3 kWh/dag. Därför justerar volymerna av flexibla resurser för att minska den förväntade obalanskostnaden, vilket leder till en minskning av nettoobalansen (blå kurva). Den genomsnittliga nettoobalansen reduceras till 433,4 kWh/dag, dvs. 64,2% lägre än för referensfallet.



Figur 31: Daglig nettoobalans på den lokala marknaden.

#### 6.4 JÄMFÖRELSE AV EKONOMISKT UTFALL FÖR OLIKA AKTÖRER

För att få en uppfattning om hur påverkan av införandet av en lokal marknad enligt fallstudien kan se ut för olika aktörer, presenteras under detta avsnitt några sammanfattande och övergripande jämförelser. Jämförelserna sker mellan fallet med en lokal marknad ('marknadsfallet') och referensfallet<sup>18</sup>, och görs för hela simuleringsperioden, dvs den innefattar hela året 2035.

Det ekonomiska utfallet ifrån dagens marknadsmodell jämförs med utfallet ifrån den utvecklade marknadsmodellen utifrån tre perspektiv: de traditionella elhandlarnas, resursägarnas samt elnätsbolagets. Dessa kan sägas ingå i den 'lokala energisektorn' i denna fallstudie, medan aktörer och marknader som Svk, Nord Pool och större producenter ingår i en 'central energisektor'. Den centrala energisektorn ligger utanför jämförelserna nedan eftersom fokus här ligger på det specifika fallet med Hammarby Sjöstad. Detta fall ensamt är för begränsat för att ha någon synbar påverkan på den centrala energisektorn, men en vidare analys om en utrullning av lokala marknader behöver också ta påverkan på aktörerna i den centrala energisektorn i beaktande.

<sup>18</sup> Se 6.2 för en beskrivning av respektive fall.



**Figur 32: Samhällets centrala och lokala energisektor.**

Jämförelserna nedan baseras på de transaktioner som flödat genom den lokala marknaden. Detta innebär att den inte tar hänsyn till alla existerande faktorer, som tex kostnader för införandet av en lokal marknad. För att fånga upp samtliga faktorer som påverkar krävs en mer genomgående och detaljerad analys än vad som presenteras här. Syftet med denna jämförelse är att ge en bild av en möjlig potential för en lokal marknad inom det scenario som fallstudien baseras på.

#### 6.4.1 Sammanfattning av utfall

Sammanfattningsvis kan påverkan av införandet av en lokal marknad, jämfört med referensfallet, beskrivas enligt Tabell 9. Tabellen ger en övergripande och summerande bild av skillnaderna i kostnader, dvs ett negativt värde indikerar en ökad kostnad i jämförelse med referensfallet. Det bör noteras att för elhandlare och elnätbolag avser resultaten deras totala intäkter från den lokala marknaden, medan det för resursägare avser kostnader. En negativ skillnad innebär således en minskad intäkt för elnätsägare och elhandlare, och en ökad kostnad för resursägare. I kommande avsnitt beskrivs påverkan på respektive aktör mer ingående.

Det är viktigt att påpeka att tabellen endast sammanfattar de transaktioner som flödat genom den lokala marknaden! Exempelvis har inte förändringar av kostnader för inköp av el på överliggande marknad för elhandlaren tagits i beaktande, eller förändrade kostnader för nätägaren för förluster eller förändrat investeringsbehov tagit med. Således ger denna sammanfattning inte hela bilden, utan endast den del som explicit relaterar till transaktioner med den lokala marknadsplatsen.

En central post i tabellen utgörs av "icke-fördelat marknadsöverskott". Som diskuterats under 5.5.2 kommer den lokala marknaden att generera ett ackumulerat överskott på grund av prisskillnader. Detta överskott presenteras här separat eftersom en tydlig princip för fördelningen av detta överskott inte har tagits fram inom ramen för denna rapport. Flera principer kan existera för denna fördelning, vilket diskuteras i 5.5.2. Resultatet som presenteras i Tabell 9 tyder på att den utvecklade marknaden skapar ett nettovärde för samhället, även om frågan om hur fördelningen av marknadsöverskottet kan se ut återstår att besvaras.

Tabell 9: Sammanfattning av kostnaderna för de olika aktörerna

Aktör	Marknadsfall	Referensfall	Skillnad (negativa värden innebär en minskad intäkt eller ökad kostnad)
Elhandlare (intäkter)	8 933 kSEK	10 235 kSEK	-1 302 kSEK
Elnätsbolag (intäkter)	4 152 kSEK	4 307 kSEK	-155 kSEK
Resursägare (kostnader)	14 905 kSEK	14 701 kSEK	-204 kSEK
Icke fördelat marknadsöverskott	1 945 kSEK	0 kSEK	1 945 kSEK
		<b>Skillnad</b>	<b>284 kSEK</b>

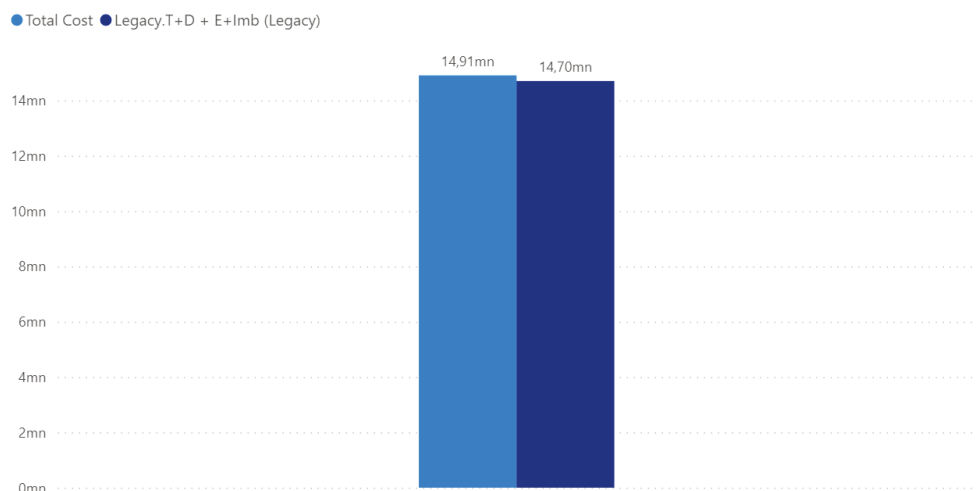
#### 6.4.2 Lokala resursägare och agenter

Med lokala resursägare menas här aktörerna under respektive nod som omnämns under 6.3.3, och agenterna som agerar å deras vägnar. Således finns det sex agenter som representerar olika lokala resursägare; tre som representerar BRFer under respektive nod, och tre som representerar övriga resursägare under respektive nod.

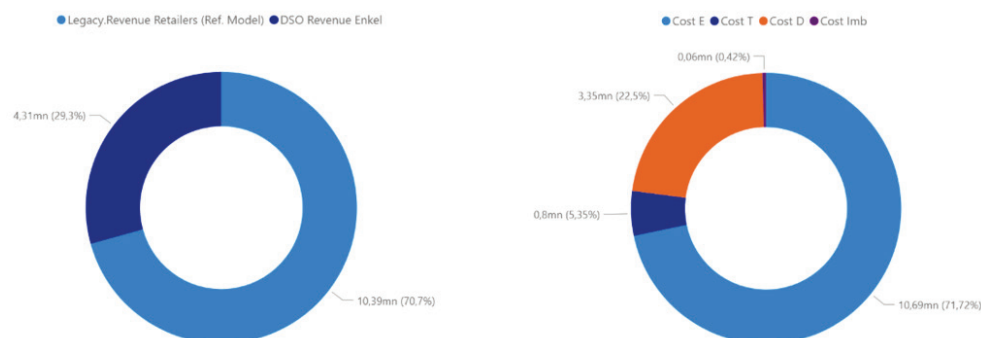
Samtliga resursägare är nettokonsumenter sett över hela simuleringsperioden. Som tidigare beskrivits har BRF:erna viss solelproduktion, men denna understiger konsumtionen över tid och är liten i jämförelse. Andelen egenproducerad energi (ca 424 MWh) utgör ca 2,1 % av den totala konsumtionen (ca 19 440 MWh). Nedan beskrivs därför resultaten i termer av nettokostnader och ingen vidare uppdelning i lokal produktion och konsumtion presenteras.

Som framgår av Tabell 9 och som illustreras i Figur 33 kommer det totalt för gruppen resursägare innebära en ökad nettokostnad om ca 204 kSEK i och med införandet av en lokal marknad i jämförelse med referensfallet. Det ska dock noteras att hur marknadsöverskottet hanteras och kan återföras till dessa aktörer har en stor påverkan på det slutgiltiga resultatet, vilket diskuteras mer under avsnitt 6.3.5.

En sammanfattning om hur denna aktörsgroups sammanlagda kostnader utvecklas och fördelas under de två fallen med och utan en lokal marknad finns i Figur 34. En intressant aspekt i detta är hur kostnaderna för resursägarna kan delas upp i olika kostnadsslag som tidigare diskuterats under avsnitt 5.6. För referensfallet utgör detta en relativt enkel övning eftersom energipriser och nätavgifter hålls separat, medan priserna i marknadsfallet internaliserar alla dessa element i ett och samma pris. Som beskrivs under 5.6 går det dock att allokera kostnaderna på ett approximativt sätt för att få en bild om vilka kostnader som härrör från energi, distribution, transmission och obalanser. Figur 34 visar därför detta för marknadsfallet, men någon motsvarande kostnadsfördelning har inte genomförts för referensfallet.



Figur 33: Resursägarnas totala nettokostnader för marknadsfallet (ljusblå), och referensfallet (mörkblå).



Figur 34: Fördelning av kostnader för resursägarna för referensfallet (vänster) och marknadsfallet (höger).

För marknadsfallet har kostnaden för överföringen beräknats per nod enligt den statusbaserade nättariffen som definierats. Detta utförs för varje handelsperiod och summeras sedan för hela året och för samtliga noder. Det antas vidare att en del av överföringskostnaden utgör betalningar till överliggande nät på region- och transmissionsnivå. För att få en uppskattning av denna andels storlek har en approximativ uppskattning gjorts av hur stor denna kostnad är uttryckt i SEK/kWh enligt följande:

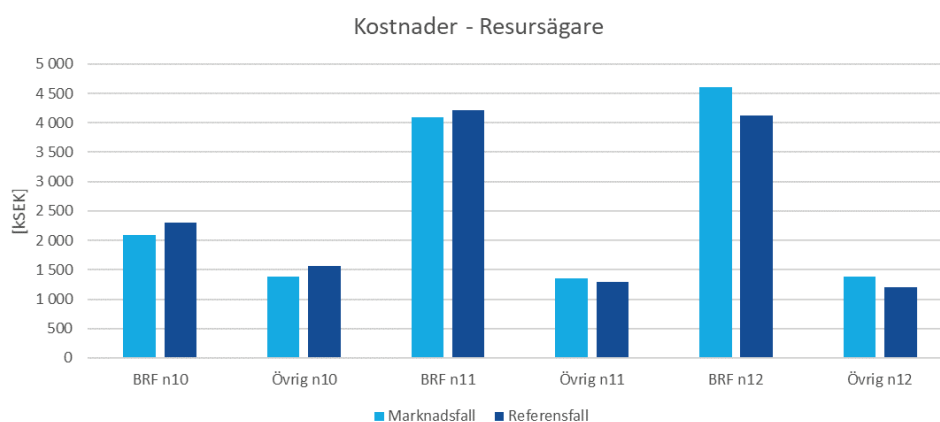
Avgiften för överliggande nät baseras på uttagskostnaden enligt Svk:s transmissionsnättariff för anslutningspunkten i Nacka (Svenska kraftnät, 2022). Den årliga effekt-komponenten som ingår i tariffen har estimerats med hjälp av den 95:e percentilen av den summerade maxeffekten för de 3 transformatorerna som beskrivs i scenariot för Hammarby Sjöstad i avsnitt 6.1.2 (0,095 multiplicerat med 4578 kW = 4349 kW). Den årliga avgiften (123 SEK/kW multiplicerat med 4349kW = ca 535 kSEK) sprids över den mängden energi som prognosticeras att

levereras året 2035, vilket uppgår till ca 19 944 MWh, vilket blir resulterar i en kostnad uttryckt per energienhet om 0,0268 SEK/kWh. Transmissionstariffens energikomponent som kompenserar förluster estimeras via prognosnittpriset i SE3 för året 2035 enligt scenariot som presenteras i 6.1.1 (490 SEK/MWh inkl. 10 SEK riskpåslag för obalansrisk och kostnad för fysisk elhandel) multiplicerat med förlustkoefficienten för Nacka-anslutningspunkten som är 2,8 %. Resultatet av detta uppgår till 0,0137 SEK/kWh. Därmed är den totala kostnaden för transmission uttryckt i helt en rörlig komponent om 0,0398 SEK/kWh.

Ytterligare en komponent i kostnadsallokeringen för resursägarna utgörs av kostnader för obalanser som överförs från elhandlaren till de lokala resursägarna. Hur denna kostnad beräknas beskrivs under avsnitt 6.3.3 om hur elhandlaren påverkas av införandet av en lokal marknad.

Som inledningsvis nämndes innebär införandet av en lokal marknad ökade kostnader för energiinköp för aktörsgruppen resursägare. Dock fördelas denna kostnad olika mellan de individuella resursägarna. En sammanställning över hur de olika resursägarna i den lokala marknaden totalt sett påverkas ekonomiskt återfinns i Figur 35, som visar nettokostnaderna för respektive resursägare i de två fallen. Som figuren visar kommer vissa av resursägarna att få minskade kostnader medan andra får ökade kostnader. Anledningen till att det skiljer sig åt ligger i den geografiska placeringen för de olika resursägarna, där priser i nod 12 ligger högre i jämförelse med de andra på grund av högre nätbelastning och flaskhalsar. Det är således påverkan av den statusbaserad nättariffen som slår genom mer i vissa delar av systemet än i andra.

På samma vis som fördelningen av kostnaderna för hela gruppen av resursägare som presenterades i Figur 34, kan en fördelning också utföras för varje enskild resursägare. Figur 36 visar en sådan kostnadsfördelningen för samtliga resursägare för fallet med en lokal marknad.



Figur 35: Kostnader för resursägare i marknadsfallet (blå) och referensfallet (mörkblå).





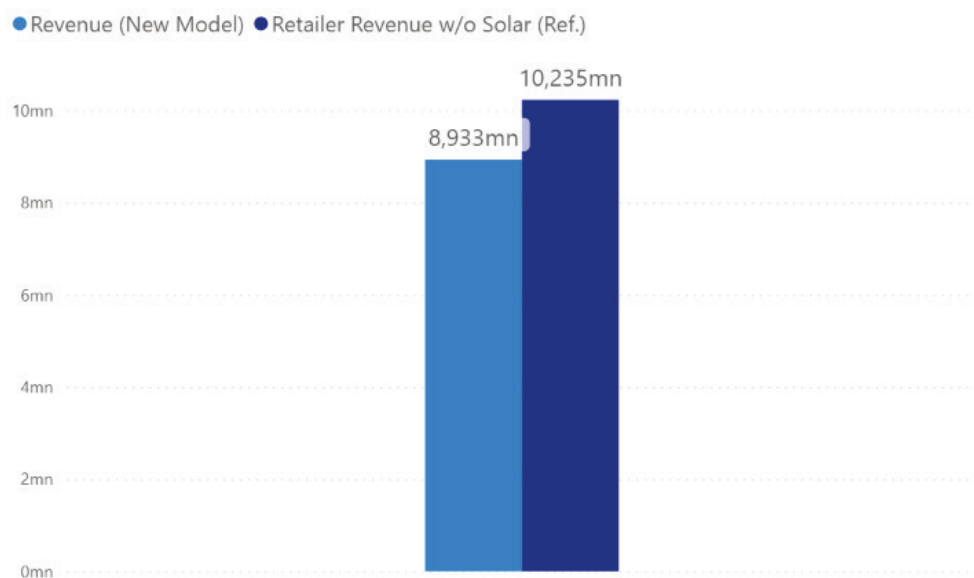
Figur 36: Kostnadsfördelning för respektive resursägare för marknadsfallet. Energikostnad (ljusblå), transmissionskostnad (mörkblå), distributionskostnad (orange), obalanskostnad (lila).

#### 6.4.3 Elhandlare

I fallstudien utgörs kopplingen till den överliggande marknaden av en elhandlare, vars intäkter beräknas enligt spotpris multiplicerat med levererad energi till den lokala marknaden. I referensfallet beräknas den levererade energin för varje handelsperiod som nettolasten, dvs total konsumtionen minus den lokala produktionen. För marknadsfallet ges dessa volymer enligt de bud från elhandlaren som den lokala marknaden clearar. Det bör noteras här att totalt sett över året är mängden energi indifferent mellan de två fallen, men däremot flyttas last mellan olika handelsperioder i marknadsfallet.

Sammantaget över hela simuleringsperioden blir resultaten för elhandlaren enligt Figur 37 för de två fallen. Som figuren visar minskar elhandlaren intäkter med ca 1,3 MSEK med fallet med marknadsmodellen. Detta kommer sig av att marknadsfallet innehåller flexibilitet som används för att undvika tidpunkter med höga priser, vilket leder till minskade intäkter för elhandlaren. Det ska dock noteras att även kostnadssidan minskar för elhandlaren eftersom även av elhandlaren inköpta volymer på överliggande marknad minskar på ett motsvarande sätt. Således påverkas inte elhandlaren resultatet med 1,3 MSEK utan i betydligt mindre omfattning. Om exempelvis elhandlaren har ett absolut påslag på energipriset från överliggande marknad till den som elhandlaren förser med energi, kommer resultatet att vara det samma för elhandlaren för de bägge fallen. I jämförelsen bortses dock från olika påslag, tex relaterat till risker och vinster<sup>19</sup>. Antagandet här är att detta inte påverkar jämförelsen utan att de tar ut varandra, alternativt att deras påverkan är liten och kan försummas.

<sup>19</sup> Tex 0,0375 SEK/kWh för avgifter hos Svk, eSett, risk för obalans osv, 0,02 SEK/kWh för elcertifikat och 240 SEK för årlig avgift som hittades i ett konkurrenskraftigt elavtal på elpriskollen.se i november 2021 bortses ifrån.



Figur 37: Elhandlarnas intäkter för marknadsfallet (ljusblå), och för referensfallet (mörkblå).

En kostnadskomponent som ingår i figuren är kostnader för obalanser för avvikelser mellan handlade och verkligt utfall för tillförsel till den lokala marknaden som elhandlaren utsätts för. Antagandet här är att dessa kostnader överförs till resursägarna och därmed också utgör en intäkt för elhandlaren. Det kan noteras att dessa minskar i marknadsfallet, vilket ligger i linje med de minskade obalanserna som visas i Figur 31.

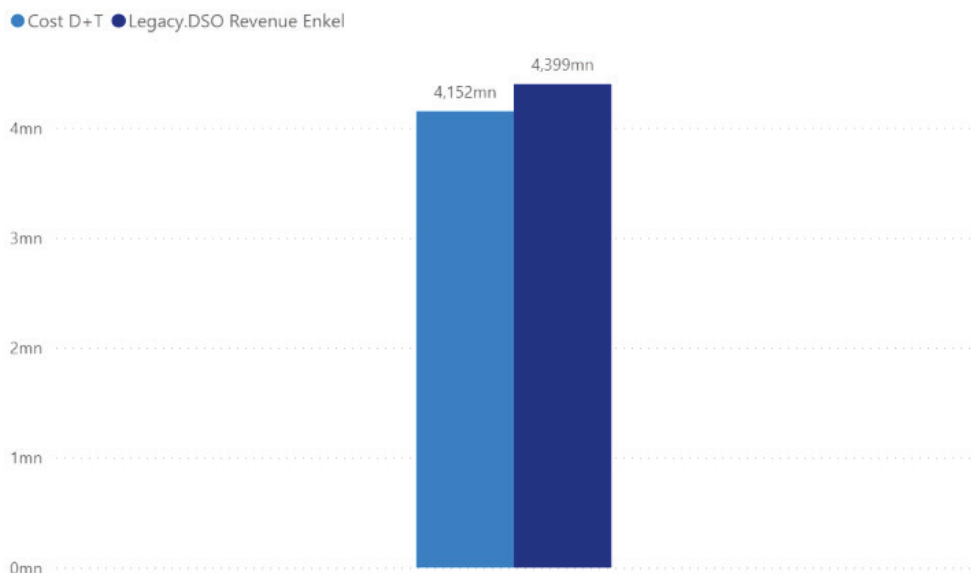
#### 6.4.4 Elnätsbolaget

Gällande nätbolagets intäkter är dessa för referensfallet beräknade genom nettolasten multiplicerat med nättariffen. I referensfallet utgörs nättariffen endast av en statisk<sup>20</sup> och rörlig del om 21,6 öre/kWh (se avsnitt 6.2.2). Eftersom nättariffen i referensfallet är den samma för samtliga noder behövs ingen uppdelning göras inom den lokala marknaden för denna beräkning. För marknadsfallet beräknas nätägarens intäkter genom att studera nätbelastningen i respektive nod och handelsperiod, och multiplicera denna med den stegvisa tariff som återfinns i Figur 24. Totala intäkten ges sedan av att summera detta över samtliga handelsperioder.

Som tidigare visats i Tabell 9 och som illustreras i Figur 38, sjunker intäkterna för nätägaren med ca 155 kSEK i och med införandet av en lokal marknad och en statusbaserad nättariff. Minskningen är inte kraftig, men kommer sig av att last flyttas så att en jämnare effektprofil erhålls som ett resultat av den stegvisa statusbaserade nättariffen. Som beskrivs under 6.2.2 är denna tariff beräknad utifrån principen att *givet att ingen förändring sker i effektuttag*, ska valet mellan den statusbaserade tariffen den ursprungliga tariffen vara indifferent med avseende på intäkter. Eftersom effektprofilen förändras vid införandet av den nya tariffen,

<sup>20</sup> Statisk i termer av att den inte förändras över tid eller med nätbelastning.

kommer intäkterna att sjunka något på grund av att de högre stegen i tariffen kommer att undvikas.

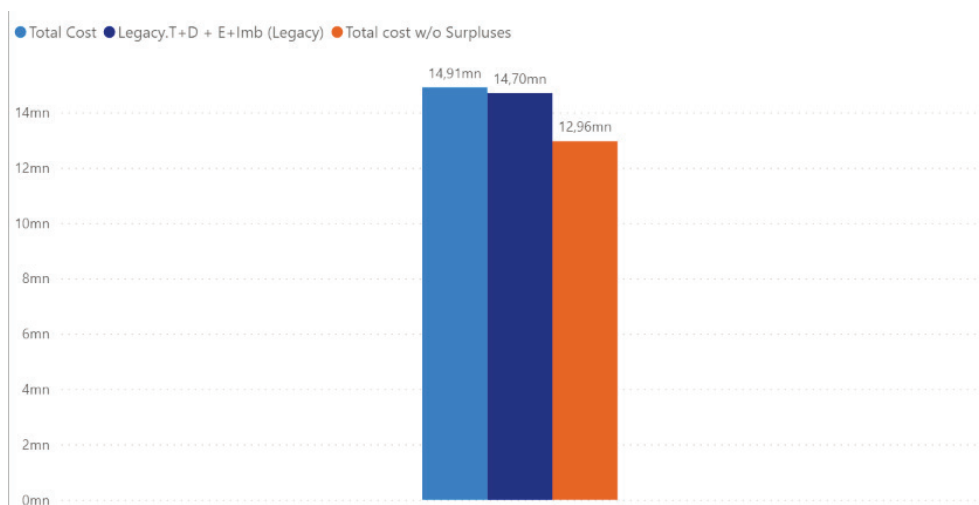


Figur 38: Elnätsbolagets intäkter för marknadsfallet (ljusblå), och referensfallet (mörkblå).

#### 6.4.5 Hantering av marknadsöverskott

Som visas i Tabell 9 skapas ett marknadsöverskott i fallet med införandet av en lokal marknad. Detta överskott utgör skillnaden mellan nettot för alla köp- och säljtransaktioner för den lokala marknaden. En kostnad för en resursägare innebär i detta fall en intäkt för den lokala marknadsplatsen, och en intäkt för elhandlaren eller nätägaren innebär en kostnad för marknadsplatsen. I referensfallet summerar detta till noll, vilket stämmer med antagandet om att referensfallet följer dagens modell med en nättariff och en återförsäljare; dvs, ingen lokal marknad existerar. För marknadsfallet skapas istället ett överskott av anledningar som tidigare har beskrivits i avsnitt 5.5.2. I denna fallstudie uppgår detta överskott till 1 945 kSEK.

Detta marknadsöverskott kan användas för olika ändamål, tex för att finansiera driften av marknadsplatsen och att återföras till de lokala resursägarna. En återföring av detta överskott kan i sin tur följa olika principer för att stötta lokal produktion, flexibilitet, investeringar, etc. Denna rapport går dock inte vidare in på hur en återföring bör se ut. Dock, under förutsättning att detta överskott till fullo återförs till resursägarna kommer dock denna grupps ökade kostnader om 204 kSEK istället skapa minskade kostnader om 1 741 kSEK i marknadsfallet. Detta motsvarar drygt 11% av den aktörsgruppens sammanlagda kostnader som uppgår till 14 905 kSEK i marknadsfallet. Figur 39 visar hur en sådan återföring påverkar den totala kostnaden för resursägarna.



Figur 39: Resursägarnas sammanlagda kostnader för marknadsfallet utan återföring av marknadsöverskott (ljusblå), referensfallet (mörkblå) samt marknadsfallet med återföring av överskott (orange).

#### 6.4.6 Påverkan på skatteintäkter

I ovanstående sammanfattning ingår inte skatter eller moms, alla kostnader och intäkter exkluderar sådana kostnader. Här presenteras hur skatteintäkterna kan komma att påverkas vid införandet av en lokal marknad. Utgångspunkten är att principerna och skattesatser för beskattningen består som den ser ut idag, vilket innebär att resursägarna beskattas enligt följande:

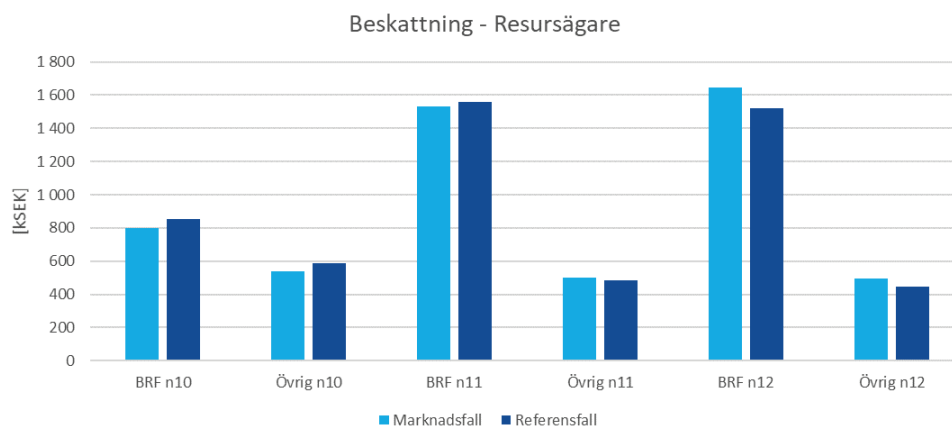
- En skatt om 36 öre per uppmätt konsumerad kWh<sup>21</sup>.
- 25 % moms på summan av energipris, energiskatt och nätavgifter.

Energipriserna i marknadsfallet är de priser som den lokala marknaden genererar, dvs priset i de transaktioner som resursägarna gör med den lokala marknadsplatsen. Den totala lasten för respektive resursägare sett över hela året är indifferent mellan marknadsfallet och referensfallet. Det som skiljer fallen åt när det gäller laster är att det i marknadsfallet antas existera flexibilitet som kan användas för att minska kostnader. Givet detta kommer den totala mängden energiskatt att vara den samma i de bägge fallen eftersom den totala energimängden inte ändras. Dock förändras momsen eftersom denna beror på energipriser och nätavgifter. Hur den totala beskattningen ser ut för respektive resursägare återfinns i Figur 40. Som figuren visar följer detta samma mönster som för kostnaderna för resursägare som visas i Figur 35, vilket är naturligt eftersom momsens storlek är direkt proportionell mot kostnaderna för energiinköp och nätavgifter.

På motsvarande sett som kostnaderna ökar för resursägarna i marknadsfallet (utan återföring av lokalt marknadsöverskott) kommer skatteintäkterna öka från

<sup>21</sup> Skattesats gällande från 1 januari 2022 (Skatteverket, n.a.).

gruppen resursägare från 5 453 kSEK i referensfallet till 5 509 kSEK i marknadsfallet, dvs en ökning på skatteuttaget om ca 56 kSEK.



Figur 40: Beskattning av resursägare i marknadsfallet (blå) och referensfallet (mörkblå).

## 7 Barriärer

Införandet av lokala marknader innebär en mängd utmaningar som behöver adresseras, och barriärer som måste överbryggas. Detta kapitel ger en kortfattad genomgång av sådana möjliga ekonomiska, tekniska, legala, och sociala barriärer som identifierats inom arbetet med denna rapport. Målet är främst att beskriva barriärer som existerar, men rapporten går inte in på hur dessa kan adresseras och lösas.

### 7.1 EKONOMISKA

Ett grundläggande argument och motivering till att studera en vidareutveckling av dagens energimarknad på det lokala planet, är att skapa ekonomiska förutsättningar och mer effektiva incitament som speglar verkliga utmaningar. En utmaning och potentiell barriär är att transaktionskostnaderna för olika resursägare kan vara höga, och att de incitament som den lokala marknaden ger upphov därför till inte leder till investeringar eller ett ökat tillhandahållande av flexibilitet. Hur stora transaktionskostnaderna kan vara väldigt olika beroende på aktörgruppernas intressen och ambitioner och därmed kan detta vara en mer eller mindre svår barriär att överbrygga. Studier om hushålls villighet att agera mer aktivt på elmarknaden ger indikationer på att förväntningar i förhållande till verkliga kostnadsreduceringar eller intäkter för flexibilitet, kan skilja sig signifikant åt, vilket också ger upphov till barriärer (Vesterberg, M., 2020).

Det ekonomiska resultatet för aktörer lokalt är avhängigt hur marknadsöverskottet hanteras och återförs till de lokala aktörerna. Detta kommer att styra deras intressen för att medverka och genomföra investeringar. Således måste detta definieras tydligt så att det inte finns osäkerheter kring hur principerna för denna fördelning ser ut. Faktiska eller upplevda osäkerheter när det gäller detta kan skapa barriärer för lokala aktörer att engagera sig i den lokala marknaden.

Alla marknadsplatser kräver i sig en drift och en egen organisation som driver och äger marknadsplatsen, så är också fallet med den lokala marknadsplats som presenteras i denna rapport. Denna behöver vara effektiv för att vinsterna med en lokal marknad inte äts upp av kostnader relaterade till själva marknadsplatsen. Börsverksamhet på råkraftsmarknadsnivå är förbundet med vissa kostnadsdrivande aktiviteter, tex rapportering, vilket en lokal marknadsplats inte kommer kunna utföra på samma sätt om den ska vara ekonomiskt hållbar.

### 7.2 LEGALA

En vidareutveckling av energimarknaden enligt den modell som denna rapport beskriver, ligger inte helt och hållet inom ramen för de lagar och föreskrifter som existerar idag. Nedan finns några sådana regelverk som behöver adresseras gällande ett införande av lokala marknader.

Förslaget i denna rapport innefattar en dynamisk och geografiskt diversifierad tariff. Dagens regelverk kring tariffer, kortfattat beskrivet under avsnitt 3.1.2, stipulerar att tariffer måste vara icke-diskriminerande inom ett och samma

nätområde. Således avviker förslaget i denna rapport från dagens regelverk och hur det tolkas. Det har dock diskuterats och lyfts möjligheter för undantag för detta för demonstrationssyftet, vilket kan vara en möjlighet för ett pilot- eller demonstrationsprojekt. En vidare utrullning kräver dock ett uppdaterat regelverk eller en annan tolkning av nuvarande regelverk.

Beroende på hur den modell som presenterats i denna rapport implementeras, kan principen om att elkunder ska kunna fritt välja återförsäljare komma att utmanas. I vissa av exemplen som beskrivs under avsnitt 4.6 har den lokala marknaden en gemensam elhandlare som förser det lokala systemet med el vid underskott (eller hanterar export vid överskott), vilket inte ger de ingående lokala aktörerna möjlighet att individuellt teckna elavtal. Andra exempel lyfter dock möjligheten för resursägare att välja "smart återförsäljare" och därmed även ha möjlighet att välja avtal som passar deras preferenser som dessa aktörer erbjuder. Det är således beroende på tillämpningen av den marknadsdesign som föreslås i denna rapport som avgör i vilken utsträckning det fria valet av återförsäljare utgör en barriär.

Marknaden som föreslås är integrerad mellan olika energibärare och även energi och infrastruktur. Det senare innebär att prissignalen internaliserar både energi och nätkostnader, och att dessa inte kan skiljas åt. Detta är ett avsteg från principen om åtskillnad av energi och nätverksamhet som utgör en legal barriär som behöver hanteras.

Ytterligare en barriär kan vara skyldigheter gällande bland annat myndighetsrapportering kopplat till själva handelsplatsen. I dagens marknad kan företag ansöka hos Ei för att bli så kallad *nominerad elmarknadsoperatör* (NEMO) (Energimarknadsinspektionen, 2020c), vilket innebär att de vid godkännande får erbjuda sina tjänster på den europeiska dagen före- och intradagsmarknaden. Detta är dock förbundet med en rad skyldigheter och uppfyllande av kriterier som är svåra eller omöjliga för en lokal marknad att kunna uppfylla. Ett tillämbart regelverk för hur en lokal marknadsplats skulle kunna rapportera och granskas saknas, vilket utgör en barriär. Detta är också kopplat till att kostnaderna för att driva den lokala marknadsplatsen behöver vara relativt låga för att inte den samhällsekonomiska vinsten ska gå förlorad som nämns i 7.1.

### 7.3 TEKNISKA

Införandet av en lokal marknad innebär ett ökat behov av kommunikation och införandet av smarta styrsystem på olika nivåer som kommunicerar med varandra. Modellen som beskrivs i denna rapport innehåller exempelvis mjukvaruagenter som hanterar budgivning på den lokala marknaden, vilket är ett exempel på en typ av teknisk lösning som är komplex i sin natur. Den lokala marknaden innebär således en ökad teknisk komplexitet som måste hanteras och förstås av de aktörer som verkar och har ansvar i den lokala marknaden. En aspekt av detta är att säkerställa robusthet och tillförlitlighet i kommunikationssystemen, och en annan är frågan om cybersäkerhet i dessa sammankopplade system.

Öppna standarder av central betydelse för att kunna åstadkomma kostnadseffektiva tekniska kommunikationssystem och för att möjliggöra att en mångfald av leverantörer av styrsystem, agenter och tjänster kan komma in och

konkurrera. För vissa av de komponenter som marknaden innefattar existerar sådana standarder, men inte för alla. För en demonstrationsaktivitet kan skräddarsydda lösningar tas fram och användas, men för en större utrullning utgör bristen på standarder en möjlig barriär.

Ytterligare en möjlig barriär kan vara uppkopplingen av äldre fastigheter och installationer som har existerande system med begränsad förmåga till styrning och kommunikation. Sådana fastigheter har därmed begränsad förmåga att kunna vara en aktiv del av marknaden eftersom deras interna tekniska system inte tillhandahåller den tekniska funktionalitet som behövs för att exempelvis kunna flytta laster i tid. Även om den tekniska utvecklingen går snabbt, så utgör detta en barriär för utrullning i det korta till medellånga perspektivet.

#### 7.4 SOCIALA

En central frågeställning gällande barriärer är de lokala aktörernas acceptans för införandet av en lokal marknad. Denna fråga är komplex och kontextuell på så sätt att det kan variera kraftigt mellan olika områden och användargrupper. Energi är bland privatpersoner att betrakta som en lågintresseprodukt vilket speglas i bland annat den relativt låga andel privathushåll som byter elleverantör över tid (Vesterberg, M., 2018). För att en lokal marknad ska bli effektiv krävs ett ökat engagemang på någon nivå, vilket kan utgöra en barriär generellt.

Vidare bygger den presenterade modellen på en betydligt mer geografiskt uppdelad marknad, vilket speglas i prisbildningen. Detta innebär att vissa områden kommer ha högre priser än andra, även om dessa ligger nära varandra rent geografiskt. Utifrån ett rättviseperspektiv kan detta uppfattas problematiskt, och kan utgöra en barriär för att få acceptans för införandet av en lokal marknad. En spegling till dagens diskussioner om stora skillnader i priser mellan olika elprisområden i Sverige kan här göras.

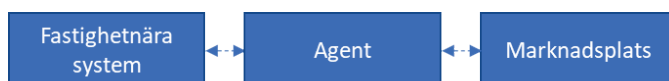
Acceptansfrågan kopplar också starkt till frågan om förtroendet för den lokala marknadsplatsen hos aktörerna som verkar på den. Marknadsplatsen kan tillhandahålla information och öppenhet, men det krävs också kunskaper om marknadens funktion hos lokala aktörer för att kunna tolka informationen och exempelvis varför priser varierar över tid och rum. Detta får betraktas som en nischkunskap som flertalet av lokala aktörer inte besitter, vilket gör att resultatet från budgivning och marknadsplatsens clearing kan uppfattas som icke-intuitivt och icke-transparent. Detta riskerar att vara en barriär som är svår att överbrygga beroende på hur aktörsgruppen ser ut.



## 8 Implementation och pilotprojekt

Som omnämnts tidigare i rapporten utgör digitalisering en central förutsättning för att kunna demonstrera och etablera lokala marknader. Detta gäller från fastighetsnivå där fastighetsnära system behöver finnas plats för att kunna styra olika installationer, via agenter som kopplar de fastighetsnära systemen till marknaden, till marknadsnivå där själva marknadsplatsen behöver kunna kommunicera med olika aktörer och genomföra beräkningar. En konceptuell skiss på hur kommunikationen mellan olika delar i kedjan ser ut återfinns i Figur 41.

Gällande de fastighetsnära systemen finns det en marknad med ett antal teknikleverantörer som kan erbjuda lösningar på fastighetsnivå. För agenter och marknadsplatsen är tillgången till existerande lösningar begränsad, men det finns några exempel som lyfts i avsnitten nedan. I detta kapitel beskrivs på övergripande nivå olika möjligheter för fastighetsnära system och plattformar för marknadsplatsen, tillsammans med några exempel på system och plattformar.



Figur 41: Kommunikation mellan fastighet och marknadsplats.

Detta kapitel ger också ett förslag på hur ett pilotprojekt skulle kunna utformas genom en grov tidsplan.

### 8.1 FASTIGHETSNÄRA STYRSYSTEM

Syftet med fastighetsnära system är att övervaka, optimera och styra olika installationer på fastighetsnivå utifrån olika parametrar och variabler som rumstemperaturer, lokal energiproduktion (tex solceller), status hos olika installationer (tex lager), priser, etc. Synonyma begrepp som digital fastighetsautomation existerar också för den typ av system som denna rapport avser<sup>22</sup>. Styrsystemet består av bl.a. sensorer, brytare, ställdon och mjukvara som optimerar effekt- och energianvändningen samt ett användargränssnitt som bl.a. visualiserar utfall och tillåter konfigurering av styrsystemet.

Utveckling kring fastighetsnära system och förmågan och funktioner hos dessa har utvecklats kraftigt under senare år, inte minst tack vare nya möjligheter gällande dataanalys och minskade kostnader för sensorer och hårdvara. Nya roller på elmarknaden som tex oberoende aggregatorer<sup>23</sup> bidrar också till att skapa en marknad för denna typ av lösningar genom ökade incitament och erbjudanden till exempelvis fastighetsägare. En etablering av marknader på lokal nivå har också möjlighet att skapa nya möjligheter för denna typ av tekniska lösningar.

<sup>22</sup> Det bör noteras att dessa system har en vidare tillämpning än den som avses i denna rapport, tex en effektivare fastighetsförvaltning och underhåll av fastigheter.

<sup>23</sup> Se avsnitt 4.8.1.

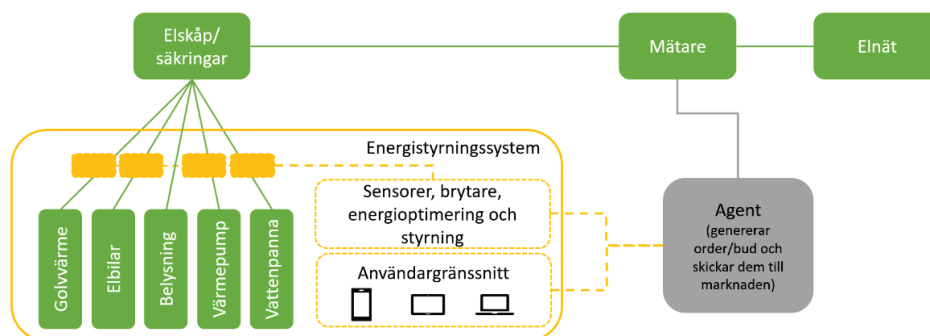
Det finns flera leverantörer av fastighetsnära styrsystem och lösningar för närliggande områden som exempelvis elbilsladdning. Att skapa en uttömmande lista och göra en djup jämförelse av olika leverantörers systemförmågor är ligger inte inom denna rapportens omfattning, utan lämnas för vidare analys. Några exempel på möjliga leverantörer av sådana system som idag förekommer på marknaden är ABB, Axians, ChargeStorm, ChargeNode, DEFA, EcoGuard, EnReduce, FerroAmp, Fidelix, Honeywell, Greenly, InCharge, Krafthem, Momentum Energi, NGenic, Nuuka Solutions, ReChargier, Regin, Schneider Electric, Siemens, Tibber och Zaptech.

När det gäller det specifika området i Hammarby Sjöstad som omfattas av fallstudien som presenterades i kapitel 6, sker en inventering av existerande installationer och styrsystem inom projektet "Systemförändring för lokalt delad energi" (RISE, n.a.). Inventeringen fokuserar på elinstallationer och innefattar bla elbilsladdare, solceller, växelriktare, styrsystem, värmepumpar och ventilationslösningar. Inventeringen innehåller information om tillverkare och fabrikat, och till viss del även olika tekniska möjligheter för styrning.

## 8.2 AGENTER

Mellan de fastighetsnära styrsystemen och den lokala marknadsplatsen existerar en mjukvaruagent som baserat på status, prognoser och styrmöjligheter hos resursägaren lägger bud på den lokala marknaden. Funktionen är således tätt sammanbunden med det fastighetsnära systemet och är beroende av information och data från detta för att kunna genomföra en effektiv budgivning. En möjlig interaktion mellan dessa kan illustreras enligt Figur 34. Figuren visar hur en separat mjukvara, dvs agenten:

- får momentant effektvärde ifrån elmätaren och har möjlighet att spara historiska sådana värden,
- får pris- och ev. övrig information (t.ex. orderbok, historiska data) ifrån den lokala marknaden, och
- utifrån denna information definierar och lägger bud på den lokala marknaden å styrsystemets (och dess ägares) vägnar.



Figur 42: Interaktion mellan fastighetsnära system och agent.

Inom ramen för en lokal marknadsplats kan det finnas en eller flera standardagenter som finns tillgängliga för nerladdning. Detta kan göra det möjligt för aktörer att ansluta till marknaden som inte har ett avancerat styrsystem och som främst har som intresse att handla på marknaden enligt ett historiskt förbrukningsmönster. Det är också möjligt för leverantörer av fastighetsnära system att inkludera en egenutvecklad agent, givet att protokoll och standarder för kommunikation med marknadsplatsen är öppna.

Gällande leverantörer av agenter utgör de fastighetsnära systemens teknikutvecklare och leverantörer som nämns i 8.1 naturliga aktörer. Vidare kan aktörer som idag har utvecklat system för aggregering av distribuerade resurser för att tillhandahålla systemtjänster vara en leverantör eller operatör av agenter. Funktionaliteten hos en agent för den lokala marknaden ligger relativt nära dessa aktörers lösningar, eftersom de bygger på att monitorera och styra anläggningar genom olika gränssnitt. Exempel på aktörer kan vara Kraftthem, Tibber och liknande system- och tjänsteleverantörer.

### 8.3 MARKNADSPLATTFORMAR

Utöver de fastighetsnära systemen som har rådighet över de tekniska installationerna, och agenterna som omsätter information och data from dessa i bud, behövs också en plattform för den lokala marknadsplatsen. Syftet med denna plattform är att härbärgera funktionalitet som möjliggör clearingen av marknaden, men också tillhandahållande av marknadsdata och andra marknadsrelaterade tjänster. En sådan tjänst kan vara som nämnts ovan att ha standardagenter tillgängliga för nedladdning.

Det finns existerande plattformar som skulle kunna anpassas och användas för att implementera den föreslagna marknadsmodellen. Även nya plattformar skulle kunna utvecklas. Ett sett att fördela existerande och potentiella plattformar enligt hur de ägs och drivs.

#### 8.3.1 Traditionella marknadsplattformar

Existerande operatörer av energimarknader har mjukvara och plattformar för att möjliggöra sina tjänster och erbjudanden. Marknadsoperatörer som Nord Pool och EPEX Spot är sådana exempel. Under senare har också leverantörer av plattformar för flexibilitetsmarknader etablerats, där NODES utgör ett exempel som använts för projekt i Sverige. Affärsmodellen för dessa aktörer är att investera i en egenutvecklad plattform med stängd källkod och erbjuda plattformen och relaterade tjänster till andra aktörer som har ett kommersiellt intresse för att antingen agera på marknaden (som tex Nord Pool) eller att förfoga över plattformen för att ha den som instrument för att upphandla tjänster (som tex NODES). Detta möjliggörs genom att marknaderna antingen har en stor omsättning, vilket gör att kostnaden för varje marknadsaktör att verka på plattformen blir liten i förhållande till deras transaktioner, eller att värdet av den tjänst den plattformen möjliggör är stor i förhållande till kostnaderna för plattformen.

Ovan nämns några exempel på plattformar, och ytterligare ett antal som avser flexibilitetsmarknader i Europa finns omnämnda i ENTSO-Es översikt (ENTSO-E, 2021) över flexibilitets- och balansmarknadsplattformar, som till exempel Equigys Crowd Balancing Platform och PicloFlex. Utöver dessa finns också E.ON Energidistributions plattform SWITCH (E.ON SWITCH, n.a.) samt några plattformar som erbjuder även effekt/energihandel som t.ex. i.LECOs (i.LECO, n.a.) energisamhällen i Belgien och Nederländerna, Enerexchange (Enerexchange, n.a.) i Irland, och LO3 Energy (LO3 Energy, n.a.) med Brooklin Microgrid i USA.

När det gäller lokala marknader och möjliga plattformar kan affärsmodellen se annorlunda ut jämfört med råkraftsmarknader eftersom omsättningen på en lokal marknad är liten i jämförelse med en nationell marknad. Således kan inte plattformen i sig driva kostnader. Gällande flexibilitetsmarknader har dessa ett tydligt syfte att hantera problem som en (eller ett fåtal) specifika aktörer har. I dagsläget gäller detta framför allt nätkapacitetsproblem och nätägare. Dessa har då ett eget affärsintresse i att investera eller betala för en plattform som löser deras specifika problem.

En lokal marknad enligt den design som återfinns i denna rapport är en vidareutveckling av energimarknaden med ett vidare fokus, och är således inte skraddarsydd för en specifik aktörs utmaningar. Detta utgör motiveringen till varför traditionella plattformar är illa rustade och anpassade för att vara lämpliga plattformar för en lokal marknad. Alternativa lösningar kan komma att behövas.

### 8.3.2 Alternativa plattformar

Alternativa plattformar med öppen källkod- och marknadsdata kan ha potentialen att skapa en samverkan mellan flera aktörer för att dela på implementationskostnader för själva marknadsplattformen. Detta betyder inte att det inte går att skapa utrymme för kommersiella lösningar, det går att bygga funktionalitet på en öppen plattform som kan erbjudas som kommersiella tjänster parallellt med att det existerar öppna lösningar på samma plattform. På detta sätt kan tex en clearingfunktion vara en del av den öppna lösningen plattformen som betingar en låg kostnad, medan energitjänster och smarta agenter kan erbjudas av kommersiella aktörer till resursägarna i den lokala marknaden.

Med hjälp av en sådan plattform och affärsmodell kan traditionella elhandlare och andra innovativa energitjänstebolag tillfredsställa olika behov som tex följande:

- Tjänster för intern hantering och fördelning av energikostnader för BRFer eller andra resursägare.
- Visualisering och för att ange preferenser till styrsystem och mjukvaruagent på ett användarvänligt sätt.
- Tjänster för analys av energikostnader och olika investeringsalternativ.
- Koordinering och upphandling av installationer (solceller, lager, etc)
- Tjänster för underhåll och annan support för olika tekniska installationer.
- Tjänster för social interaktion (gameification etc).

Ett exempel på en alternativ öppen plattform är plattformen som tillhandahålls av Grid Singularity (Grid Singularity, n.a.). Grid Singularity är ursprungligen ett tysk startup-företag som är även medgrundare i en icke-vinstdrivande Energy Web

Foundation tillsammans med Rocky Mountain Institute i USA. Flera energibolag från Europa, USA och den övriga världen har bidragit till utvecklingen av plattformen<sup>24</sup>. Den erbjuder även funktionalitet som smarta kontrakt som kan bidra till att skapa kostnadseffektiva transaktion för högre tids- och geografisk upplösning.

Ett annat exempel på en möjlig plattform är den som användes och utvecklades inom FED-projektet. Plattformen har ett API som möjliggör att olika funktionaliteter tillhandahålls av olika aktörer, även om själva plattformen inte är baserad på öppen källkod. En fördel med FED-plattformen är att delar av den funktionalitet som marknadsplatsen i denna rapport definierar, dvs själva clearing, delvis redan finns implementerad på FED-plattformen. Delar av funktionaliteten i plattformen används i pågående projekt med fokus på flexibilitetsmarknader och har därmed fortsatt att utvecklas.

### 8.3.3 Blockkedjor och öppen källkod

Blockkedjor, eller block chain, har den senaste tiden lyfts i olika sammanhang kopplat till lokala marknader. I kontexten av marknader och marknadstransaktioner ger denna teknik möjligheten att minimera tilliten som krävs för att parter på ett säkert och transparent sätt kan ingå i transaktioner med varandra. Detta reducerar i slutändan kostnader även vid många småvolymstransaktioner som traditionellt skapar stora administrativa kostnader. Denna möjlighet kommer huvudsakligen ifrån två egenskaper hos denna teknik.

Den första egenskapen är att betalningar kan programmeras att ske när vissa förhållanden infaller. Ett exempel kan vara om part A avviker när det gäller produktion eller konsumtion från dess handlade volymer (dvs en obalans skapas), kan en betalning till part B (exempelvis den som hanterar part A:s balansansvar) exekveras. Detta innebär att betalningsmedel låsas i ett program som är oföränderligt och därmed kan litas på (ett "smart kontrakt") istället för att ha en central aktör som har denna funktion och tex låser säkerhetskapital.

Den andra egenskapen är att en blockkedjebaserad marknad kan, för transparens- och säkerhets skull, drivas av flera intressenter som har intresse av att övervaka och behålla tilliten till de smarta kontrakten. Detta genom att behålla sin egen kopia av dessa kontrakt samt en kopia av transaktionerna som genomförts på marknaden. Exempelvis kan elhandlare, myndigheter, BRFer, fastighetsbolag, och individer driva en egen marknadsnod och köra sin instans av marknadsplattformens mjukvara. Varje marknadsnod kommunicerar med resten av noderna och säkerställer systemets resiliens, transparens och tillit till marknaden. Flera aktörer har en kopia av de smarta kontrakten och transaktionerna som sker enligt dem<sup>25</sup>, och vilket därmed gynnar transparens och möjligheter att upptäcka exempelvis manipulation.

Frågan om blockkedjor är djup och det finns flera designaspekter att ta hänsyn till (prestanda, decentraliseringsgrad inkl. roller och behörigheter, incitament,

<sup>24</sup> Se exempel på <https://www.energyweb.org/project-map/> och <https://gridsingularity.com/singularity-map>.

<sup>25</sup> Aktörernas identiteter kan dock utelämnas och skyddas av integritetsskäl.

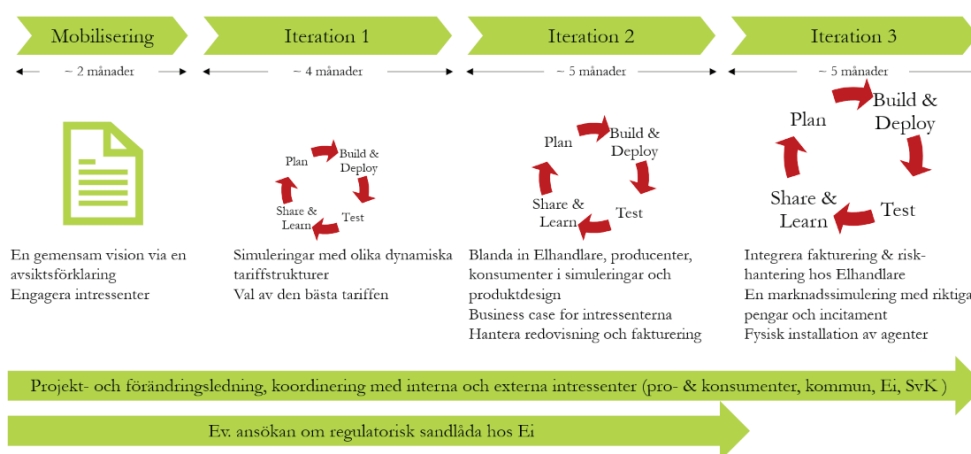
datamängder osv). Tekniken erbjuder och möjliggör funktionalitet och incitamentsystem som potentiellt kan bidra till implementering av lokala marknader. Detta kräver dock en vidare analys för att förstå möjligheter och begränsningar.

Ytterligare en lösning som kan ha potential för att på ett kostnadseffektivt sätt skapa lokala marknader och agenter är öppen källkod. En fördel med öppen källkod är att alla intressenter kan ha tillgång till denna kod, och kan därmed också skapa sig en förståelse för hur marknaden är implementerad och kommer med förslag på hur den kan utvecklas. En vidare interaktion mellan många aktörer (tex vid en utrullning av lokala marknader) gynnas av att dessa kan dela och diskutera samma öppna specifikationer för exempelvis smarta kontrakt. Öppen källkod ger också förutsättningar för att många intressenter ska kunna bidra till vidareutvecklingen, testning och granskning av marknadsplatsens funktion.

#### 8.4 PILOTPROJEKT – FÖRSLAG PÅ STRUKTUR OCH TIDSPLAN

I detta avsnitt beskrivs på en övergripande nivå hur ett möjligt pilotprojekt skulle kunna struktureras och en grov tidsplan för ett sådant projekt. Förslaget utgår från en pilot i Hammarby Sjöstad eller ett liknande område, och baseras på den marknadsplattform som Grid Singularity tillhandahåller. En anledning till att denna plattform valts i denna beskrivning är att den bedöms som relativt mogen och att den har använts vid liknande piloter. Vidare bygger den på öppen källkod och blockkedjor vilket bedöms ha potential att på ett kostnadseffektivt sätt driva en marknadsplats.

Den preliminära projektstrukturen och tidsplanen som föreslås är uppdelat i fyra delar: En första del för mobilisering och sedan tre iterationer med en total längd om ca 16 månader enligt Figur 43. I följande avsnitt presenteras kortfattat aktiviteter och leverabler för respektive del i projektet.



Figur 43: Förslag på övergripande projektstruktur

### 8.4.1 Mobilisering

Det första steget i ett pilotprojekt avser mobilisering av aktörer och intressenter och består av aktiviteter och leverabler enligt följande tabell.

Aktiviteter	Leverabler
Engagera kärntressenter, nätägare, elhandlare, produktion, aggregationspartners (Project Scope Workshop)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relevanta personer ifrån elhandel, nätägare, produktion, IT (ev. aggregatorer) samt representanter ifrån slutanvändare har en gemensam uppfattning av visionen och projektmål.</li> <li>• Projektets omfattning och succéfaktorer definierade.</li> <li>• Projektgrupp etablerad.</li> </ul>
Engagera ytterligare intressenter	Fastighetsansvariga, andra prosumenter, kommun, Ei, Svk, Energiföretagen, Energimyndigheten.
Öppen avsiktsförklaring	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Öppen avsiktsförklaring formulerad av kärntressenterna, som en ev. bas för regulatorisk sandlåda.</li> <li>• Andra aktörer och intressenter inom energibranschen inbjudna att följa och delta i initiativet.</li> <li>• Kommunikation med Ei om regulatorisk sandlåda alt. lagändring som tillåter en längre period med separata tariffer för pilotdeltagare.</li> </ul>
Sätta upp en intressentgemenskap	Det är möjligt för intresserade aktörer och individer att följa projektet (maillista, blogginlägg/pressrelease) och lämna tankar och kommentarer.

### 8.4.2 Iteration 1

Den andra delen i pilotprojektet avser en första iteration och simulering av den marknad som piloten avser. Aktiviteter och leverabler enligt nedanstående tabell.

Aktiviteter	Leverabler
Sätta upp marknadsmjukvara	<p>Marknadsmjukvara som är redo för simuleringar och analyser uppsatt.</p> <p>Potentiella Anpassningar i plattformen görs.</p>
Förbereda och modellera data från nätägare	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relevanta data i nätägares system identifierade, förberedda och extraherade</li> <li>• Nät modellerat i Grid Singularitys open source platform.</li> </ul>
Modellera scenarier	Scenarier med varierande penetration av distribuerade energiresurser och energigemenskaper modellerade i kombination med nät- och andra relevanta data.
Simuleringar med olika tariffstrukturer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simuleringar körda och utvärderade.</li> <li>• Relevanta tariffer med trovärdiga resultat valda.</li> </ul>
Sprida resultat till intressenter	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simuleringsresultaten sammanfattade i ett lättillgängligt format (kort video, blogginlägg, tabeller) och presenterade.</li> <li>• Ei uppdaterad om simuleringsresultaten i sammanhanget av ett undantag, sandlåda eller potentiell regulatoriskt ändringsbehov.</li> <li>• Återkoppling samlad och sammanfattad.</li> </ul>
Förbereda intressenter inför marknadsagenter anslutna till mätare	Elhandel, nätägare, producenter, IT, elhandel, produktion, samt representanter ifrån slutanvändare är medvetna om anslutningen av mätardata till mjukvaruagenter som interagerar med marknaden.



### 8.4.3 Iteration 2

Det tredje steget består av en andra iteration med att förbereda och utveckla agenter och faktureringsystem så att de anpassas till den funktionalitet som genomförandet av piloten kräver. Innefattar aktiviteter och leverabler enligt nedanstående tabell.

Aktiviteter	Leverabler
Utveckla business case	Baserat på identifierade scenarion och tariffer, business cases för nätägare, producenter, elhandel och energigemenskaper framtagna
Kartlägga redovisning och faktureringsprocesser- och system	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Processer och system kartlagda (AS-IS)</li> <li>• Överenskommelse ang. hur nätägare, elhandels och producenters fakturering och redovisning fungerar med parallella marknader ser ut (TO-BE)</li> </ul>
Specificera ändringar i fakturering och redovisning	Specifikation av process- och mjukvaruändringar som accepterats av nätägare, elhandlare, producenter
Utveckla ändringar i fakturering och redovisning	Processer och systemändringar utvecklade och införda (av egen IT-avdelning hos intressenten alt. av en extern partner)
Utveckla insikter och idéer om nya produkter	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simuleringar körda och data/insikter analyserade med nätägare, elhandel och energilösningföretag/avdelningar</li> <li>• Potential för nya produkter/intäktsströmmar identifierade</li> <li>• Business case updaterade</li> </ul>
Sprida resultat internt och externt	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simuleringsresultat sammanfattade i lättillgängligt format (video, blogginlägg, osv) och presenterade, Ei updaterad ang business case.</li> <li>• Återkoppling insamlad och kommunicerad.</li> </ul>
Planera installation av marknadsagenter	Plan för installation av mätaranslutna agenter definierad och avstämd med elhandel, nätägare, intern IT, aggregatorer samt slutkundrepresentanter
Specificera och planera betalningstjänst	Specifikation av en betalningstjänst som fungerar i svensk kontext (kopplad till banksystemet) och samtidigt med i samband med smarta kontrakt finns

	Planera tjänstens utveckling och utrullning
--	---

#### 8.4.4 Iteration 3

Den sista delen avser en parallell drift av den lokala marknaden och den nuvarande marknaden för utvärdering. Aktiviteter och leverabler enligt nedanstående tabell.

Aktiviteter	Leverabler
Rulla ut betalningstjänst	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elhandel, DSO, aggregatorer och slutanvändare kan lätt få betalt och betala för effekt/energi och relaterade tjänster (inkl. konvertering av SEK till marknadsvaluta och tillbaka), tex via Swish</li> <li>Utvecklat av interna IT avdelningar alt. en extern partner</li> </ul>
Installera marknadsagenter och övervakning av transformator(er)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Agenter (mjukvara med tillgång till smartmätardata) som interagerar med marknaden å slutanvändarnas och energiföretagens vägnar är installerade hos energiföretagen samt hos slutanvändarna alt. hos aggregatorer</li> <li>Övervakningsteknik är installerad på relevanta transformatorer för att möjliggöra för DSO att sätta distributionpris (tariffsteg)</li> </ul>
Utbilda intressenter om agentanvändning	Elhandel, aggregatorer är medvetna av hur de kan konfigurera och använda deras marknadsagenter
Rulla ut uppdaterade fakturerings- och redovisningsprocesser och system	Utveckla och påbörja användning av de uppdaterade redovisning- och faktureringsprocesser och system
Köra den nya marknaden parallellt med existerande (dagens) marknad	<ul style="list-style-type: none"> <li>Den nya marknaden med dynamiska tariffer körs inom DSOs nät parallellt med existerande marknad/system</li> <li>Parter betalar och får betalt för tjänster på den nya marknaden</li> </ul>

Sprida resultat internt och externt	<ul style="list-style-type: none"><li>• Resultaten av marknadens funktion sammanfattade i lättsmält format (video, blogginlägg, tabeller) och presenterade</li><li>• Ei är uppdaterad om resultaten</li><li>• Återkoppling ifrån intressentsgemenskapen insamlad och sammanfattad</li></ul>
-------------------------------------	---

## 9 Diskussion

Utformningen av en lokal marknad innebär en mängd olika faktorer och aspekter som behöver beaktas. I detta kapitel diskuteras olika val som gjorts och möjliga implikationer som kan förtjäna en djupare analys än vad som ges i denna rapport. Vissa av de punkter som tas upp under detta kapitel kan utgöra en grund för fortsatta analyser av utrednings- eller forskningskaraktär.

### 9.1 ORGANISATORISKA ASPEKTER

En central fråga som övergripande har berörts i rapporten rör ägande och drift av marknadsplatsen. Här kan det finnas flera olika modeller. Eftersom marknaden har som uppgift att väga samman olika intressen och utmaningar för att uppnå samhällsekonomisk effektivitet finns det flera aktörer som har olika särintressen i frågan. Här blir det viktigt att den aktörer som utgör marknadsoperatör är trovärdig i sin roll och inte ses som en part med ett särintresse. Ett sätt att hantera detta kan vara att ha ett delat ägande av marknadsplatsen där de ingående aktörerna ingår i ägandekonstellationen. Tekniska lösningar kan eventuellt minska vikten av ägarskapsfrågan om det är möjligt för olika aktörer att ladda ner marknadsplattformen med öppen källkod och automatiskt ingå i dess drift. På det sättet är ansvaret inte så starkt kopplat till ägarskap utan till att källkoden kan och har granskats av alla intresserade och därmed är tillförlitlig. Ett annat alternativ kan vara att ha en samhällsaktör som tar rollen som marknadsoperatör.

Den lokala marknaden avser ge aktörer och resursägare incitament för förändrad drift och investeringar. Om ett investeringsutrymme uppstår finns det en risk att flera lokala aktörer simultant och ovetande av varandra tar liknande investeringsbeslut. Således kan detta leda till överinvesteringar och därmed ett ineffektivt nyttjande av resurser. Ett sätt att undvika detta är att skapa förutsättningar för en koordinering av investeringar i den lokala marknaden. Detta kräver transparens och ett intresse och villighet hos lokala aktörer att dela med sig av planer och ambitioner gällande investeringar. En marknadsplats kan tillhandahålla tjänster och en plats för informationsutbyte. Detta är dock inte en explicit del av marknadsdesignen och denna rapport går inte in djupare på hur detta skulle kunna fungera.

### 9.2 CLEARING OCH PÅVERKAN PÅ ANDRA MARKNADER

Under avsnitt 4.5 lyfts olika alternativ för hur den lokala marknaden kan kopplas till överliggande marknader, dock utan att peka på något av alternativen som det mest lämpliga. En utvidgning av konceptet lokala marknader är hierarkiska marknader, dvs existensen av flera olika nivåer av marknader av den typ som presenteras i denna rapport<sup>26</sup>. Utifrån ett konceptuellt perspektiv rymms det i den modell som beskrivs i rapporten, men det finns ett antal frågeställningar som inte beaktas här men som skulle kunna utgöra grunder för fortsatt forskning. En sådan

<sup>26</sup> Ett tankeexperiment kan vara att tex ha en stadsdelsnivå (som Hammarby Sjöstad), en stadsnivå (Stockholm) och sedan en nivå på nationell nivå (prisområde SE3).

fråga är hur clearingen skulle kunna fungera i en hierarkisk marknad, i vilken ordning olika nivåer cleareas och vilka effekter olika val kan ha på exempelvis effektiviteten. Tidigare studier indikerar att det kan finnas negativa effekter på tex obalanser vid införandet av distribuerade marknader (Pihl, H.; Brodin, M., 2020). Detta kopplar också till tidpunkten när olika marknader stänger, på vilken nivå handeln sker först och hur obalanser mellan nettopositionen för den lokala marknaden och handeln på överliggande marknad kan hanteras.

För att en marknad ska kunna vara effektiv måste den också vara likvid, dvs det måste finnas en omsättning som gör att transaktioner kan utföras utan att prispåverkan blir för stor till följd av enstaka transaktioner. Detta kan vara en utmaning för lokala marknader, beroende på "hur lokal" marknaden är. Detta innebär att det kan finnas begränsningar för hur liten marknaden kan vara i termer av omsättning och aktörer utan att det blir problem med prispåverkan eller möjligheter att matcha utbud och efterfrågan. Samtidigt som frågan om likviditet driver mot att marknaden bör vara tillräckligt stor, måste samtidigt marknaden vara tillräckligt liten utifrån ett energisystemperspektiv för att kunna hantera lokala utmaningar. Om marknaden ska kunna hantera lokala flaskhalsar måste den också ha den geografiska granulariteten så att dessa problem kan fångas upp. Här kan det finnas motsättningar och avvägningar som behöver göras. Denna rapport analyserar inte denna fråga djupare utan lämnar detta för möjligt fortsatt arbete.

I denna rapport tas frågan om balansansvar upp på flera sätt, inklusive frågan om disaggregering av dagens balansansvar så att det hanteras på lägre nivå som tex den lokala marknaden eller BRF. Eftersom dagens aggregationsnivå är betydligt högre (nivån återförsäljare och prisområde) innebär detta att obalanserna inte jämnas ut på samma sätt som idag inför balansavräkningen som sker efter leverans. I sin tur skulle detta leda till ökade obalanskostnader för kundkollektivet i sin helhet. Å andra sidan kan ett disaggregerat balansansvar också leda till ökade incitament för att vara i balans, vilket gynnar hela systemet. Frågan är således hur ökade obalanskostnader står sig mot värdet av ökade incitament för att planera sig i balans på lägre systemnivåer.

I den föreslagna clearingfunktionen ingår både kostnaderna för energi och nätkostnader. Som beskrivs överskådligt i 6.2.4 kan variationer i energipriset sägas vara kopplat till produktionsvariationerna hos förnybar elproduktion. Därmed sker en avvägning om hur flexibiliteten ska användas; är det för att hantera nätbegränsningar eller för att balansera förnybar produktion? Här finns en inneboende motsättning, eftersom utifrån ett rent nätperspektiv vore en platt nettoförbrukning vara preferensen, medan utifrån ett balanseringsperspektiv är det önskvärda att lasten följer den förnybara produktionen. Om alla priser som är involverade reflekterade samma kostnader skulle clearingen kunna generera en optimal avvägning mellan dessa två intressen. Dock finns frågetecken vad som utgör samma kostnader och hur dessa reflekteras genom energipriset och nättariffen. I den fallstudie som presenterats har nättariffen fått ett tydligt genomslag i hur flexibiliteten används, och variationer i elpriser har en mindre påverkan. Anledningen till detta är att ökningen mellan stegen i den statusbaserade nättariffen är större än vad variationerna i energipriserna är, vilket gör att nätfrågan prioriteras av den lokala marknaden. Här kan vidare analyser

genomföras för att se hur olika principer för utformningen av tariffen påverkar användningen av flexibilitet, och hur denna flexibilitet bör användas utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv.

### 9.3 REGELVERK OCH FÖRORDNINGAR

Den marknadsmodell inklusive roller och ansvar som beskrivs i denna rapport linjerar inte helt till existerande utformning av regelverk och förordningar. Till viss del adresseras denna fråga under kapitel 4 gällande balansansvaret och hur detta kan hanteras vid införandet av en lokal marknad. De olika alternativ som lyfts fram passar olika bra in i dagens regelverk men inget passar in fullständigt. Detta gör att en eventuell demonstration eller pilot med största sannolikhet behöver söka tillstånd för undantag hos Ei. Rapporten går inte in djupare i dessa frågor utan lämnar det för eventuell fortsättning i ett demonstrationsprojekt.

En grundbult i nu rådande regelverk berör åtskillnaden mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet. Anledning till denna strikta åtskillnad kan motiveras med att eliminera risken för att monopolverksamhet sponsrar konkurrensutsatt verksamhet. Dock, clearingen som beskrivs i denna rapport integrerar både nätavgifter och energikostnader i samma funktion, och internaliserar både nätkostnader och energikostnader i samma pris. Detta innebär i praktiken att intäkter kopplat till energileverans påverkas av den statusbaserade nättariffen som föreslås. Detta är ett avsteg från principen om åtskillnad eftersom nätbolagets agerande genom tariffen kan ge positiv påverkan på elhandlars intäkter på den lokala marknaden. Om dessa aktörer ingår i samma koncern kan således nätbolaget indirekt sponsra elhandlaren genom prispåverkan.

### 9.4 ÖVRIGA ASPEKTER

Denna rapport har haft ambitionen att beskriva många aspekter av en lokal marknad för att skapa en helhetsbild över hur en sådan kan organiseras och fungera. Steget att implementera detta fullt ut kan vara stort. En fråga värd att beakta kan därför vara om det finns delar av marknadsdesignen eller av funktionaliteten som kan implementeras enskilt och vilka effekter detta kan ha. En sådan möjlighet kan vara den statusbaserade nättariffen som föreslås, vilken i sig inte är beroende av en implementation av en lokal marknad i sin helhet. Detta har dock inte analyserats inom ramen för denna rapport.

Som lyfts under avsnitt 5.5 kommer ett överskott genereras kopplat till prisskillnader mellan den lokala marknaden och överliggande marknader. Detta överskott kan tillfalla olika aktörer eller aktörsgrupper som utgör intressenter. Denna rapport går inte in i djupet i denna fråga, men den är av central betydelse för legitimiteten av en lokal marknad och hur den kommer uppfattas av resursägare som ingår i den. Som också indikerats i fallstudien i kapitel 6 kan den lokala marknaden generera högre marknadspriser för energikonsumenter jämfört med dagens modell, vilket kan kompenseras genom att dessa får ta del av överskottet. Genom en sådan mekanism kan kostnadsbesparingar ändå uppnås, såtillvida att överskottet överstiger kostnadsökningarna. En fråga som återstår och som inte adresserats är möjliga utformningar av en sådan återföringsmekanism

och hur olika utformningsalternativ påverkar olika aktörers eller aktörsgruppers ekonomiska utfall.

Det är värt att notera att den föreslagna marknadsdesignen också kan ge upphov till situationer där marknadsöverskottet istället blir ett marknadsunderskott. Detta kan potentiellt uppstå då den lokala marknaden, eller en del därav, är en nettoproducent av billig energi samtidigt som den överliggande marknaden också har låga priser. Om det lokala överskottet är stort nog för att skapa kapacitetsproblem lokalt, dvs så att en hög nätbelastning resulterar i en hög nättariff, kan detta resultera i ett högre pris lokalt på grund av den statusbaserade nättariffen, trots att man har en överskottssituation. Således kommer marknaden då exportera "dyr" el till den överliggande marknaden som samtidigt har "billig" el, vilket resulterar i ett marknadsunderskott. I den analys som genomförts inom ramen för denna rapport har detta inte utgjort ett problem, men det är en aspekt att studera och analysera vidare vid en eventuell fortsättning av detta projekt.

En stark drivkraft för energisystemets utveckling är minskning av utsläpp av växthusgaser. En lokal marknad kan bidra till denna utveckling, men denna rapport går inte in på eller analyserar hur stora sådana effekter som kan åstadkommas. Man kan dock konstatera att lokala marknader kan bidra på åtminstone två sätt: i) Genom att bidra till att balansera variationer i förnybar produktion, vilket speglas av variationer av energipriser som marknaden tar i beaktande; och ii) Genom att skapa förutsättningar för investeringar i lokal produktion som tex solceller. Ett exempel på det förstnämnda syns i resultaten från fallstudien som presenteras i kapitel 6. Där framgår att intäkterna för elhandlaren minskar för marknadsfallet, vilket är ett resultat av att flexibilitet används för att minska nettokonsumtionen under tidpunkter med höga elpriser. Höga priser kan indikera en marginalproduktion med högre utsläpp av växthusgaser, och en lokal marknad bidrar därmed till att minska denna produktion.

## 10 Övergripande slutsatser

Nedan beskrivs de övergripande slutsatser som dragits under projektets genomförande och från de analyser som genomförts. Utgångspunkten är de mål för innehållet i denna rapport som definierats under 2.5 och som här repeteras för tydlighets skull:

- Att beskriva och motivera en utvecklad marknadsmodell som tar sitt avstamp i de utmaningar som beskrivits.
- Att belysa denna modell med förklarande exempel som tydliggör dess funktion och roll.
- Att beskriva möjliga hinder och barriärer som existerar för den utvecklade marknaden.
- Att presentera en fallstudie där den utvecklade modellen har simulerats för ett specifikt område i Hammarby Sjöstad i Stockholm.
- Att beskriva tekniska system och plattformar som möjliggör implementationen av den föreslagna marknadsmodellen.
- Att på övergripande nivå specificera och föreslå ett pilot- eller demonstrationsprojekt där den utvecklade marknaden implementeras och testas i en verklig miljö

Frågan om lokala marknader är komplex och berör många olika delar. Därutöver är delarna inte oberoende av varandra utan hänger ihop och påverkar varandra; inte minst när det gäller organisation och ansvarsfördelningar. Denna rapport har huvudsakligen fokuserat på två frågor:

1. Hur kan en lokal marknad organiseras och hur fördelas roller och ansvar?
2. Hur kan handeln på en lokal marknad se och fungera, och vilken ekonomisk påverkan kan det få för olika aktörer?

I kommande avsnitt sammanfattas de slutsatser som dragits kopplat till dessa frågor och målen ovan.

### 10.1 BEHOV AV EN UTVECKLAD ORGANISATORISK MODELL

Införandet av lokala marknader innebär nya krav gällande roller och ansvar för olika aktörer i systemet. En slutsats från denna rapport är att den modell som idag råder på elmarknaden inte fullt ut stödjer en vidareutveckling av energimarknaden på lokal nivå som denna rapport beskriver. Som beskrivs i kapitel 4 behöver existerande roller utvecklas eller anpassas, och nya roller kan behövas införas. Detta innefattar frågor om bland annat balansansvar, rollen för återförsäljare och rollen som marknadsoperatör.

Det existerar många frihetsgrader i hur en marknad kan organiseras och hur olika typer av ansvar kan fördelas, vilket gör frågan komplex. I denna rapport har ett



antal exempel lyfts och beskrivits, men ingen djupare analys om huruvida någon av de alternativ som identifierats är att föredra framför de andra har genomförts. Således finns heller ingen rekommendation eller slutsats som pekar på något specifikt alternativ; rapporten lämnar detta för vidare analys.

Den marknadsmodell som beskrivs i denna rapport linjerar delvis med dagens regelverk, men det existerar också utmaningar när det gäller vissa grundläggande principer. En av dessa är åtskillnadsprincipen för nätverksamhet, och en annan är möjligheten att fritt välja återförsäljare, som för vissa av alternativen som presenteras i rapporten inte är möjligt. En slutsats är därför att den nu rådande regleringen behöver ses över och eventuellt anpassas eller justeras för att möjliggöra den modell som beskrivs.

**Slutsatser:**

- Många möjliga alternativ och frihetsgrader existerar för organisation av lokala marknader avseende roller, ansvar etc.
- Det nu rådande regelverket, speciellt avseende el, behöver uppdateras eller justeras för att möjliggöra en utrullning av modellerna som föreslås.

## 10.2 EN METOD FÖR AVVÄGNING MELLAN OLIKA SYSTEMUTMANINGAR

Ett syfte med att etablera lokala marknader är för att adressera de utmaningar som den nuvarande energimarknaden inte förmår eller har svårt att lösa. En sådan är hur man kan genom effektiva prissignaler ge incitament för att hantera såväl överföringsbegränsningar på lokal nivå som behov av flexibilitet för att balansera exempelvis förnybar produktion. Den utvecklade marknadsmodellen väger dessa intressen genom att kombinera dem inom en och samma marknadsfunktion. Prissignalen till aktörerna internaliserar både nätkostnader och energikostnader, vilket kan ge en lägre tröskel för lokala aktörer att "göra rätt" utifrån ett systemperspektiv. En central koordineringsfunktion (som i denna rapport utgörs av en clearingfunktion) gör det också möjligt att införa nya innovativa tariffer som den statusbaserade nättariffen som presenterats i denna rapport.

En slutsats om detta är således att det kan finnas en systemnytta av en koordinering för att möjliggöra hur lokala resurser, tex flexibilitet, används. Detta stöds också av den fallstudie som presenteras i kapitel 6 som visar hur marknadsfunktionen kan bidra till att väga samman flexibilitet för näthantering

**Slutsats:**

- Den lokala marknaden möjliggör en koordinering på lokal nivå för ett effektivt utnyttjande av infrastruktur, energiproduktion och flexibilitet.

och för balansering.

### 10.3 FÖRDELNING AV LOKALT ÖVERSKOTT

Den föreslagna marknadsmodellen resulterar i geografiskt diversifierade priser för aktörer inom den lokala marknaden, vilket i sin tur ger upphov till ett marknadsöverskott som ackumuleras över tid. Beroende på hur förutsättningarna på lokal nivå kan detta överskott utgöra olika stor andel av den lokala marknads omsättning, men som fallstudien i kapitel 6 indikerar kan detta överskott bli signifikant.

Vidare kan prisbildningen lokalt leda till att lokala aktörer blir utsatta för högre priser jämfört med dagens marknadsmodell. Dock, om överskottet kan fördelas mellan de lokala aktörerna så kan slutresultatet istället bli minskade kostnader. Således existerar det en potentiell ekonomisk nytta för de lokala aktörerna, men av avgörande betydelse för detta och för acceptansen är hur detta överskott fördelas inom den lokala marknaden. Detta innebär att principerna för hur detta överskott ska fördelas är en central frågeställning att hantera.

#### Slutsats:

- Lokala marknader ger förutsättningar för minskade kostnader för de lokala aktörerna, givet att det sker en fördelning av marknadsöverskottet mellan dessa.

### 10.4 KOMPLEXITET PÅ GOTT OCH ONT

Införandet av en lokal marknad innebär (oundvikligen) en ökad komplexitet på flera plan. Den organisatoriska modellen kan uppfattas som mer komplex, även om det finns olika vägval att göra som leder till olika komplexitetsnivåer. Marknaden som sådan kan upplevas som mer komplex i och med en finare geografisk indelning och en ökad integration mellan infrastruktur och nät, samt olika energislag. Tekniken blir mer komplex eftersom det krävs mer kommunikation och integration mellan olika tekniska system. Vissa av dessa områden är inte specifika för införandet av lokala marknader; exempelvis en ökad teknisk komplexitet kan komma att realiseras i vilket fall i och med nya tjänster och behov av mer kommunikation.

Den lokala marknads utformning och funktion är ett resultat av de systemutmaningar som den är tänkt att bidra till lösningen till. Komplexiteten finns således inte till för dess egen skull, den är en konsekvens av de egenskaper som en lokal marknad behöver för att bidra till att sammantaget lösa de systemutmaningar som existerar. Frågan är då huruvida den ökade komplexiteten också kommer till en ökad kostnad, hur stor denna kostnad är och hur den förhåller sig till systemnyttan som en lokal marknad kan bidra med. Denna

rapport tar inte upp den frågan explicit, men pekar på möjligheterna för ett pilotprojekt som vidare kan analysera och utvärdera frågan.

**Slutsats:**

- Komplexiteten i de systemutmaningar som existerar leder även till att lösningarna behöver bli mer komplexa. En vidare analys av kostnaderna för denna ökade komplexitet och hur dessa förhåller sig till nyttorna behövs.

## 11 Referenslista

- Antonopoulos, G.; Vitiello, S.; Fulli, G.; Masera, M. (2020). *Nodal pricing in the European Internal Electricity Market*. JRC Technical Report.
- Bergman, S. (2021). *ElectriCITY - Modellering av område 10,11 resp 12..*
- Brolin, M.; Hamon, C.; Nyström, S. (2021). *Intradagmarknaden - En generell beskrivning av intradagmarknadens funktion*. Energiforsk rapport 2021:797.
- Brolin, M.; Pihl, H. (2020). "Design of a local energy market with multiple energy carriers". *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Vol. 118.
- CAISO (n.a.). Hemsida: <https://www.caiso.com/>.
- Coordinet (n.a.). Hemsida: <https://coordinet-project.eu/>.
- ElectriCITY (n.a.). *Hammarby Sjostad 2.0*. <http://hammarbysjostad20.se>.
- Ellagen (1997). Ellagen, 3 kap. 1§, Ellag (1997:857). <https://lagen.nu/1997:857>.
- Ellevio (2021a). *Kapacitetsbrist i Stockholms elnät*. <https://www.ellevio.se/om-oss/om-elmarknaden/kapacitetsbrist/>.
- Ellevio (2021b). *Elnätspriser företag*. [https://www.ellevio.se/globalassets/uploads/dokument/prislistor-2021/priser-privat-2021/sakr\\_sth\\_210101.pdf](https://www.ellevio.se/globalassets/uploads/dokument/prislistor-2021/priser-privat-2021/sakr_sth_210101.pdf).
- Enerexchange (n.a.). Hemsida: <https://enerxchange.com/>.
- Energiföretagen (2020). *En tredjedel av kraftvärmen hotas av nedläggning*. <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2018/juni/en-tredjedel-av-kraftvarmen-hotas-av-nedlaggning/>.
- Energimarknadssinspektionen (2014). *Utvärdering av effekterna av elområdesindelningen*. Ei R2014:08.
- Energimarknadsinspektionen (2019a). *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om beräkning av intäktsram för elnätsföretag*. EIFS 2019:2.
- Energimarknadsinspektionen (2019b). *Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2019*. Ei R2020:08.
- Energimarknadsinspektionen (2020a). *Kapacitetsutmaningen i elnäten*. Ei R2020:06.
- Energimarknadsinspektionen (2020b). *Ren energi inom EU - Ett genomförande av fem rättsakter*. Ei R2020:02.
- Energimarknadsinspektionen (2020c). *Nominerad elmarknadsoperatör (NEMO)*. <https://www.ei.se/bransch/nominerad-elmarknadsoperatör-nemo>.
- Energimarknadsinspektionen (2021a). *Energimarknadsinspektionens beslut om kvartsavräkning fr.o.m. 22 maj 2023*.

<https://www.ei.se/download/18.6304392c17849fef8ed1d247/1617197475771/EB-Artikel-53.1-Ei-beslut-2018-100294.pdf>.

Energimarknadsinspektionen (2021b). *Så här fungerar elmarknaden*.  
<https://ei.se/konsument/el/sa-har-fungerar-elmarknaden>.

Energimarknadsinspektionen (2021c). *Remiss av Energimarknadsinspektionens föreskrifter för utformning av nättariff för ett effektivt utnyttjande av elnätet EIFS 2022*. <https://ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-12-10-forslag-pa-foreskrifter-om-tariffutformning---lamna-synpunkter-senast-9-januari-2022>.

Energimarknadsinspektionen (2021d). *Oberoende aggregatorer: Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet*. Ei R2021:03.

Energimarknadsinspektionen (2021e). *Ansökan om undantag från införande av 15 minuters avräkningsperiod för obalanser inom alla planeringsområden*. Ei Beslut 2021-03-11. Ärendenummer 2018-100294.

Energinyheter (2021). *I Lund testas nytt angreppssätt för smartare energianvändning*. <https://www.energinyheter.se/20210921/24847/i-lund-testas-nytt-angreppssatt-smartare-energianvandning>.

ENTSO-E (2021). *Review of flexibility platforms*.

E.ON SWITCH (n.a.). Hemsida: <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/switch>.

Eriksson, E. (2021). *An assessment of the solar and battery storage potential in Hammarby Sjöstad and its grid impact*. Master Thesis, KTH.

EU (2017). *Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el*. 2017/2195.

EU (2019). *Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU*.

Falemo, E.; Husblad, R.; Strömbäck, E. (2019). *Moderna tillståndsprocesser för elnät - Betänkande av Nätkoncessionsutredningen*. SOU 2019:30.

FED (2020). *FED Final Technical Report*.  
<https://www.johannebergsciencepark.com/sites/default/files/FED%20Technical%20Final%20Report%20-%20v1-2020-01-16.pdf>.

FlexiGrid (n.a.). Hemsida: <https://flexigrid.org/>.

Fossilfritt Sverige (2020). *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Elbranschen*.  
<https://fossilfrittssverige.se/roadmap/elbranschen/>.

Grid Singularity (n.a.). Hemsida: <https://gridsingularity.com>.

Griva, I.; Nash, S. G. ; Sofer, A. (2009). *Linear and nonlinear programming – 2nd edition*. Society for Industrial and Applied Mathematics.

- Hamon, C.; Nasri, A.; Paulrud, S. (2021). *Bio-based CHP as efficient and profitable technology for balancing the energy system*. RISE Report 2021:24.
- Harris, C. (2006). *Electricity markets – Pricing, Structures and Economics*, Wiley Finance.
- Heden, H. (2012). *Energimarknadsinspektionen – En sekellång historia*, Ei 2012.  
<https://ei.se/download/18.7353d1b51757f917add78563/1605777386573/Energimarknadsinspektionen-en-sekell%C3%A5ng-historia-bok.pdf>.
- i.LECO (n.a.). Hemsida: <https://ileco.energy/>.
- IRENA (2017). *Adapting market design to high shares of variable renewable energy*. International Renewable Energy Agency.
- NODES (n.a.). Hemsida: <https://nodesmarket.com/shortflex-average-price-history/>.
- Nord Pool (n.a.). Hemsida: <https://www.nordpoolgroup.com/>.
- Lin, J.; Magnago, F. H. (2017). *Electricity Markets: Theories and Applications*. Wiley-IEEE Press.
- LO3 Energy (n.a.). Hemsida: <https://lo3energy.com/>
- Lygnerud, K.; Werner, S. (ed.) (2021). *Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook*. IEA DHC Report.
- Pihl, H.; Brodin, M. (2020). "Impacts of forecasting errors in centralized and decentralized electricity markets". *European Energy Market Conference 2020 (EEM20)*. Stockholm, Sverige.
- PJM (n.a.). Hemsida: <https://www.pjm.com/>.
- Prisdialogen (n.a.). Hemsida: <https://www.prisdialogen.se/>.
- Profu (2021). *Kortfattad bakgrund till scenarierna för Profus elprisberäkningar*.
- RISE (n.a.). *Systemförändring med lokalt delad energi*. <https://www.ri.se/sv/vad-vi-gor/projekt/systemforandring-med-lokalt-delad-energi>.
- Ruwaida, Y.; Johansson, B.; Schumacher, L. (2021). *sthlmflex - En rapport om sthlmflex: En lokal flexibilitetsmarknad i Stockholmsregionen*.  
[https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/sthlmflex/sthlmflex-rapport-vintern-2020\\_2021.pdf](https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/sthlmflex/sthlmflex-rapport-vintern-2020_2021.pdf).
- SCB (n.a.). Hemsida: <https://www.scb.se/>.
- Schittekatte, T.; Meeus, L. (2020). "Flexibility markets: Q&A with project pioneers". *Utilities Policy* 63.
- Schweppe, F. C.; Caramanis, M. C.; Tabors, R. D.; Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer.
- SFS (2021). *Förordning om ändring i förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857)*. Svensk författningssamling, SFS 2021:976.

- Skatteverket (n.a.). Hemsida: <https://skatteverket.se/>
- Sköldberg, H.; Rydén, B. (2019). *Färdplan fossilfri el – analysunderlag med fokus på elanvändningen - Ett scenario med kraftigt ökad elanvändning*. NEPP.
- Sköldberg, H.; Unger, T.; Lindén, M.; Dyab, L.; Söder, L.; Bergman, L. (2020). *Eleffektfrågan – utmaningar och lösningar*. NEPP.  
<https://www.nepp.se/pdf/Eleffektfragan.pdf>
- SMHI (n.a.). Hemsida: <https://www.smhi.se/>.
- Stockholms stad (n.a.). *Stadsutvecklingsområde Hammarby Sjöstad*.  
<https://vaxer.stockholm/omraden/stadsutvecklingsomrade-hammarby-sjostad/>.
- Svenska kraftnät (2021a). *Systemutvecklingsplan 2022-2031 – Vägen mot en dubblerad elanvändning*.
- Svenska kraftnät (2021b). *Avtal om Balansansvar för el*.  
<https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/balansansvar/balansansvarsavtal/aktuellt-balansansvarsavtal/>
- Svenska kraftnät (2022). *Prislista 2022 för Transmissionsnätet*.  
[https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/transmissionsnatstariff/aktuella-prislistor/prislista-2022\\_transmissionsnatet.pdf](https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/transmissionsnatstariff/aktuella-prislistor/prislista-2022_transmissionsnatet.pdf).
- Topel, M.; Grundius, J. (2020). "Load management strategies to increase electric vehicle penetration-case study on a local distribution network in Stockholm", *Energies*, vol.13, no. 18.
- Valarezo, O.; Gómez, T.; Chaves-Avila, J. P.; Lind, L.; Correa, M.; Ulrich Ziegler, D.; Escobar, R. (2021). "Analysis of New Flexibility Market Models in Europe". *Energies*, 14, 3521.
- Vesterberg, M. (2018). "The effect of price on electricity contract choice", *Energy Economics* 69.
- Vesterberg, M. (2020). *Den svenska elmarknaden: Är hushållen en kraft att räkna med?*. SNS Förlag.
- Öppen fjärrvärme (n.a.). Hemsida: <https://www.oppenfjarrvarme.se/>.

# MARKNADSPLATS FÖR HANDEL MED ENERGI I DET LOKALA ENERGISAMHÄLLET

Sveriges energisystem står inför en rad stora förändringar och utmaningar. En stor och viktig del av utvecklingen sker på det lokala planet med mer förnybar energiproduktion, elektrifiering av fordonsflottan och flexibla resurser som lager och smarta styrsystem i fastigheter. Etablerandet av lokala marknader lyfts ofta som en möjliggörare för att investeringar i, och användandet av, sådana distribuerade resurser ska ske på ett effektivt sätt.

I rapporten beskrivs hur en lokal marknad kan organiseras och fungera för att bidra till ett effektivare energisystem. Olika alternativ gällande organisatoriska egenskaper som systemnivåer, roller och ansvar diskuteras och problematiseras. Ett förslag på utformning av en auktionsbaserad lokal marknadsplats beskrivs inklusive budgivning med budberoenden, en ny form av nättariff, prisbildning och transaktioner.

En fallstudie för ett område i Hammarby Sjöstad har genomförts för att konkretisera och analysera den framtagna utformningen av en lokal marknad. Fallstudien utgår från ett scenario för år 2035 och visar på att nyttor av en lokal marknad för olika aktörer kan existera.

Rapporten ger också ett förslag på en skiss inför en fortsättning i en eventuell pilot eller ett demonstrationsprojekt.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)