Utformning av marginalkontrakt i Sverige

För Energimarknadsinspektionen

THEMA
CONSULTING GROUP

Publiceringsdatum
14.02.2025

Om projektet

Projektnummer: EMI-24-01
Projektnamn: Utformning av marginalkontrakt i Sverige
Uppdragsgivar: Energimarknadsinspektionen

Om rapporten

Rapportnamn: Utformning av marginalkontrakt i Sverige
Rapportnummer: 2024-15
ISBN-nummer: 978-82-8368-152-9
Tillgänglighet: Offentlig

Projektbeskrivning

Denna rapport syftar till öka Energimarknadsinspektionens kunskap om hur marginalkontrakt, s.k. Contract for Differences (CfD), dubbelriktade differenskontrakt för investeringar enligt elmarknadsförordningen, i Sverige. Analysen utvecklas på basis av ekonomisk teori och diskuterar hur teorin kan användas i en svensk kontext. Vi utgår från att en eventuell implementering av marginalkontrakt som stödmekanism ska underlätta uppnåendet av de svenska energipolitiska målen. I rapporten går vi igenom hur marginalkontrakt bör utformas utifrån ett teoretiskt perspektiv och kraven i EU-regelverket, eftersom Sverige är en del av EU:s inre marknad för el. Därefter diskuterar vi hur den teoretiskt ideala kontrakten kan tillämpas på fyra scenarier för utveckling av svensk energiproduktion, vilka effekter de kan antas ha och vilka övriga marknadskonsekvenser som kan förväntas. Därefter följer en genomgång av överväganden kring finansiering och upphandling samt vilka nya roller och krav som införandet medför. Dessutom beskrivs hur marginalkontrakt används i ett urval av andra länder.

Projektteam

Kontaktperson

Berit Tennbakk
berit.tennbakk@thema.no
+47 928 68 117

Övrigt projektteam (alfabetisk)

Lars Byenstuen
Julian Hentschel
Åsmund Jenssen
Iris Carrascal Simonsen

Om THEMA Consulting Group

Postadress: Øvre Vollgate 6
Besöksadress: Nedre Vollgate 9
0158 Oslo, Norway

Företagsnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group erbjuder råd och analyser för omstrukturering av energisystemet baserat på djup kunskap om energimarknaderna, bred samhällsförståelse, lång konsult-erfarenhet och gedigen yrkeskompetens inom samhälls- och företagsekonomi och teknik.

INNEHÅLL

Sammanfattning och slutsatser 1

Executive summary 6

1 Situationsbeskrivning Sverige 11

1.1 De energipolitiska målen 11

1.2 Utmaningen: Marknadsscenarier och osäkerhet 11

1.3 Gällande ramvillkor och regleringar 13

1.4 Relevanta fall för vidare analys av marginalkontrakt 15

2 Kunskapsunderlag för utformning av marginalkontrakt 16

2.1 Om marginalkontrakt i allmänhet 16

2.2 Kriterier för effektiv utformning av marginalkontrakt 16

2.3 Principer för god utformning av marginalkontrakt 18

2.4 Utformning av olika designelement 19

3 Marginalkontrakt i andra länder 26

3.1 Val av relevanta länder 26

3.2 Danmark 26

3.3 Frankrike 28

3.4 Nederländerna 29

3.5 Storbritannien 30

3.6 Irland 31

3.7 Norge 33

3.8 Portugal 34

3.9 Spanien 34

3.10 Sammanfattning 34

4 Marginalkontrakt i svensk kontext 37

4.1 Kostnadskonsekvenser 37

4.2 Diskussion av utformning av marginalkontrakt för Sverige 43

4.3 Marknadskonsekvenser 51

5 Finansiering och upphandling 53

5.1 Finansierings och fördelningsanalys 53

5.2 Upphandlingstyp 55

6 Implementering och nya roller 59

6.1 Krav till svenska marginalkontrakter i förhållande till EUs lagstiftning 59

6.2 Roller och uppgifter vid införande av marginalkontrakt 63

Sammanfattning och slutsatser

Syftet med rapporten

Marginalkontrakt, eller dubbelriktade differenskontrakt (på engelska Contract for Difference, CfD), är ett styrmedel som har fått allt större uppmärksamhet, särskilt eftersom EU:s reviderade elmarknadsförordning kräver att direkt prisstöd för investeringar i nya elproduktionsanläggningar ska utformas som marginalkontrakt (eller som likvärdiga system med samma effekter). Övergripande är ett marginalkontrakt ett avtal mellan en elproducent och en offentlig myndighet som säkerställer elproducenten en minimiinkomst för producerad volym. Styrmedlets övergripande syfte är att överföra (pris)risk från investeraren (elproducenten) till en motpart, som regel staten. Samtidigt kan marginalkontrakt innehålla ett subventions-element.

Denna rapport syftar till öka Energimarknadsinspektionens kunskap för vidare utredning av marginalkontrakt i Sverige. Analysen utvecklas på basis av ekonomisk teori och diskuterar hur teorin kan användas i en svensk kontext. Vi utgår från att en eventuell implementering av marginalkontrakt ska underlätta uppnåendet av de svenska energipolitiska målen. Den svenska regeringen har antagit ett planeringsmål om att kraftsystemet ska kunna leverera 300 TWh i 2045 och ett leveranssäkerhetsmål om att elsystemet ”ska ha förmågan att leverera där efterfrågan finns, i rätt tid och i tillräcklig mängd”. Målen är med andra ord kopplat till ett mått på elproduktion (MWh). Dessutom tar vi hänsyn till implementeringen som en del av en bredare utveckling av den svenska elmarknaden och elsystemet, också med hänsyn till att Sverige är en del av EU:s inre marknad för el och att statsstödregler måste följas.

Marginalkontraktens roll i olika scenarier

Den roll som marginalkontrakt kan spela är kopplad till vad som behövs för att målen ska nås. Planeringsmålet är inte ett produktionsmål i sig. Svenska kraftnäts långsiktiga marknads-analys av efterfrågeutvecklingen i Sverige uppger att elbehovet kommer att öka från 155 TWh år 2025 till mellan 205 och 350 TWh år 2045. Gapet mellan scenarierna beror på flera faktorer, men i synnerhet den stora osäkerheten kring utvecklingen av vätgasproduktion och elförbrukningen inom industrin. Tillväxten i elproduktionen kommer främst från kärnkraft och landbaserad och havsbaserad vindkraft, men volymen är mycket olika i de olika scenarierna: kärnkraften varierar mellan 0 och 110 TWh, havsbaserad vindkraft mellan 3 och 67 TWh och landbaserad vindkraft mellan 96 och 170 TWh.

Svenska kraftnäts scenarier visar att en stor del av de investeringar som behövs för att uppnå planeringsmålet, måste komma i form av vind- och kärnkraft, och att kärnkraft och havsbaserad vindkraft i stor mån är alternativ till varandra. En viktig fråga är då om ny produktionskapacitet kommer bli byggd endast baserad på gällande förutsättningar och marknadsvillkor. En central utmaning är marknadsrisker som beror på utvecklingen av både energi- och klimatpolitiken och villkoren för investeringar i olika kraftslag.

En offentlig utredning om finansiering av kärnkraften har identifierat flera risker som inte kan hanteras i dagens marknader och föreslår bland annat tillämpning av marginal-kontrakt för ny kärnkraft, åtminstone för de första fyra reaktorerna. Men marginalkontrakt kan också vara aktuella för andra fossilfria kraftslag, som havsbaserad vindkraft. Vi har strukturerat analysen kring fyra aktuella fall för inriktning av marginalkontrakt i Sverige: Ett riktad marginalkontrakt för kärnkraft (fall 1) eller havsbaserad vindkraft (fall 2), gemensam tilldelningsprocess till kärnkraft och havsbaserad vindkraft (fall 3) eller gemensam tilldelningsprocess till alla fossilfria produk-tionsslag, dvs. även för landbaserad vind- och solkraft (fall 4).

Teoretisk kunskapsunderlag

Oavsett om ett marginalkontrakt är utformat på ett teknikspecifikt eller teknikneutralt sätt gäller några övergripande kriterier för att utformningen ska vara effektiv. Två centrala kriterier är 1) att kontrakten inriktar sig mot identifierade barriärer och marknadsmisslyckanden –

otillräckliga prissäkringsmöjligheter och otillräcklig betalning för positiva externa effekter såsom försörjningstrygghet, teknisk utveckling, lärandeeffekter och minskade utsläpp – och 2) att de inte ska försämra den kortsiktiga och långsiktiga effektiviteten på elmarknaden. De kriterier som anges i EU-regleringen överlappar till stor del de teoretiska kriterierna. Förutom kraven på utformningen av själva kontrakten kräver EU-regleringen en konkurrensbaserad tilldelningsprocess som är transparent och icke-diskriminerande så att överkompensation undviks.

En effektiv omfördelning av risk reducerar kapitalkostnaden och minskar därmed subventionen som behövs för att trigga investeringar. Medan traditionella marginalkontrakt, som är kopplade till anläggningens löpande produktion, har negativ påverkan på produktionsincitamenten och dessutom skapar en rad andra utmaningar och olyckliga incitament, rekommenderar nyare litteratur finansiella marginalkontrakt för att undvika sådana incitament.

Ett finansiellt marginalkontrakt innebär att elproducenten mottar en fast betalningsström från motparten (staten) och är skyldig att betala motparten marknadsvärdet av inkomsten från en referensanläggning. Marknadsvärdet av ett marginalkontrakt definieras av produktionen i referensanläggningen (referensvolym och produktionsprofil) och marknadspriset (referenspriset). Referenspris eller -värden i kontraktet bestäms så att den noggrant återspeglar investerarnas riskexponering, möjliggör konkurrensbaserad tilldelning, är bortom manipulation och inte skapar snedvridande incitament. Om referensvolymen är noggrant definierad, dvs. att den är ett bra mått på anläggningens effektiva produktion, enligt kostnads- och marknadsförhållanden, överlämnas all marknadsrisk från elproducenten till motparten.

Om marginalkontrakten tilldelas genom konkurrens, kommer elproducenten i princip konkurrera baserat på det fasta stödbeloppet per MWh (enligt referensvolymen) också kallad lösenpris (”strike price”).

Metoden för att uppskatta vinsterna från den virtuella anläggningen bör fånga de riskkällor som det är effektivt att överföra från investeraren till motparten, d.v.s. som åstadkommer en riskfördelning som reducerar de totala samhällsekonomiska kostnaderna och gynnar en likvärdig konkurrens mellan kraftslagen. De risker man vill överföra är sådana som investeraren inte kan kontrollera och inte heller kan säkra kommersiellt på ett tillfredsställande sätt. Om referensvärdet i kontraktet inte är fastställt på ett noggrant sätt, lämnas investeraren med en risk den inte kan kontrollera eller hantera, eller så blir marginalkontraktet onödigt kostsamt för staten och onödig påverkan på marknaderna i övrigt. Det innebär en mindre effektiv riskfördelning och behov av en högre lösenpris och högre statliga subentioner för att investeringen ska förverkligas.

Om det inte finns några systematiska skillnader i långsiktiga prisförväntningar mellan investerare och avtalets motpart, bör varaktigheten av kontrakten (löptiden) och därmed betalningsskyldigheten för producenten motsvara den förväntade ekonomiska livslängden för den fysiska anläggningen. Men om staten har en lägre diskonteringsränta och finansieringskostnader än investeraren, kan en kortare kontraktslängd bidra till att minska nuvärdet av det totala stödbeloppet för staten utan att det är på bekostnad av riskavlastningen för investeraren.

Anläggningar som ligger i olika elområden har olika marknadsvärden (referensvolymer och marknadspriser). Om staten söker att minimera sin nettoutbetalning, innebär det att anläggningarna i en auktion ska rangordnas utifrån en uppskattning av både det fasta stödbeloppet och en uppskattning av framtida marknadsvärden. Den här typen av uppskattningar är dock svåra att göra, både för investerare och staten, eftersom framtida marknadsvärde beror på en rad osäkra faktorer.

Utformning av marginalkontrakt i svensk kontext

Med ett teoretiskt optimalt marginalkontrakt som utgångspunkt och de ovan beskrivna kriterierna, har vi bedömt hur ett effektivt marginalkontrakt kan utformas i en svensk kontext:

Fall 1 – Kärnkraft: Marknadsvärdet (som producenten är skyldig att betala till motparten) beräknas i detta fall utifrån en virtuell anläggnings optimala produktion enligt kostnadsförhållanden, inklusive start-/stopp-kostnader, och timvisa (eller kvartvisa) marknadspriser i det elområde anläggningen är byggt. Om referensproduktionen i stället baseras på en fast kapacitetsfaktor, kommer det att försvaga riskavlastningen som kontraktet erbjuder. I linje med den ekonomiska livslängden, tycks 40 år vara en lämplig varaktighet som utgångspunkt.

Fall 2 – Havsbaserad vindkraft: Marknadsvärdet beräknas utifrån samma princip som för kärnkraft, där referensproduktionen baseras på (noggranna, men objektiva) vinddata och områdespriser per timme (kvart). Den här noggrannhetsprincipen betyder att marknadsvärde estimeras baserad på produktionsprofilen och prisprofilen (per timme eller kvart) i dagen före-marknaden i enlighet med principen för riktade kontrakt. Om den faktiska produktionen läggs till grund, kommer det att äventyra incitamenten att stänga produktionen när marknadsvärdet är noll eller negativt. Ekonomisk livslängd för vindkraften innebär en varaktighet på 30 år som utgångspunkt.

Fall 3 – Gemensam tilldelningsprocess för kärnkraft och havsbaserad vindkraft: Ett kärnkraftverk och ett vindkraftverk har olika referensvolymer. Om valet av referensproduktion ger olika riskavlastning för olika tekniker, kommer det att snedvrida konkurrensförhållanden mellan dem. Olika (noggranna) produktionsprofiler och marknadsvärden innebär att projekten med det lägsta stödbehovet per MWh får tilldelning först. Om kontraktens löptid är densamma för båda teknikerna leder det till en snedvridning av konkurrensen mellan kärnkraft och havsbaserad vindkraft. För att jämföra projekt med olika livslängd och kontraktsvarighet på lika villkor, måste nuvärdet av nettoutbetalningen från staten läggas till grund. Det största hindret för en gemensam tilldelning är dock olika ledtider för kärnkraft och havsbaserad vindkraft. Långa ledtider för kärnkraft innebär att uppstartstidpunkten för ett kärnkraftverk ligger mycket längre fram i tiden. Osäkerhet om uppstartstidpunkt måste också beaktas.

Fall 4 – Teknikneutral tilldelning: Motsvarande en gemensam tilldelning till kärnkraft och havsbaserad vindkraft, kan en teknikneutral tilldelning vara effektiv om den baseras på noggranna uppskattningar av referensvolymer och marknadsvärden. En fördel med teknikneutral tilldelning är att projekt oavsett teknik kan konkurrera om marginalkontrakten, något som ger bättre förutsättningar för effektiv konkurrensbaserad tilldelning och lägre utbetalningar från staten än riktade kontrakt.

Både för kärnkraft och havsbaserad vindkraft anförs även andra skäl än riskavlastning som motiv för tilldelning av marginalkontrakt. Nyligen publicerade utredningar pekar på att ingen av teknikerna är lönsamma på marknadsvillkor. Dessutom pekas det på läroeffekter, programrisker och obetalda systemnyttor. Sådana olikheter gör det svårare att jämföra erbjudanden i ett gemensamt konkurrensförfarande. Myndigheterna bör i alla fall överväga om dessa externa effekter kan hanteras på andra och effektivare sätt än genom marginalkontrakt. Till exempel kan tillförlitlighet ersättas genom en egen kapacitetsmarknad och inte genom ett marginalkontrakt.

Lokaliseringssignaler: Tilldelning baserad på nettostödet som tar hänsyn till elproduktionens uppskattade marknadsvärde, innebär en lokaliseringssignal därför att beloppet som behövs, allt annat lika, är lägre i ett underskottsområde där det framtida priset lär vara högre. Nettostödet kommer också att innehålla en lokaliseringssignal om produktionsprofilen för vind- och solkraft baseras på graderade och/eller noggranna väderdata. Att tillhandahålla lokaliseringssignaler genom områdesvisa tilldelningsförfaranden kommer sannolikt ske på bekostnad av konkurrensen. En helt annat alternativ, som främst gäller kärnkraft och havsbaserad vindkraft, är att låta olika investerare konkurrera om att bygga på områden som pekatas ut på förhand. Det ger även bättre möjligheter av att koordinera produktion- och nätutbyggnad.

Konsekvenser för marknaden

Oavsett kraftslag är investeringsprojekten kapitalintensiva, och kapitalkostnaden är därför avgörande för projektens lönsamhet.

Vi förväntar oss att den primära effekten av marginalkontrakt är att de minskar kapitalkostnaden (WACC) genom att säkra intäkterna, vilket adresserar bristande möjligheter till pris-säkring på marknaden.

Den minskade kapitalkostnaden kan ha en betydande effekt på stödbehovet, och uppskattningar som gjorts inom ramen för det här uppdraget visar att riskavlastning genom marginalkontrakt kan göra havsbaserad vindkraft (i de södra budområdena i Sverige) och solkraft lönsamma. Utan tillgång till ett kontrakt som säkrar intäkter över tid finns det stor variation i det uppskattade stödbehovet för de olika teknikerna. Kärnkraft och havsbaserad vindkraft uppvisar i de flesta prisscenarier och budområden en betydande skillnad mellan LCOE och uppnått elpris, medan landbaserad vindkraft i många fall kan vara lönsam utan stöd. (Observera att LCOE-skattningarna är känsliga för vilka WACC används som underlag.)

Implementering av marginalkontrakt kan minska investerarens intresse av att hantera (långsiktig) elprisexponering på andra sätt (särskilt genom PPA eller finansiella derivat som terminer), vilket kan minska utbudet av sådana produkter på de relevanta marknaderna. Till exempel kommer ett marginalkontrakt för en vindkraftsinvesterare att minska behovet av en PPA och därmed förhindra en energiintensiv industri från att hitta en PPA-leverantör eller öka kostnaderna för det. Utbudet på marknaden kan i princip upprätthållas om staten säljer marginalkontrakten vidare (eftersom kontrakten bara överför risken till kontraktsmotparten, alltså staten). Det finns dock begränsad erfarenhet med sådan vidareförsäljning, så lösningen är fortfarande teoretisk. Huruvida marginalkontrakt, genom att minska finansieringskostnaderna, kan styra bort investeringar från annan elproduktion eller andra sektorer beror på konkurrensförhållandena (och utformningen av konkurrensen) och möjligheterna till riskavlastning på andra marknader. En sådan konsekvens ska enligt statsstöds-regelverket undvikas.

Väl utformade finansiella marginalkontrakt är att föredra framför traditionella marginalkontrakt eftersom de inte påverkar agerandet i de kortsiktga marknaderna (dagen före och intradag) på samma sätt.

Finansiering

Marginalkontraken kan finansieras på olika sätt, huvud-alternativen är finansiering genom statsbudgeten eller genom konsumentavgifter. Båda modellerna har fördelar och nackdelar: finansiering via statsbudgeten skonar konsu-menterna (därför att det inte påverkar deras elräkning direkt), men kräver ofta ett tak av budgetskäl, vilket flyttar en del av risken tillbaka till investeraren. Finansiering via konsument-skatter undviker skarpa tak för subventionsbeloppet, men slut-användaren utsätts för oförutsägbarapristillägg. Oförutsägbarheten i påslaget kan motverkas genom att använda en stödpott. Finansiering genom återförsäljning av kontraktet är en ytterligare möjlighet, men det finns fortfarande begränsat med erfarenheter att dra nytta av från andra länder och det kommer med ett antal obesvarade frågor.

Upphandling

För att säkerställa en effektiv tilldelning av marginalkontrakten, bör man alltid sträva efter att genomföra den på ett konkurrensbaserat sätt. Antalet aktuella projekt är avgörande för om det kan genomföras. Om detta inte är möjligt kan kontraktet tilldelas genom en administrativ process. För fall där antalet aktuella projekt är begränsat kan det vara svårt att skapa en effektiv konkurrens mellan dem i en auktion, och vi skulle då rekommendera att marginalkontrakten används som ett förhandlingsbaserat verktyg. Om antalet aktuella projekt ökar över tid kan man överväga att gå över till konkurrensbaserad tilldelning av marginalkontrakt senare .

För konkurrensbaserad tilldelning finns det flera varianter av auktioner med olika egenskaper. Det kan vara en fördel att utforma något som liknar varianter som används i andra länder,

eftersom detta möjliggör både erfarenhetsutbyte kring redan prövade auktionsformat och ökar sannolikheten för att aktörerna har kännedom om hur de fungerar. Förkvalificering är mest relevant att använda i kombination med konkurrensbaserad tilldelning och möjliggör att vissa parametrar fastställs i förväg. Förkvalificering är vanlig i många andra länder som använder marginalkontrakt.

Implementering och nya roller

Implementering i linje med statsstödsregelverket kräver en tydlig motivering, det vill säga att syftet och marknads-misslyckandet måste klargöras. Efersom Sverige är en del av EU:s inre marknad för el är en central fråga därför hur marginal-kontrakt ska utformas för att vara i överensstämmelse med EU:s statsstödsregler och annan EU-lagstiftning. Som utgångspunkt kommer marginalkontrakt att utgöra statligt stöd som måste godkännas av EU-kommissionen. Regelverket har särskilda bestämmelser för olika typer av stöd beroende på stödets syfte. Kategorierna omfattar bland annat stöd för att minska och avlägsna utsläpp av växthusgaser, inklusive stöd för förnybar energi och energieffektivisering, samt försörjnings-trygghet inom energisektorn. I förarbetet inför implementeringen blir det viktigt att beskriva aktivitetens relevans för att visa hur stödet bidrar till att uppnå EU:s mål inom klimat, miljö och energi. Generellt är det mildare krav för projekt som är inriktade på att minska utsläpp av växthusgaser och strängere krav för övriga.

Ett antal funktioner och roller krävs för att implementera marginalkontrakt i Sverige. Många av uppgifterna kan hanteras av relevanta departement och myndigheter. Delar av genomförandet kan också överlåtas till externa leverantörer, förutsatt att de är oberoende av kommersiella intressen och har den kompentens som krävs.

Executive summary

Aim of the report

Contracts for Difference (CfD) are a policy instrument that has gained increasing attention, particularly since the EU's revised Electricity Market Regulation requires that direct price-support schemes for investments in new electricity generation shall be designed as two-way contracts for difference (or equivalent schemes with the same effects). Broadly, a CfD is an agreement between an electricity producer and a public authority that provides the producer with a minimum income for the volume of electricity produced. The overarching purpose of the instrument is to transfer (price) risk from the developer (electricity producer) to a counterparty, typically the state. At the same time, CfDs may include a subsidy element.

This report aims to serve as guidance for the further examination of CfDs in Sweden. The analysis is developed based on economic theory and discusses how the theory can be applied in a Swedish context. We assume that any potential implementation of CfDs should facilitate the achievement of Sweden's energy policy goals. The Swedish government has set a planning target that the power system be capable of delivering 300 TWh by 2045 and a reliability target that the electricity system "must have the ability to deliver where demand exists, at the right time, and in sufficient quantities." We also consider the broader development of the Swedish electricity market and system, taking into account that Sweden is part of the EU's internal electricity market and that state aid rules therefore must be followed.

The role of CfDs in different scenarios

CfDs' role can vary depending on what is required to achieve the policy objective. The planning target is not a production target in itself. According to Svenska kraftnät's long-term market analysis of demand developments in Sweden, electricity demand is expected to increase from 155 TWh in 2025 to between 205 and 350 TWh by 2045. The spread in 2045 is due to several factors, particularly the significant uncertainty regarding developments in hydrogen production and industrial electricity consumption. Growth in electricity production will primarily come from nuclear and wind power (onshore and offshore), but the volumes vary greatly across scenarios: nuclear ranges from 0 to 110 TWh, offshore wind from 3 to 67 TWh, and onshore wind from 96 to 170 TWh.

Svenska kraftnät's scenarios indicate that a significant portion of the investments required to meet the planning target must come from wind and nuclear and that nuclear and offshore wind largely act as alternatives to one another. A key question is whether new generation capacity will be built solely based on current market and regulatory conditions. A central challenge lies in market risks stemming from developments in energy and climate policies, including energy policy frameworks and conditions for investment in different power generation technologies.

A study on the financing of nuclear has identified several risks and recommends the use of CfDs for new nuclear facilities, at least for the first four reactors. However, CfDs could also be relevant for other fossil-free energy sources, such as offshore wind. Nuclear and offshore wind power, however, are fundamentally different technologies. Moreover, the planning target encompasses all fossil-free energy sources. Therefore, this analysis is structured around four potential cases for the application of CfDs in Sweden: a dedicated CfD for nuclear power (Case 1), a dedicated CfD for offshore wind power (Case 2), joint allocation of CfDs for nuclear power and offshore wind power (Case 3) and joint allocation to all fossil-free production types, including onshore wind and solar power (Case 4).

Theoretical foundation

Regardless of how a CfD is designed (whether technology-specific or technology-neutral), some overarching criteria apply to its effective structure. Two central criteria are: 1) that the contract addresses identified barriers and market failures – such as inadequate price hedging opportunities and insufficient

compensation for positive externalities like supply security, technological advancement, learning effects, and emission reductions – and 2) that the contract supports market efficiency, notably by preserving efficient short and long-term incentives in the electricity market. The criteria outlined in EU regulations largely overlap with these theoretical principles. In addition to requirements for the contract's structure, EU regulations mandate a competitive allocation process that is transparent and non-discriminatory to avoid overcompensation.

An effective redistribution of risk reduces capital costs and minimises the subsidies required to trigger investments. While traditional CfDs, tied to actual production from the facility, negatively impact production incentives and create other challenges and undesirable outcomes, newer literature recommends so-called financial or capability-based CfDs to avoid such effects.

A financial CfD ensures that the electricity producer receives a fixed payment stream from the counterparty (the state) and is obligated to pay back the imputed income generated by a reference generation facility. The imputed income is determined by the reference facility's production (reference volume) and market price (reference price). Reference prices and volumes in the contract must be carefully defined to reflect the developers' risk exposure, enable competitive allocation, avoid manipulation, and prevent distortive incentives. If the reference volume accurately reflects the facility's efficient generation volume under the prevailing cost and market conditions, all market risk can be transferred from the generator to the counterparty.

Where CfDs are allocated competitively, generators generally compete based on the revenue required per MWh (as set by the reference volume). This per MWh value is also known as the strike price.

The method for estimating the virtual facility's income should capture the risks to be transferred from the developer to the counterparty. These risks are those the developer cannot control or commercially hedge satisfactorily. Any risks left with the generator that it cannot may result in inefficient risk allocation and require a higher strike price for the investment to proceed.

If there are no systematic differences in long-term price expectations between developers and the counterparty, the contract duration—and thus the producer's payment obligation—should correspond to the expected economic lifespan of the physical facility. However, if the state and developers have different time preferences and financing costs, a shorter contract duration can reduce the net present value of the total support amount for the state without compromising efficiency (i.e. if that state's discount rate is lower).

Facilities in different bidding zones have different market values (reference volumes and market prices). If the state aims to minimise its net payouts, facilities in an auction should be ranked based on an estimate of both the fixed support amount provided and an assessment of future market values of the energy expected to be generated by the actual plant.

Design of CfDs in a Swedish context

With the theoretically optimal CfD as a reference, we have assessed how to structure an effective CfD in the Swedish context.

Case 1 – Nuclear: The market value (which the producer is obligated to pay the counterparty) should be calculated based on the optimal production of a virtual facility accounting for relevant costs, including start/stop costs, and hourly (or quarterly) market prices in the bidding zone where the facility is located. If reference production is based on a fixed capacity factor, it will weaken the risk mitigation offered by the contract. In line with the economic lifespan of nuclear facilities, 40 years seems to be an appropriate starting point for the contract duration.

Case 2 – Offshore wind: The market value is calculated similarly to nuclear power, but reference production is based on (accurate yet objective) wind data and hourly (or quarterly) market prices in the relevant price area. The economic lifespan of the plant implies a contract duration of 30 years.

Case 3 – Joint allocation to nuclear and offshore wind: The reference production profile would be different for nuclear and wind power plants. The principle of accuracy requires that estimates of the reference plants' income are based on day-ahead market price profiles, in line with targeted contracts for specific technologies or projects. Equal contract durations distort competition between nuclear and offshore wind. To compare projects on equal terms, the net present value of the state's net payouts should serve as the basis for evaluation.

Case 4 – Technology-neutral allocation: Similar to joint allocation for nuclear and offshore wind, technology-neutral allocation can be efficient if it relies on accurate estimates of reference volumes and market values. A key advantage of technology-neutral allocation is that it allows more projects to compete for CfDs, creating better conditions for efficient, competition-based allocation than targeted contracts.

The rationale for offering CfDs to nuclear and offshore wind developers sometimes cites reasons beyond the redistribution of market risks. Recently published investigations indicate that neither technology is profitable under current market conditions. These studies also highlight the presence of learning effects, wider system benefits and long-term cost risk linked to the scale of deployment. Accounting for such differences would be difficult as part of a joint competitive procedure. Authorities should consider whether these effects can be more efficiently addressed through mechanisms other than the use of CfDs. For example, contributions to reliability would be more efficiently compensated through a dedicated capacity market than through a CfD.

Locational Signals: Allocation based on net support, which takes the market value of electricity production into account, inherently provides a locational signal because, all else being equal, the amount of support needed is lower in a deficit area where future prices are expected to be higher. Net support will also contain a locational signal on the abundance of renewable energy if the production profile for wind and solar power used in the calculation reflects detailed locational data on expected generation. Providing locational signals through regionally specific allocation procedures is likely to come at the expense of competition. A completely different alternative, primarily applicable to nuclear and offshore wind, is to allow various developers to compete for the right to build in specific areas designated in advance by the authorities. This approach also offers better opportunities to coordinate production and grid expansion.

Market impacts

We expect the primary effect of CfDs to be a reduction in the cost of capital (WACC). This is the result of more certain project revenues, with CfDs addressing a lack of price-hedging opportunities in the market. All of the relevant generation technologies are relatively capital intensive, such that the cost of capital is crucial to project profitability. Access to a contract that secures revenues over time can lower the cost of capital and thereby reduce production costs for all types of generation.

The impact of revenue certainty on the implied support cost can be significant. Estimates show that revenue certainty could be sufficient to make offshore wind power commercially viable in Sweden's southern bidding zones and solar power commercially viable more broadly. Without access to a contract that secures revenues over time, there is considerable variation in the estimated need for support across different technologies. Nuclear and offshore wind power exhibit, in most price scenarios and bidding zones, a significant gap between the assessed LCOE and their implied capture price. In contrast, onshore wind is profitable in many cases without support. (We note that the LCOE estimates are themselves sensitive to assumed WACC.)

CfDs may reduce developers' interest in managing (long-term) electricity price exposures in other ways (particularly through PPAs or financial derivatives like futures), which could reduce the supply of such products. For example, a CfD for a wind power developer may eliminate the need for a PPA and thereby prevent an energy-intensive industry from finding a PPA counterparty. The supply of such hedging contracts could, in principle, be returned to the market by reselling the CfD (the

exposure to the electricity price has not disappeared but has just been transferred to the counterparty, i.e., the state). There is limited experience with such resale options, so this solution remains theoretical. Whether the reduction in financing costs that results from the issuance of CfDs redirects investment away from other sectors depends on the design of the competition. This should be avoided through efficient design and is a requirement under the state aid rules.

Other undesirable market consequences can be avoided through efficient design. For example, traditional CfDs have resulted in contracts that influence both production incentives and bids in the short-term markets (day-ahead and intraday) because support payments are tied to the facility's actual production. These distortions can be avoided by ensuring that payment volumes are independent of actual production.

Financing

The financing of CfDs can be arranged in different ways, primarily through either the state budget or consumer charges. Both models have advantages and disadvantages. Financing through the state budget is less burdensome for consumers (since it does not directly affect their electricity bills), but it often requires a cap due to budgetary constraints, which can shift some of the risk back to the developer. Financing through consumer charges avoids strict caps on the subsidy amount but exposes end-users to variable price surcharges. However, undesirable volatility in the surcharge can be mitigated by using a support fund. Financing through the resale of the contract is another possibility, though experience from other countries remains limited, and this approach comes with several unanswered questions.

Procurement

To ensure an efficient allocation of CfDs, efforts should be made to implement a competitive process whenever possible. The number of eligible projects is crucial in determining whether this can be achieved. If this is not feasible, contracts can be allocated through an administrative process. In cases where the number of eligible projects is limited, it may be challenging to create effective competition among these projects by using an auction. In such instances, we recommend using CfDs as a negotiation-based tool. If the number of eligible projects increases over time, competitive allocation can be considered for later marginal contracts.

For competitive allocation, there are several types of auctions with different characteristics. It may be advantageous to design an auction similar to those used in other countries. This enables the exchange of experiences with already tested auction formats and increases the likelihood that participants are familiar with the process.

Prequalification is most relevant when combined with competitive allocation, as it allows certain parameters to be established in advance. Prequalification is common in many countries that use CfDs.

Implementation, roles and tasks

Implementation in line with state aid regulations requires a clear justification, meaning the purpose and the market failure must be clarified. Since Sweden is part of the EU's internal electricity market, a central question is how CfDs should be designed to comply with the EU's state aid rules and other EU legislation. CfDs will, in principle, constitute state aid, which must be approved by the European Commission. The regulatory framework has specific provisions for different types of aid depending on the policy objective. These categories include support for reducing and eliminating greenhouse gas emissions, such as aid for renewable energy and energy efficiency, as well as support for energy sector security of supply. In the preparatory work for implementation, it will be important to describe how the aid contributes to achieving the EU's climate, environmental, and energy goals. Generally, the requirements are less stringent for policies intended to reduce greenhouse gas emissions and stricter for others.

Several functions and roles are necessary to implement CfDs in Sweden. Many of these tasks can be managed by the relevant ministries and associated agencies. Certain aspects of the implementation may also be outsourced to external providers,

provided they are independent of commercial interests. The requirements needed to undertake these roles primarily concern sufficient economic and legal expertise. Some tasks will require expertise in registering and processing data, as well as the infrastructure necessary to manage the implied payment streams.

1 Situationsbeskrivning Sverige

Rollen som marginalkontrakt kan spela i den svenska energipolitiska verktygslådan, beror bland annat på de övergripande energipolitiska målen och vilka alternativa vägar som leder fram till målen. I denna del beskriver vi därför Sveriges energipolitiska mål, hur elsystemet förväntas att utvecklas och vilka energipolitiska styrmedel som används i dag.

1.1 De energipolitiska målen

Utmaningarna för svensk energipolitik är väl beskrivna i Regeringens proposition 2023/24:105 om Energipolitikens långsiktiga inriktning, och framför allt kopplat till behovet för mer fossilfri energiproduktion till utökad elektrifiering av industrin och transportsektorn. För att möta dessa behov föreslår regeringen ett planeringsmål om att elsystemet ska kunna *leverera* 300 TWh i 2045 och ett leveranssäkerhetsmål om att elsystemet ”ska ha förmågan att leverera där efterfrågan finns, i rätt tid och i tillräcklig mängd”.

Målen är med andra ord kopplat till ett mått på elproduktionen, men är inte ett produktionsmål i sig. Dessutom läggs även andra premisser för utvecklingen av elsystemet: det är viktigt att elmarknaden är välfungerande och att energianvändningen blir mer effektiv för att energiförsörjningen ska vara samhällsekonomisk effektiv. Samtidigt menar man att marknaden inte ensam kan leverera på alla aspekter kopplat till leveranssäkerhet eller garantera en utveckling som kommer hela landet till godo. Med andra ord kan det också inom ramen för en välfungerande marknad, finnas behov av politiska styrmedel för att säkra tillräcklig produktion, till rätt tid och på rätt plats. Effektiva styrmedel måste dock samspela väl med marknaden.

Marginalkontrakt är ett aktuellt styrmedel som kan stärka incitamenten till investeringar i ny elproduktion och kan användas när samhällsekonomiskt lönsamma investeringar inte kommer till stånd utan stöd i form av subventioner och/eller riskavlastning.

1.2 Utmaningen: Marknadsscenarier och osäkerhet

För att få en uppfattning om vad som behövs för att uppfylla planeringsmålet, utgår vi från Svenska kraftnäts senaste långsiktiga marknadsanalys och scenarier för det svenska elsystemet. Scenarierna visar både på behovet för ny produktion framöver och vad som är de viktigaste osäkerheterna. Vi fokuserar på scenariosituationen i 2045 eftersom det är det året planeringsmålet gäller för. Tabellen neddan sammanfattar några av resultaten från modellering av de fyra scenarierna.

Tabell 1: Konsumption och produktion av el i Svenska kraftnäts scenarie

	Smås-kaligt förnybart	Färd-planer mixat	Elektrifi-ering planer-bart	Elektrifi-ering förnybart
Konsumtion	204	251	344	347
Vätgas	13	15	16	22
Övrigt	187	198	256	255
Produktion	233	260	331	342
Kärnkraft	0	58	110	0
Havsbaserad vindkraft	3	7	24	67
Landbaserad vindkraft	134	96	96	170
Solkraft	13	15	16	22
Övrigt termisk	13	13	16	14

Källa: Svenska kraftnät (2024)

Konsumtionen ökar i alla scenarier, från 155 TWh i 2025. Hur mycket beror på en rad faktorer där osäkerheten om vätgasproduktionen och industriutvecklingen är störst. Tillväxten i elproduktion antas främst komma från kärnkraft och havsbaserad vindkraft och på land. Här är variationen mellan scenarierna mycket stor: kärnkraften varierar mellan 0 och 110 TWh, havsbaserad vindkraft mellan 3 och 67 TWh och landbaserad vindkraft mellan 96 och 170 TWh. Scenarierna visar att dessa kraftslag i stor mån är alternativ

till varandra. Vilken mix som kommer att realiseras har stor betydelse för hur systemet planeras, samtidigt kommer utvecklingen av elsystemet (inklusive utveckling av vätgasinfrastruktur) ha stor betydande för vilken mix som kommer att realiseras.

Svenska kraftnät påpekar att det kommer ske stora förändringar av elsystemet i alla scenarier, och dessutom att elpriserna kommer att bli mer volatila och mindre förutsägbara, bland annat anförs det att:

- Det blir viktigt att samplanera el- och gasnät
- Nyttan av snittförstärkningar är delvis beroende av vilket scenario som föreligger
- Med mer förnybar elproduktion ökar behovet för flexibilitet i systemet, och flexibilitet i elförbrukningen blir avgörande i scenarier med hög elförbrukning, främst från vätgasproduktion och elektriska fordon
- Prognosarbetet behöver förstärkas och det bör gå mycket snabbare att bygga ut nätet än i dag.

Analysen visar att det är en utmaning för Svenska kraftnät att planera elsystemet i linje med planeringsmålen. Det finns många olika vägar till målen och osäkerheten är betydande. Inte minst beror värdet av att stärka överföringskapaciteten mellan elområdena på utvecklingen av annan energiinfrastruktur, industritillväxten och vilka kraftslag som byggs.

Samtidigt påverkar Svenska kraftnäts investeringar hur annan infrastruktur byggs ut och incitamenten att investera i elkonsumtion och -produktion. Med andra ord är det ett stort behov av koordinering mellan olika aktörer och mellan olika energiinfrastrukturer.

För investerare i ny elproduktionskapacitet ger osäkerheten om utvecklingen av elsystemet också stora risker och ökade kostnader.

I augusti 2024 publicerade Regeringskansliet en promemoria från en utredning av finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft (Finansdepartementet, 2024). Promemorian pekar på följande *risker* för kärnkrafts-investeringar och ”bedömer konstruktionsrisker, marknads-risker samt politiska och regulatoriska risker som särskilt viktiga”. Programrisk, som rör sig om möjligheten att realisera skalfördelar, lyfts också fram. Resultatet är, enligt promemorian, att investerare kräver en betydlig riskpremie som ”i praktiken omöjliggör investeringar i kärnkraftsprojekt på kommersiella villkor”.

Vidare identifierar utredningen flera diskrepanser mellan den samhällsekonomiska och den företagsekonomiska kalkylen som i sin tur ger skäl för statligt stöd till investeringar i kärnkraft:

- Finansmarknaderna förmår inte att effektivt prissätta riskerna
- Vid tillfället för investeringsbeslut kan investerare inte teckna långsiktiga prissäkringsavtal till rimliga villkor
- Investeringar kan generera läroeffekter
- Kärnkraft bidrar till systemnyttor som i dag inte prissätts
- Osäkerhet om realisering av planeringsmålet och vindkraftens roll, och därmed om elsystemets framtida egenskaper och prisbildning

Många av dessa risker kan också gälla andra produktionsslag som havs- och landbaserad vindkraft och (storskalig) solkraft, i större och mindre grad.

Läroeffekter är ett klassiskt exempel på positiva samhälls-ekonomiska externa effekter som motiverar effektivitets-främjande ingreppen i marknaden genom stöd till nya, omogna produktionstekniker. Obetalda systemnyttor är också en form av externa effekter men kan också ses som så kallade ”missing markets”. Enligt promemorian är systemnyttan dels kopplat till att investeringar i ny kärnkraft (på rätt ställe) ökar nätkapaciteten mellan elområden både internt och externt, och bidrar till systemstabilitet (rotationsenergi som bidrar till frekvensstabilitet och reaktiv effekt som bidrar till spänningsstabilitet). En fråga blir då om marginalkontrakt är det bästa sättet att hantera sådana

effekter. Osäkerheten om realisering av planeringsmålet och andra kraftslags roll som påverkar prisbildningen och systemets egenskaper, gäller för alla investeringar i energisystemet. Slutligen är det en öppen fråga i vilken grad finansmarknadernas förmåga att prissätta riskerna är en egen utmaning eller förknippat med osäkerheten om politikens påverkan på marknadens utveckling.

1.3 Gällande ramvillkor och regleringar

Införandet av marginalkontrakt måste både ses i ljuset av vilka utmaningar som styrmedlet ska lösa och vilka andra ramvillkor och regleringar som påverkar investeringar i ny produktionskapacitet. Även statsstödsregelverket är relevant att studera i det här sammanhanget,, eftersom det kräver dokumentation på att andra ramvillkor och regleringar inte är tillräckliga för att den ekonomiska aktiviteten ska utlösas. Vi återkommer till statsstödsregelverket längre fram i rapporten.

1.3.1 Stödsystem

Investeringar i större anläggningar för förnybar elproduktion i Sverige har de senaste åren skett på marknadsmässiga villkor, efter att Elcertifikatsystemet avvecklades 2021. Ökad användning av kraftköpsavtal (PPA) lyfts fram som en viktig faktor som bidragit till investeringar i ny elproduktion (Energiforsk, 2024). Ett PPA-avtal avlastar investerare för risker förknippade med variationer och osäkerhet om utvecklingen i marknadspriset och/eller variationer i anläggningens produktion. Ett PPA-avtal är ett civilrättsligt avtal som kan utformas på många sätt, och som kan ha liknande egenskaper som ett marginalkontrakt.

I Tidö-avtalet, som lägger grunden för regeringens politik, har regeringen även pekat på (Energiforsk, 2024):

- Att förutsättningarna för kärnkraft ska förbättras, stödet till kärnkraft ska utökas (SEK 400 miljarder i kreditgarantier) ägare av kärnkraftverk som får pålägg om att stänga ner produktionen ska få kompensation.
- Att det planerade stödet till havsbaserad vindkraft sätts pausas.
- Att en elmarknadsreform som säkrar att alla typer elproduktion träffas av lika regler ska utredas.
- Att Sverige borde utvecklas till ett samlat elområde genom bättre balansering av produktion och förbrukning i olika delar av landet.

Med ett möjligt undantag för den första punkten, kommer utformning av styrmedel och andra regleringar för att uppfylla dessa politiska mål, att påverka incitamenten för investeringar i ny produktionskapacitet och på vilken roll marginalkontrakt ska spela i Sverige. Introduktion av den här typen av politiska mål introducerar uppenbarligen en osäkerhet om framtida regleringar vilket ökar osäkerheten för investerare fram till att målen och styrmedlen är bestämda.

1.3.2 Marknadspriser och lokaliseringssignaler

Den största inkomstkällan för elproduktionsanläggningar i Sverige är försäljning av energi (MWh) i dagen före-marknaden. Vilken pris som realiseras i dagen före-marknaden avgörs av i vilket elområde anläggningen ligger och vilken timvis produktionsprofil anläggningen har. Det skapar incitament till att lokalisera produktionsanläggningar i elområden där priset förväntas ligga högre framöver än i områden med lägre pris och produktionsöverskott, och lokalisera elintensiv industri i områden där ett lägre pris förväntas. Samtidigt kommer priset i ett område att påverkas av vilka investeringar som förverkligas, inklusive nätinvesteringar. Om det finns en förväntan om att flaskhalsarna mellan svenska elområden kommer att byggas bort, kan en konsekvens bli att investerare antar att priset kommer att bli det samma i hela Sverige. I så fall måste lokaliseringssignaler ges på annat sätt än genom marknadspriset och koordineras med planeringen av nätet. Om nätet sedan inte byggs ut enligt förväntan blir marginalkontrakt till anläggningar som läggs i överskotts-områden dyrare för staten.

Sverige är indelad i fyra elområden från norra (SE1) till södra Sverige (SE4). Historiskt har prisnivån varit högre i södra Sverige, men med mer industri och elektrifiering, kan prisbilden förändras i framtiden, jfr. också Svenska kraftnäts scenarier.

Elområdet har också betydelse för vilka inkomster en producent kan realisera i intradag-marknaden där kortsiktig flexibilitet kan säljas, och för den del kostnaderna för att köpa flexibilitet.

Marginalförlustledet i Svenska kraftnäts nättariff är utformad på ett sätt som är tänkt att ge incitament att förägga investeringar i produktion i underskottsområden.

1.3.3 Kapacitetsbetalning

Producenterna kan också få intäkter från försäljning av kapacitet (MW), dvs. ersättning för att garantera möjligheten att sätta i gång, öka eller minska elproduktionen på kort sikt. Sådana mekanismer finns till exempel i balansmarknaderna.

Sverige har i många år haft en så kallad effektreserv där några (äldre) anläggningar och större industrianläggningar har fått betalt för att stå i beredskap ifall det inte kan skapas jämvikt mellan utbud och efterfrågan på marknaden. Nu diskuteras införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism.

Svenska kraftnät har fått i uppdrag av regeringen att föreslå en kapacitetsmekanism för Sverige (Svenska kraftnät, 2023) som ska ersätta effektreserven. Bakgrunden är att bedömning av effektsituationen visar att Sverige inom få år riskerar att inte uppfylla den tillförlitlighetsnormen som gäller för det svenska elsystemet. Vidare anser Svenska kraftnät att investeringsincitamenten i energy only-marknaden är för svaga, bland annat kopplat till marknadsosäkerhet, i synnerhet om efterfrågeutvecklingen, samt att tillståndsprocesserna för ny kapacitet är för långa för att effektfrågan ska kunna överlämnas till marknaden (inklusive PPA-avtal). Syftet med en kapacitetsmekanism är att stärka investeringsincitamenten.

Svenska kraftnät (2023) föreslår att det införs en marknadsomfattande kapacitetsmarknad som är geografiskt uppdelad utifrån elområden och öppen för utländsk (cross-border) deltagande. Dessutom rekommenderar Svenska kraftnät bland annat centraliserad upphandling och att ordningen utformas som tillförlitlighetsoptioner (reliability options).

På samma sätt som för marginalkontrakt, är syftet med en kapacitetsmarknad att stärka investeringsincitamenten genom att reducera risk kopplat till framtida marknadsutveckling. Beroende på inriktningen av marginalkontrakten, kan en kapacitetmarknad både vara ett alternativ och ett komplement till marginalkontrakt. Införs de båda, bör det tas hänsyn till hur de påverkar de samlade investeringsincitamenten.

Ett godkännande av en marknadsomfattande kapacitetsmarknad är dock en resurs- och tidskrävande process, något som även konstateras av Svenska kraftnät.

Förslaget har varit på remiss, och bland annat Ei har inte ställt sig bakom förslaget, och menar att en marknadsomfattande kapacitetsmekanism skulle ha stor påverkan på marknaden och att det därför bland annat finns behov av ytterligare utredningar. För närvarande låter Svenska kraftnät gjenomföra en konsekvensutredning av olika marknadsmodeller.

1.3.4 Tillståndsprocesser

Ledtiderna i tillståndsprocesser för investeringar i ny elproduktionskapacitet är långa, något som också påpekas i flera rapporter. En jämförelse av ramvillkoren för investeringar i förnybar produktion i de nordiska länderna (THEMA, 2023) fann att ledtiderna är längre i Sverige (och Norge) än i Danmark och Finland. För Sverige uppges ledtider på 7–10 år för landbaserad vindkraft och 10–15 år för investeringar i stamnätet. Långa tillståndsprocesser lyfts fram som det största hindret för omställningen i Sverige.

Processerna för utbyggnad av energisystemet är tidskrävande. Enligt strategin som nuvarande regering presenterar i propositionen från mars 2024, ska processerna emellertid förenklas, ansvar och roller mellan olika myndighetsorgan ska genomgås och klargöras, och resursbehoven kartläggas. Syftet är att rigga myndighetsapparaten på alla nivåer så att planeringsmålet kan uppfyllas på ett effektivt sätt.

1.3.5 Skatter och avgifter

De skattemässiga villkoren för elproduktion i Sverige är generellt bland de mest fördelaktigaste i Norden, både för kommersiell verksamhet generellt och för elproduktion speciellt. Produktionsanläggningar för förnybar energi och kärnkraft betalar fastighetsskatt på 0,5 procent och en bolagsskatt på 20,6 procent. Nyligen har Skatteverket föreslagit att ändra riktvärdet (benchmark) för fastighetstaxeringen av elproduktion för de nästa sex åren, något som kommer att leda till en kraftig höjning av skattenivån för elbolagen (Skatteverket, 2024).

Små vindkraftsaktörer har reducerad fastighetsskatt, på 0,2 procent.

1.4 Relevanta fall för vidare analys av marginalkontrakt

Svenska kraftnäts scenarier visar att en stor del av de investeringar som behövs för att uppnå planeringsmålet, måste komma i form av vind- och kärnkraft. Utredningen om finansiering av kärnkraften pekar på flera osäkra förhållanden som innebär stora risker för investerare och därmed höga kapitalkostnader. Många av dessa riskerna gäller även för vindkraft, och främst havsbaserad vindkraft där ramvillkoren är osäkra och kapitalkostnaderna höga. Marknadsrisker gäller för investeringar i alla kraftslag, och marknadsriskerna är inte oberoende av energipolitiken och villkoren för investeringar i andra kraftslag.

De mest relevanta fallen för analys av hur marginalkontrakt för Sverige kan utformas, är därför:

Fall 1: Egna marginalkontrakt för kärnkraft.

Fall 2: Egna marginalkontrakt för havsbaserad vindkraft.

Fall 3: Gemensam tilldelningsprocess av marginalkontrakt till kärnkraft och havsbaserad vindkraft.

Fall 4: Gemensam tilldelningsprocess av marginalkontrakt för alla fossilfria produktionsslag, dvs. även för vind- och solkraft.

De fyra fallen utesluter inte varandra. Indelningen i fall är avsedd att strukturera den fortsatta analysen.

2 Kunskapsunderlag för utformning av marginalkontrakt

Tvåsidiga marginalkontrakt är ett instrument som har fått allt större uppmärksamhet, särskilt efter att EU:s reviderade elmarknadsförordning främjar marginalkontrakt som ett styrmedel för att öka utbyggnaden av förnybara energikällor och kärnkraft.

I detta kapitel ger vi det kunskapsunderlag för utformningen av sådana marginalkontrakt som är nödvändig för resten av utredningen.

Vi börjar med en kort förklaring av centrala begrepp om marginalkontrakt. Därefter ger vi en beskrivning av den litteratur och EU-reglering som ger vägledning för effektiv utformning av kontrakten. Till sist beskriver vi några grundläggande kriteriter för utformning av marginalkontrakt.

2.1 Om marginalkontrakt i allmänhet

Övergripande innebär ett marginalkontrakt en överenskommelse mellan en elproducent och en offentlig myndighet (staten) som säkerställer elproducenten en minimiinkomst för en producerad volym.

Marginalkontrakt består typiskt av tre olika designelement:

Priser inkluderar minst ett *referens*- och *lösenpris*, men kan också innehålla ett *reservationspris*. *Lösenpriset* är kontraktspriset, det pris som till exempel fastställs i en auktion. Lösenpriset är det pris som investeraren bedömer att produktionen måste säljas till för för att projektet ska vara lönsamt. *Referenspriset* är ett objektivt pris som vanligtvis kan observeras på marknaden och som producenten inte kan påverka. Traditionellt har spotpriset timme för timme använts som referenspris. Alternativa referenspriser inkluderar aritmetiska eller volymviktade genomsnittliga spotpriser över en viss period, till exempel månader eller år, men det finns även exempel på att forward-priser har använts som referenspris. Skillnaden mellan referenspriset och lösenpriset utgör utbetalningen i kontraktet (marginalen som kontrakten betalar). Ett annat priselement som kontrakten kan innehålla är ett *reservationspris* som sätter ett golv och/eller ett tak för referenspriset eller marginalen.

Avtalstid. I grunden är avtalstiden den period som avtalet löper under, till exempel antal år, men avtalstiden/stödperioden kan alternativt bestämmas implicit utifrån ett specifikt antal MWh (volymbaserat) eller ett tak för hur mycket totalt stöd avtalet berättigar till.

Avtalad volym. Mängden el (MWh) eller effekt (MW) som avtalet (betalningen) gäller för. Volumen kan specificeras som faktisk eller teoretisk produktion.

2.2 Kriterier för effektiv utformning av marginalkontrakt

Vi börjar kapitel 2 med en översikt över övergripande kriterier för effektiv utformning av marginalkontrakt, dels teoretiska kriterier från akademisk litteratur, dels kriterier som följer av relevanta EU-regleringar. Kriterierna som beskrivs i detta stycke kommer att ge underlag till diskussionen om utformning av marginalkontrakt i de följande kapitlen.

De teoretiska kriterierna överlappar till stor del med de kriterier som anges av EU-regleringen. Teorin föreskriver att kontrakten måste riktas mot de barriärer som de är ägnad att hantera och att de utformas på ett sätt som inte förstör effektiviteten på elmarknaden. EU-regleringen kräver att kontrakten utformas så att negativa effekter av stödordningen på marknadseffektiviteten minimeras samt att överkompensation undviks. Förutom kraven på utformningen av själva kontraktet kräver EU-regleringen en konkurrensbaserad tilldelningsprocess som är transparent och icke-diskriminerande.

De administrativa kostnaderna för tilldelningsprocessen och uppföljningen av kontraktet kommer också att vara en del av bedömningskriterierna.

2.2.1 Teoretiska kriterier för designval

Två centrala kriterier för effektiv utformning av marginalkontrakt är att de hanterar identifierade barriärer och att de inte ska minska den samlade kortsiktiga och långsiktiga effektiviteten på elmarknaden.[1]

De barriärer som marginalkontrakt främst är avsedda att motverka är marknadsmisslyckanden som otillräcklig tillgång till riskavlastning och otillräcklig betalning för positiva externa effekter såsom försörjningstrygghet, teknikutveckling och lärandeeffekter, och minskade utsläpp. Traditionellt har subventioner i form av marginalkontrakt varit inriktade på att hantera externa effekter. Riskavlastningsaspekten har blivit allt viktigare på senare år på grund av ökande marknadsosäkerhet relaterad till framtida politik och ramvillkor och bristande riskhanteringsmöjligheter i marknaden.

Givet att marginalkontraktet är inriktat på en specifik barriär, är det därefter viktigt att kontraktet i sig utformas effektivt. En viktig faktor i utformningen av marginalkontraktet är att behålla producenternas exponering mot prissignalerna i marknaden (givet att priserna reflekterar systemets behov) för att behålla incitamenten att agera optimalt på systemnivå, samtidig som exponering mot *okontrollerbar* risk, som volymrisk, reduceras (Schlecht, Maurer, & Hirth, 2023).

Effektiv utformning innebär att avtalselementen i kontrakten ska utformas så att de ger mottagaren rätt incitament i olika faser av projektet:

- *Investeringsfasen*: Elproducenten har incitament till att ta optimala val om utformning och lokalisering av produktionsanläggningen. Detta gäller både utformningen av en specifik anläggning och fördelningen av kapital mellan olika investeringsobjekt. Det är till exempel olyckligt om kontrakten utformas på ett sätt som implicit gynnar en teknik framför en annan.
- *Driftsfasen*: Elproducenten har incitament att producera optimalt och systemvänligt. Det vill säga att producera när priset är högre än eller lika med marginalkostnaden för anläggningen. Detta innebär att göra effektiva val baserat på prissignaler i olika marknader, inklusive dagen före-, intradag-, balans- och eventuella marknader för systemtjänster. Dessutom ska kontraktet ge operatören ett incitament att planera underhåll under perioder med låga priser.
- *Expansion och återinvestering*: Elproducenten har incitament till att ta optimala investeringsbeslut för eftermontering, underhåll och förstärkning i enlighet med förväntningar om långsiktiga marknadspriser.

Viktiga designval som påverkar kontraktens förmåga att möta dessa kriterier är val av referens-, reservations- och lösenpris, avtalstid och avtalad volym.

2.2.2 Kriterier från EU-reglering

Artikel 19d punkt (a)–(f) i EU:s reviderade elmarknadslagstiftning fastslår en rad kriterier för utformning av marginalkontrakt. Ordagrant översatt, preciserar elmarknadsförordningen att kontrakten måste utformas så att de:

(a) bevarar incitament för elproduktionsanläggningen att vara i drift och delta effektiv på elmarknaderna, särskilt för att återspegla marknadsförhållanden,

(b) förhindra eventuella snedvridande effekter av stödsystemet på elproduktionsanläggningens beslut om drift, inmatning och underhåll eller på budgivningsbeteendet på dagen före-, intradags-, stödtjänst- och balansmarknader,

[1] Det finns flera exempel på litteratur som genomgår teoretiska kriterier for en effektiv avtalsdesign. Vår beskrivning i detta stycke är främst baserad på Schlecht, Maurer & Hirth (2023) och Newbery (2023).

(c) säkerställa att nivån på minimiersättningsskyddet och den övre gränsen för överkompensation anpassas till kostnaden för den nya investeringen och marknadsintäkterna, för att garantera produktionsanläggningens långsiktiga ekonomiska hållbarhet, samtidig som överkompensering undviks,

(d) undvika otillbörlig snedvridning av konkurrensen och handeln på den inre marknaden, särskilt genom att fastställa ersättningsbelopp genom ett öppet, tydligt, transparent och icke-diskriminerande konkurrensutsatt anbudsförfarande; om inget sådant konkurrensutsatt anbudsförfarande kan genomföras ska dubbelriktade differenskontrakt eller likvärdiga system med samma effekter, och tillämpliga lösenpriser, utformas för att säkerställa att fördelningen av intäkter till företag inte skapar otillbörlig snedvridning av konkurrensen och handeln på den inre marknaden,

(e) undvika snedvridning av konkurrensen och handeln på den inre marknaden till följd av fördelningen av intäkter till företag,

(f) inkludera sanktionsklausuler som är tillämpliga vid omotiverad ensidig förtida uppsägning av avtalet.

Artikeln preciserar också att intäkterna, eller ett finansiellt värde motsvarande dessa intäkter, ska fördelas till slutkunder eller användas för att finansiera kostnaderna för system med direkt prisstöd eller investeringar for att minska slutkundernas elkostnader.

De kriterier som anges i EU:s reviderade elmarknadslagstiftning tar hänsyn till eventuella ytterligare kriterier som anges av reglerna för statsstödsprövning. Vi går närmare in på statsstödsregelverket i kapitel 6.1 nedan. Där diskuterar vi även skillnader i stöd till projekt som motiveras av utsläppsminskningar och försörjningstrygghet.

2.2.3 Kriterier från övriga utredningar

Regeringskansliets nyligen publicerade promemoria om finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft (se stycke 1.2) beskriver kriterier för sitt modellval. Dessa kriterier stämmer överens med de kriterier vi har beskrivit ovan från den akademiska litteraturen och relevant EU-regelverk.

Promemorian inkluderar kriterier om incitamentsriktighet och att de offentliga finansiella riskerna inte är alltför stora. Detta återspeglas bland annat i punkt (a) och (c) i elmarknadsförordningen. Dessutom är det ett krav att det finns en koppling mellan modellens olika delar och de marknadsmisslyckanden som har identifierats (att den riktar sig mot en barriär), samt att modellen ska bedömas kunna godkännas vid statsstödsprövning.

De två sista kriterierna som utredningen beskriver är att produktionskostnaden för el ska vara låg och att projektets förväntade avkastning är tillräckligt hög för att privata aktörer ska vara villiga att finansiera ny kärnkraft. Dessa tolkar vi i högre grad som bedömningar av måluppfyllelse (att stödet fungerar som avsett och är tillräckligt stort) snarare än som kriterier för själva utformningen.

2.3 Principer för god utformning av marginalkontrakt

Övergripande är marginalkontrakt inriktade på att överföra (pris)risk från investeraren (producenten) till en motpart, som regel staten. Samtidigt kan marginalkontrakten innehålla ett subventionselement. I praktiken är det svårt att skilja mellan subventionselementet i en marginalkontrakt och riskdelningselementet. Olika motiv kan innebära olika designval.

1. Subventionsmotivet bygger på att produktionen inte är lönsam på marknadsvillkor därför att tekniken är omogen och/eller externa effekter inte är prissatta. Då fungerar marginalkontrakten som en subvention i linje med produktionsstöd eller feed in-tariffer.

2. Riskdelningsmotivet bygger på att produktionen anses lönsam givet villkoren i elmarknaden, men att investerare och finansmarknaderna anser risken för hög

och/eller finansmarknaderna inte ger adekvat riskavlastning, till exempel på grund av politisk osäkerhet.

Ett huvudsyfte med marginalkontrakt är att bidra till en mer effektiv riskfördelning och lägre kostnader än vad marknaden förmår och därmed starka incitamenten att investera i lönsam produktionskapacitet som annars hindras eller fördyras av otillräckliga riskhanteringsmöjligheter i marknaden. En effektiv riskfördelning är den riskfördelningen som ger de samhällsekonomisk lägsta kapitalkostnaderna. Det beror på parternas förmåga att hantera de underliggande riskerna och de relativa kostnaderna kopplat till hantering av riskerna. I allmänhet bör risken hållas av parter som kan påverka riskexponeringen så att de har effektiva incitament att vidta relevanta riskhanteringsåtgärder. Annars bör risker flyttas till de parter som är villiga att hålla dem till lägst kostnad.

Marginalkontrakt borde stödja en effektiv riskallokering eftersom det minimerar kostnaderna för att utveckla ett projekt (och den underförstådda subventionsnivån som behövs för att utlösa investeringar).

Utvecklingen av elpriset antas ligga utanför investerarnas kontroll och, som ett resultat, inducerar det inte några fördelaktiga incitament att exponera investeraren för denna risk. Frågan blir då om riskallokering via marknaden ger den mest effektiva riskallokeringen. Om staten som motpart i marginalkontrakten kan tillhandahålla denna risk till lägre kostnad än investeraren kan åstadkomma på marknaden, t.ex. därför att den har kompenserande riskexponeringar, har befogenheter att ta ut avgifter eller har en större portfölj av projekt med olika riskexponering, är det effektivt ur ett nationalekonomisk perspektiv att staten tar över denna risk.

Principerna för effektiv riskallokering är inte begränsade till elprisrisk (även om detta är det traditionella motivet för marginalkontrakt och potentiellt den mest betydande risken som investerare står inför). Det kan även vara aktuellt att överföra följande riskelement:

- Vädervariation och -förändringar i klimatförhållanden
- Inflation
- Allmänna trender i anläggningens driftskostnader (t.ex. bränslekostnader)

2.4 Utformning av olika designelement

2.4.1 Marginalkontrakt baserade på faktisk produktionsvolym

Traditionellt har betalningar från marginalkontrakt kopplats till anläggningens löpande produktion utifrån ett subventionsmotiv, liknande ett produktionsstöd. Detta har resulterat i att kontrakten har påverkat produktionsincitamenten och även skapat en rad andra designproblem. I den akademiska litteraturen finns det därför många uppmaningar och förslag om att bryta kopplingen till faktisk produktion vid fastställande av betalningsvolymer.

Problemen med att koppla utbetalningen från marginalkontrakt till faktisk produktion inkluderar snedvridning av produktionsincitament och marknadsbud.

Om kontraktsbetalningen är positiv (som en subvention), ger det incitament att producera även om elpriset är negativt. Om kontraktsbetalningen är negativ (som en skatt), ger det incitament att sluta producera när priserna är positiva men för låga.

Den senare situationen kan uppstå om referenspriset är ett genomsnittspris över en längre period, som till exempel en månad. Om priset i slutet av en period med höga priser är lågt, kan det vara lönsamt att avbryta produktionen även om timpriset är positivt.

Om marginalkontrakten ger en fast betalning (eller betalningen kan förutses) före realtid (t.ex. på dagen föremarknaden), blir den en del av producentens effektiva marginalkostnader i efterföljande marknader (t.ex. intradag), och kan sålunda snedvrida stödda producentens marknadsagerande och därigenom marknadens meritorder-kurva.

På grund av dessa problem har olika lösningar introducerades. Vanligast är det att avbryta marginal-

kontraktsbetalningar, i (oftast beständiga) perioder med negativa priser för att undvika onödig överproduktion. Betalning kan också avbrytas när kontraktsbetalningarna är negativa och priserna är låga.

Sådana lösningar återinför dock investerarnas exponering för priser utanför deras kontroll (t.ex. genom att göra subventionsbetalningar beroende av antalet negativa pristimmar). Detta äventyrar den effektiva riskfördelningen.

För att komma till rätta med dessa problem föreslås ytterligare lösningar. Vissa regimer, (t.ex. Irland), försöker, på vissa villkor, ersätta urkopplingar med simulerade betalningsströmmar som inte är baserade på producentens produktion i de problematiska timmarna. Det enklaste tillvägagångssättet, som stöds av litteraturen, är dock att koppla betalningsvolymer till en virtuell eller estimerat produktion, så kallade finansiella marginalkontrakt.

2.4.2 Finansiella marginalkontrakt

I stället för att koppla kontraktsbetalningen till faktisk produktion, kan en kapacitets- eller finansiellt baserad marginalkontrakt definiera kontraktsvolymen utifrån estimerad produktion i ett virtuellt kraftverk. Den enklaste lösningen är att koppla betalningen till en hypotetisk produktionsvolym (till exempel baserad på väderförhållanden).

Grundkonceptet kan dock utvidgas för att möjliggöra överföring av även andra risker, till exempel osäkerhet om bränslekostnader som investeraren inte kan handtera i marknaden.

Finansiella marginalkontrakt betyder att investeraren (elproducenten) och kontraktsmotparten byter två intäktsströmmar:[2]

- Investeraren måste betala marknadsintäkterna från en närmare definierad virtuell anläggning. I den mån de modellerade intäkterna korrekt redogör för olika riskkällor (elpriser, väder, driftskostnader), överförs dessa risker effektivt till kontraktsmotparten. Kvaliteten på risköverföringen beror på hur exakt den virtuella anläggningen speglar den fysiska tillgången.
- I gengäld får investeraren en fast (eventuellt inflationsjusterad) inkomstström som motparten betalar.
- Skillnaden mellan dessa strömmar ersätter den traditionella elprisspridningen som ligger till grund för traditionella marginalkontrakt och tjänar till att säkra investeraren mot relevanta risker.

Marginalkontrakten ger på så sätt investeraren/producenten en fast, förutsägbar betalning från staten (lösenpris multiplicerat med förväntad produktion), medan den måste betala staten den osäkra inkomsten från marknaden så att staten tar över både pris- och volymrisken.

En sådan design av marginalkontrakten stör inte producentens incitament att agera optimalt i marknaderna därför att marginalbetalningen är helt oberoende av den faktiska produktionen. Producenten agerar som normalt på marknaderna och har incitament att optimera designen och driften av anläggningen i enlighet med marknadspriserna. Den är inte skyldig att betala sin faktiska inkomst från marknaden till motparten, endast den teoretiska inkomsten som den virtuella anläggningen förväntas ha i en effektiv marknad. Därmed är det kontraktsmotparten som övertar osäkerheten om framtida produktionsvolymer till följd av utvecklingen i marknads- eller väderförhållanden.

[2] Vi sägar här att parterna byter två intäktsströmmar för att beskriva mekanismen i kontrakten. I praktiken kan avräkningen baseras på prisskillnaden och en specifik volym; resultatet blir detsamma.

De olika elementen i finansiella marginalkontrakt måste dock utformas så att de ger en effektiv riskallokering och, vid ett subventionsmotiv, så att överkompensation undviks.

2.4.3 Bestämmande av referenspris eller -värden

Oavsett om marginalkontrakten endast täcker prisrisk eller även andra riskkällor, måste kontraktet identifiera hur referensvärdet av framtida produktion ska fastställs för att beräkna de implicita finansiella flödena.

Vissa vanliga principer gäller för lämpligt urval av dessa mått. Referensvärdet bör:

- noggrant återspegla investerarnas riskexponering,
- vara bortom manipulation, och
- inte skapa snedvridande incitament.

Ju mer exakt mått på marknadsvärdet av produktionen från anläggningen, desto mer exakt överföring av den underliggande risken, desto effektivare är riskfördelningen och desto lägre betalningar behöver investeraren för att investera. Om till exempel produktionsprofilen (referensvolymen) som läggs till grund för utbetalningen från kontraktsmotparten till staten inte återspeglar de faktiska vindförhållanden, sitter producenten åter med en resterande produktionsrisk som kontrakten inte avhjälper. Om producenten lämnas med en sådan resterande risk kommer den att behöva en högre lösenpris för att täcka detta riskelement.

Denna noggrannhetsprincip skulle innebära skräddarsydda villkor för varje projekt. Detta kan dock potentiellt undergräva effektiv konkurrens om subventionsstöd (det är svårare att utveckla en auktions-/tilldelningsprocess för något som inte är lika för alla budgivare, till exempel marginalkontrakt baserade på priser i olika budområden). Konkurrens kan kräva en viss grad av standardisering på bekostnad av noggrannheten. Balansen kommer att bero på hur lätt auktionen/tilldelningsprocessen kan inkludera relevanta skillnader i clearing-/tilldelningsprocessen och hur effektiv en administrativ tilldelningsprocess kan utformas.

Manipulation: Betalningen av marknadsvärde från producenten till staten måste baseras på objektiva kriterier. Man vill till exempel inte basera produktionsresultatet på vädermätningar eller andra data som investerarna kan kontrollera eller driftskostnader baserad på kontraktspriser som de förhandlar fram.

Incitament: Valet av referenspris kan påverka marknaden som investerare säljer till, eftersom de försöker minimera sin grundrisk (förbättra noggrannheten). Detta kan vara ett problem om man till exempel valde ett pris nära realtid (till exempel i intradagsmarknaden) och därför uppmuntrade producenter att lägga ut sin produktion på denna marknad (på bekostnad av tidigare synlighet).

2.4.4 Kontraktens varaktighet

Marginalkontraktens varaktighet kommer även att påverka vilken betalning investeraren kommer att erbjuda i en tilldelningsprocess. Vi definierar den optimala kontraktslängden som den längd som minimerar nuvärdet[3] av betalningar (enligt myndighetenes bedömning) som behövs för att utlösa investeringar.

Det är tre faktorer som är relevanta när man överväger den optimala varaktigheten för en marginalkontrakt:

- Hur effektiv risköverföringen är
- Myndighetens och investerarens relativa tidspreferenser

[3] *Nuvärdet* är värdet av ett framtida belopp mätt i dagens pengar. I detta sammanhang innebär begreppet värdet idag av eventuella in- och utbetalningar i kontraktet i framtiden. Att räkna om (diskontera) betalningar vid olika tidpunkter över kontraktets löptid till ett nuvärde gör det möjligt att jämföra kontraktets värde över dess livslängd.

- Myndighetens och investerarens relativa prisförväntningar

Om man tittar isolerat på marginalkontraktens riskallokeringsfunktion, bör den optimala kontraktslängden återspegla varaktigheten av risken som ska överföras (vanligtvis den ekonomiska livslängden av anläggningen). Om man sätter varaktigheten av marginalkontrakten lika med den förväntade producerande livslängden, överför man denna risk i sin helhet.

- Om kontraktens varaktighet är kortare än varaktigheten av investerarnas riskexponering, kommer det att finnas en period under vilken investeraren bär den relevanta okontrollerbara risken. Om man antar att det var önskvärt att överföra risken till kontraktsmotparten i första hand är detta ineffektivt.
- Om kontraktens varaktighet är för lång och kontrakten är kopplad till faktisk produktion, så finns det ingen påverkan (ingen produktion, ingen betalning). Om marginalkontrakten däremot är kopplat till produktionen från en virtuell anläggning, tvingas investeraren betala intäkterna från en virtuell anläggning som inte kompenseras av intäkter från den fysiska anläggningen. Återigen, detta utsätter investeraren för risker utanför dess kontroll och är ineffektivt.

Men om tidpreferenserna till investerare och myndighet skiljer sig åt så att staten har en lägre diskonteringsränta, eller om de har olika förväntningar på elpriset, finns det en obalans mellan hur myndigheten och investeraren kommer att bedöma värdet av en marginalkontrakt under kommande år. En sådan bristande överensstämmelse innebär att alternativa kontraktslängder kan minska det förväntade nuvärdet av betalningar som myndigheten bedömer.[4]

När man diskonterar betalningsströmmar över tid har investerare ofta en högre diskonteringsränta än staten. Enkelt uttryckt kommer investerare att lägga relativt sett mindre vikt vid överföringar i framtiden än myndigheten.

Man kan föreställa sig effekten av att tidigarelägga en subventionsbetalning samtidigt som det totala nuvärdet av alla subventioner, som utvärderats av investeraren, hålls konstant. När man förskjuter betalningen kan man minska det nominella beloppet som betalas, på grund av investerarens tidspreferens, och ändå hålla investeraren likgiltig. Men när man beräknar nuvärdet av denna konverterade betalningsprofil med hjälp av statens diskonteringsränta, faller nuvärdet. Ur myndighetens perspektiv mer än kompenserar nedgången i bidragets nominella belopp för att man måste betala ut det tidigare.

Den allmänna insikten är att förskottsbetalning till investeraren är optimal på grund av den antagna skillnaden i tidspreferenser.

Att ändra varaktigheten för marginalkontrakten ändrar den implicita tidpunkten för betalningar. I synnerhet, genom att minska varaktigheten för marginalkontrakt komprimerar och förehandslastar vi den period under vilken någon subventionskomponent ges. Genom att förkorta kontraktens varaktighet kan vi därför förskottera betalningar till investeraren och dra fördel av skillnaden i tidspreferenser för att minska de bedömda kostnaderna för systemet enligt myndighetens bedömning.

[4] Nuvärde är dagens värde av en betalningsström som sker i framtiden. Nuvärdet uttrycker olikheten mellan värdet av att motta en given betalning i dag jämförd med att få densamma betalningen en gång i framtiden. Metoden används för att jämföra till exempel värdet av investeringar som sker på olika punkt och har olika kostnads- och inkomstprofiler över livslängd. Diskonteringsräntan är högre ju mer man värdsätter att få en betalning i dag, och ju mer osäker den framtida inkomsten är.

Avvikelser i prisförväntningar kring slutet av en marginalkontrakt kan också innebära att en kortare eller längre kontraktsperiod skulle vara optimal. Man kan föreställa sig att investerarna förväntar sig låga elpriser under året omedelbart efter att en marginalkontrakt avslutas, medan staten förväntar sig att priserna blir höga. Följaktligen uppfattas de förväntade kostnaderna och fördelarna med att förlänga marginalkontrakten för att täcka detta extra år mycket olika av investeraren och myndigheten. Investeraren kommer i så fall att förvänta sig en större stödbetalning i förlängningen än staten på grund av skillnaden i prisförväntningar.

I det här fallet kan en förlängning av kontraktens varaktighet mycket väl vara optimal. Investeraren kommer att räkna in en förväntad extra subventionsbetalning i lösenpriset som de bjuder. Om de håller värdet på marginalkontrakten oförändrat ur investerarens perspektiv kommer detta att resultera i en marginalkontrakt som innebär lägre totala betalningar ur regeringens perspektiv, på grund av skillnaden i prisförväntningar.

Med tanke på dessa olika faktorer kan det finnas en spänning mellan att utforma marginalkontrakt för att effektivt överföra risk, vilket innebär ett kontrakt som täcker tillgångarnas hela livslängd, och fördelarna med förhandstilldelning av stödbetalningar för att minska deras nuvärde. Ett möjligt tillvägagångssätt för att avväga mellan dessa hänsyn är att staten genomför sensitivitetsanalyser (som man har gjort i Storbritannien) för att analysera konsekvenserna av olika kontraktslängder. Ett annat alternativ är att ge budgivarna i en auktion valet mellan flera parameter, vilket i så fall fordrar en auktionsdesign som gör det möjligt att jämföra bud med olika val.

2.4.5 Konsekvenser för andra riskhanteringsmarknader

Marginalkontrakt överför investerarens (långsiktiga) elprisexponering till kontraktsmotparten och tar därmed bort investerarens intresse av att hantera denna risk på andra sätt (särskilt PPA eller finansiella derivat som terminer).

Detta kan reducera en del av utbudet av sådana produkter, potentiellt till nackdel för potentiella köpare och likviditeten på de relevanta marknaderna. (Till exempel kan ett marginalkontrakt för en vindkraftsinvesterare ta bort behovet av en PPA och därmed förhindra en energiintensiv industri från att hitta en PPA-motpart.)

Elprisriskexponeringen har dock inte förstörts, utan bara överförts till kontraktsmotparten.

För att motverka en sådan negativ påverkan på termins- och PPA-marknaderna, skulle marginalkontraktet i princip kunna säljas vidare på dessa marknader. I praktiken finns vissa praktiska utmaningar förknippade med en sådan mekanism.

- *Säkerställa konkurrenskraftig vidareförsäljning*: När motparten i marginalkontrakten är staten kan det finnas oro för (olaglig) statligt stöd. Man behöver en konkurrensbaserad process kring vidareförsäljningen för att säkerställa att risken överförs till verkligt värde.
- *Löptidstransformation*: Längden på marginalkontrakt är kanske inte lämplig när man säljer risken. Som sådan kan motparten kanske inte ta bort hela risken på en gång utan tvingas göra det gradvis.
- *Profilomvandling*: Profilen för prisriskexponeringen som antyds av ett marginalkontrakt är kanske inte den profil som krävs av potentiella avyttrare. Till exempel kommer ett vindkontrakt sannolikt att ha en vindvägd exponering mot priser. Futures har dock en baslaststruktur.

2.4.6 Begränsa offentligt stödbelopp

När man inför begränsningar som syftar till att reducera storleken på det offentliga bidraget är det viktigt att beakta konsekvenserna av begränsningens utformning på riskfördelningen.

Vissa begränsningar överför okontrollerbar prisrisk tillbaka till investeraren. Detta undergräver en effektiv riskfördelning och tenderar att blåsa upp den erforderliga nivån på det offentliga stödbeloppet.

Man kan till exempel föreställa sig att det införs ett budget-tak på följande sätt:

- Som ett villkor i marginalkontrakten som begränsar totala betalningar till investerare
- Som en gräns i auktionsprocessen som förhindrar att marginalkontrakt tilldelas om *den förväntade* budgeten överstiger budgettaket

Det första tillvägagångssättet returnerar prisrisk till investeraren. Om priserna går under tröskeln som krävs för att utlösa taket, sitter investeraren med den kvarvarande prisrisken och denna risk kommer att återspeglas i budet.

Den andra metoden håller prisrisken hos kontrakts-motparten. Investeraren är isolerad från långsiktig prisrisk, som avsett, och kan antagligen bjuda lägre som ett resultat.

2.4.7 En teoretisk idealdesign av marginalkontrakt

De ovan beskrivna principerna innebär följande ideala utformning för åtgärder som stöder investeringar i elproduktion:

Det stöd som krävs för att utlösa investeringar kan minimeras genom en effektiv (om)fördelning av risk. Därför, även om en marginalkontrakt är avsedd att subventionera produktionen, kommer många av de beslut som är relevanta för dess utformning att handla om hur risken bäst kan fördelas för att skapa effektiva incitament och minimera subventions-kostnaderna.

För att säkerställa effektiva incitament borde stödbetalningar inte kopplas till den faktiska produktionen. I stället bör stödet ges i form av ett finansiellt marginalkontrakt där betalningar från staten (motparten) till producenten anger en fast betal-ningsström för hela kontraktsperioden (löptiden), och betalningen från producenten till motparten (staten) baseras på vinsterna från en referensanläggning, en virtuell anläggning som agerar optimalt enligt marknads-förhållanden. Metoden för att uppskatta vinsterna från denna anläggning bör fånga de riskkällor som kontraktet syftar att överföra från investeraren till motparten. Riskerna som ska överföras är sådana som investeraren inte kan kontrollera och inte heller kan säkra kommersiellt på ett tillfredsställande sätt.

Enligt villkoren i ett sådan marginalkontrakt kommer investeraren, förutom att ha incitament att bygga en lämplig fysisk anläggning, att vara skyldig att betala motparten de förväntade vinsterna för referensanläggningen. I gengäld kommer investeraren att få en förutbestämd uppsättning betalningar.

Avtalsvillkoren, särskilt specifikationen av den virtuella anläggningen, bör utformas på ett sådant sätt att dessa finansiella kontrakt kan auktioneras ut i konkurrens och att investerare inte kan manipulera betalningsnivåerna. Detta bidrar till att säkerställa att subventionsnivån minimeras. Med detta krav uppfyllt bör avtalsvillkoren sträva efter att fånga investerarens risker så noggrant som möjligt. Resterande risker som investeraren eller producenten inte kan få lättnad för på marknaden, innebär en mindre effektiv riskfördelning och behov av en högre lösenpris för att investeringen ska förverkligas.

Förutsatt att det inte finns några systematiska skillnader i långsiktiga prisförväntningar mellan investerare och avtalets motpart, bör betalningsskyldighetens varaktighet för investerarna motsvara den förväntade ekonomiska livs-längden för deras fysiska tillgång. Detta säkerställer att riskerna från de fysiska och virtuella tillgångarna balanserar varandra.

Varaktigheten för betalningsflödet till investeraren kan skilja sig från anläggningens ekonomiska livslängd. Om staten och investeraren har olika tidspreferenser och finansierings-kostnader kan en kortare kontraktslängd kan bidra till att minska nuvärdet av det totala stödbeloppet för staten utan att gå på bekostnad av effektiviteten.

Det bör dock beaktas att en kortare betalningsprofil innebär att motparten tar på sig en roll som långivare, där betalning sker i förskott mot löfte om återbetalning senare. Därför bör en förkortning av betalningsperioden kombineras med

åtgärder för att hantera motpartsrisk på ett tillfredsställande sätt. Till exempel kan investerare som får tillgång till kortare utbetalningsperioder behöva erbjuda den fysiska tillgången som säkerhet (”collateral”, liknande ett hypotekslån) eller tillhandahålla andra garantier.

Motparten kommer att ta emot betalningar från investerare som i hög grad är beroende av elpriser. Denna riskexponering bör helst säkras för att möjliggöra kommersiella säkringsmöjligheter och undvika att skada tredje parts elkunder. Motparten kan till exempel försöka auktionera ut finansiella PPA:är där det finns tillräcklig efterfrågan för att möjliggöra konkurrensutsatta auktioner. Detta säkerställer att dessa PPA:är erbjuds på kommersiella villkor och inte oavsiktligt subventionerar mottagaren. (Mer om tilldelnings- och finansieringsmodeller i kapitel 5.)

3 Marginalkontrakt i andra länder

En rad europeiska länder använder sig av marginalkontrakt som stödmekanism för produktion av förnybar energi. Vissa länder, till exempel Storbritannien och Danmark, har flera års erfarenhet av stödsystemet och har anpassat utformningen av kontrakten över tid. Erfarenheterna från andra länder kan bidra med information om olika utformningsval, konsekvenserna av olika utformningsval och de olika överväganden som behöver göras vid val av specifika utformningselement.

3.1 Val av relevanta länder

För att avgränsa vilka länder vi tittar närmare på har vi utgått från de olika fallen för Sverige. Därutöver har vi lagt vikt vid erfarenhet av systemet och om systemet har några unika designelement där det är intressant att höra om reflektionerna bakom detta val. Utifrån dessa kriterier har vi identifierat Danmark, Frankrike, Irland, Nederländerna, Norge och Storbritannien som intressanta länder.

Danmark och Norge är intressanta på grund av sina auktioner för havsbaserad vindkraft. Danmark har också lång erfarenhet av att använda marginalkontrakter och kan ge en inblick i hur systemet har utvecklats över tid och varför. I Norge är förkvalificeringsprocessen särskilt intressant. Frankrike är ett intressant land eftersom det har en stor andel kärnkraft i sin energimix, och de kan dela med sig av viktiga insikter om vilka reflektioner de har gjort om marginalkontrakter för kärnkraft. Nederländerna lyfts fram för sin erfarenhet av teknikneutrala upphandlingar, och Irland är intressant eftersom man där har ett krav på att investeraren måste ingå ett långsiktigt kraftköpsavtal (PPA) med en elleverantör för att få stöd. Storbritannien har lång erfarenhet av marginalkontrakt och det är värdefullt att få en bättre inblick i vilka förändringar de har gjort av kontraktsutformningen över tid och skälen till förändringarna. Vi har också inkluderat en kort beskrivning av Spaniens och Portugals avtal, men har inte gjort någon ytterligare djupdykning i länderna.

De länder vi utesluter från en mer detaljerad analys är Grekland (eftersom deras utformning enligt vår uppfattning är relativt lik andra länder på listan, och det därför ger liten nytta att studera vad de har gjort i detalj), Italien och Polen (båda av samma anledning, deras utformning täcks av andra länder), Ungern (eftersom deras teknikval inte är relevant för Sverige) och Belgien (eftersom det ännu finns liten erfarenhet av att använda det nya marginalkontraktet där). Belgien är inledningsvis ett intressant land, efter att EU godkänt statsstöd för ett finansiellt kontrakt hösten 2024. Betalningarna i kontraktet kommer att baseras på den potentiella produktionen i ett vindkraftverk. Auktionen för kontrakten inleddes i november 2024 och tilldelningen är planerad till december 2025.

3.2 Danmark

Danmark har per mars 2024 använt marginalkontrakt endast för att stödja havsbaserad vindkraft (med undantag för en teknikneutral anbudstävling i 2021 där inga bud inkom). Detta innebär sju tilldelningsrundor under perioden 2005–2021.

I Danmark är det Energistyrelsen, som ligger under ministeriet för klimat, energi och försörjning och är den danske regulatorn för energi, som förvaltar systemet med marginalkontrakt. De bidrar i hög grad till att utveckla lagar och är involverade i utvecklingen av kontrakt och tilldelningsprocess. Det är också energimyndigheten som genomför auktionerna och bedömare och rangerar inkomna bud. Regulatorn följer också upp kontraktet efter tilldelningen. Ordningen finansieras av statsbudgeten och även eventuella betalningar från motparten betalas direkt till statsbudgeten. Det finns en egen avdelning i Energistyrelsen som hanterar in- och utbetalningarna.

3.2.1 Teknikneutrala anbud

Tre teknikneutrala anbud har genomförts i Danmark, där två utformats som ett fast pristillägg till marknadspriset och det sista utformats som ett marginalkontrakt. De första auktionerna fick tillräckligt många bud för att överskrida den totala budgeten, vilket ledde till en verklig konkurrens mellan aktörerna. Både det genomsnittliga budpriset och antalet anbud minskades i nästa anbudsrunda.

Under 2021, när anbuden avsåg ett marginalkontrakt, inkom inga bud av 810 MW potentiell kapacitet det året. Den danska energimyndigheten pekar själva på flera möjliga orsaker till resultatet, bland annat att projekten kan utvecklas genom stöd, osäkerhet i framtida tariffer, andra mer förmånliga arrangemang och brist på tillstånd som krävs. Branschorganisationer lyfter fram ett stödtak som är för lågt (25 öre/kWh), osäkerhet om framtida tariffer, stödperiodens längd och användningen av marginalkontrakt som stödmetod. Branschen påpekade att det borde vara möjligt att betala sig ur avtalet om producenten vill säga upp avtalet före avtalstidens utgång (Energistyrelsen, 2022).

I analysen av de teknikneutrala anbuden intervjuade den danska energimyndigheten ett antal aktörer, som påpekade att med rådande marknadsförhållanden för landbaserad vind- och solkraft är marginalkontrakten inte tillräckligt lönsamma, och det föreslagna stödtaket var för lågt.

3.2.2 Inriktning och design för vind till havs

Danmark har lång erfarenhet med att ge stöd till havsbaserad vindkraft. I allmänhet har myndigheterna anpassat och ändrat kontrakten baserat på erfarenheterna från de tidigare auktionsomgångarna.

I framkant av den senaste tilldelningen, Thor i 2021, var det mycket diskussion både om marginalkontrakt är en riktig stödmetod och om incentiven i de tidigare tilldelningarna. Diskussionerna baserades på erfarenheterna efter flera år med låga elpriser och producenternas incitament att maximera produktionen oavsett marknadspriset. En av ändringarna i tilldelningen av Thor var att referenspriset blev omgjort till att vara ett enkelt årsgenomsnitt. Medan alla tidigare kontrakt inkluderade timvisa referenspriser, använder de nya kontrakten för Thor ett enkelt årsgenomsnitt av timpriserna från föregående år (i praktiken fastställs därmed prispremien för ett helt kalenderår). Denna prismodell allokerar den kortsiktiga prisrisken till producenten, medan den långsiktiga risken tilldelas staten.

Modellen valdes för att säkerställa att tillverkaren har incitament att maximera marknadsvärdet av levererad energi (reagera på spotpriserna), för att ge förutsägbarhet i statsbudgeten och för att ge tillverkaren incitament att välja optimala designlösningar för vindparken givet marknadssignalerna. Genomsnittspriset är på tvärs av alla tekniker, och inte ett specifikt beräknat snitt för havsbaserad vind. Det diskuterades att det justerade genomsnittspriset för havsbaserad vind, eftersom det vanligtvis ligger något högre. Att ha ett tekniskspecifikt genomsnittspris eller ett generellt genomsnittspris påverkar vem som bär prisrisken. Med dagens ordning tar därför producenten denna prisrisk.

Stödet frånfaller för alla timmar där spotpriset är noll eller lägre. Om investeraren är betalningsskyldig gentemot staten (dvs. när referenspriset överstiger reservationspriset) avstår från betalningskravet om spotpriset i budområdet DK1 är lägre än den beräknade betalningen till staten per kWh.

Kontraktens varaktighet behölls på 20 år, precis som i tilldelningarna före Thor. Den sista förändringen som gjordes var att gränsen för stöd definierades med ett utgiftstak istället för ett produktionstak, som det hade varit tidigare.

Det utgiftstak som infördes är ett nettostödstak för både myndigheter och producent. Om myndigheternas utbetalningar under avtalsperioden når stödtaket, upphör utbetalningarna till producenten de följande åren även om referenspriset är lägre än kontraktspriset. Om referenspriset är högre än kontraktspriset och producenten måste betala staten enligt kontraktet, kommer det utbetalda beloppet att dras av från det totala stödbeloppet. Under de följande åren

kommer därför betalningarna till producenten att återupptas om referenspriset indikerar detta.

3.2.3 Framtida stödmekanism

I Thor-auktionen erbjöd alla budgivare ett pris som motsvarade inget stöd enligt marginalkontraktet. Vinnaren utsågs därför genom lotteri. Utifrån dessa resultat har myndigheterna valt att ändra kontraktsformen för havsbaserad vindkraft i de senast aviserade auktionerna. Fyra av de pågående auktionerna tävlar om koncessionsrätter för området, utan stöd. Betalningsmodellen i avtalet är en årlig licensbetalning och ger rätt att använda havsområdet över 30 år. Dessutom innebär kontraktet ett indirekt statligt delägarskap på 20 procent. Intäkterna från dessa kontrakt ska i första hand bidra till att finansiera stödet till Energiø Bornholm.

Stöd kommer även fortsättningsvis att ges till auktionen av 3 MW havsbaserad vindkraft på Energiø Bornholm. Auktionen vinns antingen genom det lägsta budpriset eller den största betalningen till staten genom en årlig licensbetalning (som de andra auktionerna av havsbaserad vindkraft). Stödet har både ett tak på totala utbetalningar och ett tak på de årliga stödutbetalningarna. Vinnaren av auktionen förbinder sig att producera minst 3 GW som ska vara klar 2030, men kan utöka produktionen upp till 800 MW (Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2023).

3.3 Frankrike

Frankrike införde den första ordningen med marginalkontrakt år 2016, då som administrativt allokerade kontrakt för landbaserad vindkraft. Sedan har ordningen ändrats flera gånger, senast 2021. Reformen har i huvudsak omfattad införingen av en tvåsidig mekanism och ändringen i hanteringen av negativa priser.

Det är Ministeriet för ekologisk omställning som organiserar och har överordnat ansvar för anbuden avseende teknisk genomföring av tilldelningsprocessen. Därefter är det den franske regulatorn, CRE, som har ansvar för att rangera de sökande. Kontrakten varar i huvudsak i 20 år, och finansieras genom skatt av slutanvändarkunder.

3.3.1 Inriktning och design

Under perioden 2021–2026 planerar Frankrike att genomföra både riktade och teknikneutrale anbudsprocesser för en rad tekniker. Så långt har det endast genomförts riktade anbud för större anläggningar för solkraft, havs-baserad vind och landbaserad vind.

Marginalkontrakten refererar till en mix av producentens faktiska produktionsvolym och en teoretisk produktionsprofil. Referenspriset beräknas som ett genomsnittligt månadspris baserat på en (väderberoende) national produktionsprofil för varje teknik (havs- och landbaserad vindkraft, solkraft) och marknadspriser per timme. Ett intressant element i Frankrikes marginalkontrakt är att aktören mottar stöd vid negativa priser, men bara om anläggningen stoppar produktionen i den timmen. Producenter får alltså stöd för en teoretisk profil endast när de inte producerar till negativa priser.

3.3.2 Marginalkontrakt för kärnkraft i Frankrike

Marginalkontrakt för kärnkraft har varit diskuterat flitig i Frankrike. Myndigheterna har över längre tid förhandlat med landets största kraftbolag, EDF, om ett nytt prisstöd som ska gälla från 2026. Aktören är ännu i diskussion om en potentiell stödmekanism, och planen är att kärnkraft kommer att delta för första gången helt i märkanden utan en sträng reglering från staten. Ett alternativ som förhandlas fram är en form av asymmetriska marginalkontrakt med ett mjukt tak (”soft cap”) på inkomsterna från kärnkraften. Samtidigt finns det stor osäkerhet kopplat till den politiska situationen i landet, vilket påverkar förhandlingarna och antagandet av nya lagar.

Det finns andra faktorer i Frankrike som gör diskussionen kring marginalkontrakt för kärnkraft intressant. Kärnkraft är en reglerbar produktionskälla, vilket gör det extra viktigt att de producerar enligt de prisincitament som finns på marknaden. Utmaningarna med att marginalkontrakt dämpar prisincitamenten är därför särskilt svåra att hantera för

kärnkraft. I Frankrike är en stor del av energimixen även kärnkraft och det finns en stor aktör som äger merparten av kraftverken. Olyckliga konsekvenser av stödet till kärnkraft kan därför förstärkas jämfört med länder som bara har en liten andel kärnkraft i energimixen. Ett exempel på detta är utformningen av marginalkontrakt för Hinkley Point C (UK) där referenspriset är forwardpriset (tre månader fram) snarare än spotpriset. I Frankrike kommer en sådan design att resultera i att en aktör får för mycket makt på finans-marknaderna.

3.4 Nederländerna

Den nederländska ordningen SDE++ (kort för *Sustainable Energy Production and Climate Transition Incentive Scheme*) är ett teknikneutralt stöd i form av marginalkontrakt för flera hållbara energiprojekt. Den nuvarande ordningen har varit på plats sedan 2020 och kommer att pågå till 2025. Auktionerna är öppna för projekt inom förnybar energi, gas och värme, elektrifiering av industriell värme, vätgasproduktion samt Carbon Capture and Storage (CCS) för industriella processer.

I Nederländerna är det näringslivsbyrån (RVO), som är en del av ekonomiministeriet, som administrerar stödsystemet. De samarbetar även med ministeriet för klimat och grön tillväxt. Det finns cirka 70 FTE som arbetar med SDE++-systemet. Det är ministeriet för klimat och grön tillväxt som bestämmer lagarna och policyn, medan RVO ansvarar för genomförandet av policyn. Ministeriet är motpart till avtalet medan RVO sköter betalningarna. Dessutom anlitar RVO en oberoende rådgivare som ger råd om finansieringen, till exempel vad maximumspris och korrigeringsbelopp ska vara.

3.4.1 Inriktning och design

I SDE++ fastställer myndigheterna en maximumspris (kallad basmängd) och en golvpris (kallad minimimängd), i euro per kWh. Differensen mellan priserna motsvarar det maximala subventionsbeloppet för en aktör, t.ex. en investerare/producent, som vill lägga bud på ett marginalkontrakt och är avsedd att ge förutsägbarhet i den statsbudget som finansierar systemet. Investerare som vill ingå ett marginalkontrakt rapporterar därför ett pris, som de kallar ansökningspriset, vilket maximalt kan vara lika med maximumspriset. Den faktiska subvention som betalas ut till investeraren kommer att vara skillnaden mellan ansökningspriset och en beräknad korrigeringsfaktor.

Korrigeringsfaktorn beräknas årlig per teknik (i euro/kWh) och ska justera stödet för aktörens övriga intäkter, till exempel värdet av ursprunglighetsgarantier och marknads-värdet av energi (spotpris). Beloppet tar också hänsyn till faktorer som minskar marknadsvärdet, som kannibalisering för sol och vind. Korrigeringsbeloppet motsvarar den mekanism som referenspriset har i traditionella marginal-kontrakt, och vid beräkningen av beloppet används ett årligt genomsnitt av spotpriset för föregående år för förnybar energi. Tidigare blev stödet pausat efter sex efterföljande timmar med negativa priser, men det har blivit ändrat till att det inte utbetalas stöd för några timmar med negativa priser.

SDE++ är i utgångspunkten inriktad på utsläppsreduktioner, som används i rangordningen mellan budgivarna. Konkurrens mellan projekt från olika tekniker resulterar i en rangordning baserad på estimerat "subsidieintensitet". Subsidieintensiteten beräknas utifrån en formel som består av ansökningspriset (givet av aktören i auktionen), det långsiktiga priset och utsläppsfaktorer (båda satta av myndigheterna). Formeln för att beräkna subventionsgraden är följande:

- *Subsidieintensitet [euro/ton CO_2] = (ansökningspriset [euro/ kWh] – långsiktig pris [euro/ kWh]) / (*utsläppsfaktorer *[kg CO_2/kWh] / 1 000)*

Det är utsläppsfaktorn (tCO_2/enhet) som gör det möjligt för exempelvis markmonterad solkraft (med en utsläppsfaktor å 0,22 tCO_2/MWh) att konkurrera mot CCS (0,89 t CO_2/t CO_2).

I anbudet allokeras stödet genom olika budgetfaser. I budgetfaserna sätts ett stödtak per reduktion i CO_2 som höjs för varje budgetrunda. Aktörerna lägger bud i den budgetrundan som har ett stödtak som är lönsamt för deras

projekt. Därefter ökar stödtaket i de nästa allokeringsfas till totalbudgeten är förbrukad. Om budgeten överskrids i ansökningarna tilldelas stödet de som är mest kostnadseffektiva. Med denna tilldelningsmetod ger RVO även aktörerna möjlighet att rätta sina ansökningar om de är otillräckliga.

I den nederländska ordningen är staten skyddad mot höga utbetalningar genom ett golvpris. Om korrektionsbeloppet är lägre än golvpriset, får aktören endast utbetalt differensen mellan ansökansbeloppet och golvpriset. SDE++ ordningen stöttes direkt från statsbudgeten och golvpriset är därför ett krav från finansministeriet.

Till skillnad från andra marginalkontrakt har företag som subventioneras av SDE++ tidigare inte behövt att betala tillbaka någon positiv skillnad mellan produktionskostnaderna och marknadspriset om det senare skulle överstiga kostnaderna. Nederländerna fick dock besked om att ändra denna praxis i det senaste beslutet om statligt stöd från EU. Från 2027 måste de införa ett tvåsidigt stöd, och ferm till dess har de en övergångsordning.

3.4.2 Ändring i stödordningen från 2027

Från 2027 planlägger myndigheterna att införa ett tvåsidigt marginalkontrakt för solkraft och landbaserad vindkraft, utanför SDE++-ordningen. De har ännu inte beslutat hur de ska utforma kontrakten, och en utmaning de står inför är att hantera finansdepartementets krav på förutsägbara utgiftsposter i statsbudgeten, vilket i SDE++ fastställdes med ett stödgolv.

3.5 Storbritannien

I Storbritannien har man använt marginalkontrakt som stödmekanism sedan 2013. De första marginalkontrakten allokerades administrativt, men senare har landet genomfört sex auktioner, den sista i 2024 (AR6).

Administrationen av marginalkontrakten är uppdelad på olika organisationer. Ministry of Energy Security and Net Zero är ansvarig för att utforma villkoren i avtalen. Motparten i avtalet är ett privat företag som ägs av ministeriet, kallat The Low Carbon Contracts Company (LCCC). De är ansvariga för uppföljning av kontrakten, inklusive ingå avtal med auktionsvinnarna och förvalta avtalen under utvecklingsfasen. LCCC hanterar också in- och utbetalningar av differensbeloppet. Systemoperatören National Grid ESO är ansvarig för att genomföra auktionerna och genomförande av tilldelning, inklusive bedömning, rangering och tilldelning av kontraktet.

3.5.1 Inriktning och design

De brittiska auktionerna är kombinerade, där olika budgestpotter fastställs som är begränsade till olika tekniker. Konkurrensen sker sedan mellan teknikerna inom varje pott. Marginalkontrakten har tilldelats både havs- och landbaserad vind- och solkraft. Vid den första tilldelningen 2013 fick ett kärnkraftsprojekt ett kontrakt på 25 år från installationens driftsättning och som använder ett referenspris för baslast baserat på terminpriser (forward priser).

Det brittiska systemet liknar ett traditionellt dubbelsidigt marginalkontrakt. Referenspriset är ett uppskattat timpris, baserat på dagen-före-priser, för de specifika produktionsteknikerna. En säregenhet av den brittiska ordningen är att det har varit möglig att utsatta uppstarten av marginalkontraktens utbetalning efter driftsättning. Kontrakten definierar ett fönster för driftsättning där aktören uppstartdatum för kontrakten ska anges. Efter perioden startar en ny, definierad period där marginalkontrakten kan aktiveras, men varigheten reduceras med tiden från slutet av fönstret för driftsättning och det meddelade aktiveringsdatumet. I den sista auktionsrundan blev denna möjlighet begränsad.

Tilldelningen av marginalkontrakt sker genom auktioner, som i det brittiska systemet kallas tilldelningsrundor. I tilldelningsrundorna avsätts ofta separata budgetar för olika tekniker, till exempel etablerade tekniker, mindre etablerade tekniker, nya tekniker eller riktade mot en specifik teknik, till exempel havsbaserad vindkraft.

Den fjärde och femte auktionen (AR4 och AR5), resulterade inte i tillräcklig ökning i förnybar produktionskapacitet för att Storbritannien ska nå sina klimatmål. AR5 väckte särskilt uppmärksamhet eftersom inga bud inkom från aktörer inom havsbaserad vindkraft, som tidigare har varit en dominerande teknik i auktionerna. Redan innan AR5 stängdes varnade branschen för att budgeten var alldeles för låg och inte tog hänsyn till den kostnadsökning för havsbaserad vindkraft som har skett under det senaste året. Dessutom kritiserade branschen AR5 för att inte ha en separat pott för havsbaserad vindkraft, till skillnad från tidigare år. Havsbaserad vindkraft konkurrerade i samma pott som andra etablerade tekniker, såsom landbaserad vindkraft och solkraft. I kombination med ett lågt budgettak för denna pott var förutsättningarna för havsbaserad vindkraft alltför svaga.

I den sjätte tilldelningsomgången valde myndigheterna återigen att avsätta en separat pott för havsbaserad vindkraft, och höjde både reservationspriset och budgeten för havsbaserad vindkraft. I tillägg till havsbaserad vind har budgeten for etablerade tekniker, som landbaserad vindkraft och solkraft, och budgeten för framväxande tekniker ökat. Detta resulterade i ett rekordstort stöd för förnybara källor, med totalt 9,6 GW kapacitet som tilldelades marginal-kontrakt (Herbert Smith Freehills, 2024).

De brittiska myndigheterna ser för närvarande över regelverket kring marginalkontrakt och har i samband med detta skickat ut ett par samrådsförslag om förändringar av systemet inför den sjunde auktionsrundan (AR7). Ändringarna omfattar införandet av ett alternativt rangordningskriterium utöver pris, särskilt för att öka utvecklingen av flytande och fast havsbaserad vindkraft (Department for Energy Security & Net Zero, 2024). Man överväger också att tillåta återinvesteringsprojekt av befintliga landbaserade vindkraftsparker att ansöka om marginalkontrakt. Dessutom diskuteras mer allmänna utformningselement, såsom det faktum att betalningarna för närvarande är kopplade till den faktiska produktionen, fastställandet av stödtak och stödgolv samt indexering (Watson & Bolton, 2024).

3.5.2 Marginalkontrakt för kärnkraft

I Storbritannien tilldelades ett marginalkontrakt till ett kärnkraftsprojekt, Hinkley Point C, under 2014. Projektet har drabbats av både kostnadsöverskridanden och förseningar, vilket gjorde att kontraktet fick omförhandlas. Vid den tidpunkten valdes marginalkontrakt eftersom reaktortekniken som används i kärnkraftverket inte tidigare var tillgänglig i Storbritannien eller något annat land. Eftersom subventionerna finansieras genom konsument-avgifter ville regeringen vid den tidpunkten inte överföra så stor del av byggrisken till slutkunden (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021). Sedan dess har ett antal potentiella kärnkraftsprojekt avbrutits till följd av att investerarna inte har kunnat bära hela byggrisken. Under 2021 valde den dåvarande regeringen att gå ifrån marginalkontrakt som stödmekanism för kärnkraft och i stället använda en RAB-modell (Regulated Asset Base).

3.6 Irland

Irland har en auktionsbaserad ordning för marginalkontrakt och har hölls både teknikspecifika och teknikneutrala auktioner. Kontakterna görs upp årligt, tar i beräkning kapacitetsintäkter (capacity revenues) och allokerar risk till konsumenter genom att använda timmereferenspriser för inte reglerbara källor.

Merparten av administrationen av marginalkontrakten sköts av Klimat-, miljö- och kommunikationsministeriet, av en separat avdelning för förnybar el. De utvecklar designen för båda kontrakt och tilldelningsprocessen. Tillsyns-myndigheten ger råd till departementet och är ansvariga för utbetalningarna genom finansieringspotten (PSO-avgiften). Auktionerna genomförs av Irlands systemoperatör (TSO), eftersom de tidigare var certifierade för att genomföra auktioner. Systemoperatören rangordnar buden och

resultatet av auktionsrundan, och hanterar in- och utbetalning av differensbelopp.

3.6.1 Inriktning och design

En nyckelaspekt av marginalkontrakten i Irland är kopplingen till den så kallade Public Service Obligation (PSO-avgift), som är en pott som finansieras av irländska konsumenter via elräkningen. Marginalkontrakten finansieras genom denna pott och eventuella betalningskrav från producenten återbetalas till denna pott. Du måste vara ansluten till PSO-systemet för att vinna ett marginalkontrakt, men för att vara ansluten till systemet måste du vara en elleverantör. En producent som vill lägga bud på ett marginalkontrakt måste därför ingå en PPA med en elleverantör för att kvalificera sig för auktionen. Kravet på PPA för att ingå marginalkontraktet är därför en rent praktisk lösning för den finansieringsmodell som valdes i Irland. Villkoren i PPA bestäms av producenten och kraftleverantören, men det PPA-pris som förhandlas fram måste ta hänsyn till lösenpriset i marginalkontraktet med staten. Det är auktionsoperatören (TSO), som sköter betalningar och återbetalningar till PSO-potten med kraftleverantörerna. Stödet förs vidare till producenten genom PPA (CRU, 2023).

Auktionen för marginalkontraktet baseras på priskonkurrens om lösenpriset. I den senaste auktionen (RESS 4) införde myndigheterna indexering av lösenpriset. Ett argument för förändringen var att minska det faktum att investeraren lägger på en premie för att skydda sig mot risken att missa indexering. Referenspriset är timpriset dagen-före för inte-reglerbare energikällor (som vind och sol), medan det för reglerbara källor är ett timviktad årsgenomsnitt över PSO-året (1 oktober – 30 september). Betalningarna fastställda i början av PSO-perioden för följande år, baserat på en prognos för elpriser och en produktionsuppskattning för året, dessutom mellan en avstämning av merkostnader som faktiskt uppstått föregående PSO-år mot de beräknade betalningarna från föregående PSO-år.

Det irländska systemet har också en mekanism kallat "kompensation för orealiserad tillgänglig energi" för tillgänglig energi inte omvandlas till faktisk produktion på grund av överproduktion eller inskränkning. Tillgänglighet som begränsas av nätverksbegränsningar kompenseras inte. Ersättningen ges utifrån en teoretisk produktionspotential, inte för någon faktisk produktion under dessa timmar. Om referenspriset är negativt kan producenten vara berättiga till stöd för oraliserad tillgänglig energikompensation. I timmar med negativa priser som inte omfattas av denna mekanism, stöds inte produktion.

Auktionerna är i teorin teknikneutrala, men det finns en inbyggd korrektionsfaktor som kan framhäva olika tekniker i auktionen. I den senaste omgången viktades auktionen mot solkraft. Det innebar att om exempelvis en vindkraftsaktör och en solkraftsaktör erbjuder samma pris, så skulle solkraftsaktörens bud räknas som "billigare" än vindkraft-saktörens i rankningen av buden, även om de i princip har samma budpris. I dessa auktioner har endast sol- och vindprojekt vunnit kontrakt, eftersom pristaket är för lågt för andra källor.

För att både delta i auktionen och behålla marginalkontraktet måste producenten uppfylla ett antal kriterier. Både nätanslutningsavtal och depositionsavtal måste finnas på plats för att vinna kontrakten. Dessutom måste producenten följa och nå sju milstolpar för att behålla kontraktet. Kraven finns för att säkerställa att endast mogna och färdiga projekt får marginella kontrakt. Nytt för RESS 4 var att milstolparna flyttas om DSO misslyckas med att koppla upp aktören till stomnätet inom den utlovade tiden.

Utöver de teknikneutrala auktionerna har myndigheterna nyligen genomfört en auktion för havsbaserad vindkraft, som är speciellt utformad för äldre projekt som inte hade förverkligats. Myndigheterna auktionerade ut specifika områden och aktören hade inte samma förhandskrav som vid teknikneutrala auktioner.

3.7 Norge

Norge införde marginalkontrakt för bottenfast havsbaserad vindkraft under våren 2024. Den första tilldelningen gjordes i april efter en auktion av ett projektområde i Södra Nordsjön II. Auktionen var en del av den norska regeringens ambition att tilldela områden för 30 000 MW havsbaserad vindkrafts-produktion till 2040. Norska myndigheter har indikerat att marginalkontraktera även kommer att användas vid framtida tilldelningar.

Administrativt undertecknas avtalet med det norska energiministeriet och stödet finansieras genom statsbudgeten. Energiministeriet (tidigare Olje- och energiministeriet) genomförde auktionen och tilldelade kontraktet. Ministeriet var också involverat i det förberedande arbetet, inklusive dialogen upp mot ESA om statsstödsfrågor. En separat avdelning för havsbaserad vindkraft har spelat en särskild roll vid tilldelningen av Södra Nordsjön II. Systemet finansieras genom statsbudgeten och stödramen fastställdes av det norska parlamentet.

3.7.1 Inriktning och design

Den norska subventionsmodellen är ett tvåsidigt marginal-kontrakt som ingås för en subventionsperiod på 15 år. Volymen i kontrakten som undertecknades i april är fastställd till 1 400 MW. Avtalet består av följande delar: avtalspris, referenspris, reservationspris och minimipris. Samtliga priser har inflationsjusterats över tiden enligt konsumentprisindex. I övrigt fungerar avtalet som ett normalt marginalkontrakt: om det genomsnittliga elpriset under en viss månad är lägre än avtalspriset täcker staten mellanskillnaden. Om det genomsnittliga elpriset under en viss månad är högre än avtalspriset erhåller staten mellanskillnaden från producenten.

Kontraktspriset (lösenpriset) bestäms genom budgivning i auktionen. I auktionen användes ett maximalt kontraktspris (reservationspris); bud över reservationspriset accepterades inte. Reservationspriset baserades på NVE:s uppskattning av livstidskostnaden för energi (LCOE) med en marginal på 15 procent.

Referenspriset i avtalet är i praktiken ett genomsnittligt, månatligt uppnått pris för kraftverket. Referenspriset beräknas utifrån den faktiska produktionen för varje avräkningsperiod, det vill säga varje timme, uppmätt och avräknad i anslutningspunkten på land. Referenspriset ska motsvara det genomsnittliga månatliga spotpriset i det tillämpliga elområdet under innevarande månad. Negativa spotpriser är exkluderade från beräkningen av referenspriset.

För varje period (timme) där spotpriset är lägre än ett minimi-pris sätts stödbeloppet till noll. Syftet med detta är att stödet ska upphöra under timmar med ett mycket lågt spotpris. Minimipriset sätts baserat på de uppskattade marginal-kostnaderna för att driva energianläggningen.[5]

Den norska modellen har en övre gräns för det ackumulerade stödbeloppet, vilket innebär att utbetalningsperioden i praktiken kan vara kortare än avtalsperioden. Med andra ord kommer nettoutbetalningen av stöd över tid att tära på en tilldelad budget. Ackumulerade stödutbetalningar bestäms av avtalspriset och det uppnådda elpriset; ett högre avtalspris kommer, allt annat lika, att förkorta utbetalnings-perioden. Den övre gränsen är symmetrisk och gäller även för

[5] Avtalet har en undantagsregel för att undvika ofördelaktiga effekter av kombinationen av minimipriset och villkoret att negativa priser är uteslutna. I en situation där producenten måste betala staten (referenspriset är högre än avtalspriset) kan kombinationen av spotpriset och betalningen resultera i en förlust för producenten under en viss timme, även om spotpriset ligger över marginalkostnaden (vilket indikerar att det är rationellt för anläggningen att producera). Avräknings-körningen under timmar då detta är fallet justeras till skillnaden mellan minimipriset och spotpriset (och är således oberoende av avtals- och referenspriset).

betalningar till staten. När taket för utbetalningar är uppnått stoppas utbetalningen till den part som uppnått taket. Detta innebär att utbetalningar från producenten till staten kan fortsätta även under en period utan utbetalning av stöd eftersom taket för stöd har nåtts. Precis som i Danmark är detta ett nettotak, vilket innebär att om den aktören som inte har nått taket är skyldig att betala motparten, dras detta belopp av från nettotaket. Betalningarna kan sedan återkrävas från båda parter. Stödtaket justeras också för inflation, liksom avtals- och referenspriserna.

3.7.2 Prekvalificeringsprocess

En intressant aspekt av den norska modellen är att man använder sig av en prekvalificeringsprocess. Syftet med prekvalificeringen var att kunna uppnå fler mål än att bara dela upp området för havsbaserad vindkraft. Inledningsvis planerades tre krav att viktas i processen: genomförbarhet (60 procent), hållbarhet (20 procent) och lokal nytta (20 procent).

I slutändan ändrades kriterierna så att endast genomförbarhet var ett prekvalificeringskriterium, medan hållbarhet och lokala spridningseffekter blev ett minimikrav. Det senare ändrades också till ett kriterium om ”positiva ringverkningar”, inte specificerade lokala ringverkningar. Detta innebär att rangordningen mellan aktörerna i prekvalificeringen endast baseras på genomförbarhet, medan hållbarhet och positiva ringverkningar endast bedöms som godkänd eller ej godkänd. Förändringarna gjordes för att ESA så snabbt som möjligt skulle kunna godkänna stödprogrammet.

3.8 Portugal

De första auktionerna av marginalkontrakt blev genomförda 2019, efter att en reglering som bara tillämpade solkraft blev införd. Sedan har flera auktioner genomförts, också för havbaserad solkraft och vindkraft.

Ett unikt aspekt av den portugisiska ordningen är att producenter kan bjuda på två olika stödordningar. De kan bjuda på en fast inmatningspremie (feed-in premium) och ett bud som innebär en garanterad ersättning (Marginalkontrakt). Regeringen tar därefter en värdering på de två buden, och budet med högst nettonuvärde från regeringens perspektiv vinner.

3.9 Spanien

Marginalkontrakten blev introducerad i Spanien först i 2020, och sedan har dess genomförd fyra auktioner. Förnybara produktionstekniker samt olika typer bioenergi kan delta i de teknikneutrala auktionerna.

Ett speciellt aspekt av den spanska ordningen är hur det faktiska ersättningspriset bestäms. Differensutbetalningen beräknas av en så kallad ”mottagen pris (PR)”, och beror både på auktionspriset, dagen före-priset och en justeringsfaktor. Justeringsfaktorn anses som den andelen av produktionen som blir kompenserad till marknadspris och är på 5 procent för inte reglerbar produktion och 25 procent för reglerbar produktion. Därom mottagen pris är högre än referenspriset (applicable market price (MP)), vil producenten få utbetalt differensen mellan de två (PR – MP). Om referenspriset är högre än mottagen pris, måste producenten betala MP-PR.

Betalningarna följer samma metod som traditionella marginalkontrakt, men det är beräkningen av det mottagna priset (PR) som skiljer sig från andra länder. Mekanismen kan ses som ett försök på att minska den eventuella negativa effekten på incitamentet till att dryfta efter prissignal i marknaden.

Förutom elementet med mottagen pris, är andra säregenheter i spanska ordningen att producenten kan välja om referenspriset (MP) är dagen före-priset eller intradag-priset och att det inte är tillåtet att ingå bilaterala avtal såsom PPA:er medan marginalkontrakten är aktiva.

3.10 Sammanfattning

I de länder som har flera års erfarenhet av marginalkontrakt finns det fler försök att minska de oönskade konsekvenserna av denna form av stöd, till exempel dämpa prisincitamenten

från marknaden. I stort sett alla de granskade länderna har infört någon form av begränsning av stödet till nollpriser för att undvika fortsatt produktion under olönsamma timmar. Flera har dessutom omvandlat referenspriset från timbaserat till exempelvis ett genomsnitt över året, för att undvika effekter på operatörernas produktionsmönster.

Vi ser också likheter i valet av tilldelningsmetod, men prioriteringskriterierna för att rangordna anbuden varierar något. Priset är i allmänhet konkurrensfaktorn, men andra faktorer kan användas för att ta hänsyn till andra överväganden. I Frankrike utgör t.ex. priset en stor del av konkurrenskriteriet, men andra faktorer som t.ex. naturvårdshänsyn vägs in. Justeringar av konkurrenskriteriet kan också vara ett sätt att vikta olika tekniker utifrån politiska mål, samtidigt som man genomför teknikneutrala auktioner. Vi ser detta på Irland, där solkraft rankas efter ett lägre pris än vad de har bjudit, och därför kommer att ha en fördel gentemot andra tekniker med samma budpris. I Nederländerna hanteras skillnaderna mellan olika tekniker genom korrektionsbeloppet.

Få av länderna har erfarenhet av att använda marginalkontrakt för kärnkraft, men vissa reflektioner har inhämtats från Storbritannien och Frankrike. I Storbritannien använder det enda kärnkraftverket med ett marginalkontrakt, Hinkley Point C, terminspriser som referenspris i stället för spotpriset. Sedan denna tilldelning har kärnkraftsprojekt inte utvecklats med ett marginalkontrakt, främst på grund av att kontraktet inte fördelar konstruktionsrisken mellan aktörerna. Landet valde därför under 2021 att ändra stödmodellen för kärnkraft. Frankrike har under en längre tid diskuterat stöd till kärnkraft. Ett marginalkontrakt med terminspriser anses inte vara genomförbart i Frankrike eftersom kärnkraften utgör en majoritet av energimixen och det bara finns en aktör som investerar i kärnkraft i landet. Konsekvenserna för de finansiella marknaderna skulle bli alltför stora. Att bedöma konsekvenserna av alternativa referenspriser och kärnkraftsaktörernas potentiella marknadsmakt kommer att vara viktiga överväganden även i Sverige. Det kommer också att vara viktigt att bedöma om svenska kärnkraftsinvesterare kommer att kunna bära byggrisken i sin helhet och därmed få tillräcklig riskavlastning genom marginalkontrakt.

För denna analys har det också varit intressant att undersöka hur olika länder genomför teknikneutrala tilldelningar. En viktig insikt från intervjuerna är att även de som betraktar auktionerna som neutrala har aspekter av tilldelningen som favoriserar vissa tekniker. Ett exempel är Irland, där auktionen i grunden är teknikneutral, men där solkraft viktas på ett sådant sätt att den rankas högre än en vindkraftsanläggning med samma budpris. Nederländerna anses också ha ett teknikneutralt system för marginalkontrakt, eftersom systemet omfattar ett brett spektrum av tekniker, inklusive industri, förnybar produktion och andra. Samtidigt är t.ex. havsbaserad vindkraft undantagen från systemet. Ordningen är unik eftersom den rangordnar aktörerna efter subventionsintensitet och därför skapar konkurrens mellan ett antal aktörer inom samma subventionsintensitetsintervall. Samtidigt innehåller systemet ett antal anpassningar och olika krav för olika tekniker. Detta visar att rent teknikneutrala fördelningar kan vara en utmaning, även om det nederländska systemet kan ge inspiration till sådana fördelningar.

Flera länder har gjort ett antal riktade tilldelningar till havsbaserad vindkraft, till exempel Norge och Danmark, eller avsatt särskilda budgetar för havsbaserad vindkraft, till exempel Storbritannien. Många har påpekat att med kostnadsutvecklingen för havsbaserad vindkraft är det svårt för tekniken att vinna i auktioner med andra tekniker. När havsbaserad vindkraft placerades under samma budget som landbaserad vindkraft och solkraft i Storbritanniens femte auktionsrunda (AR5) valde inga investerare av havsbaserad vindkraft att lägga bud på marginalkontrakten. Kontraktsvillkoren och budgeten var inte tillräckligt lönsamma för havsbaserad vindkraft, vilket illustrerar några av utmaningarna med att låta olika tekniker konkurrera på lika villkor.

Tabell 2: Sammanfattning av marginalkontrakten i andra länder som är relevanta i en svensk kontext

Land	Teknikfokus	Period for referenspris	Index-justering	Negativa priser	Tilldelning	Tilldelningskriterie	Finansiering
Danmark	Riktade (havsbaserad vindkraft)	Årlig	Nej	Inget stöd vid nollpriser	Anbud	Lösenpris	Statsbudgeten
Frankrike	Riktade	Månatlig	Ja	Ja, vid stopp i produktion	Auktion	Rangering baserat på olika kriterier	Konsument-avgift
Nederländerna	Neutral	Årlig	Nej	Inget stöd vid nollpriser	Anbud	«Subsidieintensitet»	Statsbudgeten
Storbritannien	Kombinerade	Timme	Ja, KPI	Inget stöd vid nollpriser	Auktion	Lösenpris	Konsument-avgift
Irland	Neutral, vägd	Timme/ årlig	Ja, O&M-index	Inget stöd vid nollpriser, stöd, med vissa undantag	Auktion	Lösenpris	Konsument-avgift
Portugal	Riktade	-	Ja	Inget stöd efter 6 timmar	Auktion	Lösenpris	Konsument-avgift
Spanien	Neutral, Kombinerade	Timme	Nej	Inget stöd efter 6 timmar	Auktion	Lösenpris	Konsument-avgift / Statsbudgeten
Norge	Riktade (havsbaserad vindkraft)	Månatlig platsspecifik (elpris)	Ja, KPI	Inget stöd under minimipris	Auktion (Ango-Dutch)	Lösenpris	Statsbudgeten

Källa: Input från Kitzing et al. (2024), Morawiecka & Scott (2024) och intervjuer med aktörer i de relevanta länderna.

4 Marginalkontrakt i svensk kontext

Användningen av marginalkontrakt i en svensk kontext diskuteras i detta kapitel. Vi börjar med en genomgång av de konsekvenser som tillgång till kontrakten kan ha för de olika produktionsteknikerna. Här beskriver vi de risker dessa tekniker står inför, deras kostnadsstruktur och hur marginalkontrakt kan påverka kostnaderna och därmed stödbehovet. Därefter diskuterar vi själva utformningen av marginalkontrakt för fyra olika fall vi anser som relevanta för Sverige, se stycke 1.4. Kontrakten baseras på den teoretiska modellen som beskrivits tidigare och hur tillämpas på de olika situationer som fallen representerar. Avslutningsvis beskriver vi i kapitlet de konsekvenser som införandet av marginalkontrakt kan ha för marknaden.

4.1 Kostnadskonsekvenser

I detta delkapitel går vi igenom kostnader, finansiering och intäkter för det urval av aktuella produktionsslag och fall som vi i de föregående kapitlen har bedömt som mest relevanta för Sverige. Det vill säga att huvudfokus ligger på kärnkraft och havsbaserad vindkraft, men även andra fossilfria produktionsslag som vind- och solkraft inkluderas.

Genomgången här syftar till att informera diskussionen om hur marginalkontrakt bör utformas i Sverige. Detta inkluderar vilka risker och barriärer som de relevanta kraftslagen står inför och hur kontrakten kan bidra till att minska dessa. I detta sammanhang är även produktionsteknikns kostnadsstruktur relevant.

En central fråga är huruvida marginalkontrakt bör inriktas mot specifika tekniker eller vara teknikneutrala. Bland annat vill vi analysera möjligheten av att använda samma avtal och upphandlingstyp för att främja både kärnkraft och havsbaserad vind (fall 3).

Bedömningen baseras på en bedömning av kostnaden och kostnadsstrukturen för de olika kraftslag. Till analysen använder vi kostnadsanslag från THEMA:s databas som vi lägger till grund i våra marknadsanalyser och prisprognoser. I tillägg jämför vi anslagen mot offentliga källor, som till exempel utredningen om finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft.

4.1.1 Risk- och kostnadsstrukur

Den huvudsakliga barriären som kärnkraften står inför är risk som följer av de stora investeringskostnaderna, långa byggtiderna och långa livslängden. (Kärnkraftsprojekt har typiskt en byggtid på 5–8 år, följt av en driftstid på 60 år.) Detta innebär att investerare kräver en så betydande riskpremie för kärnkraftsprojekt att kommersiella investeringar med dagens kostnads- och prisnivåer inte är aktuella. Baserat på denna kostnadsstruktur identifierar kärnkraftspromemorian fyra huvudsakliga riskkategorier som bedöms ha stor inverkan på investerarnas avkastningskrav och därmed de totala kostnaderna:

1. Konstruktionsrisk, som kan innefatta både tids- och kostnadsöverskridanden. Själva byggkostnaderna för kärnkraft är i sig höga, och byggtiden är lång jämfört med andra produktionstekniker. Investerings- och finansieringskostnaderna utgör därför en betydande del av den totala kostnaden för att producera el från kärnkraft.

2. Marknadsrisk, det vill säga intäktsrisk på grund av osäkerhet kring framtida efterfrågan på och priset på el. Marknadsrisken är särskilt relevant för kärnkraft på grund av projektens långa livslängd. Avsaknaden på en fungerande marknad för prissäkring under de långa tidsperioder som krävs för ett kärnkraftsprojekt gör att investerare inte kan säkra sina intäkter på kommersiella villkor.

3. Politisk och regulatorisk risk. Faktorer som kan ha stor inverkan på projektets lönsamhet, såsom byggnormer, säkerhetskrav, skatter och avgifter, kan förändras mycket under projektets livstid.

4. Programrisk (stordriftsrisk), handlar om hur lönsamheten i ett kärnkraftsprojekt påverkas av huruvida kärnkraftssektorn i Sverige lyckas realisera viktiga stordriftsfördelar. Programrisken rör främst hantering av avfall och de nödvändiga investeringarna i system för transport, mellanlagring och slutlagring av kärnkrafts-avfallet. Samarbete och kostnadsdelning för att finansiera avfallshantering är avgörande för att uppnå stordriftsfördelarna.

Dessa fyra överordnade riskelement gör att finansierings-kostnaden är den avgörande faktorn för kärnkraftens energi-kostnad över livscykeln (LCOE, *levelized cost of energy*). (Detta gör också kostnaden känslig för kapitalkostnaden, något vi kommer tillbaka till senare.)

Havsbaserad vindkrafts intäkter är mer utsatta för väderrisk än kärnkraft. Det samma gäller övriga fossilfria produktions-slag, landbaserad vindkraft och solkraft. Risken beror naturligtvis på att dessa teknikers produktion är direkt beroende av väderförhållanden som varierar. Väderrisk kan generellt sorteras under marknadsrisk, eftersom det påverkar både efterfrågan och det uppnådda priset på el. Så kallad kannibalisering kan förstärka denna risk.

Alla de andra fossilfria produktionsslagen står inför mycket av samma politiska och regulatoriska risker som kärnkraft. Till exempel är havsbaserad vindkraft utsatt för risker kopplade till tilldelning av områden till havs för utveckling av nya projekt.

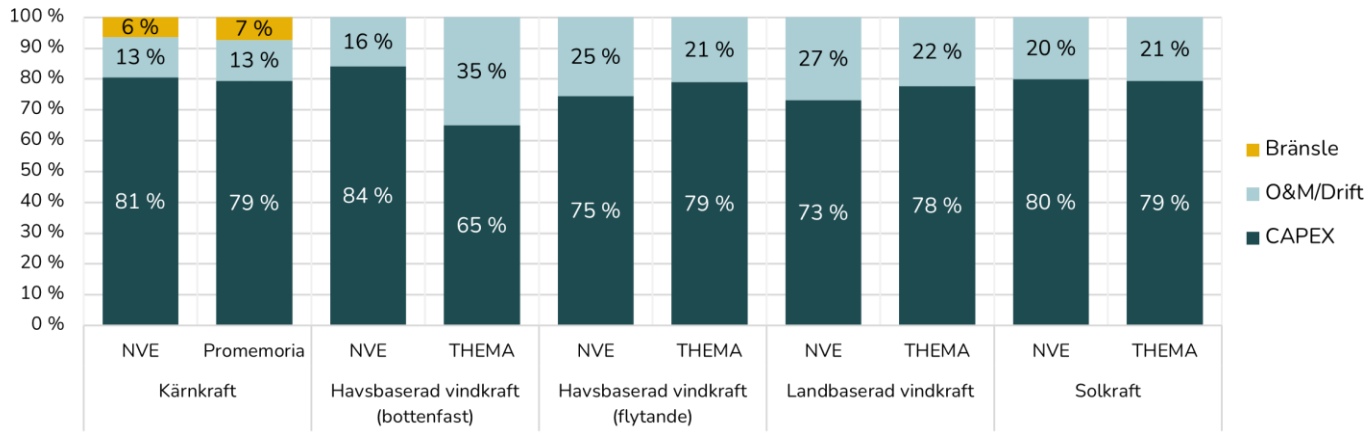
En unik risk för havsbaserad vindkraft, som de andra teknikerna i mindre grad är utsatta för, är att framtida marknadsdesign kan utformas så att havsbaserad vind producerar i egna budområden till havs. Detta gör att produktionsslaget i större grad är kopplat till flera bud-områden, inklusive i andra länder, och därmed mer utsatt för risker som följer av andra länders politik, ramvillkor och marknadsutveckling.

Alla de nämnda produktionsslagen är kapitalintensiva, eftersom de har en hög andel investeringskostnader i förhållande till driftkostnader. Detta framgår av Figur 1, som visar kostnadsstrukturen, det vill säga sammansättningen (i procent) av LCOE för de olika produktionsslagen för el. (För varje produktionsslag har vi hämtat data från flera källor för en bredare jämförelse. Resultaten är konsekventa mellan källorna.) Figuren visar vidare att produktionstekniker som använder vind och sol naturligt har låga produktions-kostnader i avsaknad av bränslekostnader. Även för kärnkraft, som har kostnader för bränsle och avfalls-hantering, utgör dessa en liten andel jämfört med investeringskostnaderna.

En hög andel investeringskostnader innebär att kostnader till kapital är betydande för LCOE. (Till exempel visar figur 5.2 i promemorian (s. 92) att finansieringskostnader utgör nästan två tredjedelar av LCOE-en för kärnkraft.) Motsvarande kvantifiering har vi inte tillgång till för de övriga teknikerna, men det är rimligt att anta att det gäller för alla produktionstekniker med en hög andel investeringar.

Ränteantagandet påverkar energikostnaden i stor utsträckning. För detta ändamål (sammansättningen av LCOE) kommer det dock inte att påverka slutsatsen avsevärt om vi använder en alternativ ränta. För de vidare beräkningarna (Figur 2 och Figur 3) kommer det att påverka i högre grad. Vi vill uppmärksamma läsaren på denna sensitivitet vid läsningen av rapporten.

Figur 1: Sammansättningen (%) av LCOE for olika elproduktionsslag



Källor: NVE (2024a); Finansdepartementet (2023); THEMA:s databas. NVE använder 6 procent ränta, real före skatt, för alla tekniker. Vi har använt samma som NVE i THEMA:s beräkningar för jämförelse. Detta inkluderar en omräkning av promemorians uppskattningar (som ursprungligen använder 7 procent (reellt före skatt) för kärnkraft, med samma antaganden i övrigt. I figuren har vi slagit samman promemorians uppskattningar för kostnader för avfallshantering och bränsle, vilka i verkligheten är omkring 3 procent vardera.

4.1.2 Stödbehov

Varje produktionsslags behov av stöd per producerad enhet el beror på skillnaden mellan produktionskostnaden (LCOE, *levelized cost of energy*) och den pris som produktionen säljs för på marknaden. Båda faktorerna varierar mellan tekniker och budområden.

Figur 2 visar det estimerade stödbehovet (det vill säga LCOE minus uppnått elpris) för varje produktionsslag som ingår i analysen och för varje budområde i Sverige. Ett värde större än noll innebär ett positivt behov av stöd, det vill säga att kostnaderna överstiger intäkterna och produktionen inte är lönsam på marknadsmässiga villkor.

I figuren anges stödnivån för år 2035 och 2045. Förutom faktorerna teknik och budområde, kommer det uppskattade stödbehovet också att påverkas av vilken utveckling av elpriset man förväntar sig framöver. Vi har därför inkluderat resultat för tre kraftmarknadsscenarier. (För 2045 har vi endast inkluderat ett scenario.)[6] Scenarierna innehåller olika antaganden om teknikutvecklingen baserat på Europas klimatpolitik, och i korthet innehåller de:

1. *Base* är THEMA:s basscenario, där vi antar att EU når de politiska målen som satts i EU Green Deal och Fit-for-55, vilket innebär en 55-procentig minskning av växthusgasutsläpp till 2030 och nettonollutsläpp till 2050. Detta leder till en betydande tillväxt i förnybar energi, driven av både stödsystem och marknads-baserade investeringar, där havsbaserad vindkraft, inklusive hybrida lösningar, spelar en dominerande roll.
2. *Technotopia* är scenariot med de lägsta priserna. Detta beror på att vi antar att teknikutvecklingen går snabbare än förväntat, vilket gör det mindre kostsamt att nå de

[6] Scenarier och 2045 för kärnkraft har utelämnats eftersom THEMA:s databas inte modellerar kostnader för kärnkraft, och vi har använt kostnadsuppskattningarna från promemorian (Finansdepartementet, 2023). Scenarierna och år 2045 antar teknikutveckling, och det blir därför inte metodiskt konsistent utan motsvarande beräkningar för kärnkraft. Vi känner heller inte till andra källor som uppskattar LCOE för kärnkraft år 2045. (Valet av källa gör också att LCOE för kärnkraft är lika mellan budområden. Vi anser dock att en jämförelse över källor ändå kan göras. Skillnaderna i LCOE mellan budområden för de övriga produktionsslagen beror främst på faktorer som fullast-timmar, en väderfaktor som inte påverkar kärnkraft.)

politiska målen. Utbyggnaden av förnybar energi ökar markant globalt i detta scenario, med en stor ökning även i efterfrågan på energi.

3. *Turbulent transition* är högprisscenariot. Här antas det att målen i EU Green Deal blir mer utmanande och kostsamma än förväntat. Utbyggnaden av förnybar energi stöter på stora hinder, och teknikutvecklingen går långsammare än i andra scenarier. Tillväxten i efterfrågan på elektricitet är mindre.

Det uppskattade stödbehovet varierar kraftigt mellan produktionsteknikerna. Kärnkraft och flytande havsbaserad vindkraft[7] har det högsta uppskattade stödbehovet år 2035, drivet av höga LCOE. Vidare har bottenfast havsbaserad vindkraft ett lägre stödbehov än de två dyraste, men LCOE överstiger ändå det uppnådda elpriset i basscenariot i alla budområden. Landbaserad vindkraft är lönsamma i alla budområden i basscenariot; solkraft i ingen.

Kärnkraft, landbaserad vindkraft och solkraft har ett relativt stabilt stödbehov i de olika budområdena. Kärnkraftens stabila stödbehov mellan budområden beror på att vi antar lika LCOE mellan budområden, se fotnot ovan, samt att priserna mellan budområden konvergerar på lång sikt.

För havsbaserad vindkraft varierar stödbehovet mellan budområden, med betydligt lägre stödbehov i södra Sverige.

Havsbaserad och landbaserad vindkraft har olika mönster mellan budområden, vilket beror på skillnader i fullasttimmar och uppnått elpris. Havsbaserad vindkraft får både högre uppnått elpris och fler fullasttimmar när anläggningen flyttas från norr till söder, vilket är anledningen till ett lägre stödbehov i söder. För landbaserad vindkraft ser det annorlunda ut: landbaserad vindkraft uppnår relativt lika elpris mellan budområden (priskonvergens, som nämnts ovan) men har färre fullasttimmar när anläggningen flyttas från norr till söder, vilket är motsatt till havsbaserad vindkraft. Dessa två antaganden gör att stödbehovet för havsbaserad vindkraft minskar betydligt söderut mellan budområden, medan stödbehovet för landbaserad vindkraft ökar något.

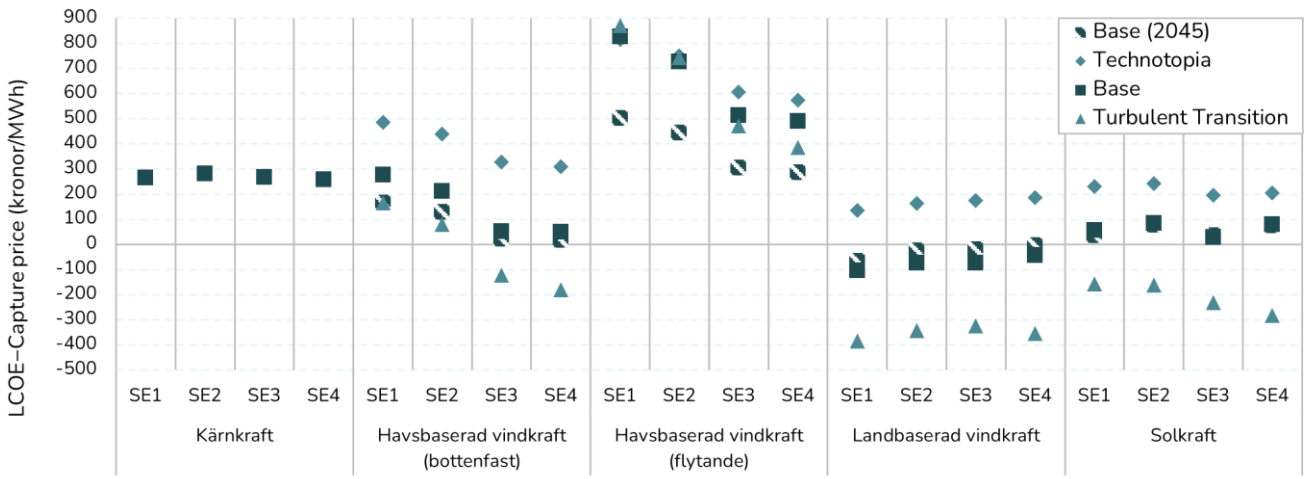
Antaganden om framtida elpriser har stor påverkan på resultaten. Bottenfast havsbaserad vindkraft är i de flesta fall olönsam, men i de två södra budområdena försvinner stödbehovet med antaganden om höga elpriser. Landbaserad vindkraft har inget behov av stöd i de flesta fall, med undantag för scenariot med lägst priser, där teknikerna blir olönsamma i alla budområden. Solkraft har ett motsatt mönster jämfört med landbaserad vindkraft; olönsamt i de flesta fall, med undantag för scenariot med högst priser. Undantaget (från att scenario om framtida elpriser har stor betydelse) är flytande havsbaserad vindkraft. Stödbehovet för denna produktionsteknik varierar relativt lite mellan scenarierna, och tekniken har i alla fall ett högt uppskattat stödbehov. (Anledningen till den lilla variationen för flytande havsbaserad vindkraft är att kostnaderna för tekniken ökar mer mellan scenarierna än för de övriga produktionsslagen. Den ökade uppnådda elprisen kompenseras av en ökad LCOE, vilket resulterar i ungefär samma stödnivå.)

Huvudslutsatserna förändras lite om vi tittar mot 2045. För alla tekniker är det lägre uppnått elpris år 2045 jämfört med 2035, och skillnaden i utfall är liten. Alla tekniker ser kostnadsminskningar, men utfallet varierar avsevärt. Båda varianterna av havsbaserad vindkraft ser stora kostnadsminskningar, medan landbaserad vindkraft och solkraft ser relativt små minskningar. Landbaserad vindkraft blir mindre lönsam eftersom kostnadsminskningen är mindre än

[7] För information ingår inte anslutning till elnätet i kostnaderna för havsbaserad vindkraft. I praktiken varierar detta från projekt till projekt beroende på om TSO står för kostnaden eller inte.

minskningen i uppnått elpris; för solkraft är de ungefär lika, vilket gör att effekterna balanserar varandra.

Figur 2: Estimerad stödbehov i år 2035 (och 2045), pr. teknik, budområde i Sverige och kraftmarknadsscenario



Källor: Kärnkraft: Finansdepartementet (2023) for LCOE; övriga: THEMA:s databas. 2024 års priser Se fotnoten 6 för varför kärnkraft endast anges för "base". Vi påminner, som tidigare nämnts, att vi har använt samma ränta för alla tekniker (för att undersöka relativa stödbehov). I praktiken kan dessa skilja sig åt, och enskilda projekt kommer sannolikt att visa andra lönsamhetsuppskattningar.

4.1.3 Kapitalkostnad

Teoretisk effekt av säker inkomst på kapitalkostnad

I teorin kan tillgång till kontrakt som säkrar intäkter över tid minska kostnaderna för att investera i elproduktion. Både marginalkontrakt och långsiktiga kraftköpsavtal (PPA:är) kan leda till lägre lånekostnader, eftersom de ger investeraren en mer stabil återbetalningsförmåga och därmed minskar konkurrsrisken. Riskavlastning genom PPA eller marginal-kontrakt kan också göra projekten mer attraktiva som investeringsobjekt för långsiktiga investerare, såsom pensionsfonder, vilket bidrar till ökad konkurrens och lägre kapitalkostnader.

Resultat från Gohdes och Simshauser (2022) indikerar att tillgången till riskavlastning kan minska kapitalkostnaden och därmed öka marknadsvärdet för ett kraftverk efter att det är byggt. Den mekanism de identifierar är att tillgången till en PPA förbättrar projektets credit quality, vilket ökar andelen billigare lånefinansiering. Författarna påpekar att lägre finansieringskostnader genom lån inte har någon tydlig teoretisk förankring, men att detta observeras i praktiken.

För empirisk forskning som specifikt rör landbaserad vindkraft, finner Arup (2018) att säkringen av intäkter genom tilldelning av ett marginalkontrakt kan minska finansierings-kostnaden (uttryckt som WACC, weighted average cost of capital) med 1,4–3,2 procentenheter. Artikeln förklarar att effekten främst beror på avlastning av marknadsrisk, och att tidigare studier har kvantifierat effekter av ungefär samma storleksordning.

Estimerad effekt av marginalkontrakt på kapitalkostnad

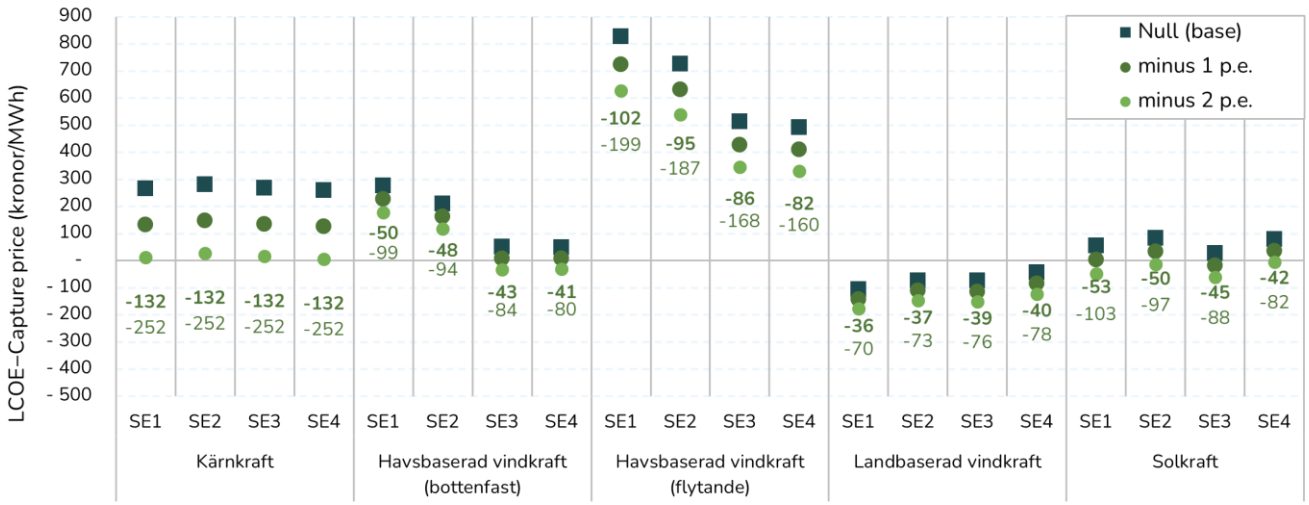
Sedan tillgång till ett marginalkontrakt kan sänka lånekostnaderna för projekten är det intressant att illustrera effekten på LCOE och därmed stödbehovet. Figur 3 visar den uppskattade effekten för vårt basscenario för kraft-marknaden år 2035 från Figur 2 ovan. Vi understryker att uppskattningarna är osäkra och bör läsas med detta i åtanke.

Effekten, och därmed stödbehovet, påverkas av den ursprungliga nivån på LCOE och projektens livslängd. Figuren visar att havsbaserad vindkraft, som från början hade det högsta stödbehovet, har en relativt stor minskning i LCOE på grund av en lägre WACC. Den största minskningen ser vi

dock för kärnkraft, där effekten drivs av att kärnkraft har betydligt längre livslängd än de övriga teknikerna.

Uppskattningarna visar att för kärnkraft minskar stödbehovet med 130 och 250 kronor/MWh om vi ändrar antagandet för WACC med 1 respektive 2 procentenheter, och i det mest gynnsamma utfallet blir den nästan lönsam utan stöd. För flytande havsbaserad vindkraft minskar stödbehovet avsevärt, men tekniken är fortfarande klart olönsam. Gränsfallen är bottenfast havsbaserad vindkraft i de två södra budområdena i Sverige och solkraft: i dessa fall kan marginalkontraktet göra teknikerna lönsamma. Landbaserad vindkraft är lönsam både med och utan marginalkontraktet.

Figur 3: Estimerad stödbehov med 1 och 2 procentenheter lägre WACC, i 2035, per teknik och elområde (base)



Källa: THEMA-beräkningar baserade på LCOE-källor från Finansdepartementet (2023) för kärnkraft och THEMA:s databas för övriga. 2024 års priser.

4.1.4 Sammanfattning av kostnadskonsekvenser

Flera av riskmomenten gäller samtliga av de inkluderade produktionsteknikerna för el. Detta gäller särskilt den politiska och regulatoriska risken samt marknadsrisken. Utvecklingen av framtida priser på makronivå är starkt beroende av utformningen av politiken som påverkar energimarknaderna. Detta är risker som ligger utanför investerarnas kontroll. Brist på möjligheter till prissäkring på finansmarknaden över en viss tidshorisont gäller också alla projekt. Olika projektlivslängder påverkar naturligtvis hur länge de är exponerade för dessa typer av risker. Kärnkraft har till exempel en betydligt längre bygg- och livslängd än de övriga produktionsslagen.

Programrisk gäller flera av teknikerna, men i olika former. Det är också (i stor utsträckning) en risk som ligger utanför investerarnas kontroll. För kärnkraft handlar den bland annat om avfallshantering. Det finns liknande stordriftsrisker för andra tekniker, till exempel vid skalning av leverantörsindustrin eller underhållstjänster. Driftkostnader för havsbaserad vindkraft kommer också att dra nytta av stordriftsfördelar med total utbyggnad av havsbaserad vindkraft i ett område, eftersom fasta kostnader för stödjande infrastruktur delas.

Den sista risken som nämns för kärnkraft är under konstruktionsfasen (risken för tids- och kostnadsöverskridanden). Sådan risk gäller för samtliga tekniker, men erfarenhet tyder på att den är mer avgörande för kärnkraft. Konstruktionsrisk är inom investerarens kontroll, och den part som bygger kraftverket har redan effektiva incitament att vidta relevanta riskhanteringsåtgärder. Som vi återkommer till i diskussionen om de fyra fallen nedan är det osäkert om marginalkontrakt är lämpliga för att täcka konstruktionsrisk.

Det gäller alla tekniker att de är kapitalintensiva, och kostnaden för kapital är därför avgörande för projektens lönsamhet. Kostnadsstrukturen visar att 70 procent eller mer

av LCOE utgörs av investeringskostnader för alla de inkluderade produktionsteknikerna.

Det finns stor variation i det uppskattade stödbehovet för de olika teknikerna. Kärnkraft och havsbaserad vindkraft har i de flesta prisscenarier och budområden en betydande skillnad mellan LCOE och uppnått elpris. Landbaserad vindkraft kan däremot i många fall vara lönsamma utan stöd.

Tillgång till ett kontrakt som säkrar intäkter över tid kan minska kapitalkostnaden och därmed produktionskostnaderna. Detta gäller generellt för alla produktionsslag. Empiriska data för landbaserad vindkraft indikerar en effekt med minskning av WACC på 1–3 procentenheter. Effekten på stödbehovet kan vara betydande och uppskattningar visar att marginalkontrakten kan göra havsbaserat vindkraft i de södra budområdena i Sverige och solkraft lönsamma.

4.2 Diskussion av utformning av marginalkontrakt för Sverige

Vår diskussion av hur marginalkontrakt bör utformas i en svensk kontext, tar utgångspunkt i fyra ”fall” (enligt stycke 1.4). Under diskuterar vi hur marginalkontrakt kan utformas i de olika fallen. Två av fallen avser riktade marginalkontrakt, anpassad till respektive kärnkraft och havsbaserad vindkraft, och två av fallen är mer eller mindre teknikneutrala (gemensam tilldelning till kärnkraft och havsbaserad vindkraft eller till alla fossilfria produktionsslag).

De fyra fallen utesluter inte varandra, men är ett lämpligt sätt att utveckla analysen för att få tydligt fram vilka avvägningar som måste göras i utformningen och tilldelningen av marginalkontrakt i Sverige.

Fallen inkluderar två varianter av riktade marginalkontrakt, och två varianter av teknikövergripande kontrakt. Riktade kontrakt skräddarsys till varje teknik, kärnkraft respektive havsbaserad vindkraft. Här måste staten sätta volymmål för varje kraftslag, och möjligheten att åstadkomma tillräcklig konkurrens i en auktion kommer vara mindre. Teknikövergripande kontrakt kan vara mer eller mindre teknikneutrala och skapar bättre förutsättningar för effektiv konkurrens mellan kraftslag, och mindre risk att marginalkontrakten fungerar som en inträdesbarriär för andra kraftslag. Staten kan sätta ett teknikneutralt volymmål (i enlighet med planeringsmålet). Dock kan det vara nödvändigt att göra anpassningar för att kunna jämföra olika kraftslag på tillräckligt lika villkor.

I diskussionen av fallen utgår vi från kriterierna om att kontrakten ska ge effektiv riskavlastning och tillräcklig stöd, och undvika överkompensation samt snedvridningar i marknaderna.

Referenskontraktet är ett teoretiskt optimalt marginalkontrakt i enlighet med genomgången i stycke 2.4., där staten tillhandahåller en fast betalningsström till producenten, och producenten betalar marknadsvärdet från en virtuell anläggning till staten. Hur man fastställer det marknadsvärde som producenten kommer att vara skyldig, är avgörande för den lösenpris investeraren behöver för att investera.

För varje fall diskuterar vi

- Motivation: Det samhällsekonomiska skälet till att staten ska tilldela stöd
- Utformning enligt teorin: Vilken utformning av marginalkontrakt som ger en effektiv riskavlastning
- Tilldelningsmodell: Hur tilldelning av marginalkontrakten kan tillhandahållas i svensk kontext

4.2.1 Fall 1: Egna marginalkontrakt för kärnkraft

Det första fallet beskriver en situation där målet är att utforma ett eget marginalkontrakt anpassat efter kärnkraftens stödbehov.

Motivation

Sverige har ett mål om att etablera två nya (storskaliga) kärnkraftsreaktorer innan 2035, och upptill ett tiotal därefter. Promemorian om finansiering och riskdelning vid

investeringar i ny kärnkraft pekar på fler risker som innebär ”en betydande riskpremie som i praktiken omöjliggör investeringar i kärnkraftsprojekt på kommersiella villkor”. Även om den främsta motiven för att ge kärnkraften marginalkontrakt lär vara riskavlastning tyder modell-beräkningar och kostnadsanslag på att kärnkraften, i varje fall de första anläggningarna som byggs, också har ett behov av ”traditionell” subvention (läroeffekter, systemnyttor som inte prissätts på marknaden), se stycket ovan.[8] Ett tilläggsmotiv, enligt promemorian, är systemnyttor som inte är prissatta i marknaderna. Värdet av dessa systemnyttor framkommer inte av promemorian, såvitt vi kan se, ej heller om det bara är kärnkraften som kan producera dem.

Enligt promemorian är de relevanta riskerna (som motiverar statligt stöd)

- Finansmarknaderna förmår inte att effektivt prissätta riskerna
- Vid tillfället för investeringsbeslut kan investerare inte teckna långsiktiga prissäkringsavtal till rimliga villkor
- Osäkerhet om realisering av planeringsmålet och vind-kraftens roll, och därmed om elsystemets framtida egenskaper och prisbildning

Införande av marginalkontrakt för kärnkraft anses därför vara väl motiverat i enlighet med teorin.

Utformning enligt teorin

Referensvolym: En kärnkraftsproducent föredrar att producera stadigt och lägga underhåll och ”refuelling” till perioder med förväntan om låga priser (sommaren). Beroende på pris- och kostnadsstruktur, kan det fortfarande vara effektivt för en kärnkraftsanläggning att producera i timmar med noll eller negativa priser (start/stoppkostnader) eller att agera flexibelt på marknaden. En noggrann uppskattning av framtida produktionsvolymer skulle därför i princip spegla kostnader för varje anläggning och olika förväntan om framtida produktion, beroende på marknads-priset i anläggningens elområde. Om anläggningarna anses ha lika kostnadsförhållanden, kommer felet i att använda en standard för kostnadsuppskattningen förmodligen ha mindre betydelse.

Schlecht et.al. (2023) föreslår två alternativa virtuella profiler för kontrollerbar produktion, antigen en baslastprofil eller en profil enligt marknadens laststruktur (efterfrågeprofilen). En baslastprofil har den fördel att den liknar konventionella finansiella forward-kontrakt. För kärnkraft lär en baslastprofil förmodligen vara ett bra mått på den faktiska förväntade produktionen.[9]

Referenspris: Enligt diskussionen om referensvolym och hänsynen till optimala incitament, lär i princip timpriser i dagen före-marknaden vara det optimala referenspriset för uppskattning av marknadsvärdet av produktionen från den virtuella anläggningen. Om man i stället tar som utgångs-punkt att kärnkraftverket kommer att producera med en hög kapacitetsfaktor och lägger det årliga genomsnittspriset till grund, men den framtida kapacitetsfaktorn blir låg, vill marknadsvärdet av den effektiva produktionen i princip kunde både över- och underuppskattas. I ett scenario där priserna varierar mycket (stora timprisskillnader) och kapacitetsfaktorn blir låg men marknadsvärdet per MWh högt, kommer producenten att behålla en stor del av marknadsvärdet om produktionen utvärderas till genom-snittspris. I detta fall är förmodligen osäkerheten en uppsida för producenten, vilket skulle kunde leda till ett lägre lösenpris, men det beror på osäkerhetsbedömningen.

[8] Det är inte inom ramen för denna utredning att bedöma hur rejäla eller omfattande de olika subventionsmotiven för olika kraftslag är.

[9] Dock finns det analyser som visar på att kapacitetsfaktorn för kärnkraft kan bli mycket lägre i ett system dominerad av sol- och vindkraftsproduktion.

Resultatet kan bli att stödbeloppet (marginalen) som staten betalar, blir för högt.

Varaktighet: Kärnkraftverk anses ha en lång ekonomisk livslängd. Produktionsperioden uppskattas ofta till 40 år. Produktionsperioden är i många tillfällen längre, men en förlängning kan ofta innebära investeringar i anläggningen. En varaktighet av ett marginalkontrakt på 40 år, vilket också föreslås i promemorian, verkar därför vara en rimlig utgångspunkt. Huruvida det gynnar staten att erbjuda ett kontrakt med en kortare varaktighet, beror på hur man utvärderar skillnader i diskonteringsfaktor och hur effektiv riskavlastningen enligt andra element i kontraktet är.

Tilldelningsmodell

Marginalkontrakt till kärnkraftverk kan i princip tilldelas genom konkurrens om det är tillräcklig många aktörer som kan delta. I så fall borde man kunde jämföra projekten på lika villkor. Om man förväntar olika kapacitetsfaktorer i olika el-områden eller om sannolikheten för en låg kapacitetsfaktor bedöms vara olika (till exempel därför att projekten ligger i olika elområden), kommer risken för ”fel” referensvärde och därmed den resterande risken vara olika mellan elområden om man lägger till grund samma referensproduktion och ett genomsnittligt referenspris. I den mån den resterande risken påverkar producentens riskexponering och därmed dess lösenpris, kan det även påverka rankingen av konkurrerande kärnkraftsprojekt som ligger i olika elområden.

I första hand är det osannolikt att man i Sverige kan anordna en auktion där ett tillräckligt antal kärnkraftsprojekt (och kärnkraftsaktörer) konkurrerar om stöd både inom ett elområde och mellan områden. Då är alternativen ett administrativt tilldelningsförfarande där lösenpriset fastsätts individuellt för varje projekt. Då kan man skräddarsy kapacitetsfaktorn för varje projekt. Om man administrativt fastsätter samma lösenpris och kapacitetsfaktor för alla, riskerar man att lösenpriset blir för lågt för några projekt (med hög sannolikhet för låg kapacitetsfaktor) och för högt för andra (överkompensation), om man lägger samma virtuella produktion till grund.

Kommentarer till den av promemorian föreslagna utformningen av prissäkringsavtal

Promemorian föreslår en stödmodell för de fyra första reaktorerna med tre komponenter varav det ena är ett prissäkringsavtal som är en dubbelriktad marginalkontrakt.

Den föreslagna marginalkontrakten är ett *delvis* finansiellt kontrakt:

- Referenspriset är det årliga genomsnittliga marknads-priset i det elområde anläggningen ligger.
- Volymen beräknas utifrån en referenskapacitet och en kapacitetsfaktor som sätts i förväg.
- Kapacitetsfaktorn justeras enligt medelvärdet av anläggningens faktiska kapacitetsfaktor de sista fem åren.[10] Timmar med noll eller negativa priser får inte räknas med i kapacitetsfaktorn för att undvika incitament till produktion när marknadsvärdet är noll eller negativt.

Greppet med att justera kapacitetsfaktorn enligt anläggningens faktiska kapacitetsfaktor betyder att kontraktet inte helt ut är en finansiell konstruktion. Detta innebär att kärnkraftsbolaget kan påverka vilken (i princip virtuell) volym det mottar stöd för. Att exkludera produktion i timmar med noll- eller negativ pris i beräkningen av kapacitetsfaktorn liknar på att ta utgångspunkt i en virtuell anläggning. Men i motsats till ett vindkraftverk, är kapacitetsfaktorn i ett kärnkraftverk beroende på marknadspriserna, inte på variationer i tillgången på energi.

[10] De första fem åren sätts kapacitetsfaktorn till 89 procent.

Skälet till att justera kapacitetsfaktorn är förmodligen att kapacitetsfaktorn beror på hur elmarknaden i övrigt utviklar sig, i synnerhet hur mycket vind- och solkraft som byggs. Kärnkraftsbolaget exponeras då för en marknadsrisk som gör att lösenpriset troligen måste bli högre än om kontrakten ger ersättning baserad på en fast kapacitetsfaktor och där staten bär risken för en lägre kapacitetsfaktor. En lägre kapacitetsfaktor med samma referenspris betyder att utbetalningen från kontraktet blir lägre (allt annat lika).[11]

4.2.2 Fall 2: Egna marginalkontrakt för havsbaserad vind

Motivation

Planeringsmålet avser energiproduktion i stort och analyser visar att utveckling av havsbaserad vindkraft är ett aktuellt sätt att uppfylla målet på. Havsbaserad vindkraft står dock inför många av samma *risker* som kärnkraft. Den största skillnaden är att produktionen är väderberoende och att bidraget till systemnyttor förmodligen inte är lika stort. Även havsbaserad vindkraft som realiseras i ett tidligt skede står ovanför läroeffekter som innebär högre kostnader för ”early movers”, programrisk kopplat till utveckling av och kostnader för infrastruktur, otillräckliga riskhanteringsinstrument och systemets framtida egenskaper.

Utformning enligt teorin

Referensvolym: I motsats till kärnkraften kommer produktionen i en vindkraftsanläggning att bero på vädret. Havsbaserade vindkraftsanläggningar placerade nära varandra och som byggs samtidigt, kommer troligen att vara ganska lika både vad gäller vindförhållanden, design och storlek. Därför borde man kunna basera marginalkontrakt på estimerade produktionsvolym för samma virtuella anläggning (korrigerad för skillnader i MW-kapacitet) för havsbaserad vindkraft i samma budområde utan att tappa för mycket i noggrannhet. Vindförhållanden borde vara ett mycket bra mått på produktionsprofilen. Alternativt kunde man öka noggrannheten med att gradera vindförhållanden enligt longitud/latitud, eller även mer noggranna meteorologiska data för varje anläggning.

Dock borde man, enligt noggrannhetsprincipen, också undanta timmar med noll eller negativa prisar för att undvika olyckliga produktionsincitament. Under perfekta marknadsförhållanden skulle inte ett vindkraftsbolag vilja producera på kommersiell bas i dessa timmar.

Referenspris: Marknadsvärdet av havsbaserad vindkraft varierar från timme till timme och sedan produktionen är högt korrelerad mellan anläggningar, är en utvärdering baserad på det årliga genomsnittspriset ett dåligt mått. Referenspriset i ett sådant kontrakt bör vara det faktiska marknadspriset (timpriset eller kvartpriset) i det relevanta elområdet, dvs. en timmesavräkning enligt produktionsprofilen i en virtuell anläggning baserad på faktiska vindförhållanden. Havsbaserad vindkraft står ovanför en även större prisrisk än anläggningar på land, kopplat till marknadsdesignen till havs. Men denna risk är en prisrisk och inte en volymrisk som risken kopplat till kapacitetsfaktor för kärnkraft. Därmed lär finansiella marginalkontrakt enligt teorin vara mycket lämpliga för havsbaserad vind.

Investerings- och driftskostnaden i själva vindkraftsparken kan också antas vara lika. Men projekten kan ha mer olika infrastrukturkostnader och stå inför olik osäkerhet om detta,

[11] Promemorian föreslår också en risk- och vinstdelningsmekanism som säkrar investeraren en minimiavkastning. Mekanismen innebär en omvärdering av marknadsvärdet och avkastningen av projektet två år efter att anläggningen tagits i drift (av två oberoende institut), och därefter årligt till dess att marknadsvärdet ligger mellan det nedre och övre tröskelvärdet för marknadsvärdet av det egna kapitalet. Denna mekanism säkrar att kärnkraftsbolaget får en (låg) minimiavkastning på egna kapitalet, även om kapacitetsfaktorn blir låg.

till exempel beroende på avståndet till nätet på land och hur ett havsnät utvecklas, regleras och finansieras. Det talar för att infrastrukturkostnader hanteras utanför marginal-kontrakten, i alla fall för de första projekten.

Varaktighet: Havsbaserad vindkraft antas ha en ekonomisk livslängd mellan 25 och 30 år. Norska energimyndigheten, NVE, har i sin sista analys använt 30 års livslängd (NVE, 2024b).

Tilldelningsmodell

Sedan havsbaserade vindkraftsprojekt som byggs samtidigt troligen är relativt lika, borde det vara relativt lätt att arrangera en tilldelning genom auktion där buden kan jämföras på lika villkor. Dock kommer vindförhållanden och årlig produktion att variera efter vindkraftens placering. Om man lägger till grund samma referensproduktion för alla, kommer den resterande risken att vara olika och därmed kunna påverka lösenpriset och rankingen av projekten.

Förväntad årsproduktion kommer också variera mellan sajter. För att minimera det samlade stödet som staten ska betala, borde projekten rankas enligt förväntat stöd per MWh.

Effektiv konkurrens om marginalkontrakt för havsbaserad vindkraft, förutsätter dock att det är ett tillräckligt antal projekt som är tillräcklig mogna ungefär samtidig. Det lär inte vara situationen i Sverige i dagsläget, där 13 ut av 14 ansökningar om tillstånd för havsbaserad vindkraft nyligen fått avslag (Energiwatch, 2024, 4. november).

Om kontrakten tilldelas efter ansökningsförfarande kan produktionsprofilen i större mån skräddarsys det enskilda projektet. För att tillhandahålla incitamenten att designa och operera anläggningen optimalt, bör produktionsprofilen som läggs till grund inte vara beroende på data från vindkrafts-anläggningen som inte kan verifieras objektivt.

4.2.3 Fall 3: Gemensam tilldelning till kärnkraft och havsbaserad vindkraft

Motivation

Planeringsmålet är ett övergripande energimål som inte skiljer på vilken produktionskälla den elektriska energin kommer från.

Från ett samhällsekonomiskt perspektiv, borde den energin byggas ut som är lönsam, dvs. har ett marknadsvärde som täcker kostnaderna. I den mån produktionen behöver stöd i form av en marginalkontrakt, implicerar det att den produktionen som behöver minst stöd får tilldelat kontrakten. Det talar för att låta kärnkraft och havsbaserat vindkraft konkurrera om marginalkontrakten. Frågan är hur man kan utforma en effektiv gemensam tilldelning av marginal-kontrakt för båda produktionsslagen.

Utformning enligt teorin

Referensvolym: Referensvolymen borde vara jämförbara. Noggrannhetsprincipen innebär att det fastställs referens-volymer för varje anläggning som ger ungefär samma riskavlastning. Om det är stora skillnader i hur noggranna (dvs. realistiska) referensvolymen är för olika anläggningar och tekniker, kommer även graden av riskavlastning vara olika och i nästa hand snedvrida konkurrensen.

Referenspris: Marknadsvärdet av varje anläggnings referens-produktion borde utvärderas på basis av timpriser. Om man till exempel använder genomsnittspriser, kommer det innebära ett större ”fel” för vindkraften enligt noggrannhetsprincipen, och i förväntan att det virtuella marknadsvärdet som vindkraften är skyldig att betala, blir högre än det verkliga marknadsvärdet.

Varaktighet: Om kontrakten har samma varaktighet, innebär det, på samma sätt som om man använder samma referensproduktion för olika anläggningar, en olikhet i den resterande risken som har betydelse för lösenpriset och det förväntade stödet per MWh. Man borde därför tilldela avtal med *olika* varaktighet. Detta innebär att man också måste

jämföra nuvärdet av den totala energiproduktionen över olika kontraktslängder vid rangordning av projekten.

Tilldelningsmodell

Om riskerna kopplat till eventuella läroeffekter och programrisk är undanröjt eller hanteras effektivt genom andra styrmedel, så att endast marknadsriskerna och bristfälliga finansmarknader återstår, lär det rena målet med marginalkontrakten vara att öka energiproduktionen till minsta möjliga samlat (netto) stödutbetalning. Då kan man i princip definiera det virtuella kraftverket som respektive produktionsslag refereras till, enligt beskrivningen i föregående stycke, och jämföra den förväntade differensen mellan marknadspriset (för respektive produktionsprofiler) och lösenpriset per MWh. Det innebär att man i upphandlingen borde göra en prognos över elpris-utvecklingen på timmesnivå. När marginalkontrakten även avser att hantera andra, och olika, marknadsmisslyckanden, försvårar det en gemensam tilldelning mellan olika produktionsslag på lika villkor.

Som vi har beskrivit ovan, är utmaningarna för investeringar i kärnkraft och havsbaserad vindkraft olika på sätt som gör att den mest effektiva utformningen av egna marginalkontrakt är olika. För båda produktionsslagen finns det goda skäl till att erbjuda både riskdelning och subventioner, åtminstone för de första projekten. Men både risk- och subventionsmotiven är olika. De olika och sammansatta motiven för att stödja kärnkraft och havsbaserad vindkraft i ett första skede, gör det svårt att se hur kärnkraft och havsbaserad vindkraft *utan vidare* kan konkurrera om samma marginalkontrakt. Om det är olika barriärer och marknadsmisslyckanden som berör de olika produktionsslagen, borde dessa hanteras utanför marginalkontrakten om man ska kunna jämföra bud i en auktionsprocess på lika villkor.

Ett annat element som gör det svårt att jämföra marginal-kontrakt till kärnkraftverk och havsbaserad vindkraft är skillnaden i konstruktionsrisk. En havsbaserad vindpark kan förmodligen byggs ut snabbare än ett kärnkraftverk och är troligen förknippad med en lägre konstruktionsrisk.[12] En anledning till detta är att det har byggts många flera havs-baserade vindkraftanläggningar i Europa de senaste åren. Även om konstruktionsrisken hanteras utanför marginal-kontrakten, betyder det att bland annat att *uppstarts-tidpunkten* för kärnkraftsproduktionen förskjuts längre ut i tid och är osäkrare än uppstartstidpunkten för vindparken. Denna osäkerhet försvårar jämförelsen ytterligare.

Beroende på vad som är målet med tilldelningen, är frågan då om och hur man kan jämföra de två produktionsslagen på ett bra sätt. Om man lägger vikt vid att starka incitamenten för ”early movers” för att realisera läroeffekter och reducera programrisker, lär det vara lämpligast att *på kort sikt* tilldela skräddarsydda marginalkontrakt efter ansökningsförfarande och individuell utvärdering. (Värdet av läroeffekter och reducerade programrisker är troligtvis olika och lär vara svåra att fastställa både för staten och investeraren.)

Om man även på längre sikt tror att kärnkraften bidrar med systemnyttor som inte betalas i marknaden, kommer konkurrensen inte att bli likvärdig i en gemensam tilldelning. Det finns flera sätt att hantera detta på: Antigen kan man sätta ett värde på dessa nyttor och korrigera för detta genom ett avdrag i det jämförbara stödbeloppet, eller man kan kräva att vindkraftsproducenter ingår kontrakt om tjänster som innebär att de tillsamman bidrar till samma nätnytta. Det kan till exempel vara ett kontrakt med en flexibel vattenkraft-

[12] Hur rejäl och omfattande konstruktionsrisken är måste utvärderas närmare. Till exempel beror det förmodligen på om investeraren även ansvarar för utvecklingen av infrastrukturen till havs och vad det i så fall innebär. Så vitt vi förstår är detta inte klarlagt i Sverige för närvarande. Om man skulle vilja stödja utveckling av havsbaserad vindkraft i framtiden, är det rimligt att anta att även ramvillkoren för utveckling av havnätet avklaras i det sammanhanget.

anläggning, en flexibel konsument (hydrogenproducent) och/eller investeringar i batterikapacitet. För att detta ska vara effektivt ur ett systemperspektiv, är det dock viktigt att vindkraftsproducenten kan komma åt dessa tjänster i en effektiv marknad, vilket är inte troligt eftersom saknaden av sådana marknader skulle vara skälet till ett högre stöd till kärnkraften. Sådana krav lär därför vara orimligt kostsamma för vindkraften.

Den bästa lösningen är att se till att sådana tjänster prissätts i en marknad, den nästbästa att sätta ett värde som kan användas till att korrigera buden.

4.2.4 Fall 4: Gemensam tilldelning till alla fossilfria produktionsslag

Motivation

All ny elproduktion bidrar till uppfyllelse av planeringsmålet. Om tilldelningen avgränsas till ett eller få kraftslag, riskerar man att ordningen gynnar dessa kraftslag på bekostnad av andra tekniker. Om dessa andra tekniker står inför några av desamma marknadsmisslyckanden som kärnkraft och havsbaserad vindkraft, till exempel bristande prissäkring i marknaderna, riskerar man att få en utveckling där man subventionerar en dyrare samlad produktion än nödvändigt. Det talar för att en gemensam tilldelning även bör vara öppen för annan (utsläppsfria) elproduktion som sol och vindkraft på land.

Utformning enligt teorin

Referensvolym: Det lär vara lättare att utforma noggranna marginalkontrakt för kärnkraftverk och havsbaserad vindkraft än för vind- och solkraftsanläggningar på land därför att elproduktionen från landbaserade anläggningar är mer olika beroende på topografi, sol- och vindförhållanden, storlek mm. Individuellt noggranna referensvolymer kommer troligen vara resurskrävande att fastställa och riskerar bero på data som producenten kontrollerar. Marginalkontrakt baserad på väderdata kommer troligen ge något mindre noggrannhet och därmed erbjuda mindre effektiv riskavlastning för anläggningar på land.[13] Dock borde relativt detaljerade väderdata ge ett ganska bra mått på en realistisk produktionsprofil och -volym, som för havsbaserad vindkraft.

Referenspris: På samma sätt som för gemensam tilldelning till kärnkraft och havsbaserad vindkraft, kräver noggrannhetsprincipen att referensvolymen värdesätts enligt timpriser (eller kvartpriser) enligt referensprisvolymen och dess profil.

Varaktighet: Anläggningar på land kan också ha olika ekonomisk livslängd som rankingen i tilldelningsprocessen borde ta hänsyn till (se fall 3). I sin sista analys har norska energimyndigheten (NVE) lagt till grund en livslängd på 30 år även för vindkraft och solkraft på land.

Tilldelningsmodell

En viktig motivation för att inkludera fler produktionsslag är att man lättare kan skapa effektiv konkurrens mellan fler projekt och leverantörer. Effektiv konkurrens kräver dock att projekten är jämförbara som förklarats ovan. Analysen tyder på att det borde vara en grundregel för att organisera effektiv konkurrens om tilldelning av marginalkontrakt mellan olika förnybara elproduktionstekniker.

Liknande fall 3, kommer en gemensam, teknikneutral mekanism bara vara effektiv om olikheter mellan produktionsslagen, som inte ingår i marginalkontrakten, hanteras effektivt genom andra åtgärder, till exempel

[13] Observera att dessa kostnadselement inte är osäkra för investeraren och är element investeraren till stor del kan påverka. Om ett projekt behöver ett högre stöd på grund av dessa förhållanden, bör det återspeglas i det lösenpris som erbjuds. Utmaningen är kopplat till beräkning av referensvolymen och dess marknadsvärde.

obetalda systemnyttor. I praxis måste man då erbjuda kontrakt med olika villkor (t.ex. olika virtuella kraftverk och varighet) för att möta de olika marknadsriskerna som investerarna står ovanför. Detta innebär någon form av "clearing" process som noggrant reflekterar de tilltänkta politikpreferenserna (politiska mål). Det kräver återigen att det politiska målet med mekanismen är väl definierad.

De utmaningar som särskild gäller kärnkraften, speciellt de långa och osäkra ledtiderna som gör det svårt att jämföra kärnkraften med andra projekt, lär det vara svårare att skapa likvärdig konkurrens mellan kärnkraften och vind- och solkraft, åtminstone på kort sikt. Vid gemensam tilldelning mellan havs- och landbaserad vind- och solkraft borde man dock uppmärksamma och hitta sätt att hantera olika risker för att säkerställa en så jämlik konkurrens som möjligt.

4.2.5 Lokaliseringssignal

Utöver planeringsmålet, har svenska regeringen satt ett leveranssäkerhetsmål om at elen ska kunna levereras "där efterfrågan finns, i rätt tid och i tillräcklig mängd". Den första termen innebär att det inte är likgiltig i vilket elområde elproduktionen placeras. Detta understryker poängen att jämföra olika projekt utifrån marknadsvärdet av produktionen och inte endast på basis av lösenpriset, med andra ord att rangera projekten på basis av estimerat stödbelopp per MWh (där antal MWh beräknas utifrån förväntad referensvolym). Detta följer också av principen om att minimera det totala (förväntade) stödbeloppet som staten blir skyldig.

En jämförelse av olika projekt endast baserad på lösenpris innebär att lokaliseringssignalen från marknaden neutraliseras (tas bort). Olikheter i marknadsvärde speglas inte. Om man däremot arrangerar särskilda auktioner för varje område och varje teknik, kan man låta projekten konkurrera på basis av lösenpris och samma referensproduktion.

Nättariffer som är olika och speglar olika nätvärden beroende på anslutning till nätet innebär olika kostnad för anläggningar i underskottsområden och behov av ett i princip lägre effektivt lösenpris även om lokaliseringssignalen i marknadspriset neutraliseras.

Lokaliseringssignal i tilldelningen kan alternativt uppnås genom att administrativt tilldela kontrakt auktioner per elområde.

4.2.6 Samspel med andra styrmedel

Ovan har vi sett att motivationen för marginalkontrakt kan vara ett subventionsbehov kopplat till olika systemvärden. Ett sådant systemvärde kan vara effekttillförlitlighet enligt leveranssäkringsmålet: "… i rätt tid och i tillräcklig mängd".

I utgångspunkten är marginalkontrakt designad för att stödja energiproduktion. Som nämnt ovan, beror utformningen på vad som är den politiska målen med ordningen och vilka marknadsmisslyckanden den ska åstadkomma. Sverige har både ett energimål och ett effektmål. Enligt ekonomisk teori, borde olika mål hanteras med olika styrmedel (varje mål/barriär sitt styrmedel).

Om en marginalkontrakt är det bästa sättet att stödja kärnkraften på, beror på motivet för stödet och kommer troligt att vara en fråga i förhållande till EU-godkännande av kärnkraftsstöd enligt statsstödsreglerna. Å ena sidan är riskavlastningsmotivet förknippad med elproduktionens marknadsvärde tydligt. Det talar för att använda marginalkontrakt som stödmodell. Om leveranssäkerhet kopplat till *tillförlitlig* kapacitet (effekt) är motivet, lär en kapacitetsmekanism vara ett bättre alternativ.

Om en marknadsomfattande kapacitetsmekanism införs i Sverige, kommer kärnkraften troligen att inkluderas med en relativt hög tillförlitlighetsfaktor. Det innebär att lösenpriset i en marginalkontrakt borde kunde sätts lägre, men kapacitetsbetalningen ersätter inte marginalkontraktet (vars motiv är energiproduktion enligt planeringsmålet). Det kommer av att kapacitetsbetalningen inte avlastar risken som är kopplat till utvecklingen i kapacitetsfaktor och marknadsvärde. En kapacitetsmarknad som prissätter tillförlitligheten effektivt kommer att ge olika ersättning till olika kraftslag.

Därmed blir det också lättare att jämföra värdet av energiproduktionen från olika tekniker baserad på lösenpris och marknadsvärde.

Läroeffekter är från ett nationalekonomisk perspektiv ett gångbart motiv för att kontrakten också bör inkludera ett subventionselement (för de första reaktorerna). Men vad gäller systemnyttor som inte är prissätta bör man undersöka närmare om det finns sätt att prissätta dessa på och om även andra tekniker på produktions- eller konsumtionssidan som också bidrar till dessa nyttoeffekter. Om kärnkraften får ensidig ersättning för dessa, innebär det en snedvridning av konkurrensen som inte är effektiv.

4.3 Marknadskonsekvenser

Vilka konsekvenser införandet av marginalkontrakt har för marknaden i stort och för investeringar beror på hur den specifika kontrakten utformas. Som diskuterats ovan kan detta variera mellan olika fall. Samtidigt finns det konsekvenser som gäller för alla fall, även om omfattningen kan skilja sig åt.

4.3.1 Marknad för långsiktig prissäkring

Konsekvenser

Den främsta marknadseffekten av marginalkontrakt är att de minskar producenternas efterfrågan på långsiktig prissäkring på andra riskhanteringsmarknader. Huvudslutsatserna om konsekvenser för dessa marknader (också nämnt i avsnitt 2.4.5 ovan) är att marginalkontrakt kan minska investerares intresse för att hantera långsiktig elprisexponering på andra sätt, särskilt genom PPA:er eller finansiella derivat som terminskontrakt. Det leder till ett minskat utbud av sådana produkter på de relevanta marknaderna. En vindkrafts-investerare som har ett marginalkontrakt har inte behov av en PPA. Därmed kan det bli svårare för till exempel energiintensiva industrier att hitta en PPA-leverantör. Konsekvensen blir försvagad likviditet på de relevanta marknaderna, vilket i sin tur kan leda till mindre effektiv pris-sättning och begränsade möjligheter till riskhantering.

Lösningar

Staten skulle i princip kunna sälja marginalkontrakten vidare, vilket skulle kunna återföra risktagningskapacitet till marknaden. Anledningen är att elprisriskexponeringen inte försvinner utan bara överförs till kontraktsmotparten. Dock är vidareförsäljning som lösning för att minska effekten på terminsmarknaden främst en teoretisk möjlighet. Enligt vår kännedom finns det begränsad erfarenhet av sådana vidare-försäljningar. Om vidareförsäljning som lösning ska undersökas vidare är det relevant att utforska de praktiska utmaningar som vi också nämner i avsnitt 2.4.5, nämligen att säkerställa konkurrenskraftig vidareförsäljning, löptids-transformation och profilomvandling

Konsekvensen för marknaden för långsiktig prissäkring kan också minimeras genom en effektiv tilldelning. Det är en central del av godkännandet enligt statsstödsregelverket att dokumentera bland annat minimal överkompensation. Vi återkommer till detta i avsnitt 5.2, där vi bland annat beskriver två alternativa tilldelningsmekanismer som ENTSO-E (2024) presenterar som möjligheter för att undvika att produktionsvolymer som skulle kunna realiseras helt på kommersiell basis får stöd.

Som tidigare nämnts har Irland ett krav på att en producent måste ingå ett PPA med en elleverantör för att kunna vinna kontraktet för marginalkontraktet. Detta beror dock främst på finansieringen av systemet och kommer i princip inte att lösa utmaningarna på den långsiktiga marknaden för prissäkring. Systemet löser till exempel inte utmaningen för energi-intensiva industrier att hitta en PPA-leverantör.

4.3.2 Övriga marknader

Andra marknadskonsekvenser kan undvikas genom effektiv utformning av kontrakten. Som beskrivits i avsnitt 2.4.1 är de traditionella marginalkontraktens marknadskonsekvenser förknippad med kopplingen till anläggningens löpande

produktion. Detta har lett till att kontrakten kan påverka både produktionsincitament och budgivning på de kortsiktiga marknaderna (dagen före och intradag). Det enklaste sättet att undvika dessa oönskade marknadskonsekvenser är att inte koppla betalningsvolymer till faktisk produktion. Motivet bakom finansiella marginalkontrakt är just att undvika snedvridning av prissignaler så att producenterna behåller incitament att agera optimalt på de fysiska marknaderna (dagen före-, intradag- och balansmarknaderna). Om det uppstår situationer där en producent exempelvis kan generera ytterligare intäkter genom att erbjuda kapacitet på balansmarknaderna, behöver detta inte nödvändigtvis påverka effektiviteten negativt: sådana intäkter kan i stället integreras i den förväntade lönsamheten och därmed återspeglas i producentens bud vid tilldelningen av marginalkontraktet.

4.3.3 Investeringskonsekvenser

När det gäller investeringar, bör marginalkontrakt – förutsatt att de är korrekt utformade – inte styra investeringar bort från andra sektorer eller projekt. Som vi har beskrivit i avsnitt 4.1.3 är ett viktigt syfte med marginalkontrakt at minska finansieringskostnaderna genom en effektiv riskfördelning. Huruvida detta kan leda till att investeringar styrs bort från lönsamma investeringar i andra sektorer beror på om kontrakten tilldelas på ett effektivt sätt. Det är endast vid ineffektiv tilldelning som leder till överkompensation som detta kan bli ett problem.

Detta gäller även internt inom koncerner. Om ett företag inom en koncern omdirigerar sitt fokus till projekt som får marginalkontrakt framför andra projekt, kan det indikera överkompensation i tilldelningen. Om ett annat projekt är lönsamt, skulle det kunna övertas av andra aktörer på marknaden.

Att undvika överkompensation är därför ett centralt krav för godkännande enligt regelverket för statsstöd, vilket vi återkommer till längre fram. En annan relevant aspekt för investeringar är skillnader i tidspreferenser (diskonteringsräntor) mellan investerare och myndigheter. Detta antyder att förskottsbetalningar till investeraren kan vara en optimal lösning för att minska finansieringskostnader och främja investeringar.

5 Finansiering och upphandling

5.1 Finansierings och fördelningsanalys

Finansieringen av marginalavtalen sker huvudsakligen på två sätt: genom statsbudgeten eller genom konsumentavgifter. Det är också möjligt att ha marknadsbaserad finansiering, med återförsäljning av kontrakten, men det finns begränsad erfarenhet från andra länder av denna metod. Valet av finansieringsmetod har ofta en inverkan på vissa delar av kontraktets utformning.

5.1.1 Finansiering via statsbudgeten

Ett alternativt sätt att finansiera marginalkontrakten är att ha det som en utgiftspost i statsbudgeten. Systemet finansieras då genom ordinarie beskattning och andra statliga inkomstkällor. Beskattning leder till att konsumenter och producenter ställs inför ojämlika priser. Sådana skattekilar, enligt ekonomisk teori, kommer att snedvrida produktions- och konsumtionsbeslut så att ekonomin utsätts för en effektivitetsförlust och detta har en fördelningseffekt.

Om systemet finansieras via statsbudgeten kräver de finansiella myndigheterna ofta att utgiftsposten ska vara relativt stabil från år till år. Ett rent marginalkontrakt utan begränsningar av stödet är därför olämpligt. Denna stabilitet kan till exempel ges i form av ett högsta stödtak både totalt och för varje år i kontraktet, vilket görs i Danmark. Ett alternativ är systemet i Nederländerna, där ett fast högsta och lägsta pris per kWh fastställs och subventionsintervallet hjälper till att beräkna den totala finansieringskostnaden givet de avtal som ingås.

I Norge och Danmark har, som nämnt, man satt ett övergripande stödtak för hela systemet för att säkra stabilitet för statsbudgeten. Om stödtaket nås före avtalsperiodens slut ställs utbetalningarna in. Om investeraren gör betalningar till staten under en period efter att stödtaket har uppnåtts, kommer motsvarande belopp att finnas tillgängligt för stödutbetalningar senare. Detta beror på att subventionstaket är ett nettosubventionstak. Flera aktörer i Norge har kommenterat att stödtaket har gjort marginalkontraktet mindre lönsamt för havsbaserad vindkraft. Samtidigt lämnades flera bud i auktionen för Södra Nordsjön II, och Danmark har flera bud i auktionen om Thor som motsvarar noll stöd. Detta visar att havsbaserad vindkraft kan vara lönsamt även med ett stödtak, men taket måste vara tillräckligt högt.

Finansiering via statsbudgeten minskar belastningen på konsumenterna jämfört med finansiering via slutanvändaravgifter. Samtidigt fördelas en större del av kostnadsrisken direkt till myndigheterna. Detta innebär ofta att andra avtalsarrangemang används för att minska en del av den risk som staten tar på sig, till exempel genom att sätta ett stödtak för både totala och årliga betalningar.

Om staten sätter ett stödtak för att avlasta budgetrisken, överför de i realiteten något av risken tillbaka till investeraren. Med ett subventionstak riskerar investeraren att subventionen upphör innan kontraktet löper ut, vilket innebär att de kan få krav på utebliven betalning utan att vara säkra på att få stöd under kontraktsperioden. I vissa fall har investerarna då krävt ett motsvarande tak för betalningarna till regeringen.

5.1.2 Finansiering genom konsumentavgifter

Ett annat utbrett finansieringsarrangemang är att marginalkontrakt stöds genom en slutanvändaravgift på elräkningen. Den faktiska organisationen av avgiften varierar. Ett alternativ är att ha en direkt koppling mellan slutanvändaravgiften och stödbeloppet, till exempel vid att konsumentavgiften beräknas i nära anslutning till betalningarna eller återspeglar stödbeloppet enligt det förväntade spotpriset timme för timme.

Om konsumentavgiften är alltför direkt kopplad till betalningarna kan det få vissa ogynnsamma effekter på

konsumentincitamenten. Om priserna t.ex. är höga under en period, men konsumenterna samtidigt får en direkt betalning från marginalavtalssystemet, minskar prisincitamentet att minska förbrukningen. Eventuella konsekvenser för slutanvändarens incitament minskas genom att stödbeloppet fastställs i förväg eller i efterhand och genom att det finns en stödpott för betalningarna. Att avgiften sätts till noll de år då investeraren måste betala tillbaka till staten kan också dämpa effekten. Att fastställa stödbeloppet i förväg kan t.ex. baseras på ett årligt stödtak, att ha ett stödtak och ett stödgolv per MWh eller baserat på en estimering av förväntade stöd.

Ett annat alternativ är att ha en stödpott, där betalningarna in och ut ur systemet hanteras. Denna metod används i både Storbritannien och Irland. Under de år då investerarna måste betala tillbaka till staten läggs beloppet till stödpotten, vilket kan bidra till att minska bördan för slutanvändarkunderna under de år då stödet betalas till investeraren. Denna utformning kan också minska en del av volatiliteten i avgiften från år till år. Stödpotten kan vara specifik för marginalkontrakten eller en del av en större pott för förnybar energi och klimatinitiativ.

Vissa intressenter påpekar att fördelen med stöd genom slutanvändaravgifter, jämfört med finansiering via statsbudgeten, är att behovet av stabilitet i betalningarna från år till år är mindre. Behovet av ett stödtak för hela kontraktet är därför mindre, och man undviker de tidigare beskrivna riskförvrängande effekterna av ett stödtak.

Valet av metod för att beräkna slutanvändaravgifter kommer därför att påverka fördelningen av kostnader mellan myndigheter, slutanvändare och investeraren.

5.1.3 Finansiering genom återförsäljning av kontrakt

Ett sista finansieringsalternativ är återförsäljning av marginalkontrakt, där staten tar en aktiv roll på finansmarknaderna. I detta fall säljer staten marginalkontrakt till aktörer med motsatt exponering, t.ex. energiintensiv industri och bidrar positivt till deras prissäkringsmöjligheter. Ett exempel på en sådan försäljning är att staten har ett 20-årigt kontrakt med en investerare, som investeraren har vunnit i en auktion, och säljer kontrakt för samma volym, men kortare kontraktstid, flera gånger (ENTSO-E, 2024). Även om denna finansieringsmodell tar bort en del av statens riskexponering mot spotpriset, medför det fortfarande en risk att ha två kontrakt (ett till försäljning och ett för köp) med potentiellt olika designelement och riskprofil. Priset för kontrakt på över 20 år skiljer sig ofta från priserna för kortare kontrakt. Dessutom kommer de, precis som andra säljare på finansmarknaderna, att vara exponerade för motpartsrisk.

Eftersom staten genom denna finansieringsmetod erbjuder prissäkringsmöjligheter för konsumenten kan det tolkas som en form av konsumentstöd till stora förbrukare, som energiintensiva industrier. Dessutom kan det ha en negativ inverkan på investerare som inte förlitar sig på statligt stöd och försöker säkra finansiering på kommersiella villkor (ENTSO-E, 2024).

I länder där en stor del av produktionen stöds av marginalkontrakt och/eller där det finns en stor efterfrågan på energiköpsavtal och finansiella kontrakt kan detta vara en bra lösning, men effekterna på marknaden måste utvärderas.

5.1.4 Sammanfattning av finansieringsmodeller

Stöd genom marginalkontrakt kan finansieras på olika sätt, med varierande för- och nackdelar. Finansiering via statsbudgeten är mer skonsamt för slutanvändarna, och stödsystemet påverkar inte direkt deras elräkning. Samtidigt kräver en sådan finansieringsmodell ofta ett tak av budgetskäl, vilket innebär att en del av risken flyttas tillbaka till investeraren. För vissa tekniker, t.ex. havsbaserad vindkraft, visar erfarenheter från andra länder att ett subventionstak ofta uppfattas som ofördelaktigt för investeraren och kan påverka andelen budsgivare för marginalkontraktet.

Genom att finansiera via konsumentskatter undviks hårda tak för subventionsbeloppet, men slutanvändaren utsätts för variabla pristillägg. I teorin skulle ett sådant system också

kunna påverka slutanvändarens prisincitament, men i verkligheten kommer denna påverkan förmodligen att vara liten. För att utjämna en del av volatiliteten i påslaget till slutkunden och motverka eventuella effekter på pris-incitamenten, kan en stödpott användas.

En sista möjlig finansieringslösning är finansiering genom återförsäljning av kontraktet, men det finns få erfarenheter att dra nytta av från andra länder och det kommer med ett antal obesvarade frågor. En sådan lösning bör undersökas ytterligare för att få bättre insikt i dessa osäkerhetsfaktorer.

Eftersom finansieringen kan påverka andra designelement kan det få konsekvenser för vilka aktörer som både bjuder och vinner i en konkurrens om ett marginalkontrakt. Vid bedömningen av finansieringsmodellen måste myndigheternas olika överväganden och mål vägas mot varandra.

5.2 Upphandlingstyp

5.2.1 Generella överväganden om upphandlingstyp

Val av upphandlingstyp beror på vilket fall vi ser på och på situationen i Sverige, till exempel om syftet är konkurrens om en marginalkontrakt till ett kärnkraftverk eller en havs-baserad vindpark på en given plats, eller om det är konkurrens om en marginalkontrakt till en volym land-baserad vindkraft eller solkraft. Faktorer som påverkar val av upphandlingstyp är bland annat antalet aktörer som finns i marknaden och hur mogen teknikn är.

Hur upphandlingsprocessen organiseras beror på vilken inriktning ordningen får. I en konkurrensbaserad mekanism är det till exempel en rad olika parameter som måste fastställas på förhand. Ta till exempel den auktion som genomfördes i Norge våren 2024, där teknik (havsbaserad vindkraft), område (ett område i Sørlige Nordsjø II) och volym (1 400 MW) har bestämts i förväg. Konkurrensen i detta fall är begränsad till att endast gäller endast lösenpriset.[14]

För att få tillräcklig antal deltagare kan det vara nödvändig att fastställa olika krav på olika tekniker, något som måste avvägas mot vinsten i form av konkurrenstryck.

5.2.2 Krav om upphandlingstyp i EU:s regelverk

I diskussionen om tilldelning är det viktigt att vara medveten om de krav som EU:s regelverk ställer på valet. Vi beskrev dessa krav generellt för marginalkontrakt i sektion 2.2.2 och återkommer till det i kapitel 6 nedan.

Som beskrivet i sektion 2.2.2 kräver EU-regleringen en konkurrensbaserad tilldelningsprocess som är transparent och icke-diskriminerande. Den relevanta punkten i artikel 19d i EU:s reviderade elmarknadslagstiftning är punkt (d), som anger att ersättningsbeloppet ska fastställas "genom ett öppet, tydligt, transparent och icke-diskriminerande konkurrensutsatt anbudsförfarande." Dessutom anges att "om inget sådant konkurrensutsatt anbudsförfarande kan genomföras ska dubbelriktade differenskontrakt eller likvärdiga system med samma effekter, och tillämpliga lösenpriser, utformas för att säkerställa att fördelningen av intäkter till företag inte skapar otillbörlig snedvridning av konkurrensen och handeln på den inre marknaden."

Regleringens punkt kan tolkas som att en konkurrensbaserad tilldelningsprocess är huvudregeln, men om en sådan tilldelning inte är genomförbar ska kontraktet och dess lösenpris fastställas så att samma resultat uppnås: att undvika överkompensation och snedvridning av konkur-

[14] I exemplet med Norge fastställdes också stödbeloppet i förväg, så i själva verket gällde konkurrensen det lägsta nuvärdet av betalningarna. Vid ett högt lösenpris kommer det maximala stödbeloppet att nås innan avtalet löper ut. Ju lägre licenspriset är, desto längre är betalningsperioden (och desto lägre är nuvärdet).

rensen. Detta kan tolkas som att även administrativ tilldelning är tillåten inom ramen för regelverket.

När vi till exempel kommer till kravet om proportionalitet – det vill säga att stödet begränsas till det minimibelopp som är nödvändigt för att det stödda projektet ska genomföras – ska bedömningen i grunden baseras på en analys av det förväntade "funding gap". Detta är dock inte nödvändigt om stödet fastställs genom en konkurrensbaserad tilldelning; vid administrativ tilldelning måste detta däremot dokumenteras.

5.2.3 Konkurrensbaserad upphandling

Det övergripande syftet med att genomföra en konkurrensbaserad tilldelning är att tilldela objektet, i detta fall marginalkontraktet, till det bud som ger högst värde. Utfallet av en auktion för ett marginalkontrakt betraktas enligt auktionsteori som effektivt om säljaren erhåller lägsta möjliga stöd.

Auktioner kan också utformas på många olika sätt. Här ger vi en kort översikt över tre typer av övergripande auktionsdesign som vi anser mest relevanta.[15] I alla tre auktionsformat vinner det bud som slutligen är lägst. Det budet fastställer lösenpriset i marginalkontraktet.

1. Öppen (dynamisk) budgivning ("English"). Auktionen börjar med ett högt lösenpris som sedan sänks tills endast en budgivare återstår. Utgångspriset fungerar som ett reservationspris. Deltagarna kan lägga bud flera gånger (dynamiskt) och se varandras bud (öppen). Fördelen med öppen, dynamisk budgivning är att deltagarna kan lära sig av varandras bud och därmed få en bättre uppfattning om projektets sanna värde. Detta är särskilt relevant för projekt som är okända för deltagarna. Nackdelen med öppen budgivning är risken för tyst samordning (hemlig överenskommelse, collusion) mellan deltagarna.
2. Sluten (statisk) budgivning ("Dutch"). Varje deltagare lämnar endast ett (statisk) bud som de andra deltagarna inte kan se (sluten). Denna konkurrensform liknar den som ofta används vid offentliga upphandlingar. Fördelen med sluten budgivning är att det är mer sannolikt att deltagarna lägger sitt sanna lägsta bud (till skillnad från öppen budgivning, där vinnarbudet i praktiken bestäms av det näst lägsta budet).
3. Kombinerad (hybrid) budgivning ("Anglo-Dutch"). Auktionen genomförs i två omgångar: Först hålls en öppen budgivning tills endast två budgivare återstår. Därefter hålls en sluten auktion mellan de två återstående, där de lämnar varsitt sista bud.

Det finns flera designfaktorer som påverkar en auktionens effektivitet och som utformningen bör ta hänsyn till. Budgivning som konkurrens kan leda till att den mest *optimistiska* aktören vinner (utan att deras värdering av objektet nödvändigtvis är korrekt), ibland kallat "winner's curse". Risken för detta utfall kan göra att aktörerna antingen bjuder lägre än de egentligen vill (eftersom de justerar sina bud med hänsyn till risken att själva vara den mest optimistiska) eller att projektet inte genomförs (eftersom det skulle innebära förlust). Andra faktorer är aktörernas riskpreferenser och objektets riskprofil, deras kännedom och erfarenhet av auktion som tilldelningsform samt kostnaderna för att delta.

Förekomst av tyst samarbete kan påverka auktionens effektivitet negativt och är något som utformningen bör

[15] I auktionslitteraturen finns flera varianter och undervarianter av auktionsdesign med detaljer som vi inte anser vara relevanta vid detta tillfälle i utredningen. Se till exempel Vista Analyse (2022) med referenser för en översikt, från vilken större delen av genomgången av auktionsteori är hämtad. Vid införande av marginalkontrakt är det under alla omständigheter nödvändigt att genomföra en mer grundlig analys av lämplig tilldelningsform än vad som är möjligt inom ramarna för detta projekt.

beakta, men detta är i mindre grad en utmaning vid auktioner av enstaka objekt. Anledningen till att risken för tyst samarbete generellt är lägre vid auktioner av enstaka objekt är att aktörer som samarbetar inte lika enkelt kan dela fördelen av samarbetet mellan sig. De flesta auktioner som det är erfarenhet av gäller enskilda objekt (till exempel ett område till havs). Deltagarna kan i sådana konkurrens-situationer ändå tänka strategiskt – exempelvis ta hänsyn till sannolikheten för att nya utlysningar kommer senare – och låta detta påverka deras bud i den pågående auktionen. I *planerade* sekventiella auktioner kan aktörerna däremot fatta strategiska beslut. Till exempel kan de bjuda lägre i den första auktionen om det också kan säkerställa tilldelning i den följande. Det är teoretiskt möjligt med samarbete i sekventiella auktioner, men tyst koordinering är ändå utmanande att genomföra för aktörerna.

Historiskt har det vanligaste auktionsformatet för förnybar elproduktion varit statiskt (sluten). Endast 28 av 820 auktioner för olika produktionsslag mellan 2011 och 2021 i 20 EU-länder har varit dynamiska, enligt AURES auktions-databas (Vista Analyse, 2022).

Det traditionella tilldelningskriteriet är pris (eller lösenpris för marginalkontrakt), men volym kan också teoretiskt användas som kriterium. I Brasilien har man till exempel testat en hybridauktion där deltagarna i första rundan bjuder en volym (MWh) till ett givet pris. Priset är då satt högt, så att de inlämnade buden överstiger efterfrågan. Därefter sänks priset tills volymen motsvarar det önskade.

Mer komplexa konkurrensbaserade tilldelningsmetoder finns också: som nämnts i avsnitt 4.3.1 diskuterar ENTSO-E (2024) två sådana metoder. Övergripande är målet för dessa metoder att undvika att produktionsvolymer som kunde ha realiserats helt kommersiellt ändå får stöd. Den första metoden innebär att begränsa andelen (%) av produktions-volymen (till exempel i en vindpark) som en investerare kan söka stöd för (kallat "carve-out"). Till exempel, vid tilldelning av en plats för landbaserad vindkraft med en potential på 100 MW installerad kapacitet, kan investerare i tilldelningen av en marginalkontrakt lägga bud för stöd av 70 MW och (om de vill säkra hela volymen) teckna en PPA för de återstående kommersiellt. Vinnaren av platsen utses då baserat på en kombination av stödbehov per MW och volym. Den andra mekanismen som ENTSO-E (2024) beskriver är en tvåstegstilldelningsprocess ("two-stage tender"), där mark eller en koncession först tilldelas på kommersiella villkor (vilket innebär att investeraren i praktiken betalar för koncessionen). Om resultatet från den första fasen inte når ett målsatt produktionsvolym, genomförs en andra tilldelningsrunda där det blir möjligt att lägga bud på stöd i form av en marginalkontrakt. Den relevanta frågan med dessa mer komplexa tilldelningsmetoder är om de ger upphov till en residualrisk för investerare som leder till att de lägger högre bud i auktionen.

5.2.4 Administrativ (förhandlingsbaserad) tilldelning

Administrativ tilldelning är ett lämpligt alternativ i en situation där det inte är ändamålsenligt att arrangera en auktion. En sådan situation kan uppstå antingen om det finns få projekt som är aktuella för konkurrens eller om projekten är för olika för att skapa effektiv konkurrens mellan dem. Detta har till exempel diskuterats av den norska expert-gruppen för differenskontrakt för utsläppsminskningar, som drog slutsatsen att för vätgas gör det låga antalet projekt, deras generella omogenhet och varierande grad av mognad det svårt att både utforma och tilldela marginalkontrakt (Klima- och miljødepartementet, 2020).

Vid administrativ tilldelning fastställs tilldelningskriteriet, alltså lösenpriset i de flesta fall med marginalkontrakt, genom förhandlingar eller liknande process mellan myndigheterna och investeraren. Stödet kan exempelvis kopplas till dokumenterade merkostnader för produktion.

Administrativ tilldelning innebär administrativa kostnader och kunskapsbehov för både myndigheter och deltagare. Det kommer att kräva kommersiell kompetens från myndigheten för att kunna delta i sådana förhandlingar med investeraren.

5.2.5 Förkvalificering

Förkvalificering är mest relevant att använda i kombination med konkurrensbaserad tilldelning och möjliggör att vissa parametrar fastställs i förväg. Fördelen med att fastställa faktorer i konkurrensen före exempelvis en auktion är att begränsa antalet parametrar som aktörerna till slut konkurrerar om. Även om förkvalificering kan genomföras före administrativ tilldelning, är nyttan av detta mindre eftersom den administrativa tilldelningen ändå innehåller någon form av förhandling eller dialog mellan myndigheten och investeraren.

Tilldelningskriterier i en förkvalificering kan vara kvalitativa, vilket är mer krävande i en auktion.

Möjliga ändringar i EU-regelverket har diskuterats, bland annat *Net-Zero Industry Act*, som skulle tillåta en särskild fördel för europeisk leverantörsindustri vid stöd till elproduktion (European Commission, 2024). Detta är ett relevant kvalitativt tilldelningskriterium i en förkvalificering.

I flera EU-länder har en utveckling observerats med ökad användning av icke-prisbaserade kriterier i auktioner för havsbaserad vindkraft (Euractiv, 2023). Detta skedde också till exempel i den nämnda tilldelningen i Norge: Aktörer som ville delta i auktionen var först tvungna att uppfylla kriterier om genomförandeförmåga, hållbarhet och ekonomiska kringeffekter.

Kravet på upphandlingstyp i EU:s regelverk begränsar vikten av parametrar som inte är relaterade till stödets huvudmål till 30 procent (jämför kapitel 6.1). Detta påverkar hur utbrett kvalitativa kriterier kan användas vid en eventuell pre-kvalificering. Berättigande av syftet (till exempel stöd för förnybar energi) är en central del av godkännandet enligt statsstödsregelverket.

Kriterierna för att rangordna buden måste relateras till detta, till exempel genom lösenpriset som aktörerna bjuder in i en auktion. Eventuella kompletterande kriterier som inte är relaterade till huvudmålen får inte stå för mer än 30 procent av vikten.

Dessutom får den aktivitet som mottar stödet inte bryta mot andra relevanta EU-rättsliga villkor. Denna problematik kan uppstå om man till exempel vill införa krav på lokala ringeffekter eller att stödmottagaren köper lokala produkter. Inkludering av sådana parametrar kan göra godkännande-processen mer komplicerad.

5.2.6 Sammanfattning av upphandlingstyp

Oavsett scenario och utformning av marginalkontraktet bör man sträva efter att genomföra en konkurrensbaserad tilldelning. Om detta inte är möjligt kan kontraktet tilldelas genom en administrativ process. Detta följer av kraven i EU-regelverket.

Antalet aktuella projekt är avgörande för om en konkurrens-baserad eller administrativ tilldelning kan genomföras. För fall där antalet aktuella projekt är begränsat kan det vara svårt att skapa en effektiv konkurrens mellan dem i en auktion, och vi skulle då rekommendera att marginal-kontrakten används som ett förhandlingsbaserat verktyg. Om man går i riktning mot administrativ tilldelning måste man vara medveten om att detta ökar kraven på dokumentation och analyser för att få statsstödet godkänt av EU-kommissionen.

Om antalet aktuella projekt ökar över tid kan man överväga att använda konkurrens för att tilldela senare marginal-kontrakt.

För konkurrensbaserad tilldelning finns det flera varianter av auktioner med olika egenskaper. Det kan vara en fördel att utforma något som liknar varianter som används i andra länder, eftersom detta möjliggör både erfarenhetsutbyte kring redan prövade auktionsformat och ökar sannolikheten för att aktörerna har kännedom om hur de fungerar. Om marginalkontrakter ska införas är det hur som helst nödvändigt att göra en separat analys av relevant tilldelningsform.

6 Implementering och nya roller

Ett införande av marginalkontrakt i Sverige väcker flera praktiska och administrativa frågor, som vi analyserar övergripande i detta avslutande kapitel.

En central fråga är hur marginalkontrakt ska utformas för att vara i överensstämmelse med EU:s statsstödsregler och annan EU-lagstiftning. Därefter diskuterar vi vilka nya roller som krävs för att införa marginalkontrakt och de kompetenskrav som dessa roller innebär. I samband med detta hänvisar vi också till internationella erfarenheter, med fokus på tillsynsmyndigheternas roll i samband med marginalkontrakt.

Genomgången i avsnitt 6.1 är avgränsad till EU:s statsstödsregelverk och tillhörande EU-regler eftersom dessa är mest centrala för utformningen. Vid en implementering av marginalkontrakt i Sverige bör det dessutom övervägas om det finns andra relevanta regler att ta hänsyn till, såsom nätkoder, reglering av gränsöverskridande elhandel och reglering av finansiella produkter.

6.1 Krav till svenska marginalkontrakter i förhållande till EUs lagstiftning

6.1.1 Statsstödsregler

Utgångspunkten är att tilldelning av marginalkontrakt kommer att utgöra statligt stöd som måste notifieras till EU-kommissionen och godkännas innan systemet kan implementeras.[16] Vi antar att marginalkontrakt inte omfattas av gruppundantaget (GBER, *General Block Exemption Regulation*) och att undantagsförfarandet enligt fördraget om Europeiska unionens funktionssätt artikel 107 (3) gäller.

Kriterierna för att ett offentligt stöd ska utgöra statligt stöd är följande:[17]

1. Mottagaren av stödet är ett företag som bedriver ekonomisk verksamhet (företagskriteriet).
2. Stödet ges av staten eller av statliga medel i någon form.
3. Stödet innebär en ekonomisk fördel för mottagaren.
4. Stödet gynnar vissa företag eller produktionen av vissa varor eller tjänster (selektivitetskriteriet).
5. Stödet kan snedvrida konkurrensen.
6. Stödet kan påverka handeln mellan länderna.

Om alla dessa kriterier är uppfyllda samtidigt utgör en tilldelning av marginalkontrakt offentligt stöd som alltså måste godkännas av EU-kommissionen. Det första kriteriet är uppfyllt så länge det är ett företag som ingår kontraktet. När det gäller det andra kriteriet är det vanligt i många länder att marginalkontrakt administreras av en statlig myndighet och finansieras via offentliga budgetar. Vidare är det tydligt att även punkt 3 och 4 är uppfyllda. Risken vid investeringar i elproduktion minskas för mottagaren, vilket innebär en ekonomisk fördel, och denna riskavlastning är endast tillgänglig för den eller de aktörer som väljs ut genom tilldelningsprocessen (exempelvis genom att de vinner en auktion). De sista två kriterierna kan antas vara uppfyllda eftersom elproduktionen som erhåller marginalkontrakt säljs

[16] Se till exempel EFTAs övervakningsorgan ESAs beslut om godkännande av statsstöd för utbyggnad av havsbaserad vindkraft på norsk sockel (fas 1 av Sørlige Nordsjø II) i form av ett marginalkontrakt, Decision No. 194/23/COL 19 December 2023. Vurderingen følger regelverket som gjelder for EU-medlemmer, se EFTA (2023).

[17] Beskrivningen av kriterierna er baserad på Nærings- og fiskeridepartementet (2023).

på en marknad i konkurrens med annan produktion, och över landsgränserna.

Om kriterierna för statsstöd via marginalkontrakt till förnybar/icke-fossil energi är uppfyllda måste stödet godkännas enligt CEEAG-riktlinjerna och subsidiärt alternativt TCTF-ramverket.[18] I det följande lägger vi huvudsakligen fokus på CEEAG-riktlinjerna.[19] Två överordnade villkor måste vara uppfyllda, och vi går igenom dessa i mer detalj nedan:

1. Positivt villkor: Stödet måste underlätta utvecklingen av en ekonomisk aktivitet.
2. Negativt villkor: Stödet får inte påverka handelsförhållandena i en utsträckning som strider mot det gemensamma intresset.

Vi baserar beskrivningarna på det generella regelverket i CEEAG, men det är viktigt att notera att CEEAG även innehåller särskilda bestämmelser för olika typer av stöd, beroende på stödets syfte. Kategorierna omfattar bland annat stöd för att minska och ta bort utsläpp av växthusgaser, inklusive stöd för förnybar energi och energieffektivisering, samt försörjningstrygghet inom energisektorn. Där det är särskilt relevant beskriver vi även regler som är specifika för de mest aktuella kategorierna för svenska marginalkontrakt.

Positivt villkor: Stödet måste underlätta utvecklingen av en ekonomisk aktivitet

Under denna punkt finns krav på att identifiera den ekonomiska aktivitet som stödet främjar och dess positiva samhällseffekter, samt aktivitetens relevans för specifika politikområden. Detta inkluderar att visa hur stödet bidrar till att uppnå EU:s mål inom klimat, miljö och energi. Byggandet av ny elproduktion som bidrar till minskad koldioxidutsläpp och relaterade ekonomiska aktiviteter är relevanta att lyfta här, inklusive hur ny produktionskapacitet möjliggör framtida tillväxt i efterfrågan på el. Innovation och teknikutveckling är andra möjliga argument, samt utveckling av nya varor och tjänster som främjar en grön ekonomi. Vidare kan det framhållas att stödet är nödvändigt för att säkerställa att elproduktionen kommer i drift inom en önskad tidsram.

En annan underpunkt är att stödet måste ha en incitamentseffekt, vilket innebär att det måste utlösa något som annars inte skulle ha genomförts. Här kan en kontrafaktisk analys genomföras, där det sannolika utfallet med stöd jämförs med utfallet utan stöd. Detta innebär bland annat att analysera förväntade intäkter och kostnader med och utan stöd.

Enligt riktlinjerna kan ett stödsystem inte ha incitamentseffekt om projektet eller aktiviteten startas innan en skriftlig ansökan om stöd har lämnats in. Det är dock viktigt att notera att en ansökan om stöd kan ta olika former, exempelvis ett bud i en konkurrensbaserad tilldelningsprocess.

Slutligen finns ett krav på att den aktivitet som mottar stödet, stödet som sådant eller villkoren för stödet inte får bryta mot relevanta EU-rättsliga villkor. Det kan till exempel vara krav på att produkter eller utrustning ska ha ett specifikt ursprung eller att stödmottagaren måste köpa lokala produkter.

[18] Se respektive CEEAG: Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022 (2022/C 80/01) og TCTF: Temporary Crisis and Transition Framework for State Aid measures to support the economy following the aggression against Ukraine by Russia 2023/C 101/03.

[19] Riktlinjerna ställer upp vissa allmänna krav som vi inte diskuterar närmare här. Bland annat är det förbjudet att ge stöd till företag som är i ekonomiska svårigheter eller som är föremål för ett krav på återbetalning av statsstöd. Det är också förbjudet med kumulativt stöd, det vill säga att stöd ges från flera program för att täcka samma kostnader.

Negativt villkor: Stödet får inte påverka handelsförhållandena i en utsträckning som strider mot det gemensamma intresset

Även under detta punkt finns flera detaljerade villkor som måste uppfyllas.

Minimal snedvridande effekt på konkurrens och handel

Först måste stödet ha en minimal snedvridande effekt på konkurrens och handel.

Detta innebär bland annat att stödet måste vara nödvändigt, det vill säga att stödet ska utlösa aktiviteter som marknaden inte kan leverera på egen hand. Ett exempel kan vara att stödet bidrar till att minska marknadsmisslyckanden. Det är därför nödvändigt att medlemslandet beskriver orsaker till marknadsmisslyckanden som gör att miljöhänsyn inte tillgodoses tillräckligt väl eller att den inre energimarknaden inte fungerar effektivt. Exempel på marknadsmisslyckanden inkluderar negativa och positiva externa effekter, asymmetrisk information och koordineringsbrister. Förekomsten av marknadsmisslyckanden är dock inte tillräcklig för att motivera stöd. Dessutom måste det dokumenteras att andra ramvillkor inte räcker för att korrigera marknadsmisslyckandet och att det föreslagna stödet inte motverkar effekten av andra ramvillkor. Till exempel innebär detta att stöd till projekt som syftar till att minska växthusgasutsläpp kräver en beskrivning och utvärdering av befintliga verktyg för utsläppsminskningar (såsom skatter eller utsläppshandel). För stöd till utsläppsminskningar är det dock inte nödvändigt att beskriva marknadsmisslyckandet som sådär.

För projekt som är inriktade på att minska utsläpp av växthusgaser behöver kraven på denna punkt, om att stödet ska vara nödvändigt, inte uppfyllas. Detsamma gäller för projekt som syftar till att stärka försörjningstryggheten. I den senare kategorin krävs däremot en analys och kvantifiering av problemet med försörjningstryggheten, med hänvisning till krav på tillförlitlighet i energisystemet enligt artikel 25 i förordning 2019/943 ("reliability standard"). Det kan också hänvisas till nationella bedömningar av resursadekvathet ("resource adequacy"). Här måste det dessutom förklaras hur olika verktyg, såsom kapacitetsmekanismer, samverkar med stödsystemet för att säkerställa att den samlade användningen av verktyg är kostnadseffektiv. Vidare måste det beskrivas hur marknads- eller regleringsbrister innebär att målen för försörjningstrygghet inte kan uppnås utan ytterligare ingripanden. Denna beskrivning ska även omfatta detaljerade bedömningar av hur variabel produktion (både inhemsk och i grannländer), efterfrågeflexibilitet, lagring och handel med andra länder påverkar försörjningstryggheten.

Vidare måste stödet vara ändamålsenligt ("appropriateness"). Det innebär att stödet måste vara lämpligt för att uppnå målet med stödåtgärden. Det får inte finnas mindre ingripande åtgärder eller stödsystem som kan ge samma resultat. Alternativa åtgärder kan vara marknadsbaserade, inriktade på efterfrågesidan, offentliga upphandlingar, standardisering, ökad finansiering av offentlig infrastruktur eller generella fiskala åtgärder. Även mjuka åtgärder som miljömärkning och spridning av teknik kan spela en viktig roll. Även här påpekar riktlinjerna risken för att olika åtgärder kan motverka varandra.

För projekt som är inriktade på att minska utsläpp av växthusgaser är det inte nödvändigt att uppfylla kravet på att stödet är ändamålsenligt. Detsamma gäller projekt inom försörjningstrygghet. Här påpekar dock riktlinjerna att medlemsländerna i första hand bör säkerställa försörjningstryggheten genom förändringar i elmarknadsdesign och andra åtgärder som ger rätt prissignaler till olika aktörer. Stöd kan endast vara aktuellt i den mån lämpliga och proportionella förbättringar i marknadsdesign och andra ramvillkor inte ger tillräcklig försörjningstrygghet.

Ett ytterligare krav är proportionalitet. Det innebär att stödet begränsas till det minimibelopp som är nödvändigt för att det stödda projektet ska genomföras. En bedömning av proportionalitet kan baseras på en analys av förväntade intäkter och kostnader samt ett beräknat "funding gap". Om stödet fastställs genom en konkurrensbaserad tilldelning är

det dock inte nödvändigt med en detaljerad analys på denna punkt, förutsatt att tilldelningsprocessen uppfyller vissa villkor. Villkoren omfattar bland annat följande:

- Budprocessen är öppen, tydlig, transparent och icke-diskriminerande, baserad på objektiva kriterier som är kända i förväg och relaterade till målen med stödet, och processen minimerar risken för strategisk budgivning.
- Kriterierna är kända tillräckligt lång tid före budfristen för att möjliggöra effektiv konkurrens.
- Budgeten för stöd eller volymen som kan få stöd är begränsad, så att inte alla budgivare kan förvänta sig att få stöd, samtidigt som det förväntade antalet budgivare är tillräckligt för att säkerställa effektiv konkurrens.
- Ex post-justeringar av resultaten som undergräver effektiviteten i budprocessen undviks.
- Kriterierna för att rangordna buden är relaterade till huvudmålen med stödet. Eventuella kompletterande kriterier som inte är relaterade till huvudmålen får inte utgöra mer än 30 procent.

I bedömningen av proportionalitet ska det även hänvisas till tillförlitlighetsstandarden eller en kostnads-nyttoanalys. Stödmottagare ska ha incitament att bidra till försörjningstrygghet baserat på Value of Lost Load (VOLL), inklusive straffmekanismer om mottagaren inte kan leverera när det är nödvändigt. Incitamenten ska vara relaterade till avräkningen av obalanser för att undvika oönskade effekter på marknaderna.

Vidare anger riktlinjerna att stöd kan ges från flera program för samma kostnader, men det förutsätter att det samlade stödet inte leder till överkompensation eller överskrider de maximala stödbelopp som riktlinjerna tillåter. Samma villkor gäller för summan av statsstöd och EU-finansiering som styrs centralt (vilket juridiskt sett inte utgör statsstöd).

Riktlinjerna ställer även krav på att potentiella stödmottagare och andra aktörer har tillgång till relevant information om stödsystem och projekt som får stöd, inklusive krav på att informationen ska vara öppet tillgänglig på internet. För vissa kategorier, inklusive försörjningstrygghet och projekt som bidrar till minskade växthusgasutsläpp, finns dessutom krav på offentliga samråd i samband med utvecklingen av stödsystemen (och senare ändringar under vissa villkor). Det finns detaljerade krav på vilka element som ska behandlas i samråden, beroende på storleken på det förväntade stödet.

Undvik onödiga negativa effekter på konkurrens och handel

Under denna punkt ska man bedöma stödets snedvridande effekt på handelsförhållanden. För stöd till projekt med positiva miljöeffekter kommer kommissionen att granska snedvridande effekter gentemot konkurrenter med liknande miljövänliga aktiviteter som inte får stöd. Generellt anser kommissionen att stödordningar som är öppna för ett stort antal aktörer har mindre negativa effekter på konkurrensen än mer begränsade ordningar.

Riktlinjerna pekar också på risken för att stöd ges till projekt som kan leda till inlåsning av tekniker på lång sikt. Detta kan exempelvis gälla projekt baserade på fossila bränslen som bidrar till snabba utsläppsminskningar på kort sikt men långsammare minskningar på lång sikt.

Vidare ska det bedömas om stödet förstärker eller bibehåller befintlig marknadsmakt samt hur handel och lokaliseringsval påverkas. Stöd som enbart leder till att en ekonomisk aktivitet flyttar utan att generera miljövinster inom medlemsländerna anses inte vara förenligt med den inre marknaden.

Kommissionen godkänner stödsystem enligt riktlinjerna för en period på högst 10 år, varefter stödordningen måste notifieras och eventuellt godkännas på nytt.

Med undantag för det sista punkten om varaktighet av godkännandet gäller dessa krav inte för projekt som syftar till att minska växthusgasutsläpp. Detsamma gäller projekt inom försörjningstrygghet, men där gäller i stället en rad andra detaljerade krav. Till exempel får stödet till projekt som bidrar till försörjningstrygghet inte utformas på ett sätt som

försvagar marknadernas funktion eller undergräver effektiva prissignaler. Stöd kan inte heller ges till projekt som tränger undan mindre förorenande energiproduktion. Stöd baserat på kapacitet är att föredra framför stöd per MWh.

Avvägning av positiva och negativa effekter

Slutligen ska en avvägning göras mellan de positiva effekterna av stödet och de negativa effekterna på konkurrens och handel. Statligt stöd är endast förenligt med den inre marknaden om de positiva effekterna överväger de negativa.

Detta krav gäller inte för projekt som är inriktade på att minska utsläpp av växthusgaser.

6.1.2 Sammanfatning

Kraven för svenska marginalkontrakt enligt EU:s lagstiftning, främst det relevanta regelverket för statligt stöd, innebär att de måste anmälas till EU-kommissionen och godkännas innan en eventuell tilldelning. Marginalkontrakt kommer sannolikt att uppfylla kriterierna för att utgöra statligt stöd enligt regelverket.

För att statsstödet ska godkännas måste det motiveras vilka positiva samhällseffekter den stödda aktiviteten bidrar till och dess relevans för specifika politikområden (positivt villkor). Detta inkluderar att visa hur stödet bidrar till att uppnå EU:s mål inom klimat, miljö och energi. Ny elproduktion som bidrar till minskad koldioxidutsläpp är relevanta här, inklusive hur ny produktionskapacitet möjliggör framtida tillväxt i efterfrågan på el, samt projekt som syftar till att stärka försörjningstryggheten.

Vilkor om att stödet inte får påverka handelsförhållanden i en utsträckning som strider mot det gemensamma intresset måste också oppfylls (negativt vilkår). Det är till exempel nödvändigt att beskriva orsaker till marknadsmisslyckanden som gör att miljöhänsyn inte tillgodoses tillräckligt väl eller att den inre energimarknaden inte fungerar effektivt, samt att andra ramvillkor inte räcker för att korrigera marknads-misslyckandet och att det föreslagna stödet inte motverkar effekten av andra ramvillkor. Under ”negativt vilkår” ligger också kriterier om ändamålsenligt ("appropriateness") och proportionalitet.

De detaljerade kraven för godkännande av EU-kommissionen beror på hur stödet motiveras. Till exempel faller vissa av kraven bort om syftet med stödet är att minska utsläppen av växthusgaser. Ett annat exempel: om syftet är att stärka försörjningstryggheten krävs en analys och kvantifiering av problemet med försörjningstryggheten, med hänvisning till specifika krav.

6.2 Roller och uppgifter vid införande av marginalkontrakt

I detta avsnitt granskar vi vilka administrativa uppgifter som behöver utföras om marginalkontrakt införs som ett verktyg i Sverige, inklusive vilka myndigheter eller andra aktörer som kan utföra dessa uppgifter. Olika lösningar bedöms utifrån följande kriterier:

1. Administrativa kostnader. Vilka aktörer kan utföra uppgifterna mest effektivt?
2. Kompetens. Vilka aktörer har den nödvändiga kompetensen eller kan lättast tillägna sig den?
3. Kompatibilitet med befintliga styrningsstrukturer och förvaltningspraxis. Hur passar uppgiftsfördelningen med myndigheternas nuvarande organisation?

6.2.1 Administrativa uppgifter i samband med marginalkontrakt

De administrativa uppgifterna i samband med marginal-kontrakt kan definieras och avgränsas på olika sätt. Vi utgår från följande indelning:

1. Förberedande arbete, inklusive klargörande av statsstödsfrågor och genomförande av samråd
2. Design av kontrakt och tilldelningsprocess
3. Teknisk genomföring av tilldelningsprocessen, till exempel i form av en auktion eller annan procedur

4. Genomförande av tilldelning – bedömning och rangordning av inkomna bud enligt de fastställda kriterierna
5. Uppföljning av kontraktet, inklusive registrering av faktisk produktion (eventuellt modellberäknad produktion), marknadspriser och eventuella intäkter från andra källor (andra stödsystem, balansmarknadstjänster, PPA:er eller andra avtal)
6. In- och utbetalning av stöd/differensbelopp enligt de fastställda tidsintervallen
7. Sanktioner vid kontraktsbrott
8. Reglering och genomförande av vidareförsäljning

Vi utgår vidare från följande potentiella aktörer:

1. Sakdepartement
2. Finansdepartement eller motsvarande
3. Tillsynsmyndighet (e.g. Energimarknadsinspektionen)
4. Sakmyndighet (Energimyndigheten eller motsvarande)
5. Särskilt myndighetsorgan
6. TSO
7. Övriga aktörer: IT-leverantörer, Konsulter, skattemyndigheter, domstolar, överklagandenämnder, organiserade marknadsplatser.

Förberedande arbete

Det förberedande arbetet omfattar genomförande av nödvändiga utredningar och utarbetande av förslag till lagar, förordningar och andra formella styrningsdokument. Här är det naturligt att statliga myndigheter, såsom sakdepartement och eventuella underliggande organ med befogenhet att utfärda förordningar, spelar en central roll igenomförandet av dessa uppgifter.

Det är viktigt att ha både ekonomisk och juridisk kompetens i detta arbete. Uppgiften måste dessutom utföras av aktörer som är oberoende av kommersiella intressen.

Design av kontrakt och tilldelningsprocess

Den slutliga utformingen av kontraktet och tilldelningsprocessen bör utföras av samma aktörer som ansvarar för det förberedande arbetet. I detta fall innebär det att sakdepartementet, med stöd från andra myndigheter vid behov, tar huvudansvaret.

Kraven på kompetens och opartiskhet är desamma som för det förberedande arbetet.

Genomförande av tilldelning – teknisk

Den tekniska genomföringen av tilldelningen kan överlåtas till flera aktörer. Det finns även programvaruleverantörer vars produkter kan användas direkt av relevanta myndigheter eller TSO, alternativt av en tredjepartsleverantör. Det viktigaste är att den aktör som genomför tilldelningen har nödvändig IT-kompetens och att processen genomförs enligt lag/förordning eller enligt en licens eller ett avtal med myndigheterna. Dessutom bör den aktör som genomför auktionen vara oberoende av kommersiella intressen, särskilt potentiella budgivare i konkurrensen.

Genomförande av tilldelning – bedömning och rangordning av bud

Bedömning och rangordning av inkomna bud måste utföras av ansvariga myndigheter och vara oberoende av kommersiella intressen. Typiskt skulle detta utföras av en regulator, sakepartementet eller en sakmyndighet. Det kan vara önskvärt att använda extern expertis för att minska kostnader och säkerställa tillräcklig kompetens, men det slutliga beslutet måste fattas av myndigheterna.

Uppföljning av kontraktet

Uppföljningen av kontraktet består huvudsakligen i att registrera data för produktion och marknadspriser på el. Det ligger nära till hands att en sådan uppgift utförs av en sakmyndighet, regulator eller TSO, eftersom dessa aktörer redan hanterar liknande data i dag.

In- och utbetalning av stöd/differensbelopp

Löpande in- och utbetalning av stöd eller differensbelopp (betalningar från stödmottagaren vid höga elpriser) kan med fördel hanteras av en offentlig myndighet som redan har en

infrastruktur för betalningshantering. Exempelvis kan detta hanteras av skatte- eller avgiftsmyndigheterna, på uppdrag av en central myndighet såsom sakdepartementet eller finansdepartementet.

Om det finns myndighetsorgan eller institutioner som hanterar andra stödsystem kan det också vara effektivt att lägga ansvaret för marginalkontrakten hos dessa aktörer. En annan möjlighet är att lägga betalningarna hos en tredje part (till exempel en bank eller annan finansinstitution) enligt en licens eller ett avtal.

Sanktioner vid kontraktsbrott

Sanktioner vid kontraktsbrott måste hanteras av offentliga myndigheter. Uppgifterna omfattar både bedömning av om kontraktsvillkoren har uppfyllts och eventuella sanktioner vid brott. En regulator eller fackmyndighet är en lämplig lösning eftersom dessa organ redan hanterar liknande uppgifter på andra områden och är oberoende av kommersiella intressen.

Reglering och genomförande av vidareförsäljning

I den mån det tillåts att vidareförsälja marginalkontrakt behövs en reglering för sådan vidareförsäljning och en infrastruktur för den praktiska genomföringen. Organiserade marknadsplatser och tillsynsmyndigheter för fysisk och finansiell elhandel kan ha naturliga roller här, eftersom de har den kompetens och infrastruktur som krävs för att hantera vidareförsäljning av marginalkontrakt.

Tabellen under ger en sammanfattning av de roller och uppgifter som är beskrivna i sektionerna över.

Tabell 3: Sammanfattning av roller och uppgifter

Administrativa uppgifter	Relevanta myndigheter, och krav till rollen (e.g. kompetens)
Förberedande arbete	• Sakdepartement och eventuella underliggande organ • Både ekonomisk och juridisk kompetens • Uppgiften måste dessutom utföras av aktörer som är oberoende av kommersiella intressen
Design av kontrakt och tilldelningsprocess	
Genomförande av tilldelning (teknisk)	• Flera möjliga aktörer; evt. extern programvaruleverantörer. • Oberoende av kommersiella intressen
Genomförande av tilldelning (bedömning och rangordning av bud)	• Ansvariga myndigheter (regulator; sakdepartementet eller andra sakmyndighet) • Oberoende av kommersiella intressen
Uppföljning av kontraktet	• Sakmyndighet, regulator eller TSO • Kunna registrera data för produktion och marknadspriser på el
In- och utbetalning av stöd/differensbelopp	• Offentlig myndighet (e.g. skatte- eller avgiftsmyndigheterna) • Några som redan har en infrastruktur för betalningshantering
Sanktioner vid kontraktsbrott	• Offentliga myndigheter (regulator eller fackmyndighet) • Kompetens och rättsliga instrument för att införa sanktioner
Reglering och genomförande av vidareförsäljning	• Organiserade marknadsplatser och tillsynsmyndigheter för fysisk och finansiell elhandel kan ha naturliga roller här • Kompetens och infrastruktur för att hantera vidareförsäljning av marginalkontrakt

Referenslista

Arup (2018) *Onshore wind financing. Cost of Capital Benefits of Revenue Stabilisation via a Contract for Difference*. For ScottishPower Renewables

CRU. (2023). Decision Paper. Public Service Obligation Levy 2023/24. Dublin.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2021, Oktober 26). *Future funding for nuclear plants*. Hentet fra: https://www.gov.uk/government/news/future-funding-for-nuclear-plants

Department for Energy Security & Net Zero. (2024). *Consultation on proposed amendments for Allocation Round 7 and future rounds*. Hentet fra: https://www.gov.uk/government/consultations/proposed-amendments-to-contracts-for-difference-for-allocation-round-7-and-future-rounds

ESA (2023) Letter to Ministry of Trade, Industry and Fisheries, Norway. EFTA Surveillance Authority. Hentet fra: https://tinyurl.com/557bndce

Energidepartementet (2024, 24. Oktober). *Sørlige Nordsjø II*. Hentet fra: https://www.regjeringen.no/id2967231/

Energiforsk (2024) *Contracts for Difference (CfD) in the Swedish electricity market*. EA Energy Analyses. Report 2024:991.

Energistyrelsen. (2022). *Analyse af det fremadrettede behov for teknologineutrale udbud*.

Energiwatch (2024, 4. november) *Sveriges regjering sier nei til utbygging av 13 havvindparker i Østersjøen*. Hentet fra: https://energiwatch.no/nyheter/fornybar/article17603963.ece

ENTSOE-E (2024) *Sustainable Contracts for Difference (CfDs) Design*. Position Paper.

Euractive (2023, 8. Desember) *The growing role of non-price criteria in offshore wind auctions*. Hentet fra: https://www.euractiv.com/section/energy-environment/-opinion/the-growing-role-of-non-price-criteria-in-offshore-wind-auctions/

European Commision (ingen dato) *The Net-Zero Industry Act*. Hentet fra: https://single-market-economy.ec.-europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en

Finansdepartementet (2023) *Promemoria. Finansiering och riskdeling vid investering i ny kärnkraft*. Fi 2023:F.

Gohdes & Simshauser (2022) *Renewable entry costs, project finance and the role of revenue quality in Australia's National Electricity Market*. Cambridge/EPRG.

Herbert Smith Freehills. (2024, September 5). *UK CfD Allocation Round 6 results announced with record support for renewables*. Hentet fra: https://www.herbertsmith-freehills.com/notes/energy/2024-posts/AR6-CfD-Results

Klima-, Energi- och Forsyningsministeriet. (2023). *Tillægsaftale om udbudsrammer for 6 GW havvind och Energiø Bornholm*. Hentet fra: https://www.kefm.dk/Media/-638211994684127079/Till%C3%A6gsaftale%20om%20udbudsrammer%20for%206%20GW%20havvind%20og%20Energi%C3%B8%20Bornholm%20FINAL.pdf

Klima- och miljødepartementet. (2020). *Rapport fra ekspertgruppen for differansekontrakter for utslipps-reduksjoner (CCfD)*. Oslo: Klima- och miljødepartementet.

Kitzing et al. (2024) *Contracts for difference to support renewable energy technologies*.

Morawiecka & Scott (2024) *Balancing act. Two-sided contracts for difference for a speedy, cost-efficient and equitable energy transition*. Hentet fra: https://blueprint.-raponline.org/deep-dive/contracts-for-difference/

Newbery (2023) *Efficient Renewable Electricity Support. Designing an Incentive-Compatible Support Scheme*.

NVE (2024a) *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet fra: https://www.nve.no/energi/analyser-och-statistikk/-kostnader-for-kraftproduksjon/

NVE (2024b) *Kostnader for kraftproduksjon. Metode och forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon.*

Nærings- och fiskeridepartementet (2019) *Oversikt over regelverket. Innføring i reglene om offentlig støtte.* Regjeringen. Hentet fra: https://tinyurl.com/c6a83bpy

Skatteverket. (2024). Promemoria: Förslag till ändringar i fastighetstaxeringsförordningen (1993:1199) inför den allmänna fastighetstaxeringen år 2025 (AFT25). Malmö. Hentet fra: https://www.skatteverket.se/download/-18.2fb39afe18dabf1e4d21576/1709047153439/pm-forslag-till-andringar-i-fastighetstaxeringsforordningen-infor-den-allmanna-fastighetstaxeringen-2025.pdf

THEMA (2023) *Kartlegging av rammevilkår for energi/kraft i Norden*. For Å Energi.

Vista Analyse (2022) *Norwegian Offshore Wind Auctions – Strategic Recommendations for Phase 1 of Sørlige Nordsjø II*. For Energidepartementet.

Schlecht, Maurer & Hirth (2023) *Financial contracts for differences. The problems with conventional CfDs.*

Watson, N., & Bolton, P. (2024). *Research Briefing: Contracts for Difference. House of Commons Library*. Hentet fra: https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/-CBP-9871/CBP-9871.pdf

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydet i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany