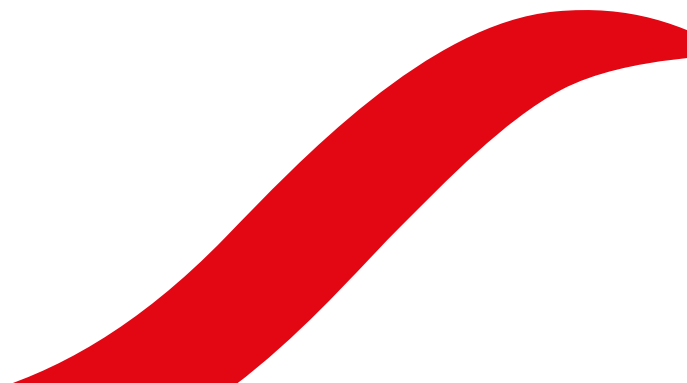


Finansiering av gemensamma projekt enligt förnybartdirektivet

En delrapport i uppdraget om samarbetsmekanismer i Energimyndighetens regleringsbrev 2013

ER 2013:28



Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas via
www.energimyndigheten.se
Orderfax: 08-505 933 99
e-post: energimyndigheten@cm.se

© Statens energimyndighet

ER 2013:28

ISSN 1403-1892

Förord

Samarbetsmekanismer är en del av förnybartdirektivet och syftar till att medlemsländerna ska samarbeta kring förnybar energiproduktion för att uppfylla de nationella målen på ett kostnadseffektivt sätt. Energimyndigheten har i tidigare uppdrag analyserat möjligheter och begränsningar med samarbetsmekanismerna och även andra länders intresse av samarbetsmekanismerna.

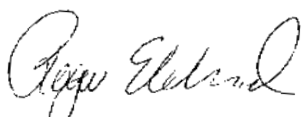
I regleringsbrevet för 2013 har Energimyndigheten fått i uppdrag att bidra till fortsatt analys och praktiska förberedelser för ett eventuellt samarbete med andra medlemsländer. Uppdraget omfattar flera olika typer av samarbetsformer.

Den här rapporten utgör Energimyndighetens redovisning av den del av uppdraget som rör finansiering av gemensamma projekt enligt förnybartdirektivet. Delredovisningen omfattar analys av hur gemensamma projekt enligt förnybartdirektivet kan finansieras och i vilken utsträckning valet av finansieringsmetod påverkar den gemensamma elcertifikatmarknaden före och efter 2020 och konsumentpriset på el.

De två andra rapporterna som publiceras inom uppdraget är:

- Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft
- För- och nackdelar med en utvidgning av elcertifikatsmarknaden

Martin Johansson har varit projektledare för arbetet med regeringsuppdraget om samarbetsmekanismer. Johan Malinen har varit delprojektledare för denna rapport. I projektgruppen har från Energimyndigheten också deltagit Jenny Näslund, Katarina Jacobson, Lars Alfrost, Maria Stenkvist, Andreas Kannesten och Daniel Friberg.



Roger Eklund
Stf generaldirektör



Martin Johansson
Projektledare



Johan Malinen
Delprojektledare

Innehåll

1	Sammanfattning	5
2	Inledning	7
2.1	Uppdraget.....	7
2.2	Bakgrund.....	7
2.3	Metod	8
3	Vilka finansieringsalternativ finns?	9
3.1	Finansiering via elcertifikatsystemet.....	9
3.2	Finansiering via andra typer av produktionsstöd än elcertifikat	11
3.3	Finansiering med hjälp av investeringsstöd	12
3.4	Finansiering med hjälp av projektstöd	13
3.5	Finansiering genom att staten betalar elanslutningskostnaderna för havsbaserade projekt	14
3.6	Finansiering via förmånliga lån	15
3.7	Statlig utlysning	15
3.8	Sverige som hyresvärd för land/havsområde.....	16
3.9	EU:s statsstödsregler	17
3.10	Slutsatser	18
4	Konsekvensanalys	19
4.1	Påverkan på kostnadseffektivitet.....	19
4.2	Konsekvenser för elkunder	21
4.3	Delvis finansiering med elcertifikatsystemet	21
4.4	Perspektivet efter år 2020	22
4.5	Val av finansieringsmodell	22
5	Bilaga: Finansiering av andra infrastrukturprojekt	23
5.1	Öresundsförbindelsen.....	23
5.2	Svinesundsförbindelsen	23
5.3	Polenkabeln.....	24

1 Sammanfattning

Energimyndigheten har fått i uppdrag att utreda hur gemensamma projekt om havsbaserad vindkraft med andra medlemsstater skulle kunna finansieras. Drift av havsbaserad vindkraft kostar i storleksordningen dubbelt så mycket som landbaserad vindkraft. Med dagens elcertifikat- och elpris innebär det att elcertifikatpriset skulle behöva vara flera gånger högre än idag för att investeringar i havsbaserad vindkraft skulle komma till stånd. Det går alltså inte att utifrån ekonomiskt rationell handel få in havsbaserad vindkraft på den svensk-norska elcertifikatsmarknaden. Inom ramen för samarbetsmekanismens gemensamma projekt ser Energimyndigheten två olika möjliga lösningar på detta:

1. Det introduceras ett helt nytt stöd (finansieringsmodell) som är utformat för att specifikt stödja det aktuella projektet. Stödet kan betalas ut av antingen köpar- eller säljarlandet.
2. Projektet är en del av elcertifikatsystemet men finansieras även delvis på något annat sätt

I det första alternativet kan egentligen alla typer av stöd användas. Troligtvis påverkar inte valet av stödtyp elcertifikatsmarknaden eller elkunden - varken före eller efter 2020. De två inblandade länderna och projektören påverkas däremot. Påverkan blir olika stor beroende på vilket stöd som används. Energimyndigheten anser att det är enklast att använda det stöd som redan finns i köparlandet. I möjligaste mån bör ett styrmedel som feed-in-tariffer undvikas då det inte svarar mot marknadssignaler, något som är viktigt för effektiviteten på den nordiska elmarknaden.

Den andra möjligheten, det vill säga att samtidigt använda både elcertifikatsystemet och en annan finansieringsmodell, påverkar däremot elcertifikatsystemets funktion, elcertifikatsmarknaden såväl som avtalet med Norge negativt.

2 Inledning

2.1 Uppdraget

Energimyndigheten har i regleringsbrevet 2013 fått i uppdrag av regeringen att analysera hur gemensamma projekt enligt förnybartdirektivet kan finansieras och i vilken utsträckning valet av finansieringsmetod påverkar den gemensamma elcertifikatmarknaden före och efter 2020 och konsumentpriset på el. Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast den 15 december 2013.

Uppdraget är en del av ett mer omfattande uppdrag som handlar om att Energi-myndigheten ska analysera och praktiskt förbereda olika alternativ för samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet. I det större uppdraget ingår även att analysera för- och nackdelar med en utvidgning av elcertifikatmarknaden till fler länder och redovisas i en separat rapport den 15 december. Ytterligare ett deluppdrag, att i samråd med vindkraftsbranschen ta fram ett förslag på praktisk hantering för genomförande av eventuella gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft, har redan redovisats till regeringskansliet den 1 juni 2013. Denna rapport är att betrakta som en naturlig fortsättning på detta deluppdrag.

2.2 Bakgrund

Den här delrapporten är i stor utsträckning en fortsättning på rapporten om praktisk hantering av gemensamma projekt från juni 2013. Energimyndighetens slutsatser från den rapporten är att det finns ett intresse för att genomföra gemensamma projekt. Regeringen har vid flera tillfällen uttryckt sitt stöd för att Sverige ska utnyttja samarbetsmekanismerna. Enligt den senaste prognosen till 2020 ser Sverige ut att uppnå målet och ha ett visst överskott av andelen förnybar energi. Gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft skulle dock för Sveriges del ske utanför ramen för det nationella målet.

I huvudsak går slutsatserna ut på följande:

- Branschen är positiv
- Sverige har möjliga gemensamma projekt
- Avtal krävs mellan köpar- och säljarland
- Urvalsprocessen måste vara objektiv
- Kraven på anläggningarna bör vara i linje med dem som ställs inom elcertifikatsystemet respektive köparlandets stödsystem
- Nätanslutningsfrågan kan utgöra ett praktiskt hinder
- Stor risk för att intresset kommer för sent
- Staten behöver ta en aktiv roll

2.3 Metod

2.3.1 Antaganden

Utgående från att deluppdraget om praktisk hantering av gemensamma projekt riktade sig till havsbaserad vind kan slutsatsen dras att den teknologi som ska användas för gemensamma projekt är havsbaserad vindkraft.

Det kommer att antas att den producerade elen från anläggningar på svenskt territorium kommer att säljas som annan el, det vill säga på den nordiska elbörsen NordPool Spot.

2.3.2 Arbetssätt och avgränsningar

Uppdraget till Energimyndigheten är att analysera finansiering av gemensamma projekt enligt förnybartdirektivet. En eventuell ensidig utbyggnad av den svenska elproduktionen analyseras därmed inte.

Den här rapporten utgör endast en mycket avgränsad del av de aspekter av gemensamma projekt som Energimyndigheten getts i uppdrag att analysera. Energimyndigheten har emellertid i flera tidigare rapporter analyserat gemensamma projekt ur flera olika aspekter, bland annat i ER 2011:16 (Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet – En fördjupad analys).

Energimyndigheten har tolkat uppdraget från Regeringskansliet som att det endast är havsbaserad vindkraft som ska utredas vid gemensamma projekt. Alltså analyseras inte finansiering av andra typer av elproduktion.

Tidigare analyser av finansieringen av gemensamma projekt har utgått från ett köp- respektive säljbehov i förhållande till vad länderna uppgett i sina handlingsplaner (NREAP). Nu kommer Energimyndigheten att frångå detta synsätt och titta på frågan ur ett kostnadseffektivitetsperspektiv.

Energimyndigheten kommer att analysera vilka för- och nackdelar som finns med respektive finansieringsmodell och för vilka aktörer dessa är aktuella. De aktörer som är aktuella är köparland, säljarland och projektägare.

Energimyndigheten kommer inte att titta på hur stort ett eventuellt stöd bör vara, eftersom det inte ingår i uppdraget. Inte heller kommer några rekommendationer ges om vilket land som bör ta eventuella finansiella risker i projektet. Samarbete mellan medlemsstater och icke-medlemsstater kommer inte att beaktas, bland annat eftersom det stora antalet icke-medlemsstater skulle göra analysen orimligt omfattande.

3 Vilka finansieringsalternativ finns?

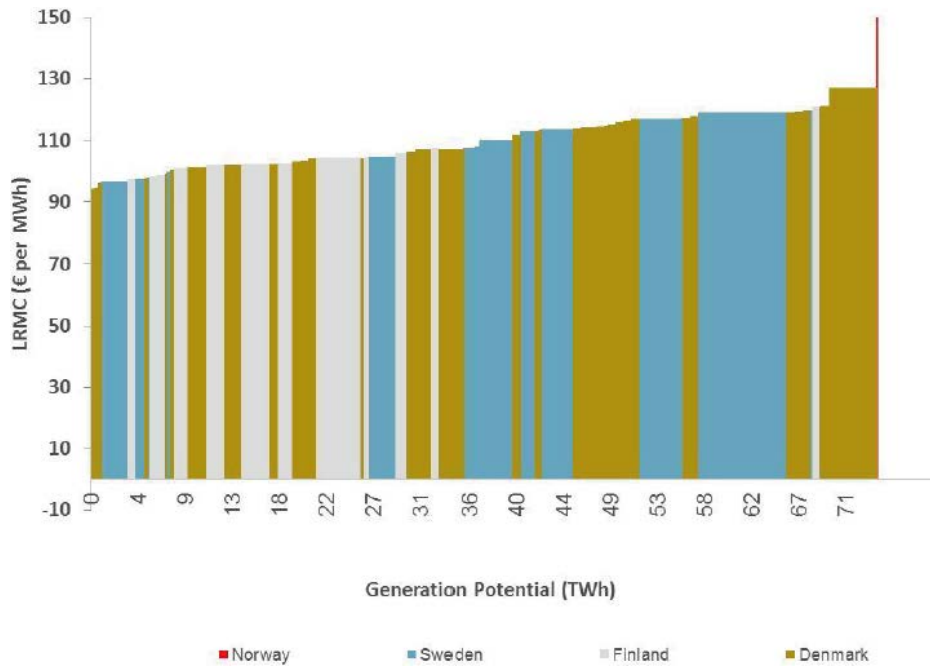
Den största frågan som behöver hanteras vid gemensamma projekt är den om hur det faktiska projektet ska finansieras så att kostnaderna fördelas på ett rättvist och effektivt sätt. Historiskt finns några exempel på projekt som finansierats gemensamt mellan Sverige och ytterligare ett land, vilka behandlas i bilagan. Det finns dock en väsentlig skillnad mellan tidigare projekt och gemensamma projekt inom förnybartdirektivet, och det är att i de fall som tas upp i bilagan (Öresundsförbindelsen, Svinesundsbron och Polenkabeln) är det statliga aktörer som ensamt eller gemensamt gått in och stått för hela finansieringen och projekteringen. I det föreliggande fallet är det underförstått att marknadsaktörer kommer att sköta själva genomdrivandet av projekten.

Ett antal alternativ för finansiering av gemensamma projekt inom ramen för samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet kommer att gås igenom. Som tidigare nämnts har Energimyndigheten gjort antagandet att den teknik som står till förfogande för gemensamma projekt är havsbaserad vindkraft. Rapporten syftar inte till att reda ut exakt vad havsbaserad vindkraft kostar eller vilken stödnivå som krävs. Detta analyseras istället i deluppdraget om utvidgad marknad för elcertifikatsystemet. Figur 1 visar dock att priset på svensk havsbaserad vind är mellan cirka 80 och 110 öre per kWh medan studier från Elforsk visar ett pris på landbaserad vindkraft runt 55 öre per kWh¹. Antas ett elpris på 30-40 öre per kWh innebär det att elcertifikatpriset minst behöver fördubblas för att möjliggöra utbyggnad av havsbaserad vind.

3.1 Finansiering via elcertifikatsystemet

Gemensamma projekt skulle kunna finansieras via elcertifikatsystemet, exempelvis genom att ett köparland helt enkelt köper en viss mängd certifikat mot att detta får tillgodoräkna sig en viss mängd förnybar elproduktion. Det bör noteras att köparlandets köp av ett elcertifikat inte nödvändigtvis behöver innebära överföring av en megawattimme förnybar elproduktion att tillgodoräkna sig till förnybartmålet. Prissättningen kan se annorlunda ut. Eftersom det inte är troligt att elcertifikat ensamt kan finansiera utbyggnad av havsbaserad vind, vilket är det energislag som är aktuellt, kommer det att behövas någon typ av kompletterande finansiering. Denna finansiering kan se olika ut och valet av kompletterande finansiering kan ha stor betydelse. En analys av denna metod finns i avsnitt 4.3.

¹ Elforsk rapport 11:26 ”El från nya och framtida anläggningar 2011”
Elforsk rapport 08:17 ”Vindkraft i framtiden - Möjlig utveckling i Sverige till 2020”



Figur 1. Långsiktig marginalkostnad för nordiska projekt för havsbaserad vindkraft.
Källa: Thema.

3.1.1 Fördelar

Den stora fördelen med att finansiera ett gemensamt projekt genom elcertifikat-systemet vore enkelheten. Köparlandet kan helt enkelt köpa en viss kvantitet elcertifikat på marknaden, eventuell utspritt över ett antal år, vilket renderar en viss prisökning på elcertifikat vilket stimulerar en större utbyggnad av förnybar el i Sverige/Norge. Köpeskillingen för certifikaten transfereras till projektörerna som bygger anläggningarna och köparlandet får tillgodoräkna sig en viss mängd produktion. Staten kan välja att sätta ett pris på elcertifikaten som är högre än marknadspriset, t.ex. genom att sälja en MWh produktion för mer än ett elcertifikat.

Elkunder i Sverige kommer att få en högre elcertifikatavgift men samtidigt ett lägre elpris. Exakt hur stor nettoskillnaden skulle bli kommer inte att beräknas i denna rapport.

3.1.2 Nackdelar

Att finansiera ett gemensamt projekt via elcertifikatsystemet ställer både Sverige och ett eventuellt köparland inför flera svårlösta dilemman.

För det första måste elcertifikatlagen ändras så att andra medlemsstater kan bli kvotpliktiga, eftersom det endast är kvotpliktiga aktörer som tillåts annullera elcertifikat (att certifikaten annulleras vid köpet måste anses vara ett krav för att inte riskera att de återigen kommer ut på marknaden).

För det andra kommer ett stort uppköp av elcertifikat utifrån att ha en kraftig prispåverkan på elcertifikatmarknaden i Sverige/Norge. Enda sättet att minska prispåverkan vid ett stort uppköp är att justera kvoterna, vilket inte låter sig göras i tid med mindre än att det på förhand är känt dels att affären överhuvudtaget blir av, dels hur stor den blir. Justering av kvoterna är alltså inte aktuellt. Det gör att det går att dra slutsatsen att finansiering via elcertifikatsystemet kommer att höja priserna på elcertifikat kraftigt, vilket kommer att drabba elkunderna. Det blir alltså indirekt så att de svenska och norska elkunderna betalar en del av köparlandets investering i förnybar el. Även om säljarlandet skulle anpassa ”priset” för köparlandet i elcertifikat räknat, så att det tillses att köparlandet debiteras hela kostnaden för den utbyggda förnybara elcertifikatberättigade produktionen så blir pris-höjningen ännu högre, vilket bara ger en ännu större transferering av medel från elkunderna till producenterna av förnybar el. Det är också mycket tveksamt om användande av elcertifikat tillsammans med ett annat stöd är förenligt med artikel 5 i avtalet mellan Sverige och Norge om en gemensam marknad för elcertifikat.²

För det tredje är det sannolikt att köparlandet – och kanske också värdlandet – kommer att ha synpunkter på vilken sorts teknisk utrustning som ska användas för att uppfylla målet³. Finansiering av detta projekt inom ramen för elcertifikatsystemet kommer då att bryta mot principen om teknikneutralitet. Det är också tänkbart, och till och med sannolikt, att värdlandet vill att de gemensamma projekten ska placeras på vissa utvalda platser. Även detta strider mot principen om teknikneutralitet och ”billigast produktion först”.

3.2 Finansiering via andra typer av produktionsstöd än elcertifikat

Feed-in-premium och feed-in-tariffer är andra typer av produktionsstöd som används på många håll i Europa. Gemensamt för dessa är att de innebär en transferering av allmänna medel till de elproducenter som omfattas av systemet. Ofta sker dock insamlingen av medlen separat från skatteuttag, till exempel som en avgift på elfakturan. De skiljer sig åt såtillvida att en feed-in-tariff ger producenten ett garanterat pris på den el som matas in på ledningsnätet oavsett marknadspris, medan feed-in-premium innebär att den stödmottagande producenten erhåller en extra bonus från staten ovanpå marknadspriset. Marknadssignalen till producenterna är alltså helt bortfiltrerad i fallet med feed-in-tariffer, medan den finns kvar i försvagad form i fallet med feed-in-premium. Det går att konstatera att feed-in-tariffer i regel är mer generösa mot producenterna än dito premium. Nederländerna använder sig av så kallat feed-in-premium medan Tyskland i huvudsak använder feed-in-tariffer, men även feed-in-premium i viss mån.

² Avtal mellan konungariket Sveriges regering och konungariket Norges regering om en gemensam marknad för elcertifikat <http://www.regeringen.se/content/1/c6/17/18/81/4a715640.pdf>

³ Huruvida detta strider mot EU:s konkurrensregler behandlas inte i den här rapporten.

Det finns två möjliga fall av finansiering med produktionsstöd som bör skiljas åt. I det ena fallet väljs ett projekt ut som helt inlemmas i köparlandets befintliga stöd-system. I det andra fallet skapas ett helt nytt stödprogram i vilket bara det aktuella projektet kvalificerar sig för stödet, och notifierar detta till EU-kommissionen.

3.2.1 Fördelar

Ett produktionsstöd under en bestämd period vore ett bra alternativ för projektörerna. Det är av stor vikt att stödet är tillräckligt långsiktigt, för att projektörerna ska vara beredda att fatta investeringsbeslut för havsbaserad vindkraft.

Jämfört med att använda sig av ett investeringsstöd som betalas ut innan projektet är färdigt och producerar el, innebär finansiering via produktionsstöd mindre risk för köparlandet än vid investeringsstöd. Då betalas stöd först ut när projektet är i produktion och hänsyn inte behöver tas till risken för att projektet inte blir av, till exempel på grund av konkurs, försämrade opinion, fördyringar, eller tekniska svårigheter. För köparlandet innebär detta också att bakgrundskontrollerna av projektören inte behöver vara lika noggranna.

För projektören är feed-in-tariffer eller feed-in-premier till dennes fördel, eftersom de ger en garanterad intäkt under ett antal år. En finansiering med elcertifikat skulle ge en större osäkerhet vad gäller storleken på intäkterna från produktionen.

3.2.2 Nackdelar

För den part som betalar ut stödet kan det vara riskabelt att låsa fast sig i utbetalningar till projektören på en fast (hög) nivå under en lång tid. Det finns också en risk för att köparlandet drar sig ur projektet i händelse av en ekonomisk kris. Det är även svårt att beräkna en lämplig nivå på tariffen, då kostnaderna kan se mycket olika ut för olika typ av projekt. Vissa projekt kommer att bli överkompenserade, andra underkompenserade. Dessutom försvinner marknadssignalen av marknadspris och prisområden vid användande av feed-in-tariffer, vilket kan göra att produktionen byggs ut på olämpliga ställen.

3.3 Finansiering med hjälp av investeringsstöd

Investeringsstöd skiljer sig från produktionsstöd i det att lejonparten av de finansiella medlen förs över från stödgivaren (endera staten) till projektören redan innan projektet har börjat byggas. Historiskt har det funnits flera olika investeringsstöd för förnybar elproduktion i Europa.

3.3.1 Fördelar

De flesta företag i branschen föredrar ett investeringsstöd framför ett produktionsstöd, eftersom vindkraftparker är investeringstunga. Ett sådant stöd skulle säkra den stora investeringen. Det ökar sannolikheten för att projekt ska överleva

”dödens dal”⁴, det vill säga den tidsperiod då utgifterna för projektet fortfarande är stora men intäkterna låga eller obefintliga. I tillägg till detta kan ett stort ekonomiskt tillskott före eller i början av projektet innebära förmånligare räntekostnader. Projekt som går i stå på grund av likviditetsproblem är varken samhällsekonomiskt önskvärt eller lämpligt med tanke på förhållandet till tredje part, i det här fallet köparlandet. Det är också lämpligt att använda ett investeringsstöd om tanken är att det helt och hållet ska ingå i köparlandets eget stödsystem. Att helt och hållet integrera projekten i köparlandets stödsystem har visat sig enklare än att integrera dem i säljarlandets dito⁵.

3.3.2 Nackdelar

Stödgivande landet tar en större risk vid ett investeringsstöd om projektet inte blir av. Även om projektet blir av, förlorar finansiären (köpar- eller säljarlandet) ränteintäkter på att betala ut stödet i en klump innan det har påbörjats. Det finns heller inte så många exempel på att investeringsstöd har använts för att finansiera specifika projekt. De så kallade vindpilotprojekten hade som syfte att stödja och utveckla vissa speciella tekniker, inte att bygga ut vindkraften generellt. Bristen på beprövad erfarenhet kan göra det vanskligt att börja stödja utbyggnad med investeringsstöd istället för driftsstöd. Om investeringsstöd väljs är det särskilt viktigt att avtalen med projektören utformas noggrant så att de inte ger incitament till läckage av medel till andra aktörer, genom konkurser eller andra metoder.

3.4 Finansiering med hjälp av projektstöd

En variant av ett investeringsstöd skulle kunna vara ett projektstöd liknande dem som utgick till vindpilotprojekten. Dessa projektstöd var utformade som merkostnadsstöd och syftade till att få till stånd en utbyggnad av vindkraft som skulle bidra till teknikutveckling och marknadsintroduktion för att underlätta för en fortsatt storskalig utbyggnad av vindkraft i landet. Ursprungligen var stödet inriktat mot havsbaserade vindkraftsetableringar, men ett begränsat intresse för att genomföra havsbaserade projekt ledde till att stödet i stället inriktades mot etableringar i skogsmiljö.

När det gäller gemensamma projekt skulle ett projektstöd kunna inriktas mot marknadsintroduktion av teknik för havsbaserad vindkraft, eftersom denna teknik finns, men ännu är för dyr för att introduceras på marknaden med de villkor som råder i Sverige idag.

4 Begreppet finns definierat i ”Cash flow valley of death”. L.M. Murphy & P.L. Edwards (2003), Bridging the Valley of Death: Transitioning from Public to Private Sector Financing. NREL/MP-720-34036. Golden: NREL.

5 THEMA consulting Group June 2013, ”Offshore wind farms as joint projects – Interim report”, sid. 44.

3.4.1 Fördelar

Mot bakgrund av erfarenheterna från vindpilotprojekten⁶ skulle ett sådant stöd kunna leda till att projekt kommer till stånd som annars inte skulle blivit av. Vindpilotprojekten visar även att sådana projekt skulle kunna leda till att ny kunskap tas fram, förutsatt att sådana krav ställs på projektörer i beslutet om stöd. En ytterligare fördel med ett sådant stöd är att det troligen skulle innebära lägre kostnader för staten än vid ett produktionsstöd och/eller investeringsstöd, mot bakgrund av att stödet till vindpilotprojekten stod för mellan 4–16 % av den stödgrundade kostnaden.

3.4.2 Nackdelar

Om krav på teknikutveckling ställs på projekten ökar risken för projektörer, då de inte kan utnyttja beprövad teknik i samma utsträckning. Sådana krav kan även leda till kostnadsökningar i projekten. Det är inte troligt att köparländer är intresserade av att stå för kostnaderna för framtagande av ny kunskap och eventuell teknikutveckling i Sverige.

3.5 Finansiering genom att staten betalar elanslutningskostnaderna för havsbaserade projekt

En ytterligare finansieringsmodell för gemensamma projekt skulle kunna bestå i att staten står för kostnaderna för nätanslutningen mellan vindkraftparken och land. Detta mot bakgrund av att en anslutning av en havsbaserad vindkraftpark skulle kunna ses som en förlängning av stamnätet som staten (SvK) ansvarar för att finansiera och driva på land. En sådan lösning bygger dock på att det är Sverige som säljarland som står för finansieringen av projekten. Förutom ledningen skulle det även kunna omfatta transformatorstation och plattform i havet. Projektören skulle fortfarande stå för kostnaderna för det interna elnätet i parken. Detta skulle troligen vara ett intressant stöd för projekt på begränsat djup som har gynnsamma förhållanden i övrigt. Om dessa projekt inte behöver stå för nätanslutningskostnaderna skulle de troligen kunna klara sig på stödet som ges genom elcertifikatsystemet.

3.5.1 Fördelar

I både Danmark och Tyskland står stamnätsbolagen för anslutningskostnaderna för havsbaserade vindkraftsprojekt. Om Sverige skulle tillämpa liknande regler skulle det innebära en harmonisering av reglerna med dessa länder. Stödet skulle också innebära en förhållandvis låg kostnad för staten jämfört med produktions- och investeringsstöd.

⁶ Faugerts utvärdering av vindpilotprojekten 2013

3.5.2 Nackdelar

Flera marknadsanalytiker bedömer att det finns risk för att ett sådant stöd påverkar elcertifikatsystemet negativt. Detta eftersom det innebär att havsbaserade vindkraft-parker kan komma in i elcertifikatsystemet vilket skulle medföra olika spelregler för landbaserad respektive havsbaserad vindkraft samt en förändring av förutsättningarna för elcertifikatsystemet. Idag finns ett förtroende för elcertifikatsystemet hos marknadsaktörer, tack vare att det sätter långsiktiga, stabila spelregler för investeringar i förnybar el. Förändrade förutsättningar riskerar att urholka förtroendet som finns idag, vilket kan leda till minskat intresse för att investera på den svenska marknaden. Det skulle också kunna innebära att det tillkommer stora mängder förnybar el i systemet stötvis, eftersom flera av de planerade parkerna är stora i förhållande till vindkraftparkerna på land, vilket kan leda till negativ påverkan på prisbildningen.

3.6 Finansiering via förmånliga lån

Gemensamma projekt skulle även kunna finansieras genom att de erbjuds förmånliga lån med låga räntor, liknande studielånen. Eftersom havsbaserad vindkraft är kapitalintensiv är finansieringskostnaderna betydande, de kan uppgå till ca 10 % av de totala projektkostnaderna för havsbaserade projekt. En minskning av denna kostnadspost skulle kunna vara tillräcklig för att få till stånd ett fåtal av de havsbaserade projekten i Sverige. Det bör vara möjligt även för ett köparland att erbjuda svenska projekt förmånliga lån.

3.6.1 Fördelar

Förmånliga statliga lån skulle innebära lägre kostnader för staten än de flesta övriga stöd som nämns i detta kapitel. En annan fördel är att de troligen skulle innebära att endast de mest kostnadseffektiva projekten skulle genomföras, eftersom stödet skulle vara av begränsad omfattning. Statsstödsreglerna tillåter också större belopp i lån än i direkta investeringsstöd.

3.6.2 Nackdelar

Förmånliga lån skulle troligen endast vara ett tillräckligt stöd för ett eller ett par befintliga projekt, vilket innebär att utbudet av gemensamma projekt skulle bli litet.

3.7 Statlig utlysning

Gemensamma projekt skulle även kunna genomföras genom en statlig upphandling av en viss mängd gemensamma projekt, där den/de som lägger det bästa anbudet vinner. Det borde vara möjligt att en sådan upphandling kan genomföras av både Sverige och ett köparland. Om det är Sverige som står för upphandlingen kan sedan det/de vinnande projekt(en) erbjudas intresserade köparländer i form av gemensamma projekt. I Sverige måste en sådan upphandling inriktas mot befint-

liga projekt som har tillstånd enligt miljöbalken. Detta eftersom det inte bedöms som rimligt att projekt som ännu inte ansökt om tillstånd enligt miljöbalken kommer att kunna hinna uppföras och komma i produktion till år 2020, vilket är ett krav som ställs på gemensamma projekt i förnybartdirektivet. Det finns i dag sex projekt med klara tillstånd och ytterligare sex där tillståndsansökan lämnats in.

3.7.1 Fördelar

Statliga upphandlingar av havsbaserad vindkraft har genomförts flera gånger i bland annat Danmark med positiva erfarenheter. En fördel med statlig upphandling är att förfarandet innebär konkurrens mellan olika projekt, då det projekt som kan erbjuda produktion till bästa pris vinner. Genom upphandling är det också lätt att styra mot en önskad produktionsmängd och även att styra statens kostnader för stödet. För projektörens del är en viktig fördel med upphandling att det innebär säkra inkomster för projektet över en viss tid.

3.7.2 Nackdelar

En statlig upphandling gynnar de stora aktörerna, eftersom det främst är de som har förutsättningar för att delta i en sådan upphandling. Flera vindkraftsföretag anser vidare att en upphandling riskerar att lägga en ”död hand” på alla projekt som inte kommer med i upphandlingen. Ingen utveckling kommer att ske i dessa projekt medan upphandlingen pågår, utan projektörer kommer att välja att avvakta till nästa beslut om upphandling.

Ett anbuds förfarande innebär också att det tar lång tid mellan anbud och byggnation. Det kan påverka kostnaderna och andra förutsättningar i projektet. Det finns också en högst reell risk för att anbudsgivarna offererar för låga priser som de sedan inte klarar av att bygga vindkraftsparken för. Ett sätt att minimera risken för att den upphandlade produktionen inte blir av är dock att använda sig av en avtalsklausul om skadestånd om projekten inte genomförs.

En ytterligare nackdel är att ett anbuds förfarande skulle innebära att staten ger ett riktat stöd till en teknik och därmed överge principen om teknikneutrala stöd. Statlig upphandling skulle även innebära att principen om att en producerad MWh motsvarar ett elcertifikat frångås.

3.8 Sverige som hyresvärd för land/havsområde

Ett alternativ till ovanstående finansieringsmodeller för gemensamma projekt som kan vara värt att kommentera är att Sverige skulle välja att ”hyra ut” ett område som köparlandet sedan bygger produktion på. En sådan utformning skulle dock enligt Energimyndighetens bedömning inte vara förenlig med förnybartdirektivets bestämmelser, då gemensamma projekt är inriktade på el-värme- eller kylproducerande *anläggningar*. Det framgår både av punkt 1 och 2 i artikel 7. Enligt Artikel 7 punkt 1 får medlemsstater samarbeta om alla typer av gemensamma projekt som rör produktion av el, värme eller kyla från förnybara källor. Vidare anges i artikel 7

punkt 2 att den medlemsstat som har ett gemensamt projekt på det egna territoriet ska anmäla projektet till kommissionen, beskriva anläggningen och ange den mängd el som ska räknas med i ett annat lands mål.

3.9 EU:s statsstödsregler

Genomförbarheten av de olika finansieringsalternativen är i de fall stödet ges med statliga medel beroende av att stödet inte bryter mot EU:s statsstödsregler. Det gäller i praktiken samtliga finansieringsalternativ, eftersom alternativet med elcertifikat bygger på att en stat köper elcertifikat och därmed går in med statliga medel i systemet. Ett feed-in-system som endast belastar elkunderna skulle dock troligen vara ett stöd som inte räknas som ett statligt stöd.

Statsstödsreglerna ställer flera övergripande krav. De viktigaste kraven (som har betydelse för det uppdrag som behandlas i denna rapport) är att stöd bara får ges i den utsträckning det krävs för att projektet ska genomföras och inte får leda till överkompensation, att det finns maximala stödnivåer i förhållande till de kostnader projektet har, samt att stöd normalt måste anmälas till EU-kommissionen för godkännande.

Enligt artikel 23.2 gruppundantagsförordningen⁷ är den maximala stödnivån för investeringar i förnybara energikällor 45 % av de kostnader som statsstödsreglerna medger att stöd ges för. Stödnivån får dock höjas med 20 procentenheter för stöd till små företag och med 10 procentenheter för stöd till medelstora företag. Vad som är ett litet eller medelstort företag framgår av bilaga I till gruppundantagsförordningen.

Med hänsyn till statsstödsreglerna kan vissa finansieringsalternativ vara mer lämpliga än andra ur ett juridiskt perspektiv. Till exempel är det troligt att ett driftstöd riktat till ett projekt som valts ut genom en öppen utlysning skulle vara enklare att få godkänt av Kommissionen. Detta då projektet valts ut på objektiva grunder och det finns riktlinjer inom EU-lagstiftningen för att driftstöd för förnybar energi normalt är tillåtet för skillnaden mellan projektets kostnad/kWh (samt en viss kapitalavkastning) och intäkten/kWh projektet ger. Å andra sidan är det till exempel osäkert om en medlemsstat kan använda ett befintligt nationellt stödsystem för att stödja projekt i en annan medlemsstat, eftersom stödet när det godkänns av Kommissionen troligen bygger på kostnadsberäkningar som gäller för just den medlemsstatens nationella förutsättningar.

⁷ Kommissionens förordning (EG) nr 800/2008 av den 6 augusti 2008 genom vilken vissa kategorier av stöd förklaras förenliga med den gemensamma marknaden enligt artiklarna 87 och 88 i fördraget (allmän gruppundantagsförordning)

3.10 Slutsatser

Köparlandet vill ha låga kostnader, vilket talar för alternativet med förmånliga lån, även om det innebär en risk att låna ut pengar innan projektet är byggt. Det är också viktigt att tänka på att stödsystem i köparlandet måste kunna fungera jämsides med ett riktat stöd till gemensamma projekt. För säljarlandet är sannolikt ett stöd som är införlivat med köparlandets det mest förmånliga. För projektören är investeringsstöd och feed-in-tariff det mest förmånliga, eventuell kopplat till en upphandling.

EU:s statsstödsregler sätter vissa begränsningar för vilka stödsystem som är möjliga att välja. Detta torde dock inte utgöra något avgörande hinder för att få till stånd gemensamma projekt, då statsstödsreglerna i normalfallet endast reglerar transfereringar från statskassan, och inte från exempelvis elkonsumenterna. I de fall ett befintligt nationellt stödsystem ska finansiera ett projekt utanför det egna landet måste dock hänsyn tas framförallt till de villkor som Kommissionen angivit vid sitt godkännande av stödet. Slutsatsen är att det fordras en hög grad av medvetenhet om statsstödsreglerna för att kunna genomföra lyckade gemensamma projekt.

4 Konsekvensanalys

I uppdraget till Energimyndigheten ingår att titta på konsekvenserna för elcertifikatsmarknaden och elkunden vid valet av finansieringsmodell.

Generellt sett blir påverkan på elcertifikatmarknaden och elkunden mindre om gemensamma projekt hanteras helt utanför elcertifikatsystemet. Avsnittet nedan inleds med generella konsekvenser av gemensamma projekt, oberoende av om elcertifikatsystemet används eller inte. Därefter belyses konsekvenserna av finansiering som delvis går via elcertifikatsystemet.

4.1 Påverkan på kostnadseffektivitet

Eftersom kostnadseffektivitet är en viktig parameter för utbyggnaden av förnybar elproduktion i Sverige bör även ett hanterande av gemensamma projekt utanför elcertifikatsystemet baseras på kostnadseffektivitet. Även, eller kanske framförallt, när det gäller ett dyrare produktionsslag som havsbaserad vindkraft.

4.1.1 Kostnadskurvan påverkas

Potentialen för förnybar elproduktion kan beskrivas i en kostnadskurva. För varje TWh som byggs sker en förflyttning längre ut på kostnadskurvan, och därmed också mot dyrare produktion. Vid användandet av gemensamma projekt kommer någon del av kostnadskurvans potential att försvinna och därmed ändras dess utseende. Vid en kostnadseffektiv utbyggnad av förnybar el kommer den billigaste tekniken att byggas ut först. Om delar av denna potential istället utnyttjas för samarbetsmekanismer, och därmed inte finns till förfogande för elcertifikatmarknaden, kan det senare inom elcertifikatsystemet behöva byggas ut dyrare produktion. Detta skulle innebära att elcertifikatpriset stiger. Om den dyrare potentialen inte behövs för att uppfylla nuvarande mål inom elcertifikatsystemet finns det ändå en risk att den behövs vid ett framtida mål.

I praktiken är det dock så att potentialen för landbaserad vindkraft i Sverige är betydligt större än behovet inom elcertifikatsystemet, och kostnadskurvan är ganska flack (se rapporten *För- och nackdelar med en utvidgad marknad* som publiceras samtidigt som denna). Mindre projekt på någon TWh innebär därmed en marginell påverkan på elcertifikatpriset. Havsbaserad vindkraft, som ligger långt från priset på landbaserad vindkraft, bedöms inte behövas för att öka den förnybara elproduktionen i Sverige, varken på kort eller lång sikt. Ett gemensamt projekt med havsbaserad vindkraft bör, enligt Energimyndighetens bedömning, kunna byggas utan påverkan på elcertifikatpriset.

I praktiken följer inte heller utbyggnaden helt den teoretiska kurvan, dyrare produktion byggs i vissa fall ut tidigare än billigare även idag. Detta beror på olika intressen hos projektörerna, olika avkastningskrav, olika tillgänglighet för projekt samt en marknad som inte är helt transparent.

Redan tidigare har kostnadskurvan påverkats genom t ex pilotstödet⁸ och investeringsstöd till solceller. I dagsläget är dock elcertifikatsystemet väletablerat och leder till en omfattande och kostnadseffektiv utbyggnad av förnybar el. Det bör därför råda försiktighet med att påverka detta system.

4.1.2 Begränsning av resurser

Investeringar inom elcertifikatsystemet kräver resurser. Ett gemensamt projekt utanför elcertifikatsystemet skulle kunna dra resurser från elcertifikatsystemet till det andra projektet.

Resurserna är till viss del desamma för landbaserad och havsbaserad vindkraft men konkurrerar inte särskilt mycket. Det är en viss skillnad i tekniken mellan havs- och landbaserad vindkraft, även om de flesta tillverkare är inriktade på bägge. Även projektörerna kan ofta arbeta med både havs- och landbaserad vindkraft. Däremot krävs många specialtjänster för byggnation till havs.

Investeringsnivån för årlig utbyggnad av förnybar elproduktion i Sverige bör, även om utbyggnaden skulle bli stor efter svenska mått räknat, vara förhållandevis liten jämfört med i andra länder. Om gemensamma projekt i form av havsbaserad vindkraft byggs ut genomförs arbetet troligen av företag som verkar internationellt. Risken för överhettning på vindkraftsmarknaden i Sverige bör vara liten.

Den resurs som skulle kunna vara begränsande är i stället från staten eller andra branscher som indirekt påverkas av utbyggnaden. Det mest troliga är att nätutbyggnaden skulle kunna vara en begränsande faktor. Tillståndsprocesserna för näten kan ta mycket lång tid. Det tar också tid att bygga.

4.1.3 Teknikutveckling av havsbaserad vindkraft

Tillhandahållande av gemensamma havsbaserade vindkraftsprojekt kan stimulera teknikutveckling. Stimulering av teknikutveckling kan vara ett sätt att reducera framtida kostnader för aktuell teknik. För havsbaserad vindkraft är teknikutvecklingen starkt kopplad till erfarenheter av genomförda projekt. Därmed är kopplingen stark mellan utbyggnad och teknisk utveckling. För att få till stånd teknikutveckling krävs dock en viss volym på utbyggnaden.

På lång sikt skulle detta kunna verka positivt på den svenska utbyggnaden av förnybar el.

⁸ Pilotstödet finns inte kvar. Det omfattade två perioder (2003-2007 och 2008-2012) om vardera 350 miljoner, dvs. totalt 700 miljoner. Pilotstödet har bidragit till 1,44 TWh vindkraft, i vatten och på land. Stödet har uppgått till 4-16 % av stödgrundande kostnader.

4.2 Konsekvenser för elkunder

Tidigare modellsimuleringar, som gjorts fram till år 2035, visar att *elpriset* blir lägre vid användandet av gemensamma projekt⁹. För elprisets nivå spelar det inte någon roll om produktionen får stöd via elcertifikatsystemet eller genom annan finansiering. Elpriserna kommer samtidigt att variera mer än idag och skillnaden mellan prisområdena ökar något.

Den landbaserade vindkraften, med stor potential i både Sverige och Norge, är både kortsiktigt och långsiktigt marginalprissättande för *elcertifikatpriset*. Priset på elcertifikat kommer att skilja något beroende på om dyrare eller billigare landbaserad vind kommer att användas. Tillgängligheten på landbaserad vindkraft med ungefär samma produktionskostnad är dock stor så utvecklingen av elpriset kommer att spela en viktigare roll för elcertifikatpriset. Modellsimuleringar över elcertifikatprisets utveckling visar högre certifikatpriser jämfört med basfallet (gemensamt svensknorskt system) om samarbetsmekanismer tillämpas¹⁰. Detta för att kompensera för det lägre elpriset.

Erfarenheter från tidigare modellsimuleringar visar att den totala effekten för elkunden (elpris + elcertifikatpris) är att kunden skulle gynnas av att Sverige använde sig av samarbetsmekanismer¹¹.

4.3 Delvis finansiering med elcertifikatsystemet

4.3.1 Konsekvenser för elcertifikatsystemets funktion

Elcertifikatsystemet ska på ett kostnadseffektivt sätt driva fram förnybar elproduktion och är teknikneutralt. Detta innebär bland annat att varje producerad MWh förnybar el får ett elcertifikat så länge den produceras med en elcertifikatberättigad energikälla. Om havsbaserad vindkraft skulle stödjas till en tredjedel med elcertifikat och till två tredjedelar med annat stöd från ett annat land, och det landet får tillgodogöra sig sin andel förnybar el skulle inte längre ett elcertifikat motsvara en MWh el. Det specifika projektet skulle inte drivas fram av elcertifikatsystemet men det skulle få stöd från det.

Sammantaget skulle många grundläggande principer och syften med elcertifikatsystemet äventyras. Problemet skulle vara större ju större volymerna är inom det gemensamma projektet. En risk, förutom att systemets kostnadseffektivitet skulle påverkas, är att aktörers och andra intressenters förtroende för systemet troligen skulle minska.

9 ER 2011:16, fig. 9

10 ER 2011:16 fig. 12

11 ER 2011:16 sid. 49

4.3.2 Påverkan på elcertifikatmarknaden

Den mer uppenbara risken för elcertifikatmarknaden med en finansiering av gemensamma projekt genom elcertifikatsystemet är en utbudschock. Utbyggnaden i den gemensamma svensknorska marknaden behöver vara cirka 3 TWh per år för att det gemensamma målet ska uppnås. En havsbaserad vindkraftspark på TWh-nivå utgör en stor del av denna utbyggnad. Eftersom det gemensamma projektet inte utsätts för samma marknadskonkurrens som andra projekt inom elcertifikatsystemet kommer det att tränga undan andra planerade projekt.

4.3.3 Den gemensamma marknaden med Norge

Samarbetet med Norge innebär att Sverige och Norge i slutändan ska dela på den förnybara elproduktion som länderna tillsammans har uppnått. Ett stort problem uppstår om ett elcertifikat inte längre innebär 1 MWh när denna del ska delas med Norge. Kvoterna är fastställda så att var och en av länderna ska bekosta 13,2 TWh förnybar el och utgår från att 1 elcertifikat är 1 MWh. Om den principen frångås kommer inte nuvarande kvoter att räcka till för att uppnå det gemensamma målet. Sverige skulle behöva öka sina kvoter.

4.4 Perspektivet efter år 2020

Efter år 2020 finns två stora osäkerhetsfaktorer relaterade till samarbetsmekanismer. Dels huruvida ett nytt förnybartmål kommer att ingå i kommande förnybartdirektiv och dels huruvida Norge kommer att hålla fast vid att sluta godkänna anläggningar för elcertifikat år 2020. Energimyndigheten bedömer att dessa osäkerheter inte har någon påverkan på elkunden eller elcertifikatmarknaden även om de påverkar förutsättningarna för gemensamma projekt. Ett gemensamt projekt på några TWh kommer troligen inte påverka kostnadskurvan och potentialen för förnybar el nämnvärt.

4.5 Val av finansieringsmodell

Konsekvenserna för elkunden och elcertifikatmarknaden bedöms som små om ett gemensamt projekt finansieras på något annat sätt än via elcertifikatsystemet, framför allt gällande volymer av någon enstaka TWh. Finansiering via elcertifikatsystemet får mer omfattande konsekvenser, inte minst på dess egen marknad.

Det är svårt att se att valet av finansieringsmodell (förutom finansiering via elcertifikatsystemet) skulle påverka konsekvenserna för elkunden och elcertifikatmarknaden. Möjligen skulle ett styrmedel som inte svarade mot elmarknadens prissignaler få konsekvenser för elkunder i ett specifikt elområde.

Valet av finansieringsmodell har istället större påverkan på risken för de direkt inblandande: köparlandet, Sverige och projektören.

5 Bilaga: Finansiering av andra infrastrukturprojekt

5.1 Öresundsförbindelsen

Öresundsförbindelsen är en 16 kilometer lång väg- och järnvägsförbindelse mellan Malmö och Köpenhamn. 1991 tecknade Sveriges och Danmarks regeringar ett avtal om en förbindelse mellan länderna, Öresundsbron. Skälet till förbindelsen var att skapa bättre förutsättningar för transportlösningar, arbets- och bostadsmarknaden samt för att förstärka den nordiska kulturella samhörigheten.

I avtalet mellan de båda länderna uttrycktes att respektive stat skulle bilda ett helägt aktiebolag. För att genomföra projektet bildades två bolag, Svensk-danska Broförbindelsen AB (SVEDAB) och A/S Øresundsforbindelsen. SVEDAB ägs av den svenska staten medan A/S Øresundsförbindelsen ägs till 100 % av det danska statligt ägda företaget Sund og Bælt Holding A/S. SVEDAB och A/S Øresundsförbindelsen bildade och äger gemensamt Öresundsbrokonsortiet, det företag som finansierade och byggde Öresundsbron. Konsortiet äger och sköter drift och underhåll av bron.

Finansieringen av Öresundsbron skedde med lån (obligationer emitterades) som Öresundsbrokonsortiet tog upp på den inhemska och utländska kapitalmarknaden. Lånen garanteras solidariskt av svenska staten (Riksgäldskontoret) och danska staten (Danmarks Nationalbank). För att finansiera landanslutningarna på den svenska sidan fick SVEDAB lån i Riksgälden enligt ett regeringsbeslut. Lånen betalas tillbaka efterhand genom intäkter från de avgifter som trafikanterna som utnyttjar förbindelsen betalar. Enligt avtalet mellan svenska och danska staten ska avkastningen från Öresundsbron bära de totala investeringskostnaderna, dvs. även investeringarna i landanslutningarna på båda sidorna om Öresund ska räknas in.

5.2 Svinesundsförbindelsen

Den nya Svinesundsförbindelsen sträcker sig från Nordby i Sverige till Svingenskogen i Norge och består av sex kilometer motorväg och 700 meter bro (Svinesundsbron). Den svenska och norska regeringen slöt 2002 ett avtal om att bygga en ny bro över Idefjorden (riksgränsen) för att förbättra vägförbindelsen mellan Göteborg och Oslo och skapa bättre förutsättningar för säkra och effektiva vägförbindelser mellan de båda länderna.

Nya Svinesundsförbindelsen är ett unikt samarbete mellan två vägmyndigheter, norska Statens Vegvesen och dåvarande svenska Vägverket. Inför genomförandet av projektet etablerade myndigheterna en gemensam organisation där regler för upphandling, projektering, utförande och förvaltning lades fast. Statens Vegvesen kan inte ta upp lån varför de bildade ett nytt bolag, ett bompengeselskap, Svinesundsförbindelsen AS för att finansiera projektet.

Finansieringen av Svinesundsförbindelsen fördelades mellan de två staterna, Sverige stod för 59 % och Norge 41 % av kostnaderna. Vägverket tog upp lån i Riksgäldskontoret under byggprojektet samtidigt som Svinesundsförbindelsen AS tog upp lån hos den norska staten för att finansiera den norska delen av projektet.

Vägavgifterna administreras i Norge av Svinesundsförbindelsen AS, och på uppdrag av Vägverket sköter bolaget avgifterna också för Sveriges del. Den svenska delen av intäkterna från vägavgifterna som tas ut av trafikanterna disponeras idag av Trafikverket (tidigare Vägverket) och används för att betala räntor och amorteringar på lånen till Riksgälden.

5.3 Polenkabeln

Polenkabeln är en likströmsförbindelse som kopplar samman stamnäten i Sverige och Polen. Kabeln byggdes ursprungligen för att exportera kraft från Sverige för att försörja norra Polen då både produktions- och överföringssystem ansågs vara otillräckliga i förhållande till en väntad expansion av området. Den väntade utvidgningen infriades inte och användandet av kabeln förändrades, nu utnyttjas den för distribution av el i enlighet med bedömd prisskillnad mellan prisområdet Sverige (SE4) och Polen.

Bolaget SwePol Link AB bildades 1997 av Affärsverket svenska Kraftnät (SvK), Vattenfall AB och det polska företaget Polish Power Grid Company (PPGC). Bolaget ägdes vid tidpunkten till 51 % av SvK, 48 % av Vattenfall AB och 1 % av PPGC. SwePol Link AB fick till uppgift att bygga, äga, driva och underhålla Polenkabeln efter att regeringen 1997 beviljat Svenska kraftnät koncession för Polenkabeln.

Polenkabeln finansierades av SwePol Link AB dels genom extern upplåning och dels genom delägarlån. Regeringen beviljade SvK att ta upp lån i och utanför Riskgäldskontoret och SvK kunde därmed lämna kreditgarantier för SwePol Link AB.

Ett hållbart energisystem gynnar samhället

Energimyndigheten arbetar för ett hållbart energisystem, som förenar ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet.

Vi utvecklar och förmedlar kunskap om effektivare energi-användning och andra energifrågor till hushåll, företag och myndigheter.

Förnybara energikällor får utvecklingsstöd, liksom smarta elnät och framtidens fordon och bränslen. Svenskt näringsliv får möjligheter till tillväxt genom att förverkliga sina innovationer och nya affärsidéer.

Vi deltar i internationella samarbeten för att nå klimatmålen, och hanterar olika styrmedel som elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter. Vi tar dessutom fram nationella analyser och prognoser, samt Sveriges officiella statistik på energiområdet.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats www.energimyndigheten.se.



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99
E-post registrator@energimyndigheten.se
www.energimyndigheten.se