Regeringskansliet

Remiss

2018-03-01
M2018/00560/Ee

Miljö- och energidepartementet

Remiss av Statens energimyndighets rapport ER 2018:6 Slopande av anslutningskostnaden för havsbaserad vindkraft

Remissinstanser

1 Riksrevisionen
2 Kammarrätten i Jönköping
3 Förvaltningsrätten i Linköping
4 Kommerskollegium
5 Försvarsmakten
6 Kronofogdemyndigheten
7 Skatteverket
8 Konjunkturinstitutet
9 Konsumentverket
10 Naturvårdsverket
11 Havs- och vattenmyndigheten
12 Affärsverket svenska kraftnät
13 Elsäkerhetsverket
14 Energimarknadsinspektionen
15 Konkurrensverket
16 Tillväxtverket
17 Regelrådet
18 Lunds universitet
19 Handelshögskolan vid Göteborgs universitet

Telefonväxel: 08-405 10 00
Fax: 08-24 16 29
Webb: www.regeringen.se

Postadress: 103 33 Stockholm
Besöksadress: Malmtorgsgatan 3
E-post: m.registrator@regeringskansliet.se

20 Umeå universitet

21 Linköpings universitet

22 Elinorr-förbundet

23 Energiföretagen Sverige

24 Fastighetsägarna Sverige

25 Företagarna

26 Havsvindforum

27 Konsumenternas Energimarknadsbyrå

28 Lantbrukarnas riksförbund

29 Naturskyddsföreningen

30 Oberoende elhandlare

31 Skogen, Kemin, Gruvorna och Stålet (SKGS)

32 Svensk Solenergi

33 Svensk Vattenkraftförening

34 Svensk Vindenergi

35 Svensk Vindkraftförening

36 Svenska Bioenergiföreningen (SVEBIO)

37 Svenska elnätsupproret

38 Svenskt näringsliv

39 Sveriges Advokatsamfund

40 Sveriges Energiföreningars Riksorganisation (SERO)

41 Sveriges Konsumenter

42 Villaägarnas Riksförbund

43 E.ON Sverige AB

44 Vattenfall AB

Remissvaren ska ha kommit in till Miljö- och energidepartementet senast den 10 april 2018 till m.registrator@regeringskansliet.se med kopia till filip.vestling@regeringskansliet.se. Vi ser gärna att remissvaren lämnas in både i word- och pdf-format. Ange gärna diarienummer M2018/00560/Ee och remissinstansens namn i ämnesraden på e-postmeddelandet.

I remissen ligger att regeringen vill ha synpunkter på förslagen eller materialet i rapporten.

Myndigheter under regeringen är skyldiga att svara på remissen. En myndighet avgör dock på eget ansvar om den har några synpunkter att redovisa i ett svar. Om myndigheten inte har några synpunkter, räcker det att svaret ger besked om detta.

För **andra remissinstanser** innebär remissen en inbjudan att lämna synpunkter.

Råd om hur remissyttranden utformas finns i Statsrådsberedningens promemoria Svara på remiss – hur och varför (SB PM 2003:2). Den kan laddas ner från Regeringskansliets webbplats www.regeringen.se.

Frågor under remisstiden besvaras av Filip Vestling, 08-405 88 66, filip.vestling@regeringskansliet.se.

Robert Andrén
Departementsråd

Slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft

Regeringsuppdrag om att utreda utformningen av slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft

ER 2018:6

Energimyndighetens publikationer kan beställas eller
laddas ner via www.energimyndigheten.se, eller beställas
via e-post till energimyndigheten@arkitektkopia.se

© Statens energimyndighetk

ER 2018:6
ISSN 1403-1892
Månad årtal: [Klicka här och skriv]
Upplaga: [Klicka här och skriv]
Tryck: Arkitektkopia, Bromma

Förord

Energimyndigheten har fått i uppdrag av regeringen att utreda förutsättningarna och utformningen av slopade anslutningsavgift till stamnätet för havsbaserad vindkraft. Enligt Energikommissionens slutbetänkande (SOU 2017:2) är skälet för ett slopande av anslutningsavgiften att göra investeringar i havsbaserad vindkraft i svenska vatten attraktiva och att det skulle skapa mer likvärdiga villkor i förhållande till motsvarande anläggningar på land och i förhållande till situationen i andra länder runt Östersjön. Idag får havsbaserad vindkraft stöd via elcertifikatsystemet men produktionskostnaderna är ännu för höga för att kunna konkurrera med andra förnybara kraftslag i Sverige, främst landbaserad vindkraft. Energimyndigheten bedömer att havsbaserad vindkraft kan spela en viktig roll i det svenska elsystemet, men bedömer att det kommer att bli fallet först efter 2030, då det kommer att finnas behov av stora mängder ny förnybar elproduktion för att uppnå målet om 100 % förnybar elförsörjning.

Utgångspunkten i uppdraget har varit att hitta en utformning som så långt möjligt uppfyller de villkor som ska beaktas vid utformningen av slopandet enligt uppdragsbeskrivningen. Fokus har legat på att skapa likvärdiga villkor med landbaserad vindkraft, en utformning som är förenlig med en kostnadseffektiv energiförsörjning och som underlättar omställningen till ett ekologiskt hållbart energisystem.

Innehåll

Sammanfattning 7

1 Inledning 12

1.1 Uppdraget ... 12
1.2 Uppdragets mål ... 12
1.3 Bakgrund ... 12
1.4 Metod ... 13
1.5 Förtydligande angående slopande av anslutningsavgift ... 14
1.6 Avgränsning ... 15
1.7 Energimyndighetens tidigare bedömning av ytterligare stöd ... 15

2 Anslutning av vindkraft till elnätet idag 17

2.1 Sammanfattning ... 17
2.2 Gällande regelverk för anslutning till elnätet ... 17
2.3 Processen vid anslutning till elnätet ... 20
2.4 Vad ingår i anslutningsavgiften till stamnätet? ... 22

3 Hantering av anslutningskostnaderna i andra länder 24

3.1 Sammanfattning och slutsats ... 24
3.2 Gemensamma frågeställningar inom EU ... 25
3.3 Centraliserad kontra decentraliserad modell ... 26
3.4 Nätanslutning ... 28

4 Totalt slopande av anslutningskostnaderna genom utflyttad anslutningspunkt 31

4.1 Sammanfattning ... 31
4.2 Inledning ... 31
4.3 Beskrivning av utflyttad anslutningspunkt ... 32
4.4 Effekter av utflyttad anslutningspunkt till havs ... 34
4.5 Förslag till författningsändringar ... 37

5 Samhällsekonomiska konsekvenser av en utflyttad anslutningspunkt 40

5.1 Sammanfattning ... 40
5.2 Stora skillnader i kostnader för anslutning ... 41

5.3 Är slopade anslutningskostnader kostnadseffektivt givet målet om 100 procent förnybar el? 42
5.4 Utträngningseffekter som en konsekvens av slopade anslutningskostnader 45
5.5 Slopade anslutningskostnader riskerar bli kostnadsdrivande 46

6 Delvis slopande genom stöd till delar av anslutnings-kostnaderna 48
6.1 Sammanfattning 48
6.2 Inledning 48
6.3 Stöd riktat till producenter för att betala anslutningskostnaderna 49
6.4 Författningsändringar vid ett stöd till anslutningskostnaderna 52

7 Jämförelse mellan de två slopandemodellerna 58
7.1 Sammanfattning 58
7.2 Jämförelse gentemot uppdragets villkor 58

8 Referenser 62
8.1 Websidor: 63

Bilagor 64
Bilaga 1 Erfarenheter från några viktiga länder 64
Bilaga 2 Kostnader för nätanslutning havsbaserad vindkraft 71
Bilaga 3 Elmarknaden och effekter av slopad anslutningsavgift 77
Bilaga 4 Påverkan på elcertifikatsystemet 87
Bilaga 5 Stamnätet år 2017 91
Bilaga 6 Befrielse av anslutningsavgift ut ett statsstödsperspektiv 92

Sammanfattning

Energimyndigheten har fått i uppdrag att utreda ett slopande av anslutningsavgiften till stamnätet för havsbaserad vindkraft. Uppdraget har genomförts i samråd med Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen.

Slopade anslutningskostnader istället för anslutningsavgift

I uppdragsbeskrivningen anges att det är slopande av *anslutningsavgiften till stamnätet* som ska utredas. Anslutningsavgiften till stamnätet enligt ellagens bestämmelser omfattar de ökade investeringsutgifter som belastar Svenska kraftnät till följd av anslutningen och utgör i normalfallet en liten del av de totala anslutningskostnaderna vid anslutning av en havsbaserad vindkraftpark till stamnätet. Att enbart slopa anslutningsavgiften till stamnätet skulle därför ha en mycket begränsad effekt. Mot bakgrund av att skälet för slopandet är att skapa likvärdiga villkor med landbaserad vindkraft har Energimyndigheten tolkat uppdraget som att det är slopande av *anslutningskostnaderna* för havsbaserad vindkraft som ansluts till stamnätet som ska utredas. Ytterligare stöd för denna tolkning är ett förtydligande i uppdragsbeskrivningen, där det anges att anslutningsavgiften omfattar ledningar och transformatorstation.

Lämplig utformning beror på vad som vill uppnås

Det finns flera möjliga sätt att slopa anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft. Vilken utformning som är mest lämplig beror på vad som vill uppnås med slopandet. I uppdragsbeskrivningen anges att skälet för slopandet är att göra investeringar i havsbaserad vindkraft attraktiva och att skapa mer likvärdiga villkor i förhållande till motsvarande anläggningar på land- och havsbaserad vindkraft i andra länder runt Östersjön.

Slopade anslutningskostnader genom utflyttad anslutningspunkt till stamnätet

En möjlig modell för att slopa anslutningskostnaderna som studerats är att flytta ut anslutningspunkten till stamnätet till respektive vindkraftspark till havs, vilket innebär att anslutningsledningen blir en del av stamnätet. Modellen medför att Svenska kraftnät står för planering, utformning, byggande och drift av kablar ut till vindkraftsparkerna. Det skulle innebära att hela kostnaden för anslutningen betalas av Svenska kraftnät.

En sådan modell skulle enligt Energimyndighetens bedömning inte skapa likvärdiga förhållanden mellan land- och havsbaserad vindkraft. Detta eftersom landbaserad vindkraft, i likhet med alla övriga elproducenter och elkonsumenter står för de skäliga anslutningskostnader som deras anslutning orsakar nätägaren. Då anslutande part inte behöver stå för kostnaderna medför modellen dels ett

avsteg från grundläggande principer i ellagen (1997:857), dels att det inte finns några incitament för att välja lokaliseringar som ger kostnadseffektiva anslutningar för havsbaserad vindkraft.

Enligt en översiktlig kostnadsuppskattning baserad på kostnadsberäkningar för ett antal typprojekt som tagits fram i Energimyndighetens tidigare regeringsuppdrag om havsbaserad vindkraft[1] uppgår kostnaderna för att slopa anslutningskostnaderna till 0,8–1,1 miljarder kronor per TWh vindkraftsel som ansluts. Erfarenheter från både Tyskland och Nederländerna som har haft en liknande modell där staten är ansvarig för nätanslutningskostnaden utan att ha kontroll över var utbyggnaden sker eller i vilken takt, visar på problem med begränsad kontroll över anslutningskostnaderna. Om det är Svenska kraftnät som ansvarar för anläggandet av anslutningskabeln ökar risken för bristande samordning mellan uppförande av vindkraftpark och nätanslutningen. I princip samtliga aktörer har lyft fram vikten av att beakta denna samordning vid utformning av modellen. En lösning på detta problem som många aktörer föredrar är att projektören får ansvara för byggandet av anslutningskabeln.

Främja kostnadseffektivitet genom urvalskriterier eller nätutvecklingsplan

Det finns dock möjligheter att begränsa kostnaderna även i modellen med utflyttad anslutningspunkt. Det skulle kunna ske genom att införa urvalskriterier för och minimikrav på projekten som ska anslutas och/eller ha en utvecklad nätutvecklingsplan med bestämda utbyggnadsmål för havsbaserad vindkraft, i likhet med Tysklands nuvarande system.

Delvis slopade anslutningskostnader genom stöd till sjökabel

På grund av att modellen med utflyttad anslutningspunkt enligt Energimyndighetens bedömning inte helt uppfyller villkoren om att skapa likvärdiga förutsättningar med landbaserad vindkraft och kostnadseffektiv energiförsörjning har även en annan utformning av slopandet undersökts. Denna modell innebär att ett stöd införs till projektören/vindkraftsproducenten av havsbaserad vindkraft för att betala delar av anslutningskostnaden. Stödet bör täcka kostnaderna för sjökabel med tillhörande transformator. Motivet för denna avgränsning är att det skulle skapa mer likvärdiga villkor med landbaserad vindkraft och att de totala kostnaderna för slopad anslutningskostnad skulle kunna begränsas. Även denna typ av stöd kräver någon form av urvalskriterier eller minimikrav på projekten, alternativt ett tak för de totala stödkostnaderna för att styra mot en kostnadseffektiv nätutbyggnad. En fördel med denna modell är att dagens funktioner i anslutningsprocessen skulle kunna bibehållas.

[1] Havsbaserad vindkraft -

Stöd till sjökabeln har flera fördelar

Vid en jämförelse mellan hur väl de två modellerna uppfyller uppdragets villkor bedömer Energimyndigheten att det finns flera fördelar med att införa ett stöd till sjökabeln jämfört med utflyttad anslutningspunkt. Vägs andra aspekter än dessa villkor in i jämförelsen kan bedömningen givetvis bli annorlunda.

Båda modellerna innebär statligt stöd men behöver analyseras vidare

Vid en sammantagen bedömning utifrån gällande rättsläge, innebär sannolikt båda dessa modeller att den svenska staten i vart fall delvis skulle komma att lämna statligt stöd till vindkraftsproducenter. När det gäller huruvida de två modellerna är genomförbara med hänsyn tagen till EU:s statsstödsregler, har det inte varit möjligt att inom ramen för uppdraget att göra en mer djupgående analys av de statsrättsliga aspekterna på modellerna för slopande av anslutningskostnaderna, vilket skulle krävas för att bedöma genomförbarheten.

Inte möjligt att skapa likvärdiga förhållanden med andra länder

Ett av skälen för att slopa anslutningskostnaderna är enligt uppdragsbeskrivningen att skapa likvärda förhållanden med havsbaserad vindkraft i andra länder i Östersjön. Detta villkor anser dock Energimyndigheten inte är möjligt att uppfylla utan stora förändringar av grundläggande principer på elmarknaden. En av de viktigaste skillnaderna är att merparten av dessa länder har en centraliserad modell där staten pekar ut områden för havsbaserad vindkraft, vilket innebär att staten har kontroll över var utbyggnaden ska ske och i vilken takt. I Sverige har vi en decentraliserad modell, där projektörerna väljer platser för projektutveckling, vilket ger staten liten kontroll över val av lokalisering och därmed över kostnaden för nätanslutningen om det är staten som ska stå för anslutningskostnaderna.

En annan viktig skillnad jämfört med dessa länder är att de har eller övergår till ett anbudssystem. Det betyder att frågan om huruvida nätanslutningen inkluderas i anbuden eller inte, gör mindre skillnad kostnadsmässigt ur statens synvinkel än vid ett system utan anbud. Att enbart slopa anslutningskostnaderna i ett decentraliserat system som Sverige skulle mot bakgrund av ovanstående inte skapa en harmonisering med andra länder i Sveriges närområde.

Koncentration av havsbaserad vindkraft i södra Sverige inte bästa lösningen på underskottet av produktion

En positiv effekt av om havsbaserad vindkraft byggs ut enligt uppdragsbeskrivningen är att det kan ge en ökad produktionskapacitet i södra Sverige där behovet av kraft är stort. Energimyndigheten ser dock inte i dagsläget en koncentration av havsbaserad vindkraft i södra Sverige som den bästa lösningen på problemet med underskott av produktion i södra Sverige, även om havsbaserad vindkraft har fler fullasttimmar än landbaserad vindkraft. Detta

eftersom denna produktion ligger i samma väderområde som merparten av de havsbaserade parker som byggts i norra Europa, och den svenska produktionen därmed kommer att samvariera med den i övriga Nordeuropa. Så länge det finns begränsningar i överföringskapaciteten mellan norra och södra Europa innebär det en risk för att mycket kraft kommer att behöva föras från södra Sverige till norra under blåsiga dagar med stor vindkraftsproduktion i hela området och i motsatt riktning när vindkraftsproduktionen är liten. Det kommer också att innebära lägre inkomster från försäljning av vindkraftsel i södra Sverige jämfört med det genomsnittliga elpriset på den nordiska elmarknaden. Det är därför inte säkert att behovet av investeringar i stamnät minskar eller att variabiliteten i elsystemet minskar vid en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i södra Sverige.

Riskfaktor tillkommer för marknadsaktörer i elcertifikatsystemet

Ett slopande av anslutningskostnaderna leder till att konkurrensen mellan kraftslagen förändras. Det leder till att det tillkommer en riskfaktor för de marknadsaktörer som finns i elcertifikatsystemet och en risk för att annan ny förnybar elproduktion kan komma att konkurreras ut. Risken för utträngningseffekt finns oavsett vilken modell för slopandet som väljs och beror på hur mycket havsbaserad vindkraft som byggs.

Kan skapa marginaler i elproduktionen vid snabba förändringar i elsystemet

En potentiell nytta med att slopa anslutningskostnaderna är att det skulle göra gör havsbaserad vindkraft i Sverige mer konkurrenskraftig i ett europeiskt perspektiv. Givet att ett slopande av anslutningskostnaderna leder till en utbyggnad av havsbaserad vindkraft skulle det kunna skapa marginaler i elproduktionen i en situation med snabba förändringar på marknaden, t.ex. ifall kärnkraften fasas ut snabbare än förväntat eller att acceptansen för landbaserad vindkraft plötsligt försämras. Detta gäller båda modellerna, men eftersom modellen med utflyttad anslutningspunkt är mer fördelaktig för havsbaserad vindkraft är det sannolikt att denna modell ger en större effekt. Detta är dock sannolikt en utmaning först för perioden efter år 2030. . Om utbyggnaden kommer igång först då behovet av ny kraft väntas uppstå, finns en risk för att den havsbaserade vindkraften inte kommer att kunna komma på plats i tid. Detta på grund av långa ledtider för uppföra parkerna (enligt projektörerna skulle den första parkerna kunna vara i drift runt 2025 om ett slopande införs före 2020). Dessutom löper befintliga tillstånd ut i perioden mellan 2018 och 2023 (om de inte tas i bruk eller beviljas förlängd igångsättningstid), det är inte säkert att nya tillståndsansökningar lämnas in eller beviljas tillstånd och ledtiderna för både miljöbalkstillstånd och nätkoncessioner är för närvarande långa.

.

Den korta utredningstiden som stått till förfogande för att genomföra det här uppdraget har lett till att det kvarstår frågor att utreda vidare. Det gäller utformning av urvalskriterier för båda modellerna, tak för de totala kostnaderna för ett slopande, finansiering av stödmodellen samt huruvida modellerna är genomförbara med hänsyn till EU:s statsstödsregler.

1 Inledning

1.1 Uppdraget

Uppdraget omfattar att utreda ett slopande av anslutningsavgiften till stamnätet för havsbaserad vindkraft. Energimyndigheten ska lämna förslag på författningsändringar och andra åtgärder som krävs för att slopa anslutningsavgiften för havsbaserad vindkraft. Till förslaget om författningsändringar ska det ingå en konsekvensanalys som omfattar de samhällsekonomiska konsekvenserna.

Förslag som lämnas ska vara genomförbara med hänsyn tagen till EU:s statsstödsregler. I uppdraget ingår även att analysera alternativa modeller för hantering av anslutningskostnaderna som används i Sveriges närområde och deras konsekvenser.

Vid genomförandet av uppdraget ska Energimyndigheten samråda med Energimarknadsinspektionen och affärsverket svenska kraftnät.

Uppdraget ska redovisas till regeringskansliet senast 22 februari 2018.

1.2 Uppdragets mål

Målet med uppdraget är att lämna förslag på en utformning av slopande av anslutningsavgiften som uppfyller följande utgångspunkter:

- att skapa likvärdiga villkor i förhållande till landbaserad vindkraft och till havsbaserad vindkraft i andra länder runt Östersjön,
- vara förenlig med en kostnadseffektiv energiförsörjning och underlätta omställningen till ett ekologiskt hållbart energisystem,
- vara genomförbart med hänsyn tagen till EU:s statsstödsregler och
- anpassas med hänsyn till en helhetssyn på elsystemet samt till positiva och negativa effekter på berörda aktörer och för miljön.

Syftet med uppdraget är att lämna förslag på författningsändringar och andra åtgärder som krävs för att slopa anslutningsavgiften för havsbaserad vindkraft.

1.3 Bakgrund

I juni 2016 enades fem av riksdagens åtta partier om en ramöverenskommelse för Sveriges långsiktiga energipolitik, energiöverenskommelsen. Överenskommelsen innehåller bland annat målet om 100 procent förnybar elproduktion till 2040. I energiöverenskommelsen kom parterna överens om att avgiften för att ansluta havsbaserad vindkraft till stamnätet borde tas bort. Enligt Energiöverenskommelsens betänkande (SOU 2017:2) bör formerna för slopandet

utredas närmare. Skälet för slopande är enligt SOU:n att lokaliseringen i svenska vatten skulle bli mer attraktiv och att det skulle skapa mer likvärdiga villkor i förhållande till motsvarande anläggningar på land och i förhållande till situationen i andra länder runt Östersjön, där anslutningsavgiften för havsbaserad vindkraft i flera länder inte betalas av vindkraftsprojekten.

Sverige har goda förutsättningar för utveckling av havsbaserad vindkraft, bland annat tack vare mindre vindturbulens och grundare vatten än i Nordsjön. Det finns flera fördelar med havsbaserad vindkraft jämfört med landbaserad. Det rör sig om jämnare elproduktion, bättre vindresurs och mindre acceptansproblem vid etablering.

I dagsläget byggs ingen havsbaserad vindkraft i Sverige. Elcertifikatsystemet stimulerar utbyggnad av den mest kostnadseffektiva elproduktionen, vilket i dagsläget är landbaserad vindkraft i första hand. Kostnaderna för havsbaserad vindkraft är generellt högre än för vindkraft på land. Under de senaste åren har dock produktionskostnaderna för havsbaserat vindkraft sjunkit kraftigt så att de närmat sig kostnadsnivåerna för landbaserad vindkraft. För bara några år sedan var kostnadsnivån dubbel så hög till havs. Värt att påpeka är dock att även produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft fortsätter att sjunka, om än i lägre takt än för havsbaserad vindkraft. En stor kostnad för havsbaserad vindkraft är anslutningskostnaderna på grund av behov att anlägga sjökabel och långt avstånd till stamnätet.

1.4 Metod

Energimyndigheten inledde uppdraget med att genomföra samråd med Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen för att diskutera hur uppdraget bäst kan genomföras och vilka insatser respektive myndighet kan bidra med. Vid ett möte mellan Svenska kraftnät och Energimyndigheten togs ett första utkast till modell för slopandet av fram. En översiktlig granskning genomfördes av utkastet, med syfte att se om förslaget skulle kunna vara genomförbart i förhållande till EU:s statsstödsregler. Därefter genomfördes en workshop för samtliga projektdeltagare, då nödvändiga förändringar i modellens utformning med tanke på statsstödsgranskningen och uppdragets villkor diskuterades. Därför hölls flera arbetsmöten för att gemensamt med Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionens projektdeltagare bestämma utformningen av slopandet och diskutera vilka konsekvenser slopandet skulle få.

Synpunkter på hur utformningen av slopandet borde se ut och erfarenheter från andra länders hantering av anslutningskostnaderna inhämtades skriftligen från berörda aktörer inom vindkraftsområdet. Samtidigt genomfördes en analys av hur anslutningskostnaderna hanteras i andra länder i Östersjöområdet och i Sveriges närhet.

Parallellt med utformning av modellen genomfördes en översiktlig samhällsekonomisk konsekvensanalys av ett totalt slopande av

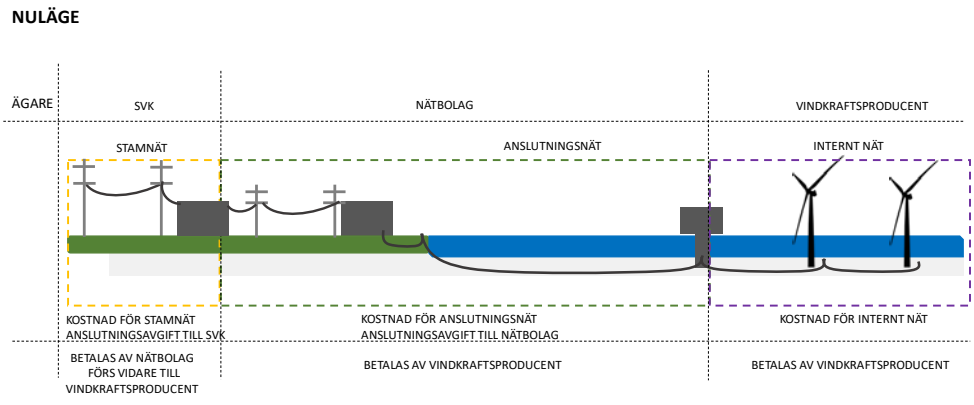
anslutningskostnaden utifrån en bestämd modell. Utifrån resultatet av konsekvensanalysen, den översiktliga granskningen av statsstödsreglerna samt inkomna synpunkter från aktörer utarbetades ett ytterligare förslag till utformning av slopandet av anslutningskostnaderna, vilken utifrån projektgruppens bedömning bättre uppfylldes uppdragets villkor. Därefter slutfördes den samhällsekonomiska konsekvensanalysen av ett totalt slopande genom utflyttad anslutningspunkt till stamnätet och en jämförande analys gjordes av de båda modellerna. När båda modellerna var beskrivna genomfördes en juridisk granskning av vilka författningsändringar som krävs i ellagen m.m. för att genomföra förslagen. Vidare gjordes en ytterligare översiktlig bedömning av huruvida de framtagna modellerna för slopande utgjorde statligt stöd enligt statsstödsreglerna.

1.5 Förtydligande angående slopande av anslutningsavgift

I uppdragsbeskrivningen anges att uppdraget omfattar att utreda ett slopande av ***anslutningsavgiften*** till stamnätet för havsbaserad vindkraft. Vidare anges att anslutningsavgiften omfattar kostnader för ledningar och transformatorstation.

Anslutningsavgiften till stamnätet är dock enligt ellagens bestämmelser en skälig ersättning för de kundspecifika kostnader Svenska kraftnät har till följd av anslutningen. Om det finns ledig kapacitet i stamnätet i anslutningspunkten, omfattar anslutningsavgiften vanligen endast kostnaden för att uppföra en stamnätsstation. Om det råder kapacitetsbrist i stamnätet kan en anslutning leda till att nätförstärkningsåtgärder blir nödvändiga, vilket exempelvis kan innebära att en ny ledning måste byggas. Då omfattar anslutningsavgiften även alla skäliga och kundspecifika kostnader som härrör till anläggandet av den nya ledningen.

Idag bygger Svenska kraftnät inte anslutningskabeln från en vindkraftspark eller från andra producenter till stamnätet. Därför ingår denna kostnadspost inte i anslutningsavgiften till stamnätet. En schematisk bild över hur anslutningen av en havsbaserad vindkraftpark ser ut visas nedan.



Figur 1 Schematisk bild över en anslutning av havsbaserad vindkraftpark idag.

Energimyndigheten har tolkat uppdraget som att det är hela kostnaden för anslutningen som Energikommissionen anser ska slopas för havsbaserad

vindkraft som ansluts till stamnätet, dvs anslutningsledningen från vindkraftparken till stamnätet och transformatorn till havs (inklusive eventuella stamnätsförstärkningar). Detta dels på grund av förtydligandet i uppdragsbeskrivningen om vad som menas med anslutningsavgift, dels med hänsyn tagen till Energikommissionens önskan om att skapa mer likvärdiga villkor för havsbaserad vindkraft i förhållande till motsvarande anläggningar på land. Ellagen gör idag ingen skillnad på anslutning på land och till havs. Skillnaden i praktiken är att anslutningsnätet till havs är obefintligt och att parkerna därför ligger på långt avstånd till befintligt nät. På land är avståndet till befintligt nät oftast betydligt kortare. Dessutom är kostnaderna för förläggning av kabel i vatten högre än att förlägga kabel eller bygga luftledning på land. Att enbart slopa anslutningsavgiften till stamnätet skulle ha en mycket begränsad effekt, då den i normalfallet utgör en mindre del av de totala anslutningskostnaderna vid anslutning av en havsbaserad vindkraftpark till stamnätet.

För att undvika missförstånd kring vilka kostnader som avses i rapporten används i fortsättningen ”anslutningskostnader” istället för anslutningsavgift. Med anslutningskostnader menas här kostnader för anslutningskabel, transformator och anslutningsavgift till stamnätet. I kapitel 6 diskuteras dock en modell där delar av anslutningskostnaden slopas.

1.6 Avgränsning

Uppdraget har begränsats till att endast omfatta hur kostnadsfördelningen för anslutning till elnätet kan förändras gentemot idag inom befintliga regelverk för nätkoncession enligt ellagen och tillstånd enligt miljöbalken för att uppföra vindkraftparker. Det har inte varit möjligt att, på den korta utredningstiden som stått till förfogande, ta fram förslag till helt nya processer för uppförande av vindkraftparker och anslutning till elnätet. Det har heller inte varit möjligt att genomföra modellkörningar eller scenarioanalys över förändringar i elsystemet som kan följa av ett slopande av anslutningskostnaderna, vilket skulle krävas för att kunna göra en fullständig analys av de samhällsekonomiska konsekvenserna.

Med havsbaserad vindkraft avses i denna rapport en produktionsanläggning för vindkraft som är helt belägen inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon.

1.7 Energimyndighetens tidigare bedömning av ytterligare stöd

Energimyndigheten bedömde i rapporten[2] om havsbaserad vindkraft att ett stöd till havsbaserad vindkraft utöver elcertifikatsystemet inte var samhällsekonomiskt motiverat före år 2030. Huvudskälen var att:

[2] Havsbaserad vindkraft, ER 2017:03, Energimyndigheten

- Den samhällsekonomiska nyttan med havsbaserad vindkraft inte är högre än en teknikneutral utbyggnad av kraft inom elcertifikatsystemet med avseende på miljö, näringsliv, påverkan på elsystemet m.m.

- Det finns en stor potential av andra billigare tekniker.

- Att bygga mer elproduktion utöver elcertifikatssystemets ambition riskerar att påverka elsystemet negativt vilket gäller särskilt för förnybar el. Dessutom innebär det behov av högre stödkostnad både inom elcertifikatsystemet och för havsbaserad vindkraft eftersom elpriset sjunker. Framför allt minskar intäkterna för vindkraft generellt.

- En svensk utbyggnad av havsbaserad vindkraft har en mycket liten betydelse för kostnadsutvecklingen av havsbaserad vindkraft i stort eller för näringslivsutveckling i Sverige specifikt. I huvudsak för att utbyggnaden i resten av världen är stor och att vi i Sverige inte har någon tillverkning av vindkraftsturbiner.

Denna bedömning gäller alltjämt.

2 Anslutning av vindkraft till elnätet idag

I det här kapitlet beskrivs gällande regelverk och processen för anslutning av vindkraftsparker till elnätet idag.

2.1 Sammanfattning

Elnätsföretagen är skyldiga att ansluta elanläggningar till elnätet. Anslutningsavgifter och övriga villkor vid anslutning till elnätet ska vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande. Villkoren ska också utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

Vid anslutningar till det svenska kraftsystemet gäller principen att anslutningar ska göras till lägsta möjliga spänningsnivå och därmed, i sista hand, till stamnätet. För att ansluta en vindkraftspark till stamnätet krävs att den installerade effekten är minst 100 MW för anslutning till 220 kV-nätet. För anslutning till 400 kV-ledningar krävs minst 300 MW. Vid anslutning till stamnätet är det Svenska kraftnät som anger lämplig anslutningspunkt och beslutar om den tekniska utformningen av anslutningen samt eventuella behov av förstärkningar i stamnätet för att säkerställa driftsäkerheten.

Anslutningsavgiften till stamnätet ska motsvara de skäliga kundspecifika kostnaderna som uppstår vid anslutningen. I praktiken blir det de totalt ökade investeringsutgifter som belastar Svenska kraftnät till följd av anslutningen, vilka kan variera avsevärt i storlek, främst beroende på om det råder kapacitetsbrist eller inte i den aktuella delen av stamnätet där anslutningen sker. Vid kapacitetsbrist kan nätförstärkningsåtgärder blir nödvändiga.

Kostnader för det anslutande nätet fram till stamnätspunkten (både på land och till havs) bärs av anslutande nätbolag och ingår alltså inte i anslutningsavgiften till stamnätet.

2.2 Gällande regelverk för anslutning till elnätet

I detta avsnitt redogörs för regelverket som är tillämpligt när en anläggning ska anslutas till elnätet. Först beskrivs de allmänna reglerna om nätverksamhet och därefter de specifika reglerna om anslutning.

2.2.1 Nätverksamhet och nätföretag

Produktionen och försäljningen av el i Sverige sker i konkurrens, medan nätverksamhet är ett naturligt monopol för vilket särskilda regler gäller.[3] Verksamheten bedrivs med stöd av nätkoncession, vilket innebär att det krävs tillstånd för att bygga och använda en elektrisk starkströmsledning. Det är nätföretaget som ansvarar för drift och underhåll av elnätet.[4]

För att en elproducent ska kunna sälja sin el måste den ansluta sina produktionsanläggningar till elnätet. Elnätsföretagen är skyldiga att medverka till att anslutning sker men har rätt att ställa upp skäliga villkor för anslutningen. Nätföretagen får ta ut en anslutningsavgift. Utöver skälighetskravet finns särskilda villkor för utformning av sådana avgifter föreskrivna i ellagen.

Det svenska stamnätet ägs av staten och är på spänningsnivåerna 220 och 400 kV. Det förvaltas och drivs av Affärsverket svenska kraftnät. Stamnätet står i förbindelse med regionala nät, vilka i sin tur står i förbindelser med lokala nät. En anläggning för elproduktion kan därför behöva anslutas till ett lokalt eller ett regionalt nät, vilket i sin tur ansluts till ett regionalt nät eller stamnätet. I dessa fall träffas avtal om anslutning mellan elproduktionsföretaget och det lokala eller regionala nätföretaget.

Lokalnäten byggs och används med stöd av nätkoncession för område, medan stam- och regionalnät drivs med stöd av nätkoncession för linje.[5]

2.2.2 Anslutningsskyldighet och anslutningsavgifter

Den som har nätkoncession för linje är enligt 3 kap. 6 ellagen (1997:857) skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledningen. Av 3 kap. 7 § ellagen framgår att motsvarande gäller vid nätkoncession för område med avseende på elektriska anläggningar inom området.

Enligt propositionen till ellagen är det framför allt ledningens kapacitet som kan påverka anslutningsskyldigheten. Ledningen måste fysiskt kunna klara den överföring som önskas sedan anläggningen anslutits. Det ska finnas ledig kapacitet.[6] Avgiftens storlek påverkas av om det rör sig om en nyanslutning, en

[3] Jfr Ds 2017:44 s. 119.

[4] Jfr Ds 2017:44 s. 119 f.

[5] Jfr Ds 2017:44 s. 143.

[6] Se prop. 1996/97:136 s. 141. Jfr Ds 2017:44 s. 341.

återinkoppling eller en effekthöjning. Även andra villkor som kan förknippas med själva anslutningen ska vara skäliga.[7]

Regler om anslutning finns också i det s.k. elmarknadsdirektivet.[8] Regler om tillträde för tredje part finns i artikel 32. Medlemsstaterna ska se till att det införs en ordning för tredje-partstillträde till överförings- och distributionssystem grundad på offentliggjorda tariffer. Dessa tariffer ska gälla för alla berättigade kunder samt tillämpas objektivt och utan att någon diskriminerande åtskillnad görs. Tillträde till systemet får vägras om det saknas nödvändig kapacitet.[9]

I ellagen används begreppet nättariff för att beteckna inte bara anslutningsavgiften utan även andra avgifter och villkor som kan aktualiseras för innehavaren av en elektrisk anläggning. Allmänna bestämmelser om utformningen av nättariffer finns i 4 kap. 1 § ellagen. Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska härtill utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

Enligt förarbetena syftar kravet på objektivitet till en korrekt fördelning av det totala avgiftsbeloppet enligt tariffen mellan berörda kunder och kundkategorier.[10]

När det gäller kravet på att tariffen ska vara icke-diskriminerande framfördes i propositionen att det innebär att någon hänsyn inte får tas vid tariffsättningen till vilken leverantör den överförda elen kommer ifrån eller från vilket land elen kommer. I detta sades ligga bl.a. att ett nätföretag inte får gynna kunder som köper sin el från ett företag inom nätföretagets koncern.[11]

Regeringen har gett Energimarknadsinspektionen i uppdrag att vara nätmyndighet. Energimarknadsinspektionen beslutar om hur nättarifferna får utformas så att de främjar ett effektivt utnyttjande av elnätet eller en effektiv elproduktion och elanvändning.

När det gäller nättariffer för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät finns särskilda bestämmelser i 4 kap. 9 a och 9 b §§ ellagen.

---

[7] Prop. 1996/97:136 s. 142

[8] Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG

[9] Jfr Ds 2017:44 s. 176 ff.

[10] Se prop. 2004/05:62 s. 268. Jfr prop. 2013/14:174 s. 271 f.; Ds 2017:44 s. 342.

[11] Se prop. 2004/05:62 s. 268. Jfr Ds 2017:44 s. 342.

Av 4 kap. 9 a § ellagen framgår att en nättariff för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät ska utformas så att nätkoncessionshavarens skäliga kostnader för anslutningen täcks. Anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten ska särskilt beaktas. Den avgift som anslutande kund ska betala är den skäliga kundspecifika kostnaden. Det är alltså en skälig ersättning för den direkta merkostnaden som anslutningen förorsakar nätföretaget. Övriga kostnader som anslutningen medför betalar nätföretagets samtliga kunder genom överföringsavgifterna (i den mån kostnaderna ryms inom nätföretagets intäktsram).

Av 4 kap. 9 b § ellagen framgår att om staten enligt ett avtal med innehavaren av en nätkoncession har finansierat åtgärder som är nödvändiga för att öka elnätets kapacitet för att underlätta anslutningen av anläggningar för produktion av förnybar el, ska nättariffen för anslutning utformas så att den som vill ansluta en anläggning ersätter nätkoncessionshavarens kostnader för sådana åtgärder i den del som svarar mot anläggningens andel av den totala kapacitetsökningen. Detta gäller även om nätkoncessionen överlåts.

Bestämmelsen har tillkommit för att underlätta anslutningen till elnätet av anläggningar för produktion av förnybar el. Bestämmelsen innebär att en särskild form av s.k. förtida delning ska ske i vissa fall gällande kostnaderna för förstärkning av elnätet för att underlätta anslutningen av produktionsanläggningar.[12] När paragrafen är tillämplig ska den som vill ansluta en produktionsanläggning ersätta kostnaderna för nätförstärkningen i den del som svarar mot anläggningens andel av den totala kapacitetsökningen utan att någon särskild bedömning görs i fråga om sannolikheten för att ytterligare anläggningar kommer att anslutas till elnätet. En förutsättning för att ett avtal om finansiering ska komma till stånd sägs emellertid vara att det framstår som sannolikt att hela den aktuella kapacitetsökningen kommer att tas i anspråk.[13]

2.3 Processen vid anslutning till elnätet

Vid anslutningar till det svenska kraftsystemet gäller principen att anslutningar ska göras till lägsta möjliga spänningsnivå och därmed, i sista hand, till stamnätet. Därför finns det (nästan) alltid minst ett anslutande nätbolag mellan Svenska kraftnät och produktionsanläggningen. Vid anslutning till stamnätet måste anslutande nätbolag ansöka om en anslutning till Svenska kraftnät.

Eftersom uppdraget omfattar slopande av anslutningskostnader för anslutning av havsbaserad vindkraft som ansluts till stamnätet beskrivs nedan anslutningsprocessen till stamnätet.

[12] Prop. 2013/14:156 s. 28

[13] Prop. 2013/14:156 s. 28

2.3.1 Ansökan om anslutning

Processen för att ansluta en elproducerande anläggning till elnätet börjar med att produktionsanläggningens ägare ansöker om anslutning. Normalt kontaktar produktionsanläggningsägaren den lokala nätägaren, som har nätkoncession för det område där anläggningen ligger, för att nätägaren ska kunna ange en lämplig anslutningspunkt. Om den lokala nätägaren inte har möjlighet att ansluta produktionsanläggningen till sitt nät kan produktionsanläggningsägaren vända sig till en nätägare som har nätkoncession för linje i området, dvs. till regionnätsföretaget. Om regionnätsföretaget inte hittar en lösning för anslutningen kan ägaren ansöka hos Svenska kraftnät om en anslutning till stamnätet.

2.3.2 Villkor för anslutning till stamnätet

För att ansluta en vindkraftspark till stamnätet krävs att den installerade effekten är minst 100 MW för anslutning till 220 kV-nätet. För anslutning till 400 kV-ledningar krävs minst 300 MW. Detta krav grundas i driftsäkerheten med att ansluta små anläggningar till stamnätet.

Merparten av de nu aktuella havsbaserade vindkraftsparkerna som har tillstånd enligt miljöbalken är lokaliserade i södra Sverige där stamnätet utgörs av ett 400 kV-nät. Det gör att det kommer att krävas minst 300 MW installerad effekt för att dessa ska anslutas till stamnätet. Av de sju havsbaserade parker som har tillstånd idag har fyra en större planerad installerad effekt än 300 MW (Kriegers Flak, Storgrundet, Stora Middelgrund och Taggen vindkraftpark). Dessa skulle uppfylla villkoret för att anslutas till stamnätet. De övriga (Stenkalles grund i Vänern, Utgrunden i Kalmar sund samt Kattegatt offshore utanför Falkenberg) skulle därför troligen anslutas till regionnätet.

2.3.3 Svenska kraftnät anger anslutningspunkt

När en vindkraftpark ska anslutas till stamnätet är det Svenska kraftnät som anger lämplig anslutningspunkt och beslutar om den tekniska utformningen av anslutningen samt eventuella behov av förstärkningar i stamnätet för att säkerställa driftsäkerheten. Det sker efter en samlad bedömning av driftsäkerhet, nätstruktur, kostnader och miljöaspekter. Anslutning av havsbaserade anläggningar till stamnätet sker på samma villkor som för landbaserade anläggningar.

Efter avslutad utredning lämnar Svenska kraftnät besked om anslutning och ett anslutningsavtal tecknas mellan Svenska kraftnät och anslutande part. Anslutningsavtalet reglerar villkor för anslutningen till stamnätet, vilket bl.a. omfattar den tekniska utformningen och kostnaderna för anslutningsavgift och den anslutande partens anläggning.

2.3.4 Projektering och tillståndshantering av stamnätsstation och nätförstärkningar

Innan Svenska kraftnät startar projektering och tillståndshantering för de stamnätsförstärkningar som krävs av en anslutning, måste alla tillstånd för den anslutande partens anläggning vara klara.

För att bygga en stamnätsstation krävs ingen koncession, men det krävs tillstånd för att börja bygga en transformator eller kopplingsstation innan koncession har meddelats för minst en anslutande ledning (2 kap. 5 § ellagen).

Om stamnätsförstärkningen medför att en ny ledning behöver anläggas tar det längre tid än att bygga en station Svenska kraftnäts del av tillståndshanteringen, samrådsprocessen och ansökan om koncession, tar normalt 2–2,5 år för en ledning, men kan bli längre om större ledningsförstärkningar krävs. Efter att samråd har genomförts tas en miljökonsekvensbeskrivning (MKB) fram och en ansökan om koncession görs hos Energimarknadsinspektionen. Sedan handläggs ärendet hos Energimarknadsinspektion i cirka ett år. Överklagas ärendet handläggs det under cirka ett år hos regeringen.

Parallellt med tillståndshanteringen startar Svenska kraftnät projektering. En något annorlunda och mer komplex hantering sker vid anläggning av havskabel, då även sjöbottenundersökningar behöver göras samt andra tillstånd sökas. Efter att koncession erhållits startar upphandlingen av entreprenaden och ledningsrättsprocess hos Lantmäteriet påbörjas, nyttjanderättsavtal tecknas med berörda fastighetsägare. När entreprenadavtal har tecknats startar genomförandefasen.

För både en stamnätsstation och en stamnätsledning tillkommer ytterligare tillstånd som söks hos olika ansvariga myndigheter som miljödom, detaljplaneärende, dispenser etc.

2.3.5 Anläggande av anslutningsledning

Anslutningskabeln mellan en vindkraftpark och överliggande nät byggs oftast av projektören/producenten. Eftersom en elproducent inte kan få nätkoncession bildas ofta ett nätbolag för att äga anslutningsledningen. Detta nätbolag kommer att ansöka om och sedan inneha tillstånd för elledningen från Energimarknadsinspektionen. Det är varken ett krav eller ett hinder att producent och nätägare ingår i samma koncern.

2.4 Vad ingår i anslutningsavgiften till stamnätet?

Anslutningsavgiften till stamnätet ska motsvara de skäliga kundspecifika kostnaderna som uppstår vid anslutningen. I praktiken blir det den totalt ökade investeringsutgifter som belastar Svenska Kraftnät till följd av anslutningen. Om det råder kapacitetsbrist i stamnätet kan en anslutning leda till att

nätförstärkningsåtgärder blir nödvändiga. Det kan t.ex. vara en ny kraftledning, en ny station, uppgradering av en befintlig kraftledning, byte av en kopplingsapparat eller en transformator. Anslutningsavgiften ska täcka dessa kostnader. Den ska också täcka Svenska Kraftnäts interna kostnader för t.ex. projektledning, samrådsprocesser och tillståndsgivning och eventuella övriga merkostnader. Det sistnämnda kan t.ex. handla om att anslutningen leder till en förtida avveckling av befintlig stamnätsanläggning som ägaren av stamnätsanläggningen ska ersättas för.

Kostnader för det anslutande nätet fram till stamnätspunkten (både på land och till havs) bärs av anslutande nätbolag och ingår alltså inte i anslutningsavgiften till stamnätet.

3 Hantering av anslutningskostnaderna i andra länder

I uppdraget kan man läsa att: “Som skäl för att avgiften bör tas bort anges i betänkandet att åtgärden skulle skapa mer likvärdiga villkor i förhållande till situationen i andra länder runt Östersjön, där undantag från anslutningsavgiften finns.” Detta kapitel beskriver alternativa modeller för hantering av anslutningskostnaderna som används i Sveriges närområde och deras konsekvenser. En mer utförlig genomgång av viktiga erfarenheter från några länder finns i bilaga 1.

3.1 Sammanfattning och slutsats

I merparten av de länder där anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft betalas av staten, är skillnaderna i både stödsystem och lokaliseringsmodell för havsbaserad vindkraft jämfört med i Sverige mycket stora ur ett antal avgörande aspekter. En av de viktigaste skillnaderna är att merparten av dessa länder har en centraliserad modell. Det innebär att staten har kontroll över var utbyggnaden ska ske och i vilken takt, medan den decentraliserade modell som används i Sverige ger staten liten kontroll över val av lokalisering och därmed över kostnaden för nätanslutningen.

En annan viktig skillnad är att merparten av länderna går mot ett anbudssystem för havsbaserad vindkraft, där stödet till en anläggning bestäms i någon form av budgivningsprocess. Det betyder att frågan om huruvida nätanslutningen inkluderas i buden eller inte gör en mindre skillnad kostnadsmässigt ur statens synvinkel än vid ett system utan anbud. Det beror på att anbudssumman helt enkelt blir lägre om inte anslutningskostnaden inkluderas i den, och tvärtom. Kostnaderna för staten är: anbudssumma exklusive anslutning + anslutning, alternativt: anbudssumma inklusive anslutning. Skillnaden ligger snarare i riskfördelningen, vilket kan påverka avkastningskrav, med mera.

Anbudssystemet är ett av flera sätt att skapa konkurrens, vilket är en nyckelfaktor för att sänka kostnadsnivåerna visar erfarenheter från flera länder. En annan nyckelfaktor är att skapa en långsiktigt förutsägbar utbyggnadsplan. De snabbt sjunkande anbudspriser på senare tid kan förklaras med en kombination av dessa och flera andra faktorer.

Av erfarenheterna från andra länder framgår att det finns olika kombinationer av dessa parametrar som fungerar kostnadseffektivt. En centraliserad modell med ett anbudsförfarande är ett exempel. Ett annat kan vara en decentraliserad modell liknande den i Storbritannien. Där pekar staten ut vissa zoner och ett anbudsförfarande gör att konkurrens skapas. Exempel från Tyskland och Nederländerna visar att ett decentraliserat system där staten är ansvarig för

nätanslutningskostnaden utan att ha kontroll över var utbyggnaden sker eller i vilken takt, i kombination med ett stödsystem som inte skapar konkurrens, inte skapar en fördelaktig kostnadssituation. I Tysklands fall har systemet varit framgångsrikt när det gäller att få fram projekt i snabb takt. Ändringen till ett centraliserat system motiverades med att det ger större kontroll över utbyggnadstakt och lokalisering vilket ökar möjligheten att optimera nätutbyggnaden. Kostnaderna anses kunna minimeras via anbudssystemet, och det ligger även i linje med EU kommissionens mål om ett marknadsbaserat stödsystem. I Nederländernas fall motiverades ändringen med att en förenklad och accelererad beslutsprocess för havsbaserad vind var nödvändig för att uppnå landets mål om utbyggnad av förnybar energi. För att uppnå detta fanns ett behov av ökad statlig kontroll.

Att enbart slopa nätanslutningskostnaden i ett decentraliserat system som Sveriges, utan att någon konkurrenssituation skapas, skulle inte skapa en harmonisering med andra länder i Sveriges närområde. Tvärtom skulle det skapa ett likande system som det Tyskland och Nederländerna väljer att gå ifrån. Detta kan undvikas genom att skapa en konkurrenssituation. Detta kan göras på flera sätt – genom en urvalsprocess, ett delvis slopande där projektören ändå får räkna med vissa kostnader, ett anbudssystem, en turordning eller liknande.

3.2 Gemensamma frågeställningar inom EU

Inom EU har i princip alla länder någon form av stödsystem för förnybar elproduktion. Stödformen varierar mellan länderna och har också förändrats med tiden. Majoriteten av länderna har numera ett teknikspecifikt auktionssystem för havsbaserad vindkraft. Denna typ av auktioner är ett ganska nytt verktyg i EU och länderna håller fortfarande på att utveckla olika detaljer i utformningarna. Förutom Belgien rör sig alla Nordsjöländerna mot ett system baserat på auktioner. Parametrarna och vilka kostnader som igår i budet, som t.ex. kostanden för nätanslutning, varierar dock. Några av de viktigaste parametrarna som ger upphov till stora skillnader är hur förfarandet ser ut, vilka kriterier man använder och hur kostnaden för anslutningen hanteras. Dessa parametrar påverkar riskfördelningen mellan projektören och myndigheterna.

De flesta europeiska länder har ett sliding premium[14], teknikspecifikt för havsbaserad vindkraft. Storbritannien har ett modifierat teknikneutralt stöd där även vågenergi och tidvatten ingår. De flesta länder har någon typ av teknisk eller finansiell kvalificeringsomgång.[15] Några viktiga aspekter att analysera är vilka mål och vilken budget som är aktuella även på lång sikt, hur ofta och hur

[14] Sliding premium är en typ av feed-in-premie där stödnivån fastställs utifrån elpriset och en bestämd ersättningsnivå.

[15] SG3: Support Schemes for Offshore Wind- Emerging Best Practices

bedömningar av projekt ska göras, vilka materiella (t.ex. tillstånd, avtal) respektive finansiella prekvalificeringskrav man bör ha, hur man ska undvika inlåsning av medel då tidplaner inte följs, hur stödet ska finansieras samt ansvarsfördelning.[16]

Det finns flera skillnader i dessa länders system jämfört med systemet i Sverige. En av de viktigaste skillnaderna är huruvida länderna har en centraliserad eller decentraliserad modell för lokalisering av havsbaserad vindkraft, vilket beskrivs i avsnitt 3.3.

3.3 Centraliserad kontra decentraliserad modell

Det finns två huvudmodeller för platsval och projektutveckling: centraliserad och decentraliserad modell. I den centraliserade modellen är det de offentliga myndigheterna som väljer platser där projektutvecklingen ska ske och utför en varierande grad av förundersökningar. I den decentraliserade modellen ansvarar projektutvecklaren för att välja och undersöka platserna. I de flesta Nordsjöländerna utförs urval och förundersökning av de tänkta lokaliseringarna av en offentlig myndighet (centraliserad modell). Sverige, å andra sidan, har en decentraliserad modell, där det är upp till projektören att välja plats och stå för samtliga förundersökningar.

Det finns en tydlig trend mot den centraliserade modellen i Nordsjöländerna när det gäller havsbaserad vindkraft. Danmark, Belgien och Nederländerna använder den centraliserade modellen. Även i Frankrike väljer statliga myndigheter området. När det gäller den senaste auktionen genomförde de nationella myndigheterna en del av platsundersökningarna, medan utvecklaren var ansvarig för att genomföra den specifika miljökonsekvensbeskrivningen. Frankrike är för närvarande på väg att reformera tillståndsprocessen. I den nya modellen kommer regeringen att göra djupgående undersökningar och hålla i anbudsförfarandet.

Idag arbetar endast Tyskland och Storbritannien med en decentraliserad modell, men Tyskland kommer att övergå till centralt definierade platser för alla anbud som äger rum från och med 2021. Fram till dess finns ett övergångssystem med auktioner där projekt i planeringsfasen kan delta. Anledningarna till systemändringen är flera, bland annat anses det centraliserade systemet i kombination med ett anbudsförfarande ge större kontroll över utbyggnadstakt och lokalisering vilket ökar möjligheten att optimera nätutbyggnaden, kostnaderna anses kunna minimeras via anbudssystemet, och det ligger även i linje med EU kommissionens mål om ett marknadsbaserat stödsystem.[17] Även

[16] Design options for wind energy tenders, EWEA 2015

[17] https://www.cleanenergywire.org/factsheets/eeg-reform-2016-switching-auctions-renewables

Nederländerna har skiftat från en decentraliserad till en centraliserad modell. I detta fall motiverades ändringen med att en förenklad och accelererad beslutsprocess för havsbaserad vind var nödvändig för att uppnå landets mål om utbyggnad av förnybar energi. För att uppnå detta fanns ett behov av ökad statlig kontroll.[18]

I Storbritannien ansvarar utvecklaren huvuddelen av förundersökningarna. I denna decentraliserade modell konkurrerar projektutvecklarna med sina respektive platser under anbudsförfarandet.[19]

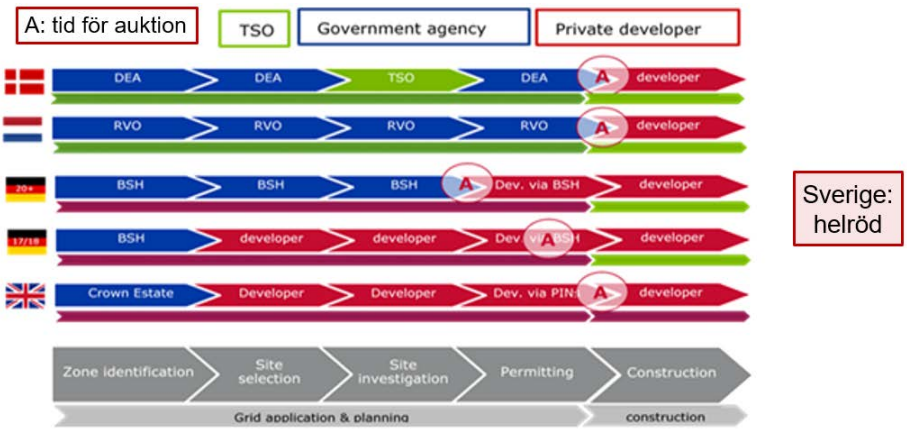
Modellerna varierar i graden av ansvar för förundersökning av valda lokaliseringar som faller på staten respektive på projektutvecklaren. Enligt flera rapporter framgår det att det verkar vara fördelaktigt att åtminstone en miniminivå av de grundläggande platsundersökningarna utförs av en statlig myndighet. Åsikterna varierar om i vilken utsträckning mer detaljerade studier och undersökningar bör lämnas åt företagen, trots att både regeringar och företag i praktiken använder sig av samma specialiserade konsultföretag. Anledningen är framförallt att en minimering av risker för företagen leder till lägre anbudspriser.

Det gemensamma för länder som använder sig av den centraliserade modellen är att staten har översikt och kontroll över vilka platser som kan få en etablering av havsbaserad vindkraft, vilket också ger en större möjlighet att långsiktigt planera exempelvis stamnätsutbyggnad.

Figur 2 visar en jämförelse mellan centraliserade och decentraliserade system, där länder med centraliserade system syns överst och decentraliserade längre ned. Här syns även skillnaden mellan Tysklands nuvarande system och det kommande. Om Sverige hade varit med i figuren hade det varit underst, med hela processen rödmarkerad.

[18] IEA WIND TASK 26 COST OF ENERGY OFFSHORE WIND WORK PACKAGE, INTERNATIONAL COMPARATIVE ANALYSIS

[19] Auctions for Renewable Energy Support in the United Kingdom: Instruments and lessons learnt. AURES, 2016



Figur 2 Jämförelse mellan centraliserade och decentraliserade system (källa: Ecofys)

3.4 Nätanslutning

Med undantag för Tysklands modell som gäller idag och fram till 2021, har alla länder i Nordsjön med en centraliserad modell ett så kallat shallow/grunt tillvägagångssätt för fördelning av finansiering för anslutningen till land. Det innebär att större delen av kostnaderna för anslutningen bärs av TSO:erna (Transmission System Operator; stamnätoperatören). Den grunda fördelningsmodellen kan delas in i ”mycket grunt” (i stort sett alla kostnader tas av TSO), och ”grunt” där delar av kablar och transformatorstationer kan betalas av projektutvecklaren, men där alla nödvändiga förstärkningar betalas av TSO.

Den nuvarande tyska modellen gör det möjligt för projektutvecklaren att välja plats trots denna nätanslutningsmodell, vilket ger regeringen mycket liten kontroll över vilken plats som väljs samtidigt som de har ansvaret för att bära kostnaderna för anslutningen.

I den decentraliserade brittiska modellen är projektutvecklaren ansvarig för finansiering och etablering av nätanslutningen till land. I detta system måste projektutvecklaren inkludera kostnaden för nätanslutning i sitt anbud. En projektör har två val, antingen står de för hela elanslutningen själva, inklusive byggnation, varefter de överlämnar ägandet till TSO, eller överlåter de byggnationen till TSO. Samtliga har hittills valt att bygga själva för att förkorta ledtiderna samt för att tydliggöra ansvarsfördelningen.

Frankrike håller för närvarande på att utveckla lagstiftning så att TSO kommer att ha ansvaret för utveckling och drift av nätet till vindkraftsparkerna till havs. Det innebär att kostnaden för nätet inte längre ingår i anbudspriserna, vilket skiljer sig från för de första två anbudsomgångarna som genomförts.

Trots den allmänna trenden mot centraliserad modell och inkluderade nätkostnader, diskuteras fördelar och nackdelar hos varje modell eftersom det finns stora skillnader i de olika ländernas val av utformning samt att

stödsystemen i många fall är väldigt nya. Särskilt fokus i diskussionerna om lämplig utformning har legat på frågan om vem som ska ha ansvaret för nätanslutningen. Delar av branschen har sagt att de föredrar modeller där projektutvecklaren är ansvarig för uppförandet av elnätet. På så sätt får en aktör helhetsansvaret för byggnationen, vilket kan underlätta med tanke på ansvarsfördelning i fall av exempelvis förseningar i tidplaner. Andra är tveksamma att ta på sig det extra ansvaret för nätanslutningen och hävdar att detta ökar kapitalkraven.

En översikt över länders system finns i Tabell 1. En mer utförlig genomgång av viktiga erfarenheter från några länder finns i bilaga 1.

Tabell 1 Översikt över länders hantering av nätanslutningskostnader (källa: Ecofys)

Land	**Kostnadstyp**	**Beskrivning**
Belgien	Mellan Grund och djup	* Onshore: Grund, utom installationer mellan nätanvändaren och transformatorstation, samt anslutningsfacket i transformatorstationen * Offshore: Djup, dock finansieras 33%, dock max 25 MEur av TSO.
Danmark	1) Grund; 2) djup	1) Grund: Centraliserat system med anbudsomgångar. 2) Djup: ”Near shore” eller projekt under ”open-door-procedure”: Decentraliserat system, dock med utpekade zoner. Motsvarar det för landbaserade projekt, vilket innebär att elanslutningen fram till anslutningspunkten (men inte nödvändiga förstärkningar) betalas av projektutvecklaren. Även stödet är samma som för landbaserade projekt, dvs en fast premie. Fasas ut i februari 2018.
Estland	Djup	Nätanslutningskostnaden inklusive nödvändiga förstärkningar betalas av projektutvecklaren.
Finland	Grund	Standardavgift som baseras på en medelkostnad för alla nätanslutningar. Kombineras med ett feed-in system som dock är utfasat och ersätts med ett anbudsförfarande.
Tyskland	Grund	Grund: Avgiften baseras på faktiska kostnader och nätanvändaren betalar således för kablar och transformatorstation. Kostnaderna för nödvändiga förstärkningar betalas via tariffer. TSO ansvarar för byggnation och drift.
Storbritannien	Grund	Nätanslutningskostnaden ingår i anbudssumman och betalas i första skedet av projektutvecklaren. De kostnader som inte kan hänföras direkt till projektet fördelas via tariffer och all infrastruktur som inte kopplas direkt till projektet delas av samtliga användare. När anslutningen är klar görs en anbudsrunda som sköts av Ofgem (the Office of Gas and Electricity Markets). TSO får tillbaka delar av investeringen via National Grid, som i sin tur får tillbaka huvuddelen av kostnaderna via en avgift som läggs på vindkraftsägarna genom offshore-systemet "Transmission Network Use of System" (TNUoS). Kostnaden fördelas jämnt bland alla användare av nätet.
Island	Djup	Kostnaderna baseras på faktiska kostnader och betalas av producenten eller en elintensiv elanvändare.
Irland	Grund	Alla parter som vill ansluta sig till nätet betalar för anslutningen via en metod kallad ”Least Cost Chargeable”. Elanvändare betalar 50% medan producenter betalar 100% av kostnaden.

Lettland	Djup	Alla som vill ansluta sig till nätet bygger sin egen anslutning. Alla nödvändiga förstärkningar är inkluderade i anslutningskostnaden, som därmed baseras helt på de faktiska kostnaderna. Kostnaderna beräknas utifrån varje anläggnings andel, vilket betyder att tillkommande anläggningar leder till en omfördelning av kostnaderna.
Litauen	Djup	Normalt betalar alla som vill ansluta sig till elnätet 100% av faktiska kostnader, producenter av förnybara energislag är ett undantag – de betalar 40% av alla faktiska kostnader.
Nederländerna	Grund	Anslutningsavgiften består av kostnaderna för att ansluta anläggningen till nätoperatörens nät. Centraliserat system med anbudsomgångar. Hade tidigare ett decentraliserat system med grund kostnadstyp, vilket man valde att ändra.
Nordirland	Grund	Såväl elanvändare som producenter över 1 MW betalar 100% av grunda kostnader, faktiska kostnader för kablar och transformatorer till närmsta anslutningspunkt, dock inga nätförstärkningar
Norge	Djup	Den infrastruktur som är direkt kopplad till en anläggning betalas av den part som ansluter sig till elnätet.
Polen	Grund	Producenten betalar de faktiska kostnaderna för kablar och nödvändiga om- eller utbyggnationer i transformatorstationen vid anslutningspunkten. Förstärkning av det befintliga nätet görs av TSO. Kostnaderna består av: Elanvändare betalar 25% av den totala investeringen. Förnybara producenter <=40 kV behöver inte betala något för anslutningen. Anläggningar <=1MW betalar 50% av investeringen. Förnybara producenter med en installerad effekt <=5MW betalar 50% av den totala investeringen. Övriga producenter och distributionsbolag betalar 100% av investeringen.
Sverige	Djup	Såväl producenter som konsumenter betalar den faktiska kostnaden för anslutningen inklusive nödvändiga förstärkningar.

4 Totalt slopande av anslutningskostnaderna genom utflyttad anslutningspunkt

4.1 Sammanfattning

En möjlig modell för att slopa anslutningskostnaderna är att flytta ut anslutningspunkten till respektive vindkraftspark till havs, vilket innebär att anslutningsledningen blir en del av stamnätet. Modellen medför att Svenska kraftnät står för planering, utformning, byggande och drift av kablar ut till vindkraftsparkerna. Det skulle innebära att hela kostnaden för anslutningen betalas av Svenska kraftnät. Svenska kraftnät skulle i likhet med idag ha anslutningsplikt och skulle prioritera anslutningen av havsbaserad vindkraft enligt samma prioriteringsordning som alla andra projekt som finns i Svenska kraftnäts projektportfölj.

För att finansiera kostnaderna för slopandet fördelas kostnaderna ut på stamnätstariffen. Den del av nättariffen som blir aktuell är effektavgiften som är en del av överföringsavgiften.

Modellen kommer att innebära flera förändrade rutiner och nya arbetsuppgifter för Svenska Kraftnät. Den kommer också medföra att processen för att anlägga anslutningsledningen och uppförandet av vindkraftsparken kommer att behöva koordineras mellan Svenska Kraftnät och projektören. Eftersom Svenska Kraftnät får ett utökat ansvar i denna modell med ansvaret även för anslutningarna av havsbaserad vindkraft, kommer det att medföra ökad konkurrens om affärsverkets resurser. Det kan innebära att övriga stamnätsinvesteringar eller anslutningsprojekt får en annan prioriteringsordning. De samhällsekonomiska konsekvenserna av denna modell redovisas i kapitel 5.

4.2 Inledning

Det finns flera olika sätt att slopa anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft. Vilket sätt som är lämpligast beror på målet. Enligt Energikommissionens betänkande är skälet att göra investeringar i havsbaserad vindkraft i Sverige mer attraktiva och att skapa mer likvärdiga villkor i förhållande till motsvarande anläggningar på land och i förhållande till situationen i andra länder runt Östersjön.

Anslutningskostnaden för havsbaserad kan exempelvis slopas genom att:

- Flytta fram anslutningspunkten för stamnätet till vindkraftsparken och ta bort avgiften till Svenska kraftnät

- Via ett separat stöd ersätta producenten eller nätoperatörer för anslutningskostnaden men bibehålla lokaliseringen av stamnätsanslutningen

För att bibehålla incitament för kostnadseffektiva lösningar kan olika metoder användas:

- Någon form av budgivningsprocess för exempelvis byggnation av nät liknande Storbritanniens system

- Budgivning av stödnivå för nätanslutningskostnaden

- En urvalsprocess med prioriterade projekt eller särskilt utvalda anslutningar

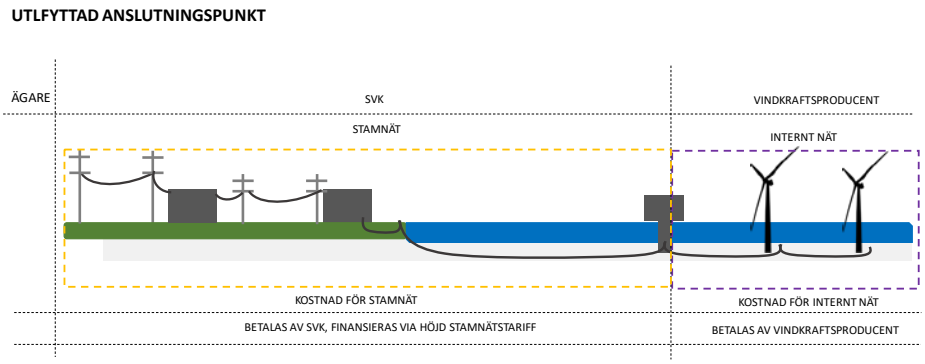
- Uppgraderad systemutvecklingsplan, liknande Tysklands nätutvecklingsplan, med tydliga utbyggnadsmål för havsbaserad vindkraft eller liknande

- Att endast delar av anslutningskostnaden slopas

De alternativa metoderna för slopande kan kombineras med de olika metoderna för att bibehålla kostnadseffektivitet vilket ger ett stort antal tänkbara system. Det finns ytterligare möjliga modeller som inte har beaktats i den här utredningen. Vi har här valt att analysera två olika metoder. I det här kapitlet beskrivs utformningsalternativet att slopandet av anslutningskostnaden sker genom att anslutningspunkten till stamnätet flyttas ut till vindkraftsparkerna till havs och att anslutningen blir en del av stamnätet. I kapitel 6 beskrivs ett särskilt stöd för att slopa kostnaden för havskabeln.

4.3 Beskrivning av utflyttad anslutningspunkt

Modellen innebär att anslutningskostnaderna slopas genom att anslutningspunkten flyttas ut till respektive vindkraftspark till havs kombinerat med att ledningen ut till anslutningspunkten blir en del av stamnätet. Det innebär att Svenska kraftnät står för planering, utformning, byggande och drift av kablar ut till vindkraftsparkerna. En schematisk bild av modellen visas i bilden nedan.



Figur 3 Schematisk bild av modellen med utflyttad anslutningspunkt.

Med planering avses att Svenska kraftnät projekterar, genomför markundersökningar och bottenundersökningar samt söker nätkoncession och övriga nödvändiga tillstånd för anslutningen.

Med utformning avses att Svenska kraftnät ansvarar för den tekniska utformningen av anslutningen, dimensionering och kravställande i enlighet med gällande tekniska riktlinjer på verket.

Med byggande avses att Svenska kraftnät genomför upphandling av entreprenör för förläggande av sjökabel, bygga ledningar och stationer. Svenska kraftnät bygger ut stamnätet till en anslutningspunkt vid respektive vindkraftpark och där erbjuder anslutning till stamnätet utan anslutningsavgift.

Med drift avses att Svenska kraftnät har ägaransvar för anslutningen vad gäller bland annat driftsäkerhet och elsäkerhet samt kostnader för avskrivningar, lån, räntor, förluster, underhåll och reinvesteringar. Kostnaderna för stamnätsförstärkningen tas ut på stamnätstariffen. Vindkraftparkens interna nät ingår inte i Svenska kraftnäts ansvar.

Modellen innebär att projektägaren, väljer lokalisering för vindkraftparken och söker tillstånd enligt miljöbalken för denna. Producenten söker om anslutning till stamnätet. Svenska kraftnät har som elnätsbolag anslutningsplikt, med de förbehåll som finns i ellagen. En studie av anslutningsmöjligheter genomförs. Då undersöks nyttan av anslutningen till nätet och konsekvenser för nätets driftsäkerhet. Svenska kraftnät meddelar hur verket bedömer att en anslutning till stamnätet ska kunna göras, vilka åtgärder som bedöms nödvändiga samt en preliminär uppskattning av tidplan. Ingen kostnad för anslutningen meddelas, eftersom Svenska kraftnät bygger ut stamnätet fram till vindkraftparken. Avtal om anslutning tecknas. Svenska kraftnät hanterar förstärkningen som ett vanligt byggnadsprojekt inom verket, planerar, söker tillstånd, bygger och kommer efter idrifttagning att äga anslutningen som en integrerad del i det svenska stamnätet.

Svenska kraftnäts generella prioriteringsordning för samtliga anslutningar kvarstår, affärsverket kommer prioritera anslutningen på samma sätt som andra projekt då de hamnar i Svenska kraftnäts projektportfölj. Alla anläggningsprojekt poängsätts med hjälp av ett antal faktorer som bedöms påverka rankingen där anslutningsprojekt bland annat bedöms utifrån typ av anslutning (t.ex. baskraft eller ej planerbar kraft), anslutningens storlek i förhållande till projektets kostnad, placering i nätet och driftsäkerhet. Utifrån dessa faktorer prioriteras genomförandet av projektet.

Notera att den exakta processen för ansökan om anslutning av havsbaserad vindkraft inte har analyserats. Den kommer att behöva anpassas till de nya krav som kommer av att Svenska kraftnät ansvarar för att bygga anslutningen, koordinering av projekt, hantering av investeringsbeslut av styrelsen och regering/riksdag[20].

För att finansiera kostnaderna för slopandet fördelas kostnaderna ut på stamnätstariffen. Den del av nättariffen som blir aktuell är effektavgiften som är en del av överföringsavgiften Effektavgiften ska täcka Svenska kraftnäts kostnader för drift, underhåll, avskrivningar och kapitalkostnader för stamnätet. Effektavgiften baseras på Svenska kraftnäts kunders årsvisa abonnerade effekter för inmatning (produktion) respektive uttag (förbrukning) i varje anslutningspunkt. Det finns för närvarande ungefär 150 anslutningspunkter till stamnätet men knappt 30 individuella kunder. Kunderna består av elproducenter och regionnät.

Den som är ansluten till en anslutningspunkt har ett abonnemang kopplat till produktion och förbrukning som uppstår vid anslutningspunkten av den part som innehar abonnemang. En regionnätsägare kan således ha ett flertal abonnemang till olika anslutningspunkter och även elområden, särskilt om det är en större aktör. Effektavgiften är geografiskt differentierad, vilket innebär att avgiften för inmatning är högre i norr än i söder medan det omvända gäller för uttag. Syftet med den geografiska differentieringen är att ge styrsignaler till aktörerna för en långsiktigt kostnadseffektiv utveckling av stamnätet, så att stamnätet byggs ut på ett effektivt sätt. Effektavgiften är i dagsläget fördelat mellan förbrukning och produktion med förhållandet 65/35.

4.4 Effekter av utflyttad anslutningspunkt till havs

Det finns ett flertal effekter av om regelverket ändras så att stamnätet även ska omfatta anslutningsledningar till havsbaserad vindkraft. Nedan beskrivs på en övergripande nivå några av dessa effekter, ytterligare effekter kan förekomma.

[20] Nya investeringsprojekt överstigande 100 mnkr ska enligt Svenska kraftnäts regleringsbrev underställas regeringens prövning. En investeringsplan lämnas årligen in till regeringen för nästkommande budgetår, vilken måste godkännas av riksdag.

4.4.1 Förhållandet mellan producent och Svenska kraftnät

En förändring mot dagens situation är att det kommer vara vindkraftsproducenten som tecknar anslutningsavtal med Svenska kraftnät jämfört med elnätsbolag. Avtal och interna riktlinjer kommer behöva skrivas om. Svenska kraftnät kommer att få ett direkt förhållande med producenten.

Då det inte ingick i detta uppdrag att utreda förändringar i tillståndsprövningen av vindkraftsverksamhet kommer det i likhet med idag vara vindkraftsproducenten som väljer lokalisering av vindkraftparken. Det innebär att processerna behöver ses över hur vindkraftsproducenten och Svenska kraftnät koordinerar projekten samt reglera situationer där någon part bygger långsammare än den andra. Eftersom anslutningen och stamnätsförstärkningen kommer hanteras som en vanlig stamnätsinvestering kan det medföra att andra projekt genomförs före de för havsbaserad vindkraft. Om dessa projekt ska prioriteras kan det medföra att andra projekt som har större nytta för stamnätet och samhället försenas.

Det finns även en risk att Svenska kraftnät bygger ut stamnätet men att producenten sedan inte genomför byggnation av vindkraftparken. Det innebär en ökad finansiell risk som staten tar på sig. Denna risk behöver hanteras på något sätt.

4.4.2 Effekter på stamnätet

Att ansluta en vindkraftpark direkt till stamnätet har konsekvenser. Stamnätet är på spänningsnivåerna 220 och 400kV. Anslutningsledningen kommer därför att byggas på dessa spänningsnivåer. Det är inte säkert att minst 220 kV utförande är det tekniskt och ekonomiskt mest optimala för de aktuella anslutningarna. I vissa fall kan det vara betydligt bättre ur tekniskt och kostnadseffektivt hänseende att bygga med 130 kV-ledning. Om Svenska kraftnät ska bygga på lägre nivåer än 220 kV för havsbaserat kommer det medföra konsekvenser för Svenska kraftnät vad gäller att införskaffa kunskap om att bygga samt underhålla ledningar på denna nivå, nya underhållsavtal kan komma behöva tecknas samt nya produkter behöver för underhåll och beredskap behöver lagerhållas. En ytterligare konsekvens om Svenska kraftnät får i uppdrag att även bygga på lägre nivåer än 220 kV för havsbaserat är att det kan medföra att affärsverket kommer behöva bygga på lägre nivåer även för andra produktionsslag vilket medför stora konsekvenser för systemet i Sverige och för Svenska kraftnät. Värt att nämna är att en utredning[21] precis har tillsatts som bland annat ska göra en första analys av om det svenska systemet med tre elnätsnivåer – lokalnät, regionnät och stamnät – borde ändras till ett system med två nätnivåer för att anpassa det svenska

[21] http://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2018/02/utredning-ska-se-over-regelverket-for-natkoncessioner/

systemet till det normala i Europa. Resultatet av denna utredning kan påverka regelverket för Svenska kraftnäts eventuella kommande anslutningar av havsbaserad vindkraft.

4.4.3 Principer för anslutning

Modellen ändrar principen för hur Svenska kraftnät ska genomföra anslutning och nya processer behöver tas fram. Svenska kraftnät behöver överväga hur ansökan om anslutning ska utvärderas och eventuellt ta fram en urvalsprocess liknande den för nätförstärkningslån (vindläge, effektivitet, nytta för nätet, etc.) De samhällsekonomiska analyser av stamnätsledningar som kan komma bli ett krav i nätkoncessionsansökningar för linje[22], bör kunna utgöra ett stöd i denna urvalsprocess. Dessa analyser bör kunna bidra med underlag för att prioritera de anslutningar som ger högre samhällsekonomisk nytta. De tekniska kvalifikationerna för anslutning kan behöva ändras så att anslutningarna av havsbaserad vindkraft bli så kostnadseffektiva som möjligt. Kravet att Svenska kraftnät ska behandla alla anslutande parter objektivt och lika behöver ändras.

4.4.4 Effekter på tariffen

Ett slopande av anslutningskostnaderna skulle innebära att anslutningen och de förstärkningarna i stamnätet som krävs för att upprätthålla driftsäkerheten på grund av den nya anslutningen ska bäras av Svenska kraftnäts kunder istället för den anslutande parten.

Om stödåtgärden tas in via effektavgiften innebär det rent konkret att en tariffhöjning sker för både förbrukare och producenter. Hur mycket effektavgiften behöver höjas om Svenska kraftnät äger hela anslutningen behöver utredas. Det finns vidare ett regelverk inom EU som stipulerar maximal avgift som stamnätsbolagen kan ta ut av producenterna. Avgiften är satt i absoluta tal, inte procentuellt.

I det fall kostnaden tas ut på tariffen medför det att det blir oklarheter om vad tariffen består av – det kommer att vara en blandning mellan faktiska kostnader och bidrag. De styrsignaler som finns på elmarknaden idag vad gäller produktion och förbrukning riskerar därmed att få minskad effekt.

Ersättningen för att täcka kostnader för bidraget för havsbaserad vindkraft kommer inte att fördelas jämnt mellan kunderna om ersättningen tas ut via effektavgiften. De kunderna med större effektabonnemang kommer att betala en större del av kostnaden. Om man ser till den geografiska placeringen kommer ett likvärdigt uttagsabonnemang bli dyrare ju längre söderut man kommer och vice versa för inmatningsabonnemang. Den faktiska avgiften är även påverkad av

[22] Energimarknadsinspektionen har fått ett uppdrag av regeringen att ta fram riktlinjer för samhällsekonomiska analyser vid byggnation av stamnätsledningar, som ska rapporteras till regeringen i april 2018.

kundens produktion, varför en kund med både produktion och förbrukning i sitt underliggande nät kommer få en relativt lägre effektavgift än kunder med enbart produktion eller förbrukning. Därigenom kommer avgiften att tas ut på ett sätt som inte speglar en kostnadsriktig fördelning.

Vilka ekonomiska konsekvenser en stödmodell som täcker anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft skulle få på Svenska kraftnät om affärsverket skulle äga anslutningen behöver utredas. De kostnadsuppskattningar som har varit tillgängliga inom uppdraget har baserats på ledningar med lägre spänningsnivåer. Om anslutningsledning ska komma att utgöras av stamnät krävs utredningar kring vilka projekt som skulle kunna bli möjliga och vilka kostnader dessa skulle medföra I bilaga 2 har dock vissa beräkningar gjorts på underlag framtaget av Sweco. Det har inte heller varit möjligt att analysera varje abonnemang för att se hur kostnaderna fördelas mellan stamnätets kunder.

4.5 Förslag till författningsändringar

Denna utformning av slopandet berör både anslutningsskyldigheten, som för nätkoncession för linje behandlas i 3 kap. 6 §, och nättariffen för anslutning, som behandlas i 4 kap. 9 och 9 a §§. Det främsta syftet är dock att ingen avgift ska tas ut vid anslutning av havsbaserad vindkraft. Därför förordas att förslaget läggs som en ny 4 kap. 9 b § i nuvarande ellag. Här redovisas endast förslag utifrån nu gällande ellag. I den föreslagna elmarknadslagen är både systematik och terminologi ändrad.

Om anslutningsledningarna alltid är stamledningar enligt 1 kap. 4 a § första stycket ellagen, det vill säga har en spänning om 220 kV eller mer, behövs ingen ytterligare reglering. Om anslutningsledningarna däremot kan komma att ha en spänning som understiger 220 kV behövs ytterligare reglering. Sådana ledningar är nämligen definitionsmässigt regionledningar enligt 1 kap. 4 a § andra stycket ellagen. För att uppnå den önskade effekten måste även sådana anslutningsledningar hanteras som stamledningar vad gäller redovisning, tariffutformning och intäktsram.

Ett eventuellt behov av ändringar i instruktionen för Svenska kraftnät berörs ovan i avsnitt **Fel! Hittar inte referenskälla.**.

4.5.1 Förslag till ny 4 kap. 9 b §

Ett stamnätsföretag har skyldighet att utan avgift ansluta en produktionsanläggning för vindkraft i en punkt vid produktionsanläggningen om produktionsanläggningen

1. helt är belägen inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon och
2. har en installerad effekt om minst 100 megawatt i de fall anslutning ska ske till en ledning med en spänning på 220 kilovolt och

300 megawatt i de fall anslutning ska ske till en ledning med en spänning som överstiger 220 kilovolt.

4.5.2 Kommentar

Av förslaget framgår att skyldigheten att utan avgift ansluta vissa produktionsanläggningar åligger ett stamnätsföretag. Detta innebär i praktiken att skyldigheten åligger Svenska kraftnät, se 1 kap. 5 b § ellagen.

Vidare framgår det att skyldigheten ska fullgöras vid produktionsanläggningen. Enda sättet att göra detta är att bygga ut ledningsnätet till en punkt så pass nära produktionsanläggningen att vindkraftparkens interna nät kan anslutas direkt i denna punkt. Detta hindrar inte att Svenska kraftnät i den utsträckning som det bedöms lämpligt samordnar nätutbyggnaden med projektören för vindkraftparken.

Den första begränsningen är att det endast är produktionsanläggningar som helt är belägna inom Sveriges sjöterritorium eller inom Sveriges ekonomiska zon som omfattas. Sveriges sjöterritorium omfattar inre vatten och territorialhavet enligt 1 § lagen (2017:1272) om Sveriges sjöterritorium och maritima zon. Med inre vatten avses enligt 2 § vattenområden på land och i havet innanför riksgränsen. Begreppet omfattar således även insjöar. Sveriges ekonomiska zon bör vara med, eftersom havsplaneringen har visat att det finns få områden med goda förutsättningar för vindkraft där det inte finns konflikter med andra intressen.

För att undvika att en planerad vindkraftpark helt eller delvis flyttas ut i vatten endast för att slippa anslutningskostnaden bör det framgå att hela vindkraftsparken ska vara belägen i vatten.

Dessutom måste produktionsanläggningen ha tillräcklig installerad effekt för att vara lämplig att ansluta till stamnätet. Den nybyggda ledningen kommer med största sannolikhet att anslutas till 400 kV-nätet, eftersom de mest kustnära stamledningarna är 400 kV i södra Sverige, Det är enbart läng delar av Norrlandskusten som de kustnära stamledningar som är 220 kV (se bilaga 5). Förslaget är därför att kravet sätts på 300 MW, vilket är Svenska kraftnäts miniminivå för anslutning till 400 kV. Om anslutningen sker till 220 kV-nätet skulle kravet, med hänvisning till Svenska kraftnäts nuvarande tillämpning, kunna sänkas till 100 MW.

Eftersom Svenska kraftnät ska bygga och använda ledningen är det Svenska kraftnät som ansöker om nätkoncession. Anläggningarna kommer därmed att ingå i Svenska kraftnäts kapitalbas som ligger till grund för beräkningen av Svenska kraftnäts intäktsram, vilken sätter ramen för Svenska kraftnäts samlade intäkter från nätverksamheten. Denna reglering påverkas inte av förslaget.

De löpande kostnaderna för att använda anläggningarna (avskrivning, räntor, drift och underhåll) kommer, precis som idag, att belasta stamnätskunderna

kollektivt. Vindkraftsproducenten kommer därigenom som stamnätskund att betala sin del av de löpande kostnaderna genom den löpande överföringsavgiften. Den får enligt 4 kap. 9 § ellagen vara beroende av var anslutningspunkten är belägen.

Däremot kommer Svenska kraftnät inte att få någon direkt ersättning av producenten för kostnaden för att bygga anläggningarna. Även denna kostnad kommer därför att belasta samtliga stamnätskunder, och i slutändan kunder på region- och lokalnätsnivå, genom de löpande överföringsavgifterna. Eftersom producenten är en stamnätskund, kommer producenten genom överföringsavgifterna att kollektivt vara med och betala även för anslutningskostnaden. Detta kommer dock endast att motsvara en mindre del av den faktiska kostnaden.

5 Samhällsekonomiska konsekvenser av en utflyttad anslutningspunkt

För att kunna göra en fullständig analys av de samhällsekonomiska konsekvenserna av slopande av anslutningskostnaden och vilka konsekvenser åtgärden har på elsystemet skulle en omfattande modellering och scenarioanalys behöva genomföras. Det har inte varit möjligt att genomföra sådana analyser inom ramen för det här uppdraget. Både Energimyndigheten och Svenska kraftnät avser dock att ta fram scenarier under år 2018 för att analysera möjligheter och utmaningar med målet om 100 procent förnybar elproduktion till år 2040.

För att ändå ge en bild av vilka samhällsekonomiska konsekvenser ett totalt slopande genom utflyttad stamnätspunkt kan ha, har en övergripande konsekvensanalys genomförts baserad på Energimyndighetens tidigare studier av havsbaserad vindkraft och samhällsekonomiska konsekvensanalyser av andra stöd till förnybar energiproduktion.

5.1 Sammanfattning

Energimyndigheten har i en tidigare rapport om havsbaserad vindkraft[23] bedömt att ett särskilt stöd för havsbaserad vindkraft inte är samhällsekonomiskt lönsamt, åtminstone inte före år 2030 (se sammanfattning i avsnitt 1.7). Denna bedömning gäller även ett totalt slopande av anslutningskostnaden genom utflyttad anslutningspunkt. Energimyndigheten bedömer vidare att ett sådant stöd kommer att innebära begränsad kontroll över kostnaderna för staten och vid en omfattande utbyggnad av havsbaserad vindkraft riskerar de totala kostnaden att bli höga. Dels för att det saknas tak eller andra begränsningar av kostnaderna, dels för att ett slopande medför att det kommer att saknas incitament för att välja lokaliseringar som ger kostnadseffektiva anslutningar. Kostnaderna för att ansluta havsbaserad vindkraft vid slopade anslutningskostnader bedöms uppgå till 0,8–1,1 miljarder kronor per TWh vindkraftsel som ansluts.

Ett slopande av anslutningskostnaderna riskerar även att leda till att omställningen till ett förnybart elsystem fördyras och försvåras både avseende produktion och nätutveckling. Det beror på att dyrare produktion byggs ut (än utan ett slopande), att det tillkommer en osäkerhetsfaktor på elmarknaden samt att det finns en risk för att slopandet leder till att både ny och befintlig förnybar

[23] Havsbaserad vindkraft – en analys av samhällsekonomi och marknadspotential, ER 2017:03

el i form av kraftvärme, främst i elområde 4, och landbaserad vindkraft konkurreras ut.

En utflyttning av anslutningspunkten kommer vidare att medföra ett avsteg från flera av grundprinciperna i ellagen. Bland annat innebär slopandet av anslutningskostnaden för producenter av havsbaserad vindkraft att andra elproducenter och/eller andra elanvändare istället behöver betala denna kostnad.

En potentiell nytta med att slopa anslutningskostnaderna är att det skulle göra havsbaserad vindkraft i Sverige mer konkurrenskraftig i ett europeiskt perspektiv Givet att ett slopande av anslutningskostnaderna skulle leda till en utbyggnad av havsbaserad vindkraft skulle det kunna skapa marginaler i elproduktionen i en situation med snabba förändringar på marknaden, t.ex. ifall kärnkraften fasas ut snabbare än förväntat eller att acceptansen för landbaserad vindkraft plötsligt försämras. Detta är dock sannolikt en utmaning först för perioden efter år 2030. Om utbyggnaden kommer igång först då behovet av ny kraft väntas uppstå, finns en risk för att den havsbaserade vindkraften inte kommer att kunna komma på plats i tid, bland annat på grund av tillstånds som löpt ut och långa ledtider för att uppföra vindkraftparker till havs.

5.2 Stora skillnader i kostnader för anslutning

Anslutningskostnaderna varierar stort mellan olika projekt, beroende på avstånd till land och anslutningspunkt och om det finns ledig kapacitet i nätet där vindkraftsparken ska ansluta. Detta beskrivs mer utförligt i bilaga 2 men sammanfattas och analyseras kortfattat här.

Kostnadsuppskattningarna baseras på Swecos beräkningar av kostnaderna för havsbaserad vindkraft som togs fram till Energimyndighetens tidigare regeringsuppdrag om havsbaserad vindkraft som redovisades i februari 2017[24]. Beräknat på ett antal typprojekt med en installerad effekt på 300 megawatt som ligger på olika avstånd från parken till kusten och till befintligt stamnät uppskattas kostnaderna för den externa nätanslutningen bestå av följande kostnadsposter:

- 250–1 300 miljoner kr för sjökabel beroende på avstånd och om AC eller DC används
- 25–60 miljoner kr för landkabel vid ett avstånd på 10 km från kust till stamnät
- 150 miljoner kr för förstärkningar i stamnät om enbart en ny stamnätsstation behövs

För projekt som är betydligt större än 300 MW och som ligger på ett längre avstånd från land så att DC-kabel behövs kan kostnaden för enbart sjökabel och

[24] Havsbaserad vindkraft – en analys av samhällsekonomi och marknadspotential, ER 2017:03

omvandlare bli många miljarder kronor. Krävs större förstärkningar i stamnätet kan denna kostnadspost uppgå till flera miljarder.

En grov uppskattning av den totala kostnaden för slopad anslutning är att den uppgår till 0,8–1,1 miljarder kronor per TWh vindkraftsel som ansluts. Det är dock troligt att kostnaden blir högre, bland annat mot bakgrund av att Sweco i beräkningarna har utgått från anslutningsledningar med lägre spänning än vad som blir aktuellt om Svenska kraftnät ska bygga dem[25]. Kostnaderna för sjökabeln blir minst fem gånger dyrare om ledningar med högre spänningsnivåer används. Dessutom ingår inte drift- och underhållskostnaderna för kablarna i dessa beräkningar.

De stora variationerna i kostnader mellan olika projekt i kombination med osäkerheten kring i vilken utsträckning havsbaserad vindkraft kommer att byggas ut vid ett slopande gör att konsekvenserna av slopande anslutningskostnader blir svåröverskådliga.

Att ta bort anslutningskostnaden för att ansluta till stamnätet för producenten av havsbaserad vindkraft medför att andra producenter och/eller elanvändare behöver betala för anslutningen. Oavsett hur den kostnadsöverföringen sker är det värt att notera att anslutningsplikten som idag finns för nätägare i kombination med att producenter betalar för skäliga kostnader som uppstår vid anslutningen också syftar till att hålla nere kostnaderna för elkunder. Om någon av funktionerna tas bort blir det antingen svårt för nya anläggningar att ansluta eller så försvinner en viktig funktion för kostnadseffektivitet.

5.3 Är slopade anslutningskostnader kostnadseffektivt givet målet om 100 procent förnybar el?

Ett av de övergripande målen till slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft har av Energimyndigheten tolkats som att bidra till att nå 100 procent förnybar elproduktion till år 2040.[26] Skälet som nämns till slopandet är att lokaliseringen i svenska vatten ska bli mer attraktiv och skapa mer likvärdiga villkor i förhållande till motsvarande anläggningar på land och i förhållande till situationen i andra länder runt Östersjön,

Mot bakgrund av det övergripande målet om 100 procent förnybar energi till 2040 så bedömer Energimyndigheten att det inte är samhällsekonomiskt motiverat att stödja en teknik (havsbaserad vindkraft) som är dyrare än en annan (landbaserad vindkraft) för att nå samma mål. Att inte främja dyrare tekniker för att uppnå samma mål stämmer även överens med bakgrundsbeskrivningen till uppdraget: *”Energipolitiken ska skapa villkor för en effektiv och hållbar*

[25] Enligt dagens regelverk bygger SVK endast stamnätsledningar, 220 eller 400 kV-ledningar.

[26] Se Bakgrundskapitlet

energianvänding och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning med låg negativ påverkan på hälsa, miljö och klimat samt underlätta omställningen till ett hållbart samhälle."

Ur kostnadseffektivitetssynpunkt bryter det även mot principen att *ett* styrmedel ska styra mot *ett* mål. Elcertifikatsystemet är utformat för att styra så kostnadseffektivt som möjligt mot förnybar elproduktion. Denna funktion kommer att påverkas negativt och leda till suboptimalitet (se Bilaga 4).

5.3.1 Alternativkostnad förnybar el

Uppdraget omfattar att göra en samhällekonomisk konsekvensanalys av vad ett slopande av anslutingskostnaderna kan innebära. Ett sätt att göra det är att uppskatta alternativkostnaden för slopandet och jämföra med utbyggnad av landbaserad vindkraft istället för havsbaserad vindkraft. Tabell 2 visar alternativkostnaden för havsbaserad vindkraft uttryckt i hur mycket landbaserad förnybar elproduktion samma investering skulle ge *allt annat lika*. Utgångspunkten är skillnaderna i produktionskostnad mellan vindkraft till land och havs[27] samt att ett typprojekt är på 300 MW installerad effekt och ger 1,2 TWh förnybar el.[28] Ifall åtta sådana typprojekt skulle byggas enligt dessa uppskattningar skulle det röra sig om 9,6 TWh förnybar el/år[29]. För samma kostnad skulle man emellertid kunna bygga 12,7 TWh eller 19,4 TWh landbaserad vindkraft beroende på produktionskostnadsscenario, givet att det är möjligt att bygga denna ytterligare volym på land. Alternativkostnaden är alltså mellan 3 och 10 TWh. Utgångspunkten är att staten går in med pengar till antingen havsbaserad vind eller landbaserad vind och att projekt då kommer tillstånd på grund av det statliga bidraget/investeringen.

Tabell 2 Alternativkostnad för Havsbaserad vindkraft i förnybar el

	Scenario Låg	**Scenario Hög**
Hav Öre/kWh	66	59
Land Öre/kWh	50	28
	Kvot	**Kvot**
Kvot Hav/Land	1,32	2,11

[27] Med produktionskostnadsscenarierna låg och hög, baserat på Energimyndighetens rapport, Havsbaserad vindkraft, ER 2017:03

[28] Enligt uppskattningar från SVK

[29] Produktionen från dessa typprojekt motsvarar ungefär produktionen från de sju projekt som har tillstånd att bygga idag. Detta betyder dock inte att vi har gjort någon bedömning av om alla projekt som fått tillstånd kommer att byggas.

	TWh	TWh
1,2 TWh Hav ger i Land	1,6	2,5
8 Projekt och 9,6 TWh Hav ger på Land.	12,7	19,4

Kostnaderna för att slopa anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft har uppskattas till i snitt ca 0,8–1,1 miljarder kronor per TWh. För 8 TWh blir det en statlig utgift på omkring 8 miljarder kronor för att få till stånd de investeringar som skulle kunna ge 9,6 TWh havsbaserad vindkraft eller 12,7 TWh eller 19,4 TWh landbaserad vindkraft (beroende på scenario). I verkligheten är det emellertid osäkert i vilken utsträckning privata aktörer motiveras till investeringar genom statliga bidrag och därmed i vilken utsträckning investeringarna skulle skett i alla fall eller om de skulle skett senare.

5.3.2 Alternativkostnad nätinvesteringar

En annan alternativkostnad som skulle kunna vara relevant att jämföra med är uteblivna investeringar i stamnätet då resurser allokeras till anslutningskostnaden istället, till exempel de utmaningar som Svenska kraftnät beskriver i sin systemutvecklingsplan och som finns sammanfattad i Bilaga 3.

Det har dock inte varit möjligt att bedöma vad ett slopande av anslutningskostnaderna innebär i fråga om ökade, minskade eller likartade behov av investeringar i stamnätet. Detta eftersom det föreligger en osäkerhet kring om en slopad anslutningskostnad leder till en utbyggnad av havsbaserad vindkraft och i så fall när och hur mycket. Havsbaserad vindkraft skulle också på sikt kunna byggas ut utan slopade anslutningskostnader när kostnaderna sjunkit tillräckligt mycket. Energimyndighetens utgångspunkt är dock att en slopad anslutningskostnad leder till en ökad kostnad för stamnätsoperatören. Medel motsvarande denna ökade kostnad skulle istället kunna användas till att lösa de långsiktiga utmaningar som nätutvecklingen och nätutbyggnaden står inför. Det handlar om utmaningar som är kopplade till omställningen till 100 procent förnybar elproduktion, nedläggning av kärnkraft, elektrifiering av fordonssektorn, ökad elanvändning i storstadsregioner, återinvesteringar i befintligt nät m.m.

Fram till år 2027 bedömer Svenska kraftnät sina investeringar i stamnätet till cirka 45 miljarder kronor varav cirka hälften är återinvesteringar och hälften nyinvesteringar.

Om havsbaserad vindkraft i söder skulle leda till ett minskat behov av överföring mellan norr till söder bör kostnaden för en slopad anslutning ställas mot vad dessa eventuella förstärkningar skulle kosta.

Slutsatsen blir att statliga satsningar på havsbaserad vindkraft i form av slopade anslutningskostnader har en hög alternativkostnad både avseende annan förnybar elproduktion och nät. Givet målet om 100 procent förnybar el är förslaget kostnadsineffektivt.

5.3.3 Potentiella nyttor

I de scenarier som Energimyndigheten tagit fram om att nå 100 procent förnybar el, bland annat i rapporten *Havsbaserad vindkraft* (ER 2017:3), bedöms behovet av ny förnybar el på sikt vara mycket stort. I rapporten och med ett vidare resonemang i Bilaga 3 så kan sannolikt havsbaserad vindkraft byggas ut utan stöd när det uppstår ett behov och när kostnaderna har sjunkit tillräckligt mycket.

En potentiell nytta med att slopa anslutningskostnaderna är att det skulle kunna göra havsbaserad vindkraft i Sverige mer konkurrenskraftig i ett europeiskt perspektiv. Givet att ett slopande av anslutningskostnaderna leder till en utbyggnad av havsbaserad vindkraft inom närtid skulle det kunna skapa marginaler i elproduktionen i en situation med snabba förändringar på marknaden, t.ex. ifall kärnkraften fasas ut snabbare än förväntat eller att acceptansen för landbaserad vindkraft plötsligt försämras. Detta är dock sannolikt en utmaning först för perioden efter år 2030. Om utbyggnaden kommer igång först då behovet av ny kraft väntas uppstå, finns en risk för att den havsbaserade vindkraften inte kommer att kunna komma på plats i tid. Detta på grund av långa ledtider för uppföra parkerna (enligt projektörerna skulle den första parkerna kunna vara i drift runt 2025 om ett slopande införs före 2020). Dessutom löper befintliga tillstånd ut i perioden mellan 2018 och 2023 (om de inte tas i bruk eller beviljas förlängd igångsättningstid), det är inte säkert att nya tillståndsansökningar lämnas in eller beviljas tillstånd och ledtiderna för både miljöbalkstillstånd och nätkoncessioner är för närvarande långa.

För att kunna ge mer uttömande svar på utmaningar och möjligheter att nå målet till år 2040 och vilka kraftslag som behövs, behöver mer anlyser och kartläggningar göras.

5.4 Utträngningseffekter som en konsekvens av slopade anslutningskostnader

Som beskrivs i Bilaga 3 och Bilaga 4 råder idag en stark konkurrens mellan de förnybara kraftslagen och dagens investeringstakt pekar på att målet i elcertifikatsystemet om 18 TWh ny förnybar elproduktion nås i god tid före år 2030.

Givet att de slopade anslutningskostnaderna leder till ökade investeringar i havsbaserad vindkraft medför förslaget att konkurrensen mellan kraftslagen ändras. Eftersom det framför allt är landbaserad vindkraft och kraftvärme som byggs ut i Sverige i dag kan ett slopande av anslutningskostnaderna leda till att det kommer att byggas mindre av dessa kraftslag. Dessa kraftslag *trängs* då ut. Detta kan ske genom att priset i ett elområde sjunker på grund av tillkommande havsbaserad vindkraft, vilket leder till att ett annat kraftslag därigenom inte bedöms lönsamt att investera i.

Lägre elpriser riskerar att tränga undan kraftvärmeproduktion i södra Sverige, där elproduktion behövs, som istället för återinvesteringar i kraftvärme väljer att bara investera i värmepannor. Kraftvärme har en viktig betydelse för trygg elförsörjning med hög tillgänglighet på vinterhalvåret, särskilt i ljuset av att de existerande kärnkraftverken på sikt ska fasas ut. Redan i nuläget kan konstateras att många kraftvärmeverk kör under sin fulla kapacitet som en konsekvens av låga elpriser. Kraftvärmeverk producerar även värme till fjärrvärmenät och elen är en viktig del av intäkterna. En *utträngningseffekt* på kraftvärmen riskerar därför att slå negativt även mot fjärrvärmen.

Det finns också en viss konkurrens om kapaciteten i elnätet. En anslutning i ett visst område kan innebära att nästa anläggning inte kan anslutas eller snarare får vänta på att anslutas och en högre anslutningskostnad på grund av begränsningar i överföringen av el och behov av nätförstärkningar.

Det bör också nämnas att ett parallellt stöd, så som slopade anslutningskostnader, med elcertifikatsystemet också förändrar långsiktiga spelregler. Det innebär en ökad osäkerhet och därmed risk att investera i förnybar elproduktion. Själva införandet av stödet påverkar därmed investerare även om det inte skulle realiseras några havsbaserade vindkraftsprojekt.

Att ta bort anslutningskostnaden för att ansluta till stamnätet för producenten av havsbaserad vindkraft medför att andra producenter och/eller elanvändare behöver betala för den. Oavsett hur den kostnadsöverföringen sker är det värt att notera att anslutningsplikten som idag finns för nätägare i kombination med att producenter betalar för skäliga kostnader som uppstår vid anslutningen också syftar till att hålla nere kostnaderna för elkunder. Om någon av funktionerna tas bort blir det antingen svårt för nya anläggningar att ansluta eller så försvinner en viktig funktion för kostnadseffektivitet.

5.5 Slopade anslutningskostnader riskerar bli kostnadsdrivande

Ett slopande av anslutningskostnaderna för havsbaserade vindkraft bedöms inte passa bra ihop med den decentraliserad modell som Sverige har där projektörerna väljer lokalisering av havsbaserad vindkraft. Det skulle ge Sverige ett system liknande Tysklands. I Tyskland har staten inte haft kontroll över anslutningskostnaderna som en konsekvens av att deras stamnätsoperatör inte valt platserna för de vindkraftsparker som de är tvungna att ansluta utan kostnad

Tyskland, liksom andra länder, går nu mot en centraliserad modell där staten kan peka ut lämpliga platser samt kontrollera hela processen och kostnaderna. Att enbart slopa anslutningskostnaderna i Sverige skulle få som konsekvens att Svenska kraftnät inte kan bygga ut stamnätet kostnadseffektivt, eftersom det då saknas incitament för vindkraftsparker att lokalisera sig närmre land och att välja den samhällsekonomiskt bästa anslutningspunkten. Det bör dock påpekas att de havsbaserade vindkraftparker som har tillstånd eller som har inlett tillståndsprocessen med all sannolikhet har utformats med hänsyn tagen till anslutningskostnaderna, då dessa kostnader varit en del av projektens ekonomi. I dagens anslutningsprocess, då aktören som ansöker om anslutning måste stå för kostnaderna själv, drar sig aktören normalt sett ur processen om det skulle krävas omfattande förstärkningar i stamnätet (t.ex. en ny stamnätsledning) eftersom projektet då blir olönsamt. Vid ett slopande skulle aktören inte behöva beakta dessa kostnader.

6 Delvis slopande genom stöd till delar av anslutnings-kostnaderna

6.1 Sammanfattning

I det här kapitlet beskrivs en alternativ modell för slopande som innebär att ett stöd införs till projektören/vindkraftsproducenten för att betala delar av anslutningskostnaden. Stödet föreslås omfatta sjökabel med tillhörande transformator. Motivet för denna avgränsning är att den skapar mer likvärdiga villkor med landbaserad vindkraft och att de totala kostnaderna för slopandet kan begränsas.

Innan stödet införs anser Energimyndigheten att ett maximalt belopp för statens totala kostnader för stödet bör analyseras och bestämmas. Det är viktigt både för att begränsa statens kostnader och för att skapa transparens och tydlighet för marknadens aktörer. För att främja kostnadseffektiva projekt för någon typ av urvalskriterier användas vid utvärdering av bidragsansökningar. Det är också lämpligt att bestämma en tidsram för stödet, vilken minst bör uppgå till tio år.

Energimyndigheten rekommenderar att stödet finansieras genom en separat avgift, i likhet med exempelvis elberedskapsavgiften. På så sätt skulle alla elkunder få vara med och betala kostnaden för stödet.

6.2 Inledning

Den samhällsekonomiska konsekvensanalysen visar att ett totalt slopande av anslutningskostnaderna genom utflyttad anslutningspunkt till stamnätet i en decentraliserad modell för projektutveckling medför att staten har begränsad kontroll över kostnaderna och att det finns en risk för höga kostnader. Enligt Energimyndighetens bedömning uppfyller inte ett totalt slopande de utgångspunkter som enligt uppdragsbeskrivningen ska beaktas vid utformningen av slopandet. Det gäller främst att ett totalt slopande inte leder till att likvärdiga villkor i förhållanden till landbaserad vindkraft skapas, men även att det inte bedöms vara förenlig med en kostnadseffektiv energiförsörjning.

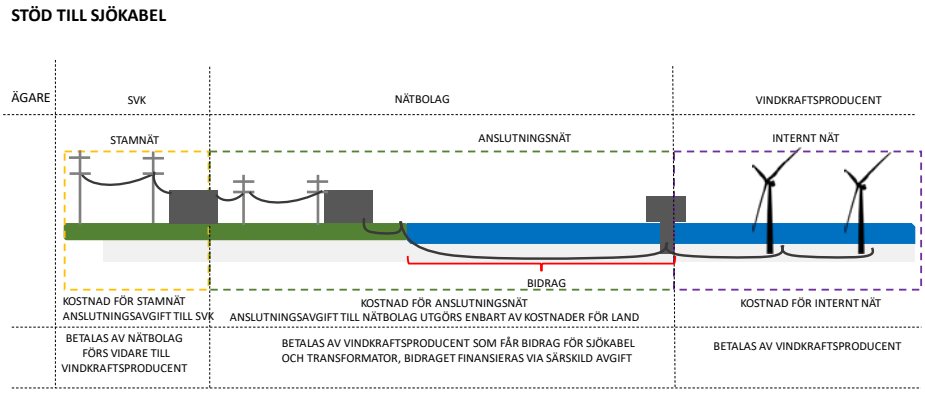
Istället för ett totalt slopande föreslår Energimyndigheten ett alternativ som i större utsträckning stämmer överens med målet att likställa havsbaserad vindkraft med landbaserad vindkraft. Alternativet tar också i större utsträckning hänsyn till kostnadseffektivitet och helhetssyn för utbyggnad av förnybar el. Alternativet innebär att producenten av havsbaserad vindkraft endast får ersättning för delar av anslutningskostnaderna (sjökabel och transformatorstation). Hur ett sådant stöd skulle kunna utformas beskrivs nedan.

6.3 Stöd riktat till producenter för att betala anslutningskostnaderna

Ett sätt att slopa anslutningskostnaderna skulle kunna vara att införa ett stöd som täcker delar av anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft. Stödet för anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft bör riktas till vindkraftsproducenter. Detta eftersom bidraget bör gå till den som ska stå för investeringen. I det här fallet skulle bidraget gå till producenten för att betala anslutningsavgiften till överliggande nät, som i sin tur skulle omfatta kostnaden för anslutningskabel och övriga kostnader som anslutningen medför i överliggande nät. Om bidraget istället skulle gå till nätbolaget skulle det uppstå problem med intäktsramen, eftersom nätbolaget då skulle få räkna med kostnader i intäktsramen som det egentingen inte har. Dessutom skulle ett bidrag till nätbolaget få betydelse vid bedömningen av vad som är en skälig anslutningsavgift. Detta skulle behövas regleras särskilt för dessa fall.

6.3.1 Bidraget bör inte omfatta alla anslutningskostnader

Energimyndigheten föreslår att bidraget ska omfatta anslutningskabel till havs och transformatorstation till havs. Kabeln på land och transformator på land bör inte omfattas av stödet. Inte heller de nätförstärkningar i stamnätet som krävs för att ansluta vindkraftparken till stamnätet bör omfattas. En schematisk bild över modellen visas i figuren nedan.



Figur 4 Schematisk bild av modellen med stöd till sjökabel.

Motivet för denna avgränsning av slopade anslutningskostnader är att den i möjligaste mån skapar likvärdiga villkor med landbaserad vindkraft, vilket är skälet för åtgärden enligt Energikommissionens slutbetänkande.

Stödberättigande kostnader föreslås utifrån detta resonemang omfatta projekteringskostnader, kostnader för material och arbetskostnader för anslutningskabel till havs och transformatorstation.

Det bör finnas ett maximalt belopp för bidraget per ansluten vindkraftpark. Då kostnaderna varierar kraftigt mellan olika projekt har detta belopp inte kunnat bestämmas inom ramen för detta uppdrag. Teknisk lösning och samtliga kostnader för anslutningen måste redovisas i ansökan om bidraget, som granskas av den myndighet som får i uppdrag att hantera stödet. Begränsningen kan förslagsvis vara baserad på anläggningens produktionskapacitet. Detta för att undvika stöd till alltför olönsamma anläggningar.

6.3.2 Samlad total kostnad för stödet måste bestämmas

Energimyndigheten anser vidare att innan stödet införs måste ett maximalt belopp för statens totala kostnader för stödet analyseras och bestämmas. Det är viktigt för att begränsa statens kostnaden och för att skapa transparens och tydlighet för marknadens aktörer. Vad det maximala beloppet ska vara har dock inte varit möjligt att bestämma inom ramen för utredningen. En översiktlig beräkning har gjorts som visar att kostnaderna för bidrag då alla anslutningskostnader ingår skulle uppgå till minst ca 0,8–1,1 miljarder kronor per TWh vindkraftsel som ansluts till stamnätet. Beräkningen beskrivs utförligare i bilaga 2.

6.3.3 Utbetalning vid upparbetade kostnader och begränsad giltighetstid

Stödet bör betalas ut i takt med upparbetade kostnader för anslutningen. Detta för att säkerställa att investeringen materialiseras och för att undvika problem med utbetalningar i förskott vid eventuella företagskonkurser. En preliminär utbetalningsplan samt budget från entreprenören bör begäras in vid ansökan om investeringsbidrag.

För att undvika att avsatta medel för stödet låses fast i projekt som av olika anledningar inte blir av, bör beslutet om beviljat stöd vara tidsbegränsat. Det skulle exempelvis kunna utformas genom att ange inom vilken tid vindkraftsprojektören måste bekräfta sitt officiella investeringsbeslut, exempelvis ett begränsat antal år efter myndighet X:s bekräftelse på bidragsansökan. Lämplig giltighetstid för stödbeslutet bör dock studeras närmare.

6.3.4 Urvalskriterier för att prioritera kostnadseffektiva projekt

En konsekvens av att ge ett bidrag som medför att staten går in och betalar en kostnad är att projekten inte nödvändigtvis strävar efter att välja den lösning som blir mest ekonomiskt lönsam, eftersom det är en annan part som betalar. Vid utvärdering av bidragsansökningar behöver det därför finnas någon form av värdering av kostnaden som ingår. Eftersom den billigaste lösningen inte nödvändigtvis är bäst, måste kostnaden sättas i relation till den nytta som vindkraftparken bidrar med, exempelvis den elproduktion som parken bidrar

med, uttryckt i megawattimme per bidragskrona. Syftet med värderingen skulle vara att prioritera de mest kostnadseffektiva och samhällsnyttiga projekten först.

Då framtida ägare kommer ansvara för drift och underhåll, kommer det även ligga på den framtida ägaren att säkerställa kvaliteten på anläggningen.

6.3.5 Stödet bör finansieras genom uttag av avgift

Energimyndigheten rekommenderar att stödet finansieras genom en separat avgift, i likhet med exempelvis elberedskapsavgiften. På så sätt skulle alla elkunder få vara med och betala kostnaden för stödet.

Om stödet hanteras på annat sätt än genom en avgift till Svenska kraftnät möjliggör det att stödet utgår även till de aktörer som ansluter på en lägre spänningsnivå, vilket kan vara mer kostnadseffektivt.

Det samlade uttaget av avgifter blir samtidigt den begränsning av statens maximala kostnader som nämns i kap 5.2. Eftersom nivån för det totala stödet inte är bestämd är inte heller nivån på avgiften bestämd. Den totala elkonsumtionen i Sverige under ett år är emellertid ca 140 TWh[30]. Varje öre i avgift per kWh motsvarar därmed ett totalt årligt avgiftsuttag på ca 1,4 miljarder kronor.

I sammanhanget bör poängteras att huruvida en avgift ska betraktas som en skatt eller en avgift är av avgörande betydelse. Rättsläget är inte helt entydigt och det är vanskligt att göra generella bedömningar. Föreslagen avgift behöver därför rättsligt analyseras vidare på ett sätt som inte har varit möjligt inom uppdraget. Utredningen har ändå valt att gå vidare med förslaget även om alla delar inte skulle vara fullt ut genomförbara eftersom finansieringsmodellen har bedömts vara fördelaktig. För att bedöma om förslaget är helt eller delvis genomförbart krävs dock som anfört en fördjupad statsrättslig analys.

6.3.6 Tidsram för stödet

För att kunna bestämma hur länge stödet ska gälla bör det vara klarlagt vad statens totala kostnader för stödet ska vara. Med tanke på det är långa ledtiderna för att uppföra vindkraftparker till havs bör stödet dock minst gälla i tio år, om stödet ska ha någon effekt på utbyggnaden av havsbaserad vindkraft enligt Energimyndighetens bedömning. I likhet med elcertifikatsystemet är det dock lämpligt att införa kontrollstationer när stödet ses över för att se om det finns behov av justeringar av stödet, t.ex. på grund av förändrad konkurrenssituation.

[30] Energimarknadsinspektionen, Sveriges el- och naturgasmarknad 2016 (Ei R2017:04), s. 23

6.4 Författningsändringar vid ett stöd till anslutningskostnaderna

Förslaget till författningstexter nedan är exempel på hur de skulle kunna utformas. Dock har det inom uppdraget inte funnits möjlighet till att statsstödsrättsligt analysera modellen med stöd till sjökabel närmare. De föreslagna författningstexterna kräver således fortsatt utredning för att fullödigt analysera om det är genomförbart.

Frågan om författningsreglering av ett stöd till havsbaserad vindkraft består av två delar: hur ska stödet vara utformat och hur ska det finansieras? Liknande författningar om statligt stöd eller investeringsbidrag är genomgående reglerade genom förordningar. I så fall kan regeringen besluta utan att lämna en proposition till riksdagen vad gäller själva utformningen av stödet.

Däremot måste finansieringen ske genom lag. När avgifter är reglerade i en förordning, till exempel förordningen (2017:1040) om elberedskapsavgift, nätövervakningsavgift och elsäkerhetsavgift är förordningen utfärdad med stöd av bemyndiganden i lag.

6.4.1 Finansiering

Ett förslag är att finansieringen sker genom en egen lag jämte förordning, utformade efter förordningen (2017:1040) om elberedskapsavgift, nätövervakningsavgift och elsäkerhetsavgift. Själva avgiften regleras då i lag medan verkställighetsföreskrifterna ligger i en förordning. Nedan följer förslag på hur dessa författningar skulle kunna vara utformade. Frågan om hur avgiftens betalning och rapportering ska ske behöver utredas ytterligare för att minska rapporteringskraven för berörda företag.

Lag (2018:000) om avgift för stöd till vindkraftsanläggningar inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon

1 § Denna lag innehåller bestämmelser om avgift för att finansiera stöd till vindkraftsanläggningar som är belägna inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon.

Ordförklaringar

2 § Med uttagspunkt avses i denna lag den punkt där en elanvändare, enligt avtal med nätkoncessionshavare, tar ut el för förbrukning.

3 § Med nätinnehavare avses i denna lag den som har en nätkoncession för linje eller nätkoncession för område enligt ellagen (1997:857).

Nätinnehavares avgiftsskyldighet

4 § En nätinnehavare ska betala avgift enligt denna lag.

Avgifternas storlek

5 § Avgiften är X,X öre för varje kilowattimme som tas ut i en uttagspunkt.

6 § Regeringen, eller den myndighet regeringen bestämmer, får utfärda närmare föreskrifter om betalning, indrivning och rapportering av avgift enligt denna lag.

Förordning (2018:000) om avgift för stöd till vindkraftsanläggningar inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon

1 § Denna förordning innehåller bestämmelser om betalning, rapportering, indrivning och bemyndigande avseende avgift enligt lagen (2018:000) om avgift för stöd till vindkraftsanläggningar inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon.

Förordningen är meddelad med stöd av 6 § nämnda lag.

Avgiftens betalning

2 § Avgiften ska efter debitering betalas till X-myndigheten senast den 1 juni året efter det kalenderår som avgiften avser.

Rapportering

3 § Nätinnehavaren ska senast den 1 mars varje år lämna uppgifter till X-myndigheten om det totala antalet kilowattimmar som under föregående kalenderår har tagits ut i uttagspunkter som var anslutna till en anläggning som drivs med stöd av en nätkoncession för linje eller nätkoncession för område enligt ellagen (1997:857).

Indrivning

4 § Om avgiften inte har betalats efter betalningsuppmaning, ska X-myndigheten överlämna avgiften för indrivning.

Bemyndigande

5 § X-myndigheten får meddela de föreskrifter som behövs för verkställigheten av denna förordning.

Överklagande

6 § I 40–44 §§ förvaltningslagen (2017:900) finns bestämmelser om överklagande till allmän förvaltningsdomstol.

6.4.2 Utformning

Förordningen om själva stödet skulle kunna vara utformad på följande sätt om den följer systematiken i förordningen (2009:689) om statligt stöd till solceller.

Förordning (2018:000) om statligt stöd till vindkraftsanläggningar inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon

Allmänna bestämmelser

1 § För att bidra till omställningen av energisystemet syftar denna förordning till att öka produktionen av el från vindkraftsanläggningar som är belägna inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon.

2 § Om det finns medel, får statligt stöd enligt denna förordning lämnas till företag som bidrag för att betala avgiften för anslutning till elnätet av en vindkraftsanläggning som är belägen inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon. Detta gäller dock inte för åtgärder som har fått annat offentligt stöd, inklusive sådant stöd som lämnats av Europeiska unionen, eller skattereduktion för arbetskostnad.

Stöd till företag får endast lämnas i enlighet med de villkor som anges i kapitel I och i artikel 41 i kommissionens förordning (EU) nr 651/2014 av den 17 juni 2014 genom vilken vissa kategorier av stöd förklaras förenliga med den inre marknaden enligt artiklarna 107 och 108 i fördraget.

Stöd får avse endast sådana åtgärder som påbörjats tidigast den 1 januari 2019 och slutförts senast den 31 december 2030.

3 § Termer och uttryck som används i denna förordning har samma betydelse som i kommissionens förordning (EU) nr 651/2014.

Med vindkraftsanläggning avses i denna förordning ett system för produktion av elektricitet från vind och som avgränsas av anslutning till externt elnät.

Förutsättningar för stöd

4 § Stöd får endast lämnas för en vindkraftsanläggning som helt är belägen inom Sveriges sjöterritorium eller Sveriges ekonomiska zon.

5 § Av de stödberättigande kostnaderna enligt 6 § får stöd lämnas med högst X kronor per kilowatt baserat på den effekt som vindkraftsanläggningen högst kan leverera.

6 § Stödberättigande kostnader är avgiften för anslutning till externt elnät till den del den avser byggandet av en elektrisk starkströmsledning som är förlagd i vatten jämte därtill anslutna transformator- och kopplingsstationer.

Påbörjande och slutförande

7 § En åtgärd anses påbörjad den dag då kontrakt för projektering upprättades.

En åtgärd anses slutförd när vindkraftsanläggningen ansluts till elnätet.

Ansökan och utbetalning

8 § X-myndigheten beslutar i ärenden om stöd enligt denna förordning.

9 § Vid bedömningen av om stöd ska ges ska särskild hänsyn tas till vindkraftsanläggningens totala kostnadseffektivitet och dess påverkan på elsystemet i sin helhet.

10 § Stöd får endast ges om det är klarlagt hur vindkraftsanläggningen kommer att anslutas till elnätet och hur detta påverkar överliggande nät.

11 § En ansökan om stöd ska göras skriftligen och innehålla
1. en beräkning av den årliga elproduktionen från vindkraftsanläggningen,
2. uppgifter om projektets plats, dess start- och slutdatum,
3. en beskrivning av projektet jämte dess ekonomiska plan,
4. en förteckning över de uppskattade kostnader som stöd söks för och en uppskattning av projektets totala kostnader, och
5. upplysning om huruvida sökanden har sökt eller fått annat offentligt stöd eller stöd från Europeiska unionen för samma stödberättigande kostnader.

Ansökan ska även innehålla uppgifter om företagets namn, antal anställda, årsomsättning samt balansomslutning och om det finansieringsbelopp som behövs för projektet.

12 § En ansökan om stöd ska ha kommit in till X-myndigheten innan projektet har påbörjats.

13 § Om X-myndigheten beslutar att bevilja stöd ska den även bestämma inom vilken tid sökanden ska bekräfta investeringsbeslutet för projektet samt när projektet senast ska vara slutfört.

Ett beslut om stöd får förenas med de villkor som behövs för att tillgodose syftet med stödet.

14 § En begäran om utbetalning av stöd ska ha kommit in till X-myndigheten inom sex månader från det att projektet, enligt X-myndighetens beslut, senast ska vara slutfört.

Till begäran om utbetalning ska stödmottagaren bifoga specificerade skriftliga underlag för att styrka den stödberättigande kostnaden.

Sökanden kan ansöka om att få stödet utbetalt delvis. En sådan ansökan kan lämnas vid flera tillfällen.

15 § Ett stöd enligt denna förordning får inte betalas ut till ett företag som är föremål för betalningskrav på grund av ett beslut av Europeiska kommissionen

som förklarar ett stöd beviljat av en svensk stödgivare olagligt och oförenligt med den inre marknaden.

16 § Om X-myndigheten beslutar att stöd ska betalas ut, ska beslutet förenas med villkor om att stödmottagaren på begäran av X-myndigheten ska lämna de uppgifter som krävs för uppföljning och utvärdering av stödet.

17 § X-myndigheten ska föra det register som avses i artikel 12 i kommissionens förordning (EU) nr 651/2014.

18 § X-myndigheten får besluta att ett beviljat stöd inte ska betalas ut om
1. den som ansökt om stöd genom oriktiga uppgifter eller på annat sätt orsakat att stödet lämnats felaktigt eller med för högt belopp,
2. stödet av annan orsak lämnats felaktigt eller med för högt belopp och mottagaren skäligen borde ha insett detta,
3. det visar sig att det inte funnits förutsättningar för stödet och den som ansökt om stödet borde ha insett detta, eller
4. villkoren för stödet inte har följts.

Återbetalning och återkrav

19 § Mottagaren av ett stöd som betalats ut enligt denna förordning är återbetalningsskyldig om någon av de grunder som anges i 16 § föreligger.

Om en stödmottagare är återbetalningsskyldig enligt första stycket, ska X-myndigheten besluta att helt eller delvis kräva tillbaka stödet.

Bemyndigande

20 § X-myndigheten får meddela föreskrifter om verkställigheten av denna förordning.

Tillsyn

21 § X-myndigheten ska utöva tillsyn över efterlevnaden av denna förordning och av de föreskrifter som meddelas med stöd av förordningen.

Överklagande

22 § X-myndighetens beslut får överklagas till allmän förvaltningsdomstol.

I 40–44 §§ förvaltningslagen (2017:900) finns bestämmelser om överklagande hos allmän förvaltningsdomstol. Andra beslut än beslut av X-myndigheten i ett ärende om utbetalning av stöd får dock inte överklagas.

6.4.3 Föreskrifter

Eftersom det genom avgiftsuttaget finns en begränsning i hur mycket stöd som kan betalas ut, jfr 2 § första stycket stödförordningen, måste ett urval ske efter

kriterierna i 9 §. Hur detta urval ska ske kommer att behöva regleras i myndighetsföreskrifter som utfärdas med stöd av 20 §. Exempel på frågor som dessa föreskrifter måste reglera är utlysning av ansökningstillfällen, detaljerade krav på ansökningshandlingarna, närmare urvalskriterier, beslutsprocessen samt hur besluten kungörs.

7 Jämförelse mellan de två slopandemodellerna

7.1 Sammanfattning

Vid en jämförelse mellan de två modellerna med utgångspunkt i uppdragets villkor blir Energimyndighetens samlade bedömning att slopandemodellen med ett stöd till sjökabeln inklusive tillhörande transformator har flera fördelar framför att flytta ut anslutningspunkten till stamnätet till havs. I denna bedömning har vi utgått från att utflyttad anslutningspunkt till stamnätet handlar om ett totalt slopande av anslutningskostnaderna, medan ett stöd till sjökabeln enbart omfattar delar av kostnaderna. Modellen med stöd till sjökabel skapar mer likvärdiga villkor med landbaserad vindkraft och det finns incitament att välja lokaliseringar som ger kostnadseffektiva anslutningar, eftersom den anslutande parten måste stå för delar av anslutningskostnaderna själv. Modellen begränsar därmed också de totala kostnaderna för ett slopande av anslutningskostnaderna. Det kan dock finnas andra aspekter som behöver vägas in vid ett ställningstagande angående slopande av anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft, som inte beaktats i denna bedömning.

Huruvida de två modellerna är genomförbara med hänsyn till EU:s statsstödsregler har inte varit möjligt att bedöma inom ramen för detta uppdrag. Myndigheten rekommenderar därför en fördjupad statstödsrättslig analys av det eventuella konkreta förslag som regeringen väljer att gå vidare med.

7.2 Jämförelse gentemot uppdragets villkor

Eftersom införande av ett stöd för sjökabel och utflyttning av anslutningspunkten är två alternativa utformningar av att slopa anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft har de båda modellerna liknande samhällsekonomiska konsekvenser. Den stora skillnaden är att ett totalt slopande kan innebära kostnader som är mer än dubbelt så höga jämfört med en stödmodell som enbart finansierar sjökabel och transformatorstation. Istället för att göra en samhällsekonomisk konsekvensanalys av ett stöd till sjökabeln har vi därför valt att göra en jämförelse mellan de två modellerna. I jämförelsen har vi tagit upp de utgångspunkter som enligt uppdragsbeskrivningen ska beaktas i utredningen. I jämförelsen utgår vi från att utflyttad stamnätspunkt innebär att alla anslutningskostnaderna slopas, medan stöd till sjökabel innebär att endast en del av anslutningskostnaderna slopas. Det är dock som tidigare nämnts möjligt att utforma andra varianter av båda dessa modeller.

Tabell 3 Jämförelse mellan utflyttad anslutningspunkt och stödet till sjökabeln

	Utflyttad anslutningspunkt (slopande av hela kostnaden)	**Stöd till sjökabel**
Skapa likvärdiga villkor med landbaserad vind	Om hela anslutningskostnaden tas bort kommer havsbaserad vind gynnas jämfört med landbaserad vindkraft	Om stödet begränsas till en del av anslutningskostnaden skapas mer likvärdiga villkor med landbaserad vindkraft
Skapa likvärdiga villkor med havsbaseradvind i andra länder runt Östersjön	Stödsystem och hanteringen av anslutningskostnaderna skiljer sig avsevärt mellan länderna runt Östersjön. De som har slopat kostnaderna går mot en centraliserad stödmodell, som innebär annorlunda villkor som inte är jämförbara med Sverige.	Stödsystem och hanteringen av anslutningskostnaderna skiljer sig avsevärt mellan länderna runt Östersjön. De som har slopat kostnaderna går mot en centraliserad stödmodell, som innebär annorlunda villkor som inte är jämförbara med Sverige.
Kostnadseffektivitet	Om hela anslutningskostnaden tas bort finns inga incitament att välja lokalisering som ger kostnadseffektiva anslutningar.	Genom att välja urvalskriterier kan kostnadseffektiva projekt prioriteras och därmed främjas
Totala kostnader för slopandet	Om hela anslutningskostnaden tas bort: begränsad kontroll över kostnaderna, risk för höga kostnader vid en omfattande utbyggnad av havsbaserad vindkraft	Möjligt att begränsa kostnaderna, beroende på utformning av stödet
Genomförbarhet med hänsyn till EU:s statsstödsregler	Utgör sannolikt statligt stöd och kan komma att vara anmälningspliktigt. Krävs dock fördjupad statstödsrättslig analys för att bedöma modellens genomförbarhet	Utgör sannolikt statligt stöd och kan komma att vara anmälningspliktigt. Krävs dock fördjupad statstödsrättslig analys för att bedöma genomförbarhet

En central fråga i jämförelsen är huruvida modellerna skapar likvärdiga villkor med landbaserad vindkraft. Detta lyfts fram av Energikommissionen som ett av skälen till att anslutningskostnaderna ska slopas. Om Svenska kraftnät står för alla anslutningskostnader vid utflyttning av anslutningspunkten till havs innebär det att havsbaserad vindkraft gynnas framför landbaserad vindkraft, eftersom landbaserad vindkraft betalar sina anslutningskostnader själva. Detta anser

Energimyndigheten inte vore lämpligt. Ett starkt gynnande av en specifik kundkategori bedöms även vara svårförenligt med ellagens krav på objektiva och icke-diskriminerande nättariffer. Sådana särregleringar finns visserligen redan idag i ellagen, men avser då småskalig produktion.

När det gäller att skapa likvärdiga villkor med havsbaserad vindkraft i andra länder runt Östersjön är det ingen större skillnad mellan de båda modellerna. På grund av att stödsystemet i Sverige skiljer sig från de länder som har stöd till havsbaserad vindkraft, kan villkoren helt enkelt inte bli likvärdiga. Modellen med stöd till sjökabel stämmer mer överens med erfarenheterna från dessa länder som visar att någon typ av konkurrens och/eller incitament att välja kostnadseffektiva projekt är viktigt för att begränsa de totala kostnaderna och främja kostnadseffektiv elproduktion. Värt att påpeka är att det endast är ett fåtal länder i Sveriges närhet som har slopade anslutningskostnader, nämligen Danmark, Tyskland och Nederländerna. Alla dessa stödjer havsbaserad vindkraft genom anbudssystem och har en centraliserad modell för platsval och projektutveckling (Tyskland går över till ett sådant system 2021).

För att skapa mer likvärdiga villkor för svensk havsbaserad vindkraft skulle det således krävas förändringar i både stödsystem och tillståndsprövning enligt miljöbalken av havsbaserad vindkraft. Detta har dock inte ingått i detta uppdrag att utreda.

Ett slopande av anslutningskostnaderna där någon annan än den anslutande parten ska bära hela kostnaden riskerar att medföra att stamnätet byggs ut på ett sätt som inte är samhällsekonomiskt lönsamt. Då anslutningskostnaderna varierar avsevärt mellan olika projekt och det är projektörerna som väljer plats för projektutveckling i Sverige innebär ett totalt slopande av anslutningskostnaderna genom utflyttad anslutningspunkt att staten har begränsad kontroll över kostnaderna. Vid en omfattande utbyggnad av havsbaserad vindkraft kan de totala kostnaderna för ett slopande av anslutningskostnaderna bli höga.

Om man istället inför ett stöd till projektören för att betala anslutningskostnaderna är det möjligt att begränsa de totala kostnaderna för slopandet för staten. Det kan ske på flera sätt, till exempel genom att bestämma ett tak för det totala stödbeloppet eller att välja att stödet endast ska täcka en viss andel av anslutningskostnaderna.

Det bör dock nämnas att det också finns möjligheter att begränsa kostnaderna i en modell där anslutningspunkten flyttas ut till havs. Det skulle kunna ske genom att införa urvalskriterier för och minimikrav på projekten som ska anslutas, ett maxbelopp, och/eller ha en utvecklad nätutvecklingsplan med bestämda utbyggnadsmål för havsbaserad vindkraft, i likhet med Tysklands nuvarande system. Om en sådan modell väljs, kommer Svenska kraftnät fortfarande att ansvara för byggnation och drift medan projektägaren behöver stå för vissa kostnader. Skillnaderna mot en modell där ett stöd ges till sjökabeln består då främst i ett ändrat uppdrag för Svenska kraftnät, behov av ökad

samordning mellan projektägaren och Svenska kraftnät samt ökad finansiell risk som staten tar på sig. Detta beskrivs i avsnitt 4.4.1.

Modellen med stöd till sjökabeln medför inga avsteg från ellagens grundläggande principer. Dessutom kan producentens nätbolag bygga och äga kabeln. Det möjliggör i sin tur samordning av uppförande av vindkraftpark med anläggande av anslutningskabel, genom att samma aktör, vindkraftprojektören (förutsatt att den bildar ett särskilt nätbolag som ansöker om nätkoncession för ledningen) kan ansvara för både uppförande av vindkraftpark och anläggande av anslutningskabel. Vikten av samordning har lyfts fram av projektörerna utifrån deras erfarenheter ifrån etablering av havsbaserad vindkraft i Tyskland och Storbritannien. Värt att påpeka är att i Storbritannien, där projektörerna kan välja om de vill bygga själva eller låta TSO:n göra det, har samtliga projektörer valt att bygga anslutningskabeln själva. Det motiveras med förenklad ansvarsfördelning, bättre samordning och bättre kontroll av tidplaner. Studier från Storbritannien visar också att konkurrensen i anslutningsförfarandet har lett till sjunkande anslutningskostnader.

En fördel med ett stöd till sjökabel jämfört med utflyttad stamnätspunkt är enligt Energimyndighetens bedömning att samtliga havsbaserade vindkraftsparker skulle kunna omfattas av slopade anslutningskostnader, även de som har en installerad effekt under 300 megawatt och som därför bör anslutas till regionnätet. Energimyndigheten anser inte att det är motiverat att ha en avgränsning för slopade anslutningskostnader uttryckt i minsta megawatt installerade effekt. Om stödet ska avgränsas så att det inte omfattar alla anläggningar bör det istället kopplas till krav på vindkraftparkens totala kostnadseffektivitet och påverkan på elsystemet i sin helhet. Det kan dock påpekas att det i framtiden troligen i första hand kommer att vara aktuellt att bygga vindkraftsparker om minst 300 MW installerad effekt, om de ska kunna konkurrera med landbaserad vindkraft och annan kostnadseffektiv förnybar elproduktion.

Vid en sammantagen bedömning och avvägning utifrån gällande rättsläge, innebär sannolikt dessa modeller att den svenska staten i vart fall delvis skulle komma att lämna statligt stöd till vindkraftsproducenter (se bilaga 6 för utförligare resonemang). När det gäller huruvida de två modellerna är genomförbara med hänsyn tagen till EU:s statsstödsregler, har det inte varit möjligt att inom ramen för uppdraget att göra en mer djupgående analys av de statsrättsliga aspekterna av modellerna, vilket skulle krävas för att kunna bedöma genomförbarheten.

8 Referenser

Aures, Auctions for Renewable Energy Support in the United Kingdom, Instrument and lessons learnt, Report D4.1-UK, 2016

Energimarknadsinspektionen, Sveriges el- och naturgasmarknad 2016, Ei 2017:04

Energimyndigheten. Havsbaserad vindkraft –en analys av samhällsekonomi och marknadspotential, ER 2017:03.

Energimyndigheten. Havsbaserad vindkraft – regeringsuppdrag 2015. ER 2015:12.

Energimyndigheten, Produktionskostnader för vindkraft i Sverige ER 2016:17

Energimyndigheten. Långsiktiga scenarier, ER 2017:06

Energimyndigheten. Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet. ER 2016:09

Energimyndigheten. Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet. ER 2016:19

EWEA 2015, Design option för wind energy tenders Fingrid, Main grid development plan 2015-2025

Fingrid, Mail grid development plan 2017-2027

Miljö- och energidepartementet, Ds 2017:44 Elmarknadslag

Netherlands Enterprise Agency, 2017, Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone, Project and Site Description,

SG3, Support Schemes for Offshjore Wind – Emerging Best Practices

SG3: Coordination of tenders for offshore wind in the North Seas

Proposition 1996/97:136 Ny ellag

Proposition 2004/05:62 Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m.

SOU 2017:2 Kraftsamling för framtidens energi – betänkande av Energikommissionen, 2017

Svenska Kraftnät 2017, Systemutvecklingsplan 2018–2027

8.1 Websidor:

http://www.bsh.de/en/Marine_uses/BFO/index.jsp

https://www.netzentwicklungsplan.de/en/grid-development-plans/grid-de-vel-op-ment-plans-2030-2017

https://windeurope.org/newsroom/news/finland-opens-its-first-offshore-wind-farm/

http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/finland/

Bilaga 1: Erfarenheter från några viktiga länder

Nedan följer en genomgång av erfarenheterna från Tyskland, Nederländerna, Belgien, Storbritannien, Danmark och Finland.

Tyskland

Tyskland har idag en ”Shallow” modell, samtidigt som man har den typ av decentraliserade modell som även Sverige har, vilket gör att staten har ansvaret för nätanslutningen utan kontroll över lokaliseringen av utbyggnaden. Vindkraftparker som byggs i Tyskland 2017 och 2018 omfattas av feed-in-tariffer. Detta kommer att fortsätta för alla projekt som har fått ett nätanslutningsavtal före 1 januari 2017 och är i drift före den 1 januari 2021. För projekt som tas i drift efter det datumet medför EU:s riktlinjer för statsstöd att systemet måste bytas ut mot ett anbudssystem. Tyskland har påbörjat en process mot ett centraliserat system. Anledningarna är flera, bland annat anses systemet ge större kontroll över utbyggnadstakt och lokalisering vilket ökar möjligheten att optimera nätutbyggnaden, kostnaderna anses kunna minimeras via anbudssystemet, och det ligger även i linje med EU kommissionens mål om ett marknadsbaserat stödsystem.[31]

Eftersom det tar väldigt lång tid att byta från den gamla modellen till den nya var man tvungen att införa en överföringsmodell för den tid det tar att få ett nytt regelverk infört.

TSO:erna ansvarar för finansiering och realisering av investeringar som behövs för nätanslutningen till land och får därefter tillbaka investeringen via en systemavgift som läggs på elpriset. BNetzA (Bundesnetzagentur) övervakar beloppet av denna avgift och ser till att det blir en rimlig avkastning för TSO:erna. Därmed inkluderar tyska offshore-projekt inte kostnader för nätanslutning. BNetzA är en statlig myndighet som ansvarar för översynen över marknaderna inom el, gas, telecom, post och järnväg. Inom elnät ansvarar BNetzA för att se till att tredje-partstillträde sker likvärdigt och icke-diskriminerande, samt nätavgifter.[32]

Nätutvecklingsplanen central

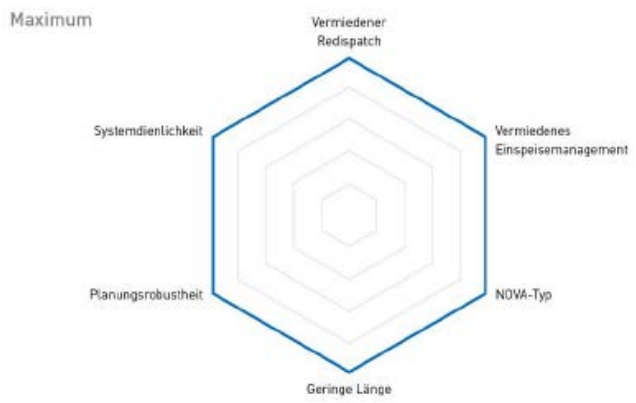
Fram t.o.m. år 2017 tar TSO:erna fram en särskild nätutvecklingsplan för offshore vilken ska godkännas av BNetzA varje år. Sedan augusti 2014 ansvarar

[31] https://www.cleanenergywire.org/factsheets/eeg-reform-2016-switching-auctions-renewables

[32] https://www.bundesnetzagentur.de/EN/General/Bundesnetzagentur/About/Functions/functions_node.html;jsessionid=E0F5F2220B15408A9F78E914261B2143

BNetzA för fördelningen av nätkapaciteten till projekten med hänsyn till alla befintliga nätanslutningsavtal och den begränsas även till offshore-kapacitetsmålet på 6,5 GW fram till 2020. Från och med 2020 ökas målet med 800 MW varje år för att nå målen på 15 GW år 2030. Under tiden innebär en övergångsbestämmelse att 7,7 GW kan fördelas för att möta landets expansionsmål på 6,5 GW fram till 2020. BNetzA ansvarar för fördelningen enligt gällande kriterier under en niomånaderscykel, förutsatt att anslutningskapacitet fortfarande är tillgänglig.[33]

Kriterierna tar bland annat hänsyn till projektens påverkan på elsystemet, undvikandet av ”Redispatch” (ett verktyg för de systemansvariga att hantera flaskhalsar som uppstår genom att omdirigera produktion eller förbrukning. Det minskade behovet av redispatch om en anläggning kommer in i systemet på en viss plats värderas i denna modell), på kostnaden, projektets robusthet (sannolikheten att det blir realiserat) samt avstånd. Dessutom kategoriseras de utifrån vilken NOVA-typ de befinner sig i. NOVA handlar förenklat om huruvida projektet kan realiseras med hjälp av enbart optimering av nätet eller om det krävs ombyggnationer eller förstärkningar. Beroende på vilka insatser som krävs finns olika kategorier som bedöms utifrån en skala i en spindelgraf[34]:



Projekt som ligger långt ut på skalorna på samtliga områden anses optimala. Kriterierna och bedömningarna utifrån varje projekt tas fram i en process som inkluderar dialog med aktörer. Detta system gör att de mest fördelaktiga och kostnadseffektiva projekten hamnar först i kön. Eftersom utbyggnadstakten är relativt långsam, och begränsas inte bara av effekten utan även av realistisk utbyggnadshastighet, innebär detta att de dyraste projekten kan få vänta många år, om de alls får rum i denna fördelningsmodell. Modellen har även fördelen att den ger en tydlig plan de kommande tio åren.

[33] IEA Wind Task 26 Cost of Energy Offshore Wind Work Package, 2017

[34] https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/170606_Basispr%C3%A4sentation_NEP_2030_2_Entwurf_eng.pdf

Utvecklingsplanen innefattar bland annat identifiering av vindkraftparker som är lämpliga för gemensamma nätanslutningar, placering av nödvändiga transformatorstationer, nödvändiga sammanlänkningar, en beskrivning av potentiella tvärförbindelser mellan olika elnät samt standardiserade tekniska regler och planeringsprinciper. Planen analyserar olika alternativa utformningar och vilka miljökonsekvenser de kan få. Planen tas fram i nära samarbete med övrig havsplanering.[35]

Modellen är fördelaktig för elproducenterna eftersom vissa risker relaterade till nätanslutningarna är försäkrade av det tyska regelverket. Risken för en försenad realisering av nätanslutningen elimineras av en lag som gjorde att det infördes en extra avgift på elpriset. Denna fungerar som en ansvarsförsäkring för TSO:erna i händelse av kritiska förseningar i elanslutningen, antingen på grund av förseningar i byggnationen eller i fall av problem vid drifttagning. Principen för prioritering av förnybar elproduktion minimerar risken för förlorad produktion och inkomst på grund av begränsningar hos nätoperatören eftersom elproducenten har rätt till ersättning för den förlorade intäkten från TSO som i sin tur kan lägga till dessa kostnader på systemavgiften hos elkunderna.

2015 bestämdes att rutinen ska ändras from år 2017 till att bli tvåårscykler, och ansvaret för att ta fram planen ligger på motsvarande Havs- och vattenmyndigheten.[36] Namnet på planen ändras därmed från nätutvecklingsplan till offshore area development plan – havsutvecklingsplan.

Nederländerna

Nederländerna hade tidigare ett liknande system som i Sverige främst i det att det liknade det decentraliserade system som Sverige har idag. Sedan beslöts att ett centraliserat anbudssystem skulle införas, bland annat för att landet behövde få fram projekt snabbt samt behövde ha kontroll över utbyggnaden. Nederländerna ägnade drygt två år åt att ändra lagstiftningen för att gå från en decentraliserad modell till en centraliserad. Detta skedde runt år 2009. Man var samtidigt tvungen att köpa upp vissa befintliga tillstånd där etableringen ännu inte påbörjats, medan man i vissa områden kunde vänta tills tillståndens igångsättningstid löpte ut. Dagens system ger minskade risker för projektutvecklare, billigare projekt samt stor statlig kontroll både gällande utbyggnadstakt och lokalisering av parkerna. Nyligen lagda nollbud visar att mycket låga risker i projekten ger kostnadsfördelar. De första anbudsomgångarna har gett tydliga lärdomar om vikten av utformning, detaljer, garantier, avtal osv. Den statliga TSO:n TennT ansvarar för att bygga och driva nödvändig

[35] http://www.bsh.de/en/Marine_uses/BFO/index.jsp

[36] https://www.netzentwicklungsplan.de/en/grid-development-plans/grid-de-vel-op-ment-plans-2030-2017

elanslutning. För att utse TennT formellt som ansvariga ändrades landets ellag i april 2016[37].

När anbuden inkommit startar en granskningsprocess som tar några månader, i vilken företagen ska granskas. Detta är en nackdel för företagen jämfört med t.ex. Danmark som har en förgranskningsprocess, vilket gör att man efter anbudstidens slut endast behöver öppna kuverten med anbuden och välja det billigaste. I Nederländerna gör staten alla förundersökningar själva.

Belgien

Belgien bytte i slutet av 2013 system från ett certifikatsystem till ett Contract for Difference (CfD), vilket gäller som en miniminivå under 20 år med möjlighet till förlängning på 10 år.

Stamsnätoperatören Elia ansvarar för att balansera elförsörjningen. Vindkraftsprojektören betalar kostnaderna för nätanslutningen fram till anslutningspunkten på land, men upp till 33 procent av investeringen, dock högst 25 miljoner euro, subventioneras. Stödet fördelas över fem år och betalas av Elia.[38]

Storbritannien

I Storbritannien är det, till skillnad från många andra länder i Europa, vindkraftsprojektören som väljer plats, ansvarar för de förundersökningar och tillstånd som krävs, innan de kan delta i en anbudsomgång. Detta är ett krav för att klara prekvalificeringen. I varje anbudsomgång konkurrerar därmed projektörer med sina respektive platser, till skillnad från de anbudsrundor i andra länder där alla aktörer lämnar anbud för samma plats. I denna decentraliserade modell är projektutvecklaren ansvarig för finansiering och uppförande av nätanslutningen till land. Därmed måste utvecklaren inkludera kostnaden för nätanslutning i sitt anbud.

De projekt som realiseras i Storbritannien under 2017–2018 ingår i olika stödsystem. Det gamla systemet; Renewable Obligation Certificate (ROC) har fasats ut och ersatt med Contract for Difference (CfD) -programmet. Detta ger ett garanterat pris för elproduktionen i 15 år. Tre av projekten som beställdes 2017–2018 tilldelades ROC som är värda ungefär 45 pund/MWh. De återstående projekten beviljades ett stöd enligt processen Final Investment Decision

[37] Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone, Project and Site Description, Netherlands Enterprise Agency, 2017

[38] IEA WIND TASK 26 COST OF ENERGY OFFSHORE WIND WORK PACKAGE, INTERNATIONAL COMPARATIVE ANALYSIS

Enabling for Renewables (FIDER), vilket var ett övergångssystem under den tid det tog att anpassa regelverket till det nuvarande CfD-systemet.

Anbudspriserna inom CfDsystemet blir alltmer konkurrenskraftiga. Den första auktionen hölls 2015, vilket resulterade i tilldelning av två platser som enligt plan ska driftsättas 2019–2020. År 2017 antogs tre platser, vilka ska driftsättas 2021–2022.[39] De som väljs ut är de mest kostnadseffektiva projekten för de tekniker som ingår vilket gör det svårt att på förhand avgöra hur mycket havsbaserad vind som kommer att ingå.[40]

I Storbritannien äger Offshore Transmission Operators (OFTO) elnätet. En vindkraftsprojektör har två val: 1) De kan stå för hela elanslutningen själva, inklusive byggnation, varefter de överlämnar ägandet till OFTO, eller 2) De överlåter även byggnationen till OFTO. Samtliga har hittills valt att bygga själva för att förkorta ledtiderna samt för att tydliggöra ansvarsfördelningen. När anslutningen är klar görs en anbudsrunda som sköts av the Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). OFTO får tillbaka delar av investeringen via National Grid, som i sin tur får tillbaka huvuddelen av kostnaderna via en avgift som läggs på vindkraftsägarna genom offshore-systemet Transmission Network Use of System (TNUoS). Kostnaden fördelas jämnt bland alla användare av nätet.

Auktionssystemet är uppdelat på mogna tekniker och mindre mogna tekniker, där havsbaserad vind ingår. En fast budget för varje år avgör om en anbudsomgång krävs. Om inte ansökningarna överstiger budgeten kommer samtliga att bli erbjudna CfD. Varje projekt går igenom en ganska omfattande granskning, vilken inkluderar tidplan, innan det godkänns. Utvärdering av resultaten visar att utformningen har stor betydelse. En fast budget för varje auktionsomgång ger inte långsiktiga signaler till marknaden, vilket kan leda till strategiska anbud. [41]

Danmark

Vanligtvis är stamnätsoperatören (TSO) Energinet ansvarig för att bygga och äga transformatorstationen offshore samt exportkablar. Dessutom ansvarar de för att nätet kan tas i drift i rätt tid för att kunna ta emot den el som genereras av vindkraftparken. Dessa åtgärder betalas fullt ut av nätoperatören. Detta leder till en riskminimering för investeraren av vindkraftsparken.

För projekt som definieras som ”near shore” eller projekt under ”open-door-procedure” är vindkraftsprojektören ansvarig för nätanslutningen till närmaste

[39] IEA WIND TASK 26 COST OF ENERGY OFFSHORE WIND WORK PACKAGE

[40] SG3: Coordination of tenders for offshore wind in the North Seas

[41] Aures 2016, Auctions for Renewable Energy Support in the United Kingdom, Instrument and lessons learnt, Report D4.1-UK, 2016

anslutningspunkt på land. Nätoperatören är dock fortfarande ansvarig för att stärka det befintliga nätet vid behov.

Vindkraft på land får i dagsläget en fast premie, vilket dock ska fasas ut i februari 2018 för att troligen ersättas av ett anbudsförfarande. Till skillnad från landbaserad vindkraft får vindkraft till havs en ”flytande” premie specifik för varje projekt. Stödnivån bestäms vid separata anbudsomgångar som organiseras av den danska energimyndigheten.

Myndigheterna utför omfattande förundersökningar, inklusive en miljökonsekvensbedömning[42], innan de valda platserna läggs till i anbudsförfarandet. Kostnaderna för dessa studier måste emellertid senare betalas av den vinnande anbudsgivaren. Ett alternativ till anbudsförfarandet finns i det så kallade open door-förfarandet. Enligt detta kan en projektör begära rätt till att genomföra preliminära undersökningar för en lokalisering som inte har reserverats av myndigheterna. Den danska energimyndigheten har gjort en screening och publicerat en lista över lokaliseringar som är lämpliga för projektutveckling. Open door-förfarandet motsvarar det för landbaserade projekt, vilket innebär att elanslutningen fram till anslutningspunkten (men inte nödvändiga förstärkningar) betalas av projektutvecklaren. Även stödet är samma som för landbaserade projekt, dvs en fast premie. Som nämnts ovan fasas detta system ut i februari 2018. Detta förfarande är mest relevant för projekt nära kusten. Till exempel har en 21 MW ”near shore”-vindkraftspark i Storebælt mellan Själland och Fyn etablerats genom ett open door-förfarande.[43]

Finland

I Finland gör stamnätsägaren Fingrid en nätutvecklingsplan. Sedan feed-in tarifferna infördes 2010 beskriver nätutvecklingsplanen hur utvecklingen har gått mot en geografiskt utspridd utbyggnad. Detta i kombination med att många projekt är i olika faser av tillståndsprocessen medan andra behöver bygga för att tillstånden inte ska gå ut, gör det svårt att göra en långsiktig plan[44].

Stödet till havsbaserad vindkraft är i och med feed in-systemet identiskt med det för vindkraft på land, vilket inte stöder utvecklingen av havsbaserad vindkraft. Därför har merparten av vindkraftutvecklingen i Finland hittills varit koncentrerad till land. Finlands regering gav stöd till offshore vind genom ett demonstrationsprojekt på 20 miljoner euro år 2015. Denna park fick förutom

[42] Den danska energimyndigheten koordinerar planeringen genom samarbete med andra myndigheter

[43] IEA WIND TASK 26 COST OF ENERGY OFFSHORE WIND WORK PACKAGE

[44] Fingrid, Main grid development plan 2015-2025

demonstrationsstödet feed in-tariffen på 83,5 euro/MWh under tolv år och är idag Finlands enda vindkraftspark till havs[45].

I november 2016 meddelades att tariffsystemet ska avskaffas och ersättas av ett anbudsförfarande. Under övergångsperioden betalas produktionsbidrag endast till de mest kostnadseffektiva och konkurrenskraftiga investeringarna i förnybar elproduktion. Det gamla stödsystemet avskaffades 1 november 2017. Inga nya vindkraftverk accepteras till tariffsystemet. Biogas- och bränslebaserade projekt är fortfarande berättigade till stöd fram till slutet av 2018. Enligt det nya tillfälliga stödsystemet skulle två separata upphandlingsrundor organiseras: en i slutet av 2018 och en gång under 2019. Utformningen av lagstiftningen och detaljer i den nya stödordningen diskuteras för närvarande i Finlands parlament[46]. Enligt förslaget i Finlands Energi- och Klimatstrategi kommer auktioner under perioden 2018–2020 omfattande 2 TWh förnybar energi att äga rum.[47]

[45] https://windeurope.org/newsroom/news/finland-opens-its-first-offshore-wind-farm/

[46] http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/finland/

[47] Fingrid, Main grid development plan 2017–2027

Bilaga 2: Investeringskostnader för nätanslutning av havsbaserad vindkraft

Investeringskostnader för havsbaserad vindkraft

För att få en uppfattning om vilka investeringskostnader slopade anslutningskostnader kan få på staten har de kostnadsuppskattningar och exempel på vindkraftparker som tagits fram av Sweco i rapporten ”Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader” på uppdrag av Energimyndigheten, använts. För de kostnader som härrör investeringar i stamnätet har dock Svenska kraftnät gjort egna beräkningar och analyser. Kostnaderna omfattar enbart investeringskostnader och avser anslutningar till nät som inte utgör stamnät för exempelparker.

Uppdelning av investeringskostnader

För att kunna analysera konsekvenser och kostnader, har investeringskostnaderna för ett havsbaserat vindkraftsprojekt delats in i fyra olika delar:

A. Vindkraftpark (turbiner, plattform, internt nät) inkl. projektering och övergripande projekthantering

B. Sjökabel från park till land, ev. inkl. transformator (eller omriktarstation om HVDC-teknik utnyttjas) till havs inkl. förläggning

C. Landkabel eller ledning inkl. transformatorer (eller omriktarstationer) till land inkl. förläggning respektive byggnation

D. Förstärkningar i stamnätet

Då övergripande projekthantering ligger under kostnadspost A i Swecos modell, medför det att kostnaderna för B och C därmed inte bär sina fulla kostnader.

Kostnad per kostnadspost

A. Vindkraftpark

Vindkraftsparken ägs av producenten och omfattas inte av stödsystemet varför den inte har undersökts vidare. Enligt Swecos rapport beror kostnaden för en havsbaserad vindkraftpark på faktorer såsom vindläge, vattendjup, våghöjd, strömmar, tidvatten, bottenförhållanden, salthalt, avstånd till land och is. Många

av dessa faktorer får en påverkan på den teknik som måste väljas för anslutningen vilket i sin tur får en påverkan på anslutningskostnaden.

B. Sjökabel

I kostnadsposten ingår både sjökabel, transformatorer och omriktare till havs. Kostnaden för sjökabel kan skilja sig åt beroende på längd, teknik och utformning. Ju större vindkraftpark (produktion), ju grövre kabel behövs. I modellen ingår dock inga större projekt varför det enbart ingår en kabel och en uppsättning transformatorer eller omriktare. Om en vindkraftpark har en högre effekt än 300 MW, vilket exempelprojekten är räknade på, så kan kostnaden öka. För större parker behövs fler än en kabel och således även fler transformatorer och omriktare. I de fall HVAC inte är ett gångbart alternativ så kan HVDC bli aktuellt, särskilt för parker som ligger längre ut till havs. Vidare gäller att HVAC-kablar generellt är dyrare än HVDC-kablar. Sweco redovisar en investeringskostnad för HVAC-kabel på ungefär 14 mnkr/km och 6 mnkr/km för HVDC. Dock kräver HVDC-teknik även omriktarstationer. Enligt Sweco uppgår en transformator till havs till ca 200 mnkr och en omriktarstation till knappt 500 mnkr, för en 300 MW vindkraftpark.

C. Anslutning till land

De kostnader som associeras till anslutningen mellan vindkraftparken och stamnätet som ligger på land, utgörs enligt Sweco av luftledning eller kabel och station. Sweco antar att avståndet till land, mellan kust och stamnätsstation, utgör 10 km. Landbaserad anslutningsledning anges uppgå till mellan 25 och 60 mnkr. Transformatorer till land uppgår till 15 mnkr för HVAC och 500 mnkr för HVDC.

D. Förstärkningar i stamnätet

Förstärkningar i stamnätet utgörs av investeringar som krävs av Svenska kraftnät för att kunna ansluta en ny anläggning till stamnätet. Det kan exempelvis innefatta en ny station eller ny luftledning.

Svenska kraftnät har antagit att varje anslutning av en vindkraftpark kommer kräva minst en ny stamnätsstation vilka bedöms kosta 150 mnkr per station. Detta utgör en skattning av minsta möjliga investeringskostnad i stamnätet. Beroende på var i nätet vindkraftparken ansluts kan ytterligare investeringar krävas. Om en större förstärkning behöver ske kan det medföra en betydligt större investering.

.

Antaganden

Stödsystem

- Stödsystemet antas beslutas omgående och ett första projekt är i drift år 2023
- Därefter tas en vindkraftpark i drift vartannat år. Antagandet är inte baserat på någon skattning av verkligheten, utan bara satt för att få en jämn spridning av projekten
- Stödsystemet antas vara igång under en begränsad tid

Finansiering

- Producenten/projektören bekostar investeringen för vindkraftparken
- Svenska kraftnät bekostar anslutningsledningen mellan park och stamnätspunkt samt övriga stamnätsförstärkningar.
- Kostnaden för stödet kommer att finansieras genom att Svenska kraftnät upptar lån via Riksgälden och att investeringen lånefinansieras till 100 %

Exempelparker

- Analysen är baserad på fyra typexempel på vindkraftparker till havs gjord av Sweco på uppdrag av Energimyndigheten. Vindkraftparkerna utgörs av Swecos fyra exempelparker – Swecosund, Swecoflak, Swecogrund och Swecofloat
- Dessa fyra exempelparker har räknats med två gånger, dvs totalt åtta parker under stödperioden. Orsaken till att exempelparkerna använts två gånger är för att spegla det i dagsläget antal parker som har tillstånd. Det innebär ingen prognos över att det kommer att medföra att 8 parker kommer att byggas under ett stödsystem för havsbaserad vind

Tekniska specifikationer

- Sjökabeln kommer att i tre av exempelprojekten utgöras av en AC-kabel, men för vissa projekt kommer AC-teknik inte vara ett gångbart alternativ varför ett av exempelprojekten har utformats med DC-teknik
- Förstärkningar i Svenska kraftnäts anläggningar uppskattas generellt medföra kostnader på minst 150 mnkr (baserat på övergripande analys gjord av kostnader för ny stamnätsstation)

- Alla vindkraftparker till havs kommer att byggas i södra Sverige, där stamnätet utgörs av 400-kV nät

- Stödet omfattar enbart de projekt som är stora nog att kunna anslutas till stamnätet, vilket i praktiken medför vindkraftparker med en effekt på över 300 MW. 300 MW utgör mininivån för att ansluta varför parkerna mycket väl kan bli större och därmed medföra högre investeringskostnader

- Närmast stamnätsanslutning från kust antas ligga 10 km in i landet för alla vindkraftparker

- Anslutningen byggs för lägre spänning än 220 kV

- Svenska kraftnät kommer även fortsättningsvis under stödsystemet kunna anvisa part till lämplig anslutningspunkt och neka anslutning som medför driftsäkerhet för nätet

Finansiella aspekter

- Kostnaderna för stödet räknas av på projektets ekonomiska livslängd och inte den tekniska eller regulatoriska livslängden[48]

- Stödet omfattar initiala investeringskostnader, vilket inkluderar förläggning, projektering, markarbeten etc. Kostnader för drift, underhåll, eventuella reinvesteringar och rivning av anläggningen ingår inte i modellen.

- Räntenivån är baserad på uppgifter från konjunkturinstitutet och utgörs av bygg- och låneränta rensad för en inflation på 2%

- Kostnadsuppskattningarna är uttryckta i reella termer

- För att räkna fram kostnader från Sweco har en växelkurs om 9,8 använts för att omvandla euro till SEK

- Linjär avskrivning har nyttjats

- Swecos huvudscenario för 2025 för kostnadsberäkningarna har nyttjats

[48] I enlighet med Swecos antaganden.

Påverkan på tariffen

Påverkan på effektavgiften

Havsbaserade vindkraftsprojekt kan medföra väldigt olika kostnader, beroende på en mängd olika faktorer. I de exempel som Svenska kraftnät använt, baserat på Swecos exempelparker, varierar projekten mellan ungefär 400 och 1 500 mnkr i investeringskostnad för den totala anslutningskostnaden. Alla dessa projekt utgörs av parker med en installerad effekt på 300 MW (300 MW är miniminivå för stamnätsanslutningar). Svenska kraftnät gör dock bedömningen att havsbaserade vindkraftparker kan vara betydligt större än 300 MW varför en anslutningskostnad kan vara betydligt högre än det som beräknats från Swecos exempelparker.

Under antagandet att åtta vindkraftparker ansluter under det tänkta stödsystemet, med en första park i drift år 2023 följt av en ny park vartannat år medför det att sista år som en park antas vara i drift är 2059. Svenska kraftnät har enbart analyser av investeringar i stamnätet fram till år 2028 varför det inte går att se hur stödsystemet skulle förhålla sig till övriga investeringar under fler år än 2023–2028.

Havsbaserade vindkraftsprojekt kan medföra väldigt olika kostnader, beroende på en mängd olika faktorer. I de exempel som använts, baserat på Swecos exempelparker, varierar kostnaden för anslutning mellan ungefär 400 och 1 500 mnkr i investeringskostnad. Alla dessa projekt utgörs av parker med en installerad effekt på 300 MW (300 MW är miniminivå för stamnätsanslutningar). Svenska kraftnät gör dock bedömningen att havsbaserade vindkraftparker kan vara betydligt större än 300 MW varför en anslutningskostnad kan vara betydligt högre än det som beräknats från Swecos exempelparker. Under antagandet att åtta vindkraftparker ansluter under det tänkta stödsystemet, med en första park i drift år 2023 följt av en ny park vartannat år medför det att sista år som en park antas vara i drift är 2059.

. Totalt medför det, baserat på antaganden ovan, att ett slopande av anslutningskostnaderna för de åtta exempelparkerna medför en kostnad om 7,4 miljarder (varav kostnaderna för sjökabel utgör 5,7 miljarder). Notera dock att det är stora osäkerheter kring dessa kostnadsuppskattningar. Då de individuella vindkraftparkerna kan skilja sig stort i storlek och omfattning kan det få konsekvenser på den totala kostnaden ett väntat stödsystem medför. Under antagandet att alla parker fördyras med 50%, vilket inte är orimligt, medför det att de totala kostnaderna ökar från 7,4 till 10,5 miljarder allt annat lika. En räntehöjning som medför en långsiktig ränta om 5 % istället för 3 % innebär en ökning med 1,5 miljarder. Om stamnätsförstärkningarna istället för att kosta 150 mnkr per projekt medför en kostnad om 500 mnkr, medför det att de totala kostnaderna också stiger till 10,5 miljarder allt annat lika.

Svenska kraftnät har enbart analyser av investeringar i stamnätet fram till år 2028 varför det inte går att se hur stödsystemet skulle förhålla sig till övriga investeringar under fler år än 2023–2028. Under kommande 10 år räknar Svenska kraftnät att behöva höja effektavgiften med 100 % för att kunna täcka de investeringar som i dagsläget bedöms nödvändiga för stamnätet. Intäkterna från effektavgiften antas stiga från 2,4 miljarder till knappt 5 under de kommande åren fram till 2028. Det motsvarar en investeringsvolym om 45 miljarder. Den huvudsakliga kostnadsökningen som Svenska kraftnäts investeringar beräknas ge upphov till utgörs av räntekostnader och avskrivningskostnader. Notera att den procentuella kostnadsökningen inte motsvarar den faktiska ökningen för enskilda kunden, utan dessa kan slå olika och att effektintäkterna i planmodellen är angivna i löpande prisnivå (nominella värden). Det är, baserat på det underlag och de metoder som finns tillgängliga, omöjligt att uttrycka sig i hur många procent effektavgiften kommer att behöva höjas på grund av ett stöd till havsbaserad vindkraft. Utöver att Svenska kraftnät inte har prognostiserat längre än till 2028 om framtida behov av effektintäkter så kommer resultatet att skilja sig mellan åren, mellan anslutningspunkterna och mellan de abonnemang som kommer att finnas.

I de fall Svenska kraftnät kommer att flytta ut anslutningspunkten till stamnätet för havsbaserad vindkraft och slopa anslutningskostnaderna kommer behovet av att öka effektavgiften stiga ytterligare för att täcka de kostnaderna. Notera att kostnader för förluster, vilka tas ut på energiavgiften, även kommer att öka.

BILAGA 3 Elmarknaden och effekter av slopad anslutningskostnad

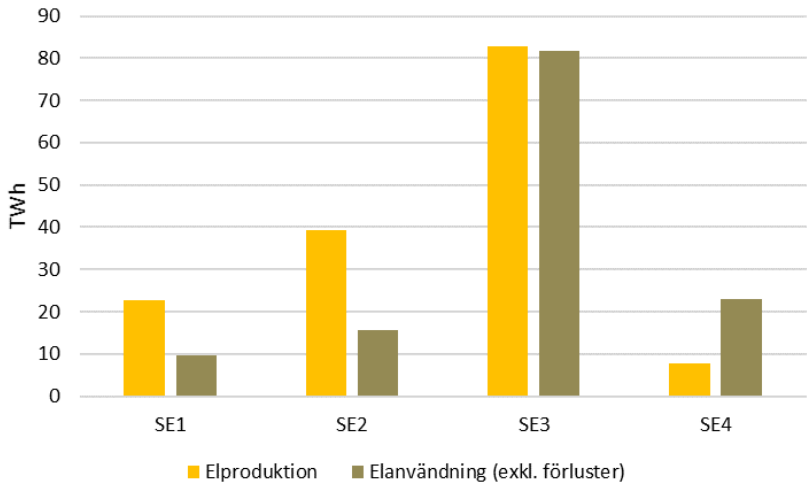
I rapporten[49] om havsbaserad vindkraft från 2017 analyserades elsystemet utifrån ett nytt stöd om havbaserad vindkraft. I regeringsuppdraget om slopande av anslutningsavgift till havsbaserad står ”*att anslutningsavgiften tas bort påverkar konkurrenssituationen mellan energislag och kostnaderna för elsystemet. Förslag som Energimyndigheten tar fram ska vara förenliga med villkor för en effektiv och hållbar energianvändning och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning med låg inverkan på hälsa, miljö och klimat samt underlätta omställningen till ett ekologiskt hållbart samhälle*”. Vidare står i bakgrunden till uppdraget att ”*utbyggnaden av havsbaserad vindkraft längs södra Sveriges kuster har den fördelen att den ligger nära områden med stor elförbrukning och där det idag råder ett underskott på produktionskapacitet*”. Det finns därför skäl att utveckla den beskrivning och resonemang kring elsystemet som fördes i förra rapporten.

Elproduktion och elanvändning idag

Sverige har idag en nettoexport av el på årsbasis och har haft det under en längre tid. Senaste året med nettoimport var 2010. Elanvändning och elproduktion skiljer sig mellan Sveriges fyra elområden (hädanefter betecknade SE1, 2,3 och 4). **Fel! Hittar inte referenskälla.** visar att SE1 och SE2 på årsbasis har ett överskott av el medan SE3[50] och SE4 har underskott, dvs större elanvändning än elproduktion. Störst elanvändning och elproduktion har SE3.

[49] Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft*, ER 2017:03 https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=5638

[50] I SE3 finns all kärnkraft och i takt med att reaktorer stänger påverkas balansen negativt.

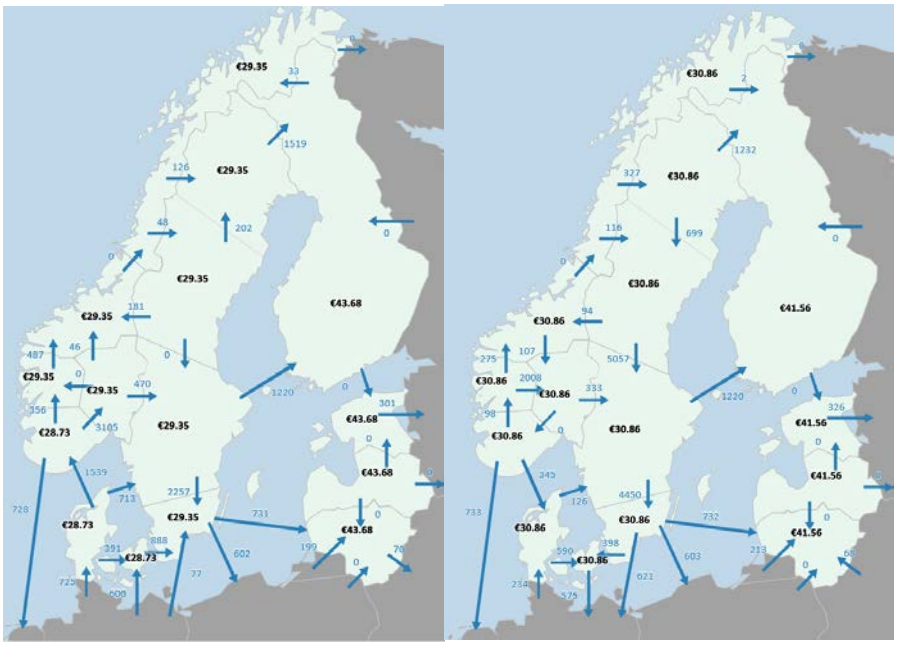


Figur 5. Elanvändning och elproduktion fördelat per elområde för 2016

Källa: Energimyndigheten och SCB

Generellt har Sverige en nettoöverföring av el från norra till södra Sverige men den faktiska kraftbalansen är mer komplext då elområdena på olika sätt är kopplade med elområden i andra länder. Den faktiska överföringen varierar per timme och skiljer sig åt utifrån spotpriset på el och överföringskapacitet, vilket illustreras i **Fel! Hittar inte referenskälla.**.

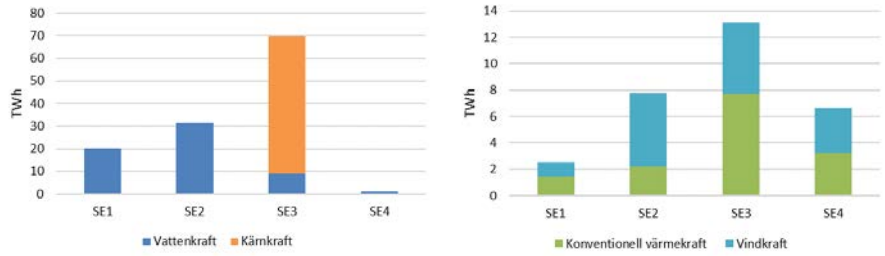
I exemplet i **Fel! Hittar inte referenskälla.** sker exempelvis ingen överföring från norra till södra Sverige klockan 15 den 24 januari. Vid tillfället var vindkraftsproduktionen i Danmark högre än i Sverige. Dagen efter klockan 10 överfördes en större mängd el från norra till södra Sverige. Vid tillfället var vindkraftsproduktionen högre i Sverige än Danmark.



Figur 6. Kraftflöde klockan 15:00 den 24 januari samt klockan 10:00 den 25 januari 2018.

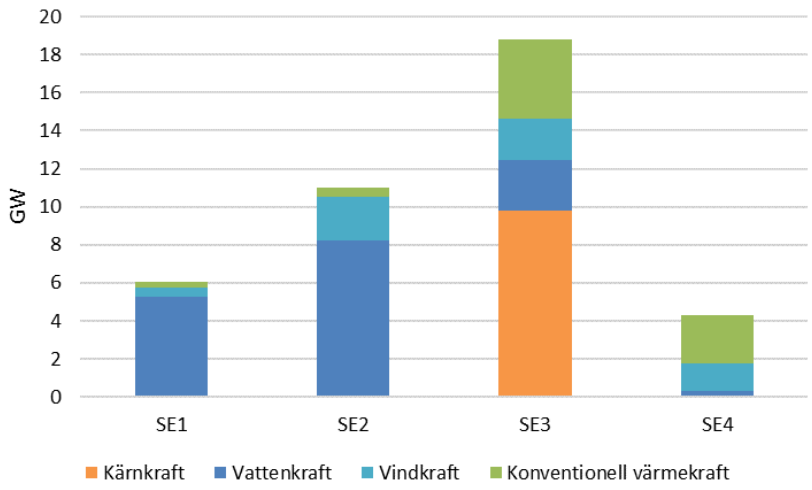
Källa: Svenska kraftnät

Vilka produktionsanläggningar som finns i respektive elområde skiljer sig åt, vilket illustreras i **Fel! Hittar inte referenskälla.** och **Fel! Hittar inte referenskälla.** som visar fördelningen av produktion år 2016 samt installerad effekt. Mest vattenkraft finns i SE1 och SE2 medan all kärnkraft finns i SE3. Kraftvärme och vindkraft finns i alla elområden. Det finns dock mer kraftvärme i södra Sverige medan vindkraft är relativt jämnt fördelad över SE2, SE3 och SE4.



Figur 7. Produktion av el från vattenkraft och kärnkraft samt värmekraft och vindkraft fördelat per elområde år 2016, TWh

Källa: Energimyndigheten och SCB



Figur 8. Installerad effekt per elområde år 2017, GW

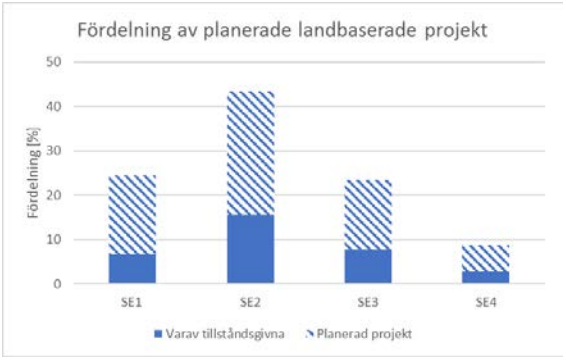
Källa: SCB

Potential av förnybar el

Den tekniska potentialen för solel, landbaserad och havsbaserad vindkraft är mycket stor. Vad som är praktiskt genomförbart och ekonomiskt lönsamt att realisera till en viss tidpunkt är dock svårare att uppskatta.

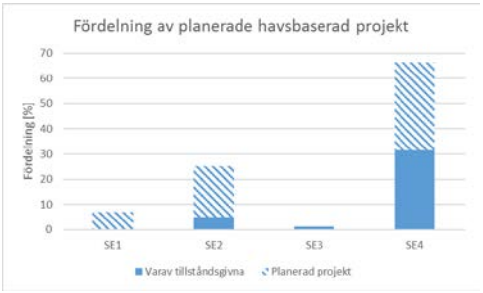
För landbaserad vindkraft finns planerade projekt motsvarande cirka 90 TWh, varav cirka 25 TWh redan har tillstånd. För havsbaserad finns planerade projekt motsvarande 25 TWh medan cirka 10 TWh har tillstånd. En ungefärlig fördelning per elområde visas i **Fel! Hittar inte referenskälla.** och **Fel! Hittar inte referenskälla.**. De landbaserade projekten är utspridda över hela Sverige men en större mängd finns i SE2 och en mindre mängd i SE4. Eftersom potentialen för landbaserad vindkraft är beroende av en rad faktorer, såsom bra vindlägen och stora ytor som inte ligger för nära bostäder är fördelningen relativt förväntad. SE4 är ett betydligt mindre elområde än de övriga och SE4 och SE3 är mer tätbefolkade än SE1 och SE2.

Störst realiserbar potential för havsbaserad vindkraft finns i SE4, men den tekniska potentialen är stor i alla elområden.



Figur 9. Ungefärlig fördelning av de cirka 90 TWh planerade landbaserad projekten samt andel som har tillstånd

Källa: Energimyndigheten



Figur 10. Ungefärlig fördelning av de cirka 25 TWh planerade havbaserade projekten samt andel som har tillstånd

Källa: Energimyndigheten

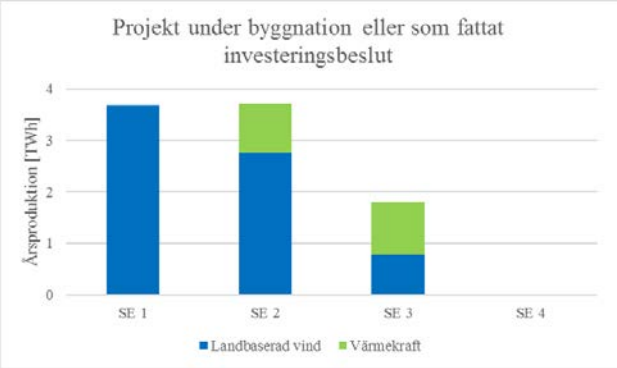
Potentialen för biokraft är, enligt IVA:s projekt *Vägval el,* beroende av en rad faktorer. Kapaciteten i dagens kraftverk är 11–23 TWh där årsproduktionen beror på värmeunderlag och elpris. Potentialen kan öka upp mot 30 TWh om exempelvis drifttiden förlängs med aktiv kylning. Därutöver kan potentialen öka ytterligare upp till 40 TWh vid användande av småskalig kraftvärme i mindre kraftvärmeverk. En ytterligare potentialhöjning till 60 TWh skulle vara möjligt om befintliga kraftvärmeverk på sikt byttes mot en nyare teknik som bygger på en integrerad förgasningsteknik och därmed kan höja verkningsgraden. Detta är i dagsläget inte en kommersiell teknik. Viktigt att poängtera är att kraftvärmeproduktionen också kan sjunka vid minskad lönsamhet och att nya anläggningar väljer att investera i rena värmeverk snarare än kraftvärmeverk.

Potentialen för mer kraftvärme är fördelad över Sverige men är högre i SE3 och SE4. Det finns ett antal projekt på planeringsstadiet som tillsammans motsvarar mellan 3–6 TWh. Osäkerheten är stor då det finns många valmöjligheter när det uppstår ett investeringsbehov. Dessa valmöjligheter kan vara om en befintlig anläggning ska renoveras eller om en nya ska byggas, om det ska vara både elproduktion och värme eller bara värme, hur stor elproduktionen ska vara samt om det ska vara en bio- eller avfallsanläggning.

Elproduktion fram till år 2030

Utbyggnaden av förnybar el i Sverige går till och med snabbare än vad som förväntats inom elcertifikatsystemet.

I dagsläget finns projekt med en årsproduktion på drygt 9 TWh inom vindkraft och kraftvärme under byggnation eller där investeringsbeslut fattats. I **Fel! Hittar inte referenskälla.** visas att dessa projekt är mer förskjutna mot norr och att det är mer landbaserad vindkraft än kraftvärme. Inga av projekten är havsbaserad vindkraft.



Figur 11. Projekt under byggnation eller som fattat investeringsbeslut (enbart vindkraft) i januari 2018, TWh
Källa: Energimyndigheten

I rapporten Havsbaserad vindkraft görs scenarier där havsbaserad vindkraft byggs jämt fördelat över Sverige eller koncentrerat i SE4 och beskriver hur det påverkar elpriser samt vindkraftverkens intjäningsförmåga i de olika elområdena. Sverige bedöms[51] i rapporten ha en nettoexport av el på minst 30 TWh till år 2030 och att elpriset pressas nedåt när mer kraft stöds in, se **Fel! Hittar inte referenskälla.**.

Ett annat viktigt resultat är att vindkraftens inkomster från försäljning av el är något lägre i södra Sverige än i norra Sverige vilket kan ses i **Fel! Hittar inte referenskälla.**. Detta förstärks ytterligare om havsbaserad vindkraften byggs ut i södra Sverige. Förklaringen till det är att SE4 ligger i samma väderområde som en stor del av den landbaserade och havsbaserad vindkraften i norra Europa, vilket gör att vindkraftsproduktionen i hela området samvarierar. Blåsiga dagar blir produktionen hög, vilket leder till ett lågt elpris och det är då vindkraften utsätts för ett lägre elpris och en mindre inkomst än de kraftslag som kan sänka sin produktion och producera när elpriset är högre. Dagar med låga vindstyrkor blir vindkraftsproduktionen liten, vilket innebär ett mindre utbud på el vilket i sin tur leder till högre elpriser.

[51] Liknande nivåer för nettoexport fås i Energimyndighetens, Långsiktiga scenarier, ER 2017:06.

Tabell 4 Årsmedelpris på el för olika elområden år 2030 vid utbyggnad av den nya ambition om 18 TWh i elcertifikatsystemet samt två fall där havsbaserad vindkraft byggts ut med 15 TWh utspritt över Sverige samt i enbart SE4, EUR/MWh

	Ny ambition [EUR/MWh]	*Havsbaserad utspritt [EUR/MWh]*	*Havsbaserat i SE4 [EUR/MWh]*
SE1	46	39	38
SE2	47	39	39
SE3	47	40	40
SE4	48	40	40

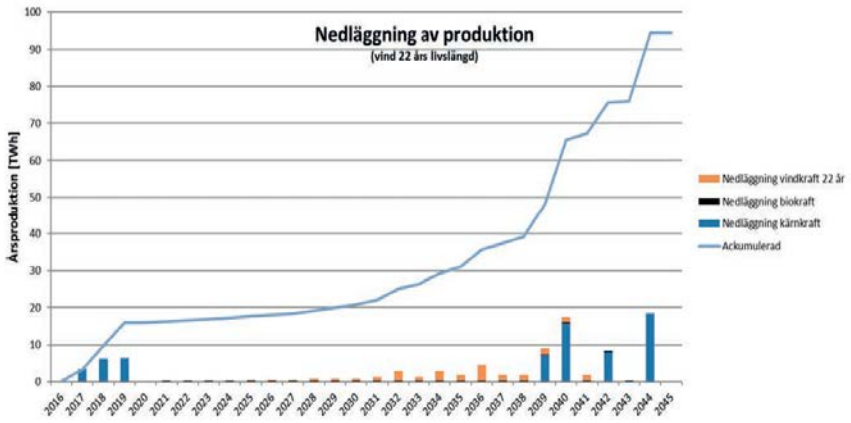
Tabell 5 Vägd årsintäkt för vindkraft i olika elområden år 2030 vid utbyggnad av den nya ambition om 18 TWh i elcertifikatsystemet samt två fall där havsbaserad vindkraft byggts ut med 15 TWh utspritt över Sverige samt i enbart SE4, EUR/MWh

	Ny ambition [EUR/MWh]	*Havsbaserad utspritt [EUR/MWh]*	*Havsbaserat i SE4 [EUR/MWh]*
SE1	44	34	36
SE2	44	33	35
SE3	43	33	33
SE4	42	33	31

Källa: Energimyndigheten, Havsbaserad vindkraft

Långsiktig utveckling av elproduktionen

I rapporten Havsbaserad vindkraft visades att anläggningar med en årsproduktion på nära 95 TWh kommer att nå sin tekniska livslängd till år 2045, se **Fel! Hittar inte referenskälla.**. Det är också tydligt att det stora behovet av ny kraft kommer att vara efter år 2030, då bland annat kärnkraften och befintliga vindkraftverk når sin tekniska livslängd.



Figur 12. Uppskattad elproduktion från anläggningar som når sin tekniska livslängd.

Hur elpriset utvecklas under denna period beror till stor del på vilken ny produktion som byggs och var den byggs. Men det är samtidigt viktigt att poängtera att utbyggnaden sker utifrån marknadssignaler i kombination med vilken potential som finns. Ett scenario med en stor mängd landbaserad

vindkraften i norr, så som exempelvis analyserades i Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan[52], visar i de flesta fall på ett betydligt högre pris i SE4 än i SE1 och SE2. Men eftersom det finns potential för exempelvis kraftvärme och havsbaserad vindkraft i södra Sverige är det troligt att denna till viss del skulle bli utbyggd på grund av höga priser och att delar av den landbaserad inte skulle bli av på grund av begränsad lönsamhet.

Påverkan på elmarknadens funktion

Generellt är ett slopande av anslutningskostnaden ett avsteg från den avreglerade elmarknadens funktion. De prissignaler som finns i elsystemet i form av elpris, nätkostnader, reglerkraftmarknaden, frekvensreglering mm är tänkta att styra mot balans och nödvändiga investeringar i elsystemet. Dessa prissignaler är också på olika sätt geografiskt skilda mellan elområden, nätområden mm. Vilka typer av investeringar som sker i ny eller existerande elproduktion, nätinvesteringar, lager eller elanvändning påverkas också av dessa prissignaler.

Incitamentet för en projektör att bygga anslutningen och stamnätsförstärkningar kostnadseffektivt försvinner vilket påverkar kostnadseffektiviteten för hela elsystemet.

Möjliga utfall av slopad anslutningskostnad

Enligt Energimyndighetens bedömning från den tidigare rapporten Havsbaserad vindkraft kommer havsbaserad vindkraft att ha högre produktionskostnad än landbaserad vindkraft under de närmaste tio åren även om hela anslutningskostnaden slopas. Det är därför osäkert om det kommer att byggas någon havsbaserad vindkraft innan 2030. Produktionskostnader har dock förändrats snabbt under de senaste åren, vilket innebär att situationen kan förändras så att havsbaserad vindkraft blir konkurrenskraftigt gentemot landbaserad vindkraft tidigare än så. Det skulle också kunna vara så att aktörer väljer att investera i havsbaserade vindkraftparker i Sverige av strategiska skäl för att ta marknadsandelar på offshoremarknaden, även om projekten inte är lönsamma vid tillfället för investeringsbeslut.

I det korta perspektivet rör det sig främst om att inom elcertifikat bygga havsbaserad vindkraft i stället för annan förnybar el. Detta är främst biokraft och landbaserad vindkraft.

På lång sikt handlar det främst om hur målet om 100 procent förnybar el kan uppnås.

Tidigare analyser visar att intjäningsförmågan för vindkraft är lägre i SE4 än i övriga elområden vilket kan tyda på att slopad anslutningskostnad i första hand

[52] Systemutvecklingsplan 2018 – 2027, Svenska kraftnät 2017

kan medföra att projekt byggs i andra elområden än SE4. Å andra sidan finns de flesta tillståndsgivna havsbaserade projekten i södra Sverige.

Vad gäller övrigt förnybart så finns potential för utbyggnad av ny förnybar el i hela Sverige men landbaserad vindkraft har en högre potential i norra Sverige medan kraftvärmen väntas byggas ut mer i södra Sverige där befolkningen är tätare.

Sammantaget så är det viktigt att poängtera att en ökad konkurrenskraft för havsbaserad vindkraft i och med slopade anslutningskostnader inte nödvändigtvis innebär att havsbaserad vindkraft byggs i SE4 istället för landbaserad i SE2. Det kan också innebära att mindre kraftvärme byggs i SE3 och SE4 om havsbaserad vindkraft byggs i södra Sverige. Det kan också innebära att utbyggnaden av havsbaserad sker i olika delar av Sverige medan vindkraften i SE3 och SE4 inte byggs ut eller minskar. Konsekvenserna för de olika alternativen kommer att se olika ut.

Nätutveckling i omställningen av elsystemet

I Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan sammanfattades fyra huvudsakliga drivkrafter för nätutvecklingen:

- Anslutning av ny elproduktion där majoriteten utgörs av vindkraft.
- Den europeiska marknadsintegrationen i kombination med anslutning av stora mängder icke planerbar elproduktion ger ett ökat behov av förbindelser mellan länderna i Norden och mellan Norden och kontinenten.
- Stora förbrukningsökningar i storstadsregioner och anslutning av serverhallar leder till omfattande nätinvesteringar. Detta i kombination med avskaffande av kärnkraft och tillkommande produktion i norr ökar behovet av överföring från norr till söder.
- Stora delar av stamnätet kommer att behöva förnyas de kommande decennierna.

Två stora utmaningar för nätutbyggnad och nätutveckling identifieras:

- Långa ledtider i tillståndsprocessen.
- Många avbrott på förbindelser i samband med ny- och reinvestering.

Eftersom utfallet av utbyggnaden av förnybar elproduktion som en följd av slopade anslutningskostnader är oklart är det också oklart om drivkrafterna eller utmaningarna enligt systemutvecklingsplanen förändras.

Om en slopad anslutningskostnad skulle leda till ett minskat behov av investeringar i stamnätet är det dock viktigt att jämföra detta mot kostnaden för

slopad anslutning. Den totala kostnaden för slopad anslutningskostnad är dock mycket svår att avgöra eftersom varje projekt kan skilja sig avsevärt och det är svårt att bedöma hur många havsbaserade projekt som kommer att realiseras.

Bilaga 4: Påverkan på elcertifikatsystemet

Sveriges huvudsakliga stöd för förnybar el är det teknikneutrala elcertifikatsystemet där all ny förnybar elproduktion inklusive havsbaserad vindkraft ingår. I detta kapitel beskrivs vilken påverkan ett slopande av anslutningskostnaderna kan ha på elcertifikatsystemet.

Sammanfattning

Utbyggnaden av förnybar el i Sverige ligger väl i linje med målsättningen, och det finns risk att elcertifikatsystemet kommer stängas i förtid om målet nås snabbare än förväntat. Ifall kostnadsläget för den havsbaserade vindkraften sjunker i takt med teknikutveckling och att anslutningskostnaderna tas bort kan det komma in i elcertifikatsystemets slutskede. Detta innebär en risk för de marknadsaktörer som finns i systemet idag. Ett parallellt stöd så som slopade anslutningskostnaderna kommer att påverka konkurrensförhållandet för förnybara elproduktionsanläggningar och kostnadseffektiviteten för systemet ifall man förutsätter att havsbaserad vindkraft kommer erhålla elcertifikat i framtiden.

Konkurrensförhållanden

Att slopa anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft skulle ge ett förändrat konkurrensförhållande på elcertifikatmarknaden. Ett investeringsbeslut som fattats utifrån en viss marknadssituation riskerar att inte längre vara lönsamt på grund av att förhållandena förändrats.

De landbaserade vindkraftsprojekten som byggs idag bedöms ha en produktionskostnad på under 40 öre per kWh medan den havsbaserade vindkraften bedöms ha en kostnad på över 60 öre per kWh[53]. Produktionskostnaderna bedöms fortsätta minska, men för landbaserad vindkraft bedöms takten minska.

Biokraft bedöms ha en högre produktionskostnad än landbaserad vindkraft men har å andra sidan generellt högre intäkter från elmarknaden. Biokraftens intäkts fördelar förväntas öka med mer intermittent kraft i det svenska elsystemet.

Det är dock viktigt att poängtera att det är många faktorer som styr produktionskostnaden och intäkten, vilket gör det svårt att sia om utvecklingen till 2030. Det gäller inte minst avkastningskrav och räntor, som har stor påverkan

[53] Energimyndigheten, Havsbaserad vindkraft (2017)

på produktionskostnaderna, och som påverkas av den ekonomiska utvecklingen och vilka risker en investerare bedömer att det finns.

Eftersom havsbaserad vindkraft i dagsläget har en högre produktionskostnad än landbaserad även om anslutningskostnaderna tas bort är det möjligt att inga havsbaserade projekt realiseras ändå. Men det skulle kunna ske om produktionskostnaden för landbaserad ökar eller om havsbaserad vindkraft sjunker i kostnad snabbare än förväntat. Annat tänkbart skäl kan vara en utbyggnad för att befästa marknadspositioner för större energibolag. Att blanda ett teknikneutralt marknadsbaserat stöd med andra teknikspecifika stöd medför generellt en större osäkerhet för aktörer och att systemet som helhet får ett otydligare mål.

Kostnadseffektivitet

Om havsbaserad vindkraft byggs ut inom elcertifikatsystemet kommer det att göras på bekostnad av de planerade landbaserad vindkraftverken och kraftvärmeverksinvesteringar som planeras i dagsläget.

Elcertifikatsystemet är ett system med begränsad ambition, de projekt som är kostnadseffektivast gynnas först. Vilket i dagens marknadsläge är landbaserad vindkraft. Ifall kostnadsläget för havsbaserad vindkraft ändras snabbare än väntat, genom prisfall och slopade anslutningskostnader kommer dessa parker att byggas.

Det osäkrare och mer komplexa marknadsläget som ett parallellt stöd innebär kan också leda till att investeringsbeslut fattas på grund av osäkra/felaktiga marknadsanalyser. Det skulle kunna innebära att både elpriset och elcertifikatpriset sjunker mer än vad det skulle gjort annars. Det påverkar direkt inkomsterna för tidigare gjorda investeringar av förnybar el, både landbaserad vindkraft och kraftvärme. På sikt kan det leda till förtida nedläggning av förnybar el eller att investeringar som skulle ha genomförts inte görs. Detta kan leda till svårigheter att nå målet och minska förtroendet för att långsiktiga spelregler för stöd till förnybart bibehålls.

Dessa faktorer påverkar kostnadseffektiviteten till elcertifikatsystemet negativt, och bidrar till att slutkunden får en högre kostnad för elcertifikat.

Marknadsläget för elcertifikatsystemet

Historiskt har utbyggnaden av förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet främst bestått av vindkraft, produktionsökningar inom biokraft och vattenkraft, samt nya biokraftanläggningar.

Av det gemensamma målet med Norge om 28,4 TWh till år 2020 har nu 20 TWh byggts ut (cirka 15 TWh i Sverige och 5 TWh i Norge). Samtidigt byggs och beslut har fattats för ytterligare 9,1 TWh i Norge och 9,5 TWh i Sverige. Det

innebär att med dessa projekt så nås det gemensamma målet med Norge, dessutom kommer cirka 10 TWh av det nya svenska målet på 18 TWh till år 2030 ha uppnåtts till någon tidpunkt relativt nära efter år 2020.

Det finns samtidigt planerade projekt på sammanlagt 90 TWh landbaserad vindkraft i Sverige varav drygt 20 TWh har tillstånd. Utöver detta finns ett antal kraftvärmeverk planerade som förväntas ge några TWh i årsproduktion. Fram till år 2030 bedöms dessutom ett antal kraftvärmeverk stå inför ett beslut om att investera i fortsatt eller ökad produktion av el.

Sammantaget så är utbygganden av förnybar el väl i linje med målet och att det finns starka skäl att tro att målet ska uppnås i god tid före år 2030. Det skulle kunna innebära att havsbaserad vindkraft inte kommer hinna få plats inom elcertifikatsystemet, särskilt då det ska införas någon form av stopmekanism för 2030-målet. Just nu pågår två statliga utredningar kring elcertifikatsystemet, den ena avser att förbättra transparensen i systemet och det andra uppdraget är kontrollstation 2019, med fokus på just utformningen av en eventuell stoppmekanism. Båda uppdragen är i botten marknadsförbättrande åtgärder med syfte att skapa långsiktighet och stabilitet i elcertifikatsystemet. Behovet av en stoppregel och ökad transparens efterfrågas av marknadsaktörerna eftersom det finns en oro att systemet ska överbyggas och elcertifikatpriset gå mot noll.

Att ge incentiv till utbyggnation av större havsbaserade parker och därmed spä på möjligheten av en överutbyggnad kan ha negativa effekter på stabiliteten i elcertifikatmarknaden.

Långsiktiga spelregler och osäkerhetsfaktorer

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat styrmedel, vilket innebär att aktörerna är utsatta för en marknadsrisk både från stödet och elmarknaden.

Det är viktigt för marknadsaktörerna att på lång sikt kunna förutse utbud och efterfrågan på elcertifikat samt vilka regelverk som gäller. Detta är inte minst viktigt då det tar många år att utveckla ett projekt från förprojektering till drifttagning, via tillståndsprocesser, investeringsbeslut, upphandlingar och byggnation. Även om det historiskt skett justeringar av både ambitionsnivå och kvoter så skapar fastställda kvoter under lång tid långsiktiga spelregler.

I dagsläget finns det en rad olika frågor som påverkar marknadens osäkerhet kring framtida utbud på elcertifikat. Hög utbyggnadstakt tillsammans med att det är flera år kvar till Norges stoppdatum 31 december 2021 påverkar bedömningen av hur mycket Norge kommer bidra till det gemensamma svensk-norska målet. Det finns även osäkerhet kring hur en svensk stoppmekanism för 2030-målet kommer att utformas och begränsa den elproduktion som kommer att tilldelas elcertifikat i framtiden. Utformningen utreds för närvarande av Energimyndigheten inom ramen för kontrollstation 2019 och lagstiftning förväntas vara på plats till den 1 januari 2020. Samtidigt så mottar

mikroproduktion andra typer av stöd som gör det svårt att förutse hur stor andel av ambitionen som dessa kan tänkas ta del av.

Genom att föreslå slopande av anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft införs en ny politisk risk för aktörerna i elcertifikatsystemet, i ett skede av systemet där två andra regeringsuppdrag utreds för att öka stabiliteten. Konkurrensförhållande på elcertifikatmarknaden kan komma att förändras vilket påverkar bedömningarna av utbud på elcertifikat på lång sikt. Marknadsaktörerna kommer att behöva förhålla sig till denna risk åtminstone så länge det råder osäkerhet om hur slopade av anslutningskostnaderna kommer att införas och huruvida havsbaserad vindkraft även i fortsättningen ska vara inkluderat i elcertifikatsystemet.

De långa ledtiderna för havsbaserad vindkraft bidrar även till risken att de projekt som kan färdigställas med slopade anslutningskostnaderna kan tas i drift mot slutet av elcertifikatsystemet. Detta kan bidra till en osäkerhet i ett kritiskt skede av stödsystemet.

Nya stöd till förnybar elproduktion ska samrådas med Norge först

En viktig del av den gemensamma marknaden med Norge är det avtal som tecknats mellan ländernas regering[54]. Därutöver har vissa tilläggsavtal tecknats.

Grundavtalet artikel 5 behandlar tilläggsstöd (utöver elcertifikatsystemet) i fem punkter varav punkt 1 och 3 är mest relevanta för införandet av ett stöd till havsbaserad vindkraft inom elcertifikatsystemet:

1. Grundprincipen ska vara att elcertifikat ska utgöra tillräckligt stöd för att driva fram investeringar i anläggningar för förnybar elproduktion.

3. Eventuella framtida investerings- eller driftstöd för elproduktion i anläggningar som tilldelas elcertifikat ska kunna beslutas av varje part efter samråd. Vid samråd ska bland annat konsekvenserna av stödet diskuteras med sikte på att uppnå en ömsesidig acceptabel lösning mellan parterna. Önskar parterna på egen hand stödja en viss teknik, bör denna teknik inte även omfattas av elcertifikatssystemet.

[54] Avtal mellan konungariket Sveriges regering och konungariket Norges regering om ändring av avtal om en gemensam marknad för elcertifikat, 29 juni 2011

Bilaga 5: Stamnätet år 2017



Bilaga 6 Befrielse av anslutnings-avgift ut ett statsstödsperspektiv

Kan ett undantag från avgiftsskyldighet enligt ellagen utgöra statligt stöd?

När det enligt lagstiftning föreskrivs skyldighet att erlägga en avgift kan det innebära statligt stöd enligt EU-rätten om ett företag befrias från avgiftsskyldigheten. Det är inte enbart utbetalningar från staten som omfattas av statsstödsreglerna utan även avståenden från intäkter.

Om staten avstår från medel som annars skulle ha tillförts statskassan kan det utgöra ett förfogande över statliga medel. Att staten avstår från en föreskriven avgift kan därför komma att anses utgöra en sådan användning av statliga medel som omfattas av artikel 107.1 i EUF-fördraget.

När det gäller erläggande av anslutningsavgifter enligt ellagen rör det sig emellertid som utgångspunkt inte om en avgift som betalas av ett privat företag till staten. Det företag som är skyldigt att betala en anslutningsavgift gör det till ett annat företag enligt ett avtal med det företaget. Det gäller när det är ett privaträttsligt organiserat företag som är nätoperatör i förhållande till det företag som ansluter en anläggning. Det lär också gälla i förhållande till Svenska kraftnät när de agerar i egenskap av nätoperatör. Den senare frågeställningen behöver dock utredas med avseende både på sak- och rättsfrågorna.

Det kan därför diskuteras om ett undantag från avgiftsskyldigheten innebär ett förfogande över statliga medel som ska tillräknas staten i den mening som är nödvändig för att det ska vara fråga om statligt stöd enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget. Utgör Svenska kraftnät i det sammanhang som avgiften mottas ett företag kan det vara så att befrielsen från avgiftsskyldigheten inte utgör ett stöd som ges av en medlemsstat eller med hjälp av statliga medel. Genom att Svenska kraftnät under dessa förhållanden i sammanhanget handlar i egenskap av ett företag skulle det kunna tänkas att dess handlande blir att bedöma på samma sätt som för ett privat organ.

En reglering som leder till ekonomisk omfördelning från en privat enhet till en annan utan ytterligare medverkan från staten behöver inte innebära en överföring av statliga medel om pengarna flyter direkt från en privat enhet till en annan.

Att en avgift som uppbärs av ett privat organ grundar sig i en lagstadgad skyldighet behöver därför inte medföra i sig att det rör sig om statliga medel. Avgörande torde vara vilken kontroll staten utövar och motsatt vilken frihet det privata organet har att förfoga över medlen.

EU-domstolen har nyligen lämnat besked i ett mål om förhandsavgörande beträffande en fråga om en nationell åtgärd, som innebar att såväl privata som offentliga företag ålades en skyldighet att köpa kraftvärmeel, utgjorde en statlig åtgärd eller en åtgärd som vidtas med hjälp av statliga medel. Domstolen ansåg att så inte var fallet. Köpskyldigheten gällde utan åtskillnad för elleverantörerna, oavsett om deras kapital var majoritetsägt av staten eller av privata aktörer. Köpskyldigheten innebar en merkostnad för företagen. Mot bakgrund av att merkostnaden inte i sin helhet kunde övervältras på slutanvändarna eller finansierades genom en obligatorisk skatt införd av medlemsstaten och eftersom det inte fanns någon ordning för full kompensation ansåg EU-domstolen, att elförsörjningsföretagen inte anförtrotts av staten att administrera en statlig resurs, utan finansierade den köpskyldighet de ålagts med egna medel.

Avgörandet har likheter med EU-domstolens tidigare dom i målet Preussen Elektra. I det målet fann domstolen att en skyldighet att köpa el från förnybara energikällor till fastställda minimipriser inte medförde att det direkt eller indirekt överfördes statliga medel till elproducenterna.

Det var inte heller fråga om uppbärande avgifter där medlen sedan betalades ut som stöd till andra företag.

Dessa frågeställningar är emellertid inte helt okomplicerade och kräver en mer långtgående analys än vad som varit möjlig inom ramen för det nu aktuella utredningsuppdraget.

För att avgiftsbefrielsen ska utgöra statligt stöd krävs utöver att det rör sig om statliga medel även att åtgärden innebär en fördel och fördelen endast kommer vissa företag till godo. Med andra ord att det rör sig om en selektiv fördel.

En befrielse från en skyldighet att erlägga en avgift som andra företag måste erlägga utgör som utgångspunkt en sådan fördel som omfattas av artikel 107.1 i EUF-fördraget. Utan undantaget skulle företaget ha haft en kostnad som företag normalt måste bära. Företaget befrias genom undantaget från en kostnad som är förbunden med dess verksamhet.

Är det bara vissa företag som kommer i åtnjutande av fördelen, vilket är fallet om den begränsas till företag som ansluter havsbaserade vindkraftsanläggningar till stamnätet, är åtgärden också som utgångspunkt selektiv i den mening som avses i artikel 107.1 i EUF-fördraget.

Bedömningen av vad som utgör en selektiv fördel görs emellertid utifrån att företagen befinner sig i jämförbara situationer. Av EU-domstolens praxis följer att bedömningen av om en åtgärd utgör ett selektivt gynnande ska göras genom en jämförelse mellan det företag som är föremål för åtgärden och andra företag som i faktiskt och rättsligt hänseende befinner sig i en jämförbar situation, mot bakgrund av det mål som eftersträvas med regleringen.

Det innebär att en helt slopad avgift för havsbaserad vindkraft sannolikt skulle innebära en selektiv fördel. Det är dock inte givet att detsamma skulle vara fallet för en differentierad avgiftsmodell där de olika kostnadsmässiga förutsättningarna för olika elproduktionssätt beaktas vid fastställande av avgifterna. Om en sådan modell endast innebär att företagens olika kostnader till följd av produktionssättens skillnader neutraliseras så att inga företag får konkurrensfördelar till följd av avgiftsmodellen behöver den inte nödvändigtvis utgöra en selektiv fördel.

Av EU-domstolens praxis framgår att en reglering som har utformats så att den minskar beräkningsunderlaget för en skatt eller en avgift till staten inte nödvändigtvis behöver utgöra en sådan ekonomisk fördel som träffas av artikel 107.1 i EUF-fördraget, trots att effekterna är snarlika.

Denna frågeställning kräver dock att ytterligare utredning och analys genomförs, vilket inte varit möjligt inom ramen för befintligt uppdrag. Skillnaderna mellan olika produktionsslag lär väl dessutom inte vara hänförliga till kostnaderna för nätförstärkning utan snarare till kostnaderna för anslutningsledningarna, men där kan jag missta mig då jag saknar tillräckliga kunskaper om sektorns kostnadsbild.

Bedömningen av selektivitet är nära förbunden med spörsmålet om likabehandling och diskriminering. Prövningen av om en statlig åtgärd har en selektiv karaktär kan därför sammanfalla med frågan huruvida åtgärden tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt. Selektivitet kan vara för handen när ett företag är föremål för särbehandling som i princip kan kvalificeras som diskriminerande.

Oavsett om en avgiftsbefrielse är diskriminerande på ett sådant sätt att den innebär en selektiv fördel gäller enligt 4 kap. 1 § ellagen att nättariffer ska vara icke-diskriminerande. Att befria vissa företag från avgift kan komma att anses vara diskriminerande och därmed strida mot ellagen och elmarknadsdirektivet även om det inte skulle innebära statligt stöd.

Beaktande av andra stöd som lämnas till ett och samma företag

Vid bedömningen av om en stödåtgärd är tillåten kan det behöva vägas in vilka andra statliga stöd som ett företag har erhållit. I det sammanhanget lär även elcertifikatsystemets effekter för företagen behöva tas i beaktande.

Vilka sådana stöd som i praktiken skulle kunna aktualiseras när det gäller stödåtgärder som tar sikte på anslutningsavgifter har inte utretts inom ramen för denna utredning.