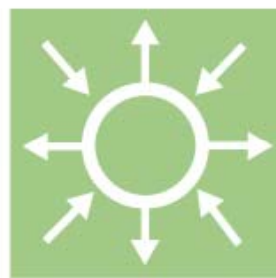




Vindkraft i framtiden

Möjlig utveckling i Sverige till 2020

Elforsk rapport 08:17



Peter Blomqvist, Mats Nyborg, Daniel Simonsson, Håkan Sköldberg,
Thomas Unger mars 2008

Vindkraft i framtiden

Möjlig utveckling i Sverige till 2020

Elforsk rapport 08:17

Peter Blomqvist, Mats Nyborg, Daniel Simonsson, Håkan Sköldberg,
Thomas Unger mars 2008

Förord

Bakgrunden till arbetet var att man såg ett behov av att klargöra hur stor den ekonomiska potentialen för vindkraft i Sverige är till 2020. Att även få en uppskattning av den tekniska potentialen ansågs av stort intresse.

Arbetet har utförts av Peter Blomqvist, Mats Nyborg, Daniel Simonsson vid Vattenfall Power Consultant samt Håkan Sköldberg och Thomas Unger vid PROFU. Rickard Larsson, Mattias Törnkvist och Oskar Åsell vid Vattenfall Power Consultant har också bidragit med värdefull input till rapporten.

Värdefulla synpunkter på arbetet har erhållits från projektets referensgrupp bestående av Anders Björck, Energimyndigheten, Fredrik Norlund, Svenska Kraftnät, Göran Dalén, WPD, Gunnar Fredriksson, Vindkraftleverantörerna i Sverige, Anders Richert, Svensk Energi.

Projektet har genomförts inom ramen för vindkraftforskningsprogrammet Vindforsk-II som projektnummer V-139. Vindforsk-II finansieras av ABB Corporate Research, EBL-Kompetanse, E.ON Vind Sverige, E.ON Elnät, Falkenberg Energi, Göteborg Energi, Jämtkraft, Karlstad Energi, Luleå Energi Elnät, Lunds Energi, Skellefteå Kraft, Statens Energimyndighet, Svenska Kraftnät, Tekniska Verken i Linköping, Umeå Energi Elnät, Varberg Energi, Vattenfall och Öresundskraft.

Stockholm februari 2008

Sara Hallert

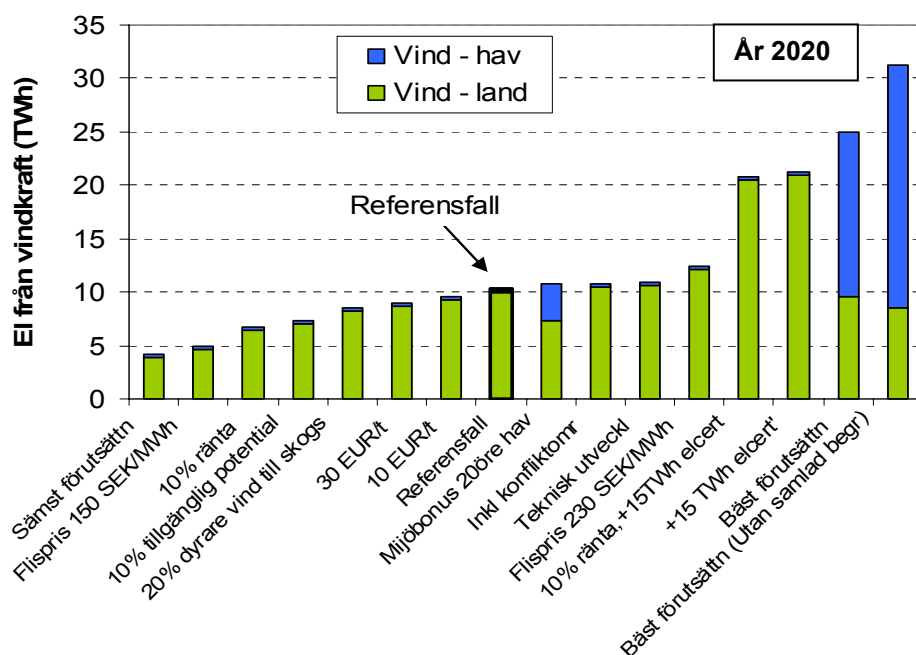
Programledare Vindforsk-II

El- och värmeproduktion, Elforsk

Sammanfattning

Målet med denna studie har varit att göra en bedömning av den nationella ekonomiska potentialen för såväl land- som havsbaserad vindkraft år 2020, med hänsyn till de fysiska, tekniska och ekonomiska förutsättningarna som påverkar lönsamheten i vindkraftprojekt.

Via en GIS-analys har inledningsvis den tekniska elproduktionspotentialen beräknats. Denna har delats in i olika klasser med hänsyn till olika investeringskostnader för vindkraft och olika vindförhållanden. Därefter har beräkningar av elproduktionens utveckling, inklusive vindkraften, gjorts med den så kallade MARKAL-modellen. Resultaten av studien, dvs. den ekonomiskt lönsamma elproduktionen från vindkraft år 2020, ligger för de flesta beräkningsfall (som innehåller dagens omfattning på elcertifikatsystemet) mellan 7 och 12 TWh (10 TWh i referensfallet). Den omfattande känslighetsanalys som genomförts visar dock på att det finns förutsättningar som kan ge relativt stor ökning eller minskning av elproduktion från vindkraft utifrån referensfallet, enligt figuren nedan. Om en större elcertifikatkvot förutsätts så blir det i stor utsträckning vindkraft som täcker det tillkommande behovet av förnybar elkraft.



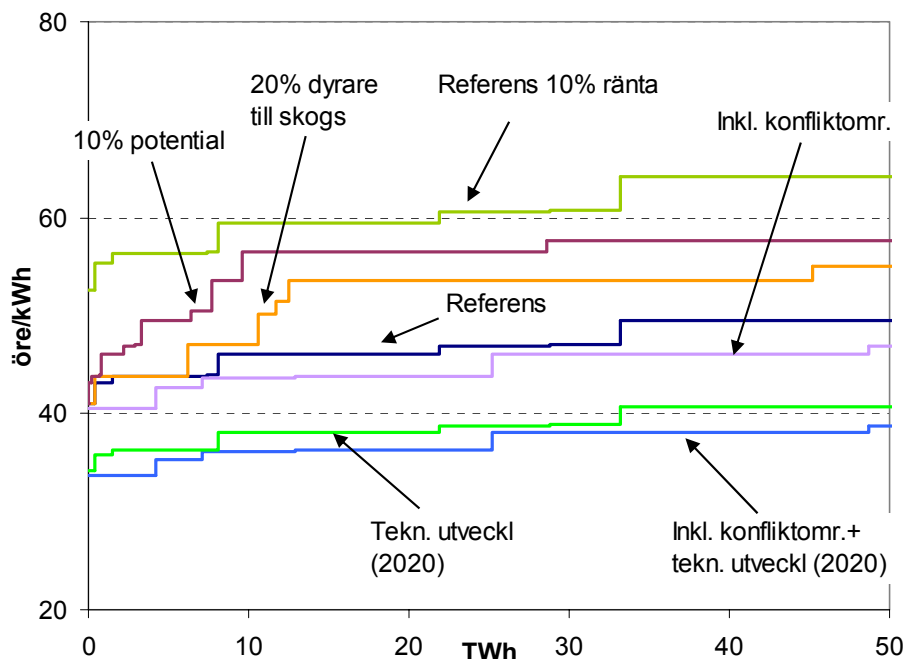
Att vindkraft blir lönsamt att bygga ut är i huvudsak en konsekvens av elcertifikatsystemet. Utan detta stöd skulle det i de allra flesta fall inte vara lönsamt att bygga ut vindkraft. Vid vissa gynnsamma förutsättningar för att bygga ut vindkraft (t ex sjunkande investeringskostnader för vindkraft i kombination med höga elpriser) skulle en mindre utbyggnad dock kunna ske även utan detta stöd.

Olika nivåer på utsläppsrättspris får (inom det studerade intervallet) endast mycket liten påverkan på utbyggnaden av vindkraft. Priset på utsläppsrätter måste gå upp till mycket höga nivåer om det ska få ett så stort genomslag att elcertifikat (eller annat stöd) inte skulle behövas.

Exempel på sådant som dämpar utbyggnaden av vindkraft är hög kalkylränta, mindre utbyggbar vindkraftpotential, högre investeringskostnader för vindkraft och lågt biobränslepris (vilket ger biobränslekraftvärme bättre konkurrenskraft inom elcertifikatsystemet). Faktorer som ökar utbyggnaden av vindkraft är antaganden om större elcertifikatkvot, möjlighet att bygga på vad som definierats som konfliktområden samt högt biobränslepris. Beräkningarna visar också att havsbaserad vindkraft har dålig konkurrenskraft, och att det med givna förutsättningar behövs särskilt stöd för att det ska bli lönsamt att bygga vindkraft till havs.

I samband med vindkraftsinvesteringar tillkommer ett antal kvalitativa, icke-ekonomiska beslutsfaktorer, utöver de rena lönsamhetsberäkningarna. Det finns både faktorer som medför att lönsam vindkraft inte byggs och faktorer som gör att vindkraft med tveksam lönsamhet ändå byggs. Genom en enkätstudie har betydelsen av sådana faktorer för vindkraftsinvesterare kartlagts. Av de negativa faktorerna har osäkerheter kring ekonomiska styrmedel och tillståndprocessen bedömts vara viktigast. Bland de positiva faktorerna bedöms "goodwill" för företaget samt att vindkraften på sikt bedöms få bättre styrmedelsvillkor som de viktigaste. Det har visat sig att de båda grupperna av kvalitativa beslutsfaktorer tillmäts ungefär samma betydelse. Därför finns alltså inget objektivet underlag för att säga om de icke-ekonomiska faktorerna leder till att den mängd vindkraft som i verkligheten byggs blir mindre eller större än den ekonomiskt lönsamma mängd som redovisats ovan.

De beräknade elproduktionskostnaderna för vindkraften är relativt låga. De är dock generellt högre än det beräknade elpriset, vilket betyder att stöd (t.ex. elcertifikat) behövs för att någon ny vindkraft ska byggas ut. Figuren nedan illustrerar detta i form av utbudskurvor för ny vindkraft samtliga studerade beräkningsfallen (figuren nedan visar de billigaste 50 TWh). I figuren visas på y-axeln elproduktionskostnaden för vindkraft och på x-axeln den mängd elproduktion som skulle kunna ske till dessa kostnader.

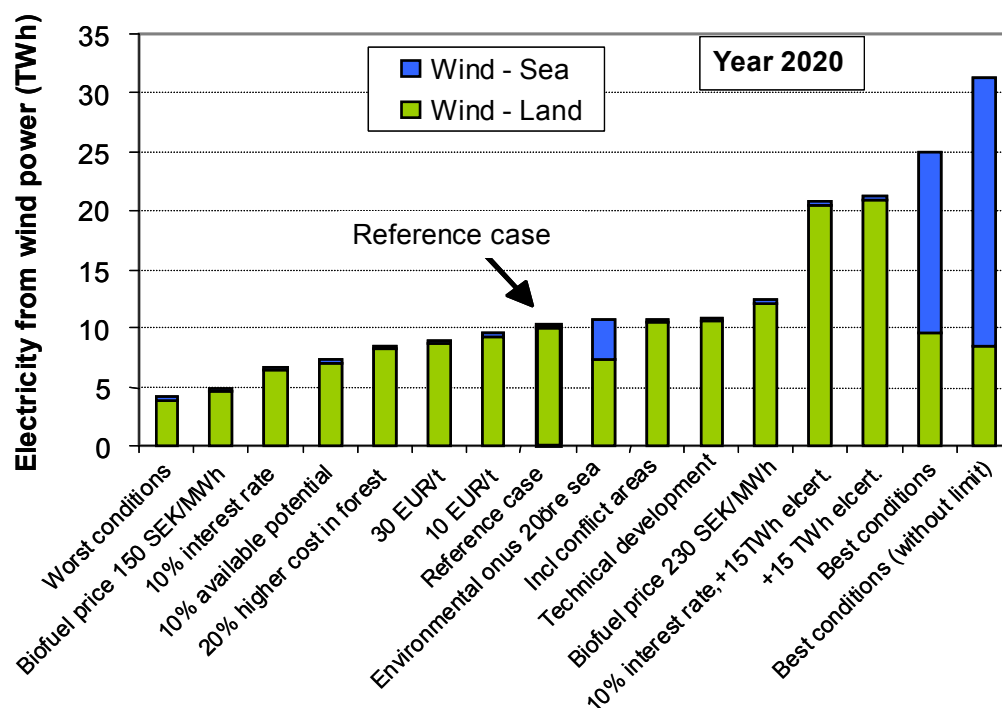


Den fysiska potentialen för vindkraft är naturligtvis enorm. I studien visas dock att även den tekniska potentialen, dvs. med hänsyn tagen till bland annat ytor där det inte går att bygga eller där konflikter av olika slag föreligger, är mycket stor. Beräkningarna baserade på GIS-analysen visar en total teknisk vindkraftspotential på hela 510 TWh per år på land och 46 TWh per år till havs. Den beräknade tekniska potentialen är dock i viss mån teoretisk och har resulterat i vad som kan betraktas vara en tämligen hög siffra i antal MW per kvadratkilometer. För att beakta detta och redovisa resultat för en mer praktisk potential har en känslighetsanalys genomförts med potentialen nedskalad. I detta fall har endast 10 % av den ursprungliga tekniska potentialen i referensfallet tagits med. Även detta fall visar att det finns en stor tillgänglig potential, betydligt större än den potential som antas vara möjlig till 2020. Inte heller i ett längre perspektiv är det brist på teknisk eller praktisk potential som kommer att begränsa möjlig utbyggnad. Resultaten med den reducerade potentialen ger dock en brantare kostnadsökning för ökande mängd vindkraft än för referensfallet. Att kostnadsökningen blir brantare när potential försvinner visar på vikten av att det utnyttjas de bästa vindlägena för att kunna bygga ut vindkraften till låg kostnad.

Summary

The aim with this study has been to perform an estimation of the Swedish economic potential for both land-based and sea-based wind power in 2020, considering the physical, technical and economic conditions that affect the profitability for wind power projects.

In a first step, the technical electricity production potential has been calculated by means of a GIS-analysis (Geographical Information System). The technical potential has been divided into several classes, considering investment costs and wind conditions. In a second step the development of the national electricity production, including wind power, has been calculated with the MARKAL-model. The results from the study, i.e. the economic profitable electricity production from wind power in 2020, are for the majority of the calculated cases (that contains the present targets of the Swedish electricity-certificate scheme) between 7 and 12 TWh (10 TWh in the reference case). However, the extensive sensitivity analysis that has been performed shows that there are conditions that can lead to a relatively large deviation (increase or decrease) from the reference case, see figure below. For example, with an assumption of a larger quota of electricity certificates it is primarily wind power that meets the increased demand for renewable electricity production.



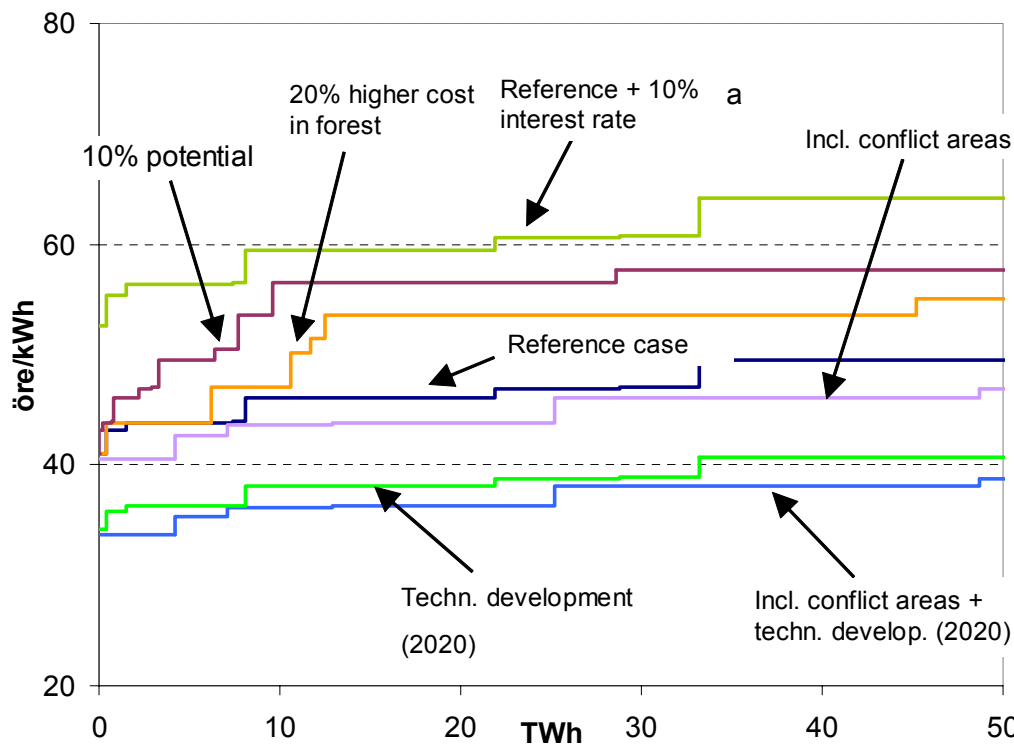
It is primarily the electricity certificates that make it profitable to increase the electricity production with wind power. Without this support it would not become profitable, in most cases, to build more wind power. However, with certain beneficial conditions for building wind power (e.g. decreasing investment costs for wind power in combination with high electricity prices) a small expansion would be possible even without the support.

Different allowance-price levels of the EU ETS (within the studied interval) only affect the expansion of wind power to a very small extent. The allowance-price level of the EU ETS must reach a quite high level in order to result in such a large impact that electricity certificates (or another support system) become needless.

Examples of conditions that reduce the expansion of wind power are a higher discount rate, a reduction of the technical potential (for each wind class,), higher investment costs for wind power and lower prices of bio-fuels (which gives bio-fuel CHP better competitiveness within the electricity-certificate system). Examples of conditions that increase the expansion of wind power are assumptions about a higher quota of electricity certificates, the possibility to build in areas that have been defined as conflict areas and a higher price of bio-fuels. The calculations also show that sea based wind power has poor competitiveness, and that additional support would be needed in order to make it profitable under the assumptions made in this study.

When making investment in wind power there also are a number of qualitative, "non-economic", decision factors to consider in addition to the pure profitability calculations. There are both factors leading to profitable wind power not being built ("negative" factors) and wind power with questionable profitability that still will be built ("positive" factors). By means of a questionnaire the impact of such factors has been analysed. Uncertainties regarding economic policy instruments and the application process have been found to be the most important negative factors. The most important positive factors are "goodwill" for the companies and the belief that wind power in the future will receive better conditions when it comes to policy instruments. Both groups are estimated to have approximately the same importance, and therefore it can not with any certainty be say whether "non-economic" factors lead to more or less wind power than the economic potential shown above.

The calculated electricity production costs for wind power are relatively low. However, they are in general higher than the calculated electricity price, which means that some kind of support system (e.g. electricity certificates) is needed if additional wind power should be built. The figure below illustrates this fact through the cost curve for new wind power for all calculated cases (the figure shows the 50 TWh with the lowest cost). In the figure the electricity production cost for wind power is shown on the y-axis and the amount of electricity production that could be produced at these costs on the x-axis.



The physical potential for wind power is, of course, enormous. However, also the technical potential, i.e. considering, for example, areas where it is not possible to build or where conflicts of some kind exist, is very large. The calculations based on the GIS-analysis show that the total technical potential for wind power is 510 TWh per year on land and 46 TWh per year at sea. The calculated technical potential is, however, theoretical to some extent since the number of MW per square kilometre may be considered to be relatively high. In order to take this into account and thereby showing a more practical potential a sensitivity analysis have been performed assuming that the whole technical potential is reduced by 90%. This case still shows a quite large available potential, considerably larger than what can be built until 2020. Not even in the longer term it is the technical or practical potential that will limit an expansion of wind power. However, the result with a reduced potential gives a steeper cost increase for the available wind power, compared to the reference case. This underlines the importance of using the best available sites in order to build wind power at low costs.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte, mål och omfattning	1
1.3	Rapportens uppbyggnad	1
2	Metod	3
2.1	Teknisk potential	4
2.1.1	Bakgrund till GIS.....	4
2.1.2	Lokal green-field screening	4
2.1.3	GIS-analys	5
2.1.4	Potentialbedömning	6
2.2	MARKAL	6
2.2.1	MARKAL och energisystemet	6
2.2.2	MARKAL-modellens arkitektur	8
2.2.3	Databasen och indata	9
2.2.4	Matematisk formulering	10
2.2.5	MARKAL-NORDIC	10
3	Nuvarande vindkraft i Sverige	11
3.1	Nuvarande och planerad vindkraft i Sverige.....	11
3.1.1	Nationellt planeringsmål	11
3.1.2	Planerade projekt.....	12
3.2	Förändringar på marknaden	12
3.2.1	Större vindkraftsparker och nya aktörer	12
3.2.2	Snabb teknisk utveckling.....	13
3.2.3	Politiska styrmedel	13
3.2.4	Eventuella hinder för vindkraft i Sverige	13
4	Teknisk potential för vindkraft	14
4.1	Selektering av ytor	14
4.1.1	Exkluderade ytor och konfliktytor	14
4.2	Geografiska antaganden	15
4.3	Avstånd till infrastruktur	17
4.4	Aggregering av ytor	18
4.5	Vattendjup	19
4.6	Vindantaganden	20
4.6.1	Vindhastighet vid navhöjd	20
4.6.2	Vindens hastighetsfördelning	21
4.7	Indata och antaganden avseende produktionspotential	22
4.7.1	Vind-effektkurvor	22
4.7.2	Specifik brutto- och nettoproduktion samt antal fullasttimmar ..	23
4.7.3	Produktionsvolym.....	23
4.8	Ekonomiska antaganden.....	24
4.8.1	Investeringskostnad på land	24
4.8.2	Investeringskostnad till havs.....	25
4.8.3	Rörlig kostnad, på land och till havs	26
4.9	Resultat (teknisk potential)	26
4.9.1	Fördelning vindlast mot effekt	26
4.9.2	Fördelning investeringskostnad mot effekt	27
4.9.3	Indelning i vind- och investeringsklasser.....	29
4.9.4	Vindenergi	30
4.10	Känslighetsanalys avseende teknisk potential	31
4.10.1	Ökad kostnad för ytor med skog.....	31
4.10.2	Inkludering av konfliktområden	31
4.10.3	Reducering av teknisk potential.....	34

5	Indata för modellberäkningar med MARKAL	35
5.1	Energiefterfrågan	35
5.2	Bränslepriser	36
5.3	Styrmedel	37
5.4	De övriga länderna	38
5.4.1	Elhandel med grannländerna.....	39
5.5	Elproduktion	39
5.5.1	Kärnkraft	39
5.5.2	Vattenkraft.....	40
5.5.3	Gaskraft	40
5.5.4	Vindkraft.....	40
5.5.5	Biobränslekraftvärme mm.	43
5.6	Övrigt.....	44
6	Resultat – ekonomisk potential (MARKAL)	45
6.1	Utbudskurvan för ny vindkraft i Sverige.....	45
6.2	Ekonomiskt lönsam elproduktion från vindkraft år 2020 beräknad med MARKAL	47
6.3	Elpris och elcertifikatpris beräknade med MARKAL	51
6.4	Elproduktionens utveckling beräknad med MARKAL	52
7	Kvalitativ investeringsbedömning	54
7.1	Potentialbegrepp	54
7.2	Enkäten	55
7.3	Faktorer som kan leda till att lönsamma vindkraftinvesteringar inte genomförs.....	56
7.4	Faktorer som kan leda till utbyggnad av vindkraft även om en ekonomisk kalkyl visar på tveksam lönsamhet.....	58
7.5	Avslutande diskussion	60
8	Diskussion och slutsatser	62
8.1	Teknisk potential	62
8.2	Ekonomisk potential	63
8.3	Kvalitativ analys av parametrar som påverkar investeringsbeslut för vindkraft	64
8.4	Förslag till fortsatta studier	64
9	Referenser	66
Bilaga 1	MARKAL-modellen	
Bilaga 2	Teknisk potential per kostnadsklass länsvis och teknisk potential per ytenhet	
Bilaga 3	Enkät om icke-ekonomiska faktorer som påverkar investeringsbeslut för vindkraft	

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Vindkraft har börjat expandera sin utbyggnad relativt kraftigt under den senaste tiden och kommer troligen att vara en viktig del av den förnybara energiförsörjning som ska byggas i Sverige. För branschorganisationer och aktörer på marknaden är det viktigt att veta hur styrmedel, regler samt andra omvärldsfaktorer påverkar lönsamheten för vindkraft såväl på land som till havs. Detta eftersom en bra kännedom om hur olika parametrar inverkar på lönsamheten för vindkraft ger goda förutsättningar för att fatta korrekta beslut utifrån egna drivkrafter och lönsamhetskrav.

En av de primära parametrarna för ett lyckat vindkraftsprojekt är att vindtillgången är god. En för Sverige rikstäckande studie som genomförts för att kartlägga vindpotentialen baseras på den så kallade MIUU-modellen, vilken utvecklats vid institutionen för geovetenskaper, vid Uppsala universitet.

I en studie som Energimyndigheten startade hösten 2002 utpekades områden av riksintresse för vindkraft där man beaktar vindtillgång och konkurrerande intressen. På grund av då avsaknad av vindkarteringar med tillräcklig säkerhet utelämnades de nordliga länen. I studien konstateras att det är svårt att bedöma hur stort tillskott av el från vindkraft som kan komma från de utpekade områdena. Faktorer konstateras påverka utbyggnadstakten är tillståndsprövningen, elpriset, anläggningarnas effekt, elcertifikatsystemet samt konkurrerande intressen. [1]

I dagsläget finns inte någon nationell bedömning av den realiserbara vindkraftsutbyggnaden där man samlat tar hänsyn till fysiska, tekniska och ekonomiska faktorer publicerad. Målet med denna studie är att göra en bedömning av den ekonomiska potentialen 2020 med hänsyn till på de fysiska, tekniska och ekonomiska förutsättningarna som påverkar lönsamheten i vindkraftsprojekt.

1.2 Syfte, mål och omfattning

Syftet med denna studie är att – utifrån olika förutsättningar - genomföra realistiska bedömningar av vindkraftsutbyggnaden i Sverige fram till år 2020. Studien omfattar såväl land- som havsbaserad vindkraft.

Studien avser redovisa den tekniska potentialen som finns utifrån givna förutsättningar. Vidare avses den ekonomiskt motiverade utbyggnaden redovisas, med utgångspunkt i fastställda scenarier där hänsyn tas till styrmedel, bränslepriser, investeringskostnader och andra faktorer som påverkar investeringsviljan bland marknadsaktörerna. Utöver detta kommer även beslutsparametrar som inte är av mer kvalitativ karaktär att studeras (baseras på en enkätundersökning).

1.3 Rapportens uppbyggnad

Rapportens inledande del ger en beskrivning av den övergripande metodiken som använt för arbetet, samt respektive metodikdel mer i detalj. Därefter ges en översikt av hur nuvarande vindkraft i Sverige ser ut.

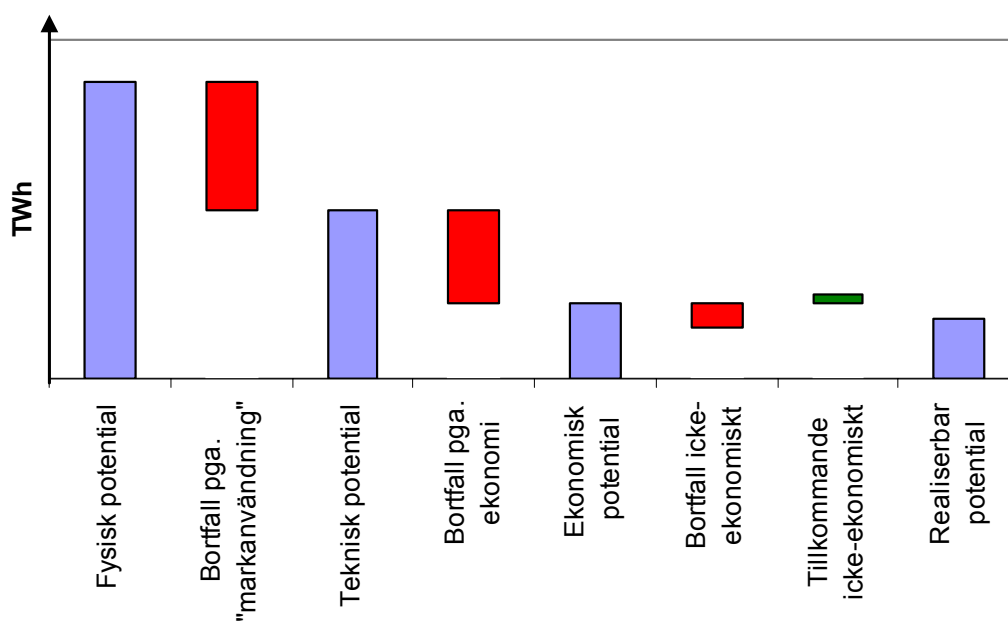
Resultatdelen inleds med att redogöra vilka indata som använts och antaganden som gjorts för den tekniska potentialen samt vilka resultat detta ger. Därefter redovisas på samma sätt indata, antaganden och resultat av systemanalysen i MARKAL, dvs. den ekonomiska potentialen. Resultatdelen avslutas med att redovisa resultaten från den enkätundersökningen som genomförts avseende kvalitativa investeringsbedömningar.

Avslutningsvis redogörs för sammanfattande slutsatser av den tekniska och ekonomiska analysen samt enkätundersökningen. Dessutom genomförs en diskussion av den helhetsbild som ges av såväl ekonomisk lönsamhet som kvalitativa aspekter som påverkar en möjlig potential för vindkraften till 2020.

2 Metod

I denna del kommer de använda metoderna beskrivas, dvs. hur den tekniska och ekonomiska potentialen för vindkraften tas fram. Först ges en övergripande beskrivning av arbetsmetodiken, och därefter ges en mer detaljerad beskrivning av metoderna som använts.

Man kan inledningsvis konstatera att det i detta sammanhang inte finns någon enhetlig, allmänt vedertagen nomenklatur för potentialbegrepp som alltid utnyttjas. Gränsen mellan olika potentialbegrepp är också flytande. Vi utnyttjar i huvudsak en nomenklatur som Energimyndigheten har tagit fram. En principiell bild över hur de olika potentialbegreppen relaterar till varandra visas Figur 1.



Figur 1: Principiell bild över hur potentialen minskar då man inkluderar ytterligare förutsättningar, vilket även avspeglar arbetsmetodiken.

- Som utgångspunkt finns en *fysisk potential* för vindkraft som beror av hur mycket det blåser på land och till havs. Initialt baseras alltså studien på en vindkartläggning för hela landet, där man utgått från medelvinden (se kapitel 4.6.2 för utförligare beskrivning).
- Med den fysiska potentialen som utgångspunkt reduceras potentialen genom att exkludera ett antal områden på grund av förhållanden som gör att man inte kan eller får bygga vindkraft där (t ex bebyggelse, vägar, elnät, vattendrag, naturreservat och militära övningsområden). Detta beräknas i denna studie med hjälp av GIS-analys. Då dessa områden exkluderats och hänsyn tagits till produktions förmåga hos vindkraftverk ges den så kallade *tekniska potentialen*¹. Till den tekniska potentialen inkluderas investeringskostnader (samt drift och underhåll) som respektive område är förknippande med för att ingå som underlag till att ta fram den ekonomiska potentialen.

¹ Inkluderar samhällsfaktorer i form att allmänna intressen beaktats, dvs. konfliktområden som i stor utsträckning utgörs av olika värdering (t ex friluftsintrassen och kulturmiljövård).

- Den *ekonomiska potentialen*, dvs. den del av den tekniska potentialen som är lönsam att bygga ut, beräknas genom att beakta efterfrågeutveckling, och övriga kraftslags förutsättningar vad avser investerings-, drift- underhållskostnader, bränslepriser och styrmedel etc. i relation till vindkraftens förutsättningar.² I denna utredning har den ekonomiskt lönsamma potentialen beräknats med MARKAL.
- Slutligen är den *realiserbara potentialen*, den potential som verkligen kommer att byggas. Potentialen påverkas upp eller ned från den ekonomiska potentialen utifrån ett antal svårkvantifierade beslutsfaktorer som inte direkt relaterar till lönsamhet. Exempel på faktorer som kan minska potentialen är osäkerhet om förutsättningar, tillståndsproblem och lokal opinion, medan faktorer som kan leda till en ökad potential är "goodwill", och att vindkraften stödjer företagets profil.

2.1 Teknisk potential

Nedanstående utgör metodbeskrivning för bedömningen av den tekniska potentialen. Potentialen presenteras uttryckt i MW för given investeringskostnad i bestämda intervaller.

2.1.1 Bakgrund till GIS

GIS står för Geografiska Informationssystem och avser datoriserade informationssystem för hantering och analys av lägesbundna data. Enkelt uttryckt kan GIS sägas vara en kombination av kartor och tabellinformation som lagras och hanteras i datorn.

Kartinformationen kodas och lagras i koordinatform, medan tabellinformationen kan lagras och hanteras med konventionella metoder som t.ex. kalkyl- eller databasprogram. GIS öppnar för möjligheten att genomföra avancerade analyser av t.ex. rumsliga fördelningar, samvariationer och geografiska spridningar. GIS handlar således om att knyta information till ett kartmaterial och hantera och presentera detta på ett lättöverskådligt och informativt sätt. Styrkan med GIS är att information från olika verksamheter kan integreras och analyseras som stöd i en beslutsprocess.

För att bygga en databas med GIS skapar man en modell av verkligheten, en förenkling, som består av mindre beståndsdelar. Man börjar ofta med att skilja mellan kontinuerliga ytor och enskilda objekt. Kontinuerliga ytor varierar mer eller mindre jämnt i rummet, som vindhastighet, vattendjup el. dyl., medan enskilda objekt är klart avgränsade och kan modelleras som punkter, linjer, ytor eller kroppar. Exempel på enskilda objekt är byggnader, vägar eller administrativa regioner.

Utöver de geometriska beståndsdelarna definieras också beskrivande attribut som ger möjlighet att lagra detaljerade specifikationer för varje objekt. Till ett ytoobjekt som ska representera en sjö kan man lagra t.ex. sjöns namn, djup och vattenvolym. Attributinformationen lagras som nämnts i tabeller som kan hanteras internt i GIS-programmen eller med externa program, t.ex. databashanterare eller enklare kalkylprogram.

2.1.2 Lokal green-field screening

En analysmetodik av vindenergiområden utifrån en regional analys (tolkningsskala ca 1:100 000) har tidigare tagits fram på Vattenfall med stöd av en analys i ett Geografiskt Informationssystem (GIS). De begränsningar som ges utifrån nedanstående geografisk data beskrivs i kapitel 4.

² Den ekonomiska potentialen begränsas också av hur mycket vindkraft som kan byggas med hänsyn till det övriga elsystemets förmåga att balansera vindkraften på ett kostnadseffektivt sätt.

Ingående geografiska data för land (enligt översiktskartan) är:

- *Administrativ indelning* - Riks-, territorial-, läns-, kommun-, församlings-, fastighets- och sockengränser.
- *Vattendrag* - Sjöar och större vattendrag, samt i den fullständiga versionen även mindre vattendrag.
- *Markslag och markanvändning* - Öppen mark/odlad mark, industriområden bebyggelseområden samt i den fullständiga versionen även skog, hyggen, sankmark, kalfjäll och glaciärer.
- *Kommunikationer* - Allmänna vägar, gator, enskilda vägar, vändplan leder samt i den fullständiga versionen stigar och vandringsleder. De allmänna vägarna är indelade i motorväg, allmän väg i tre klasser beroende på vägbredd och gator inom samlad bebyggelse. Allmän väg under byggnad har särskild kod. Enskilda vägar är indelade i bilväg, sämre bilväg, vandringsled och gångstig.
- *Järnvägar och stationer* - Järnvägar är indelade i enkelspår, dubbelspår och övrig järnväg.
- *Bebyggelse* - Bostadshus och andra byggnader, kyrkor, master, torn samt anläggningar för fritidsändamål lagras som punktobjekt. För större byggnader anges byggnadens begränsningslinje.
- *Bestämmelser* - Nationalparker, naturreservat, övriga reservat, fornlämningar, djurskyddsområden samt militära övningsområden, skyddsområden och skjutfält.
- *Nivåkurvor* - Höjdkurvor med 5 m ekvidistans.

Den marina delen omfattar alla svenska kustvatten inom ekonomisk gräns med givna kriterier. Restriktioner hämtas från respektive berörd Länsstyrelses databaser (skydd avseende fiske, känslig havsbotten etc.).

2.1.3 GIS-analys

GIS analysen utgår från beräkning av vindenergi (MIUU) som en kontinuerlig geografisk modell. Den horisontella upplösning som använts är 1 km. Vindenerginivån beräknas på två nivåer, 71 och 103 meter, över det så kallade nollförskjutningsplanet.³ Utifrån MIUU modellen exkluderas alla ytor som har en medelvindhastighet lägre än 6 meter per sekund.

I ett andra steg införs restriktioner som relaterar till ytor där det antingen inte går att bygga (t ex befintligt infrastruktur och vattendrag) eller där konflikt med allmänna intressen (t ex landskapsbildaaspekter som natur- och kulturskydd) föreligger.⁴ Villkor som påverkar utbyggnad av vindkraft utgörs av följande kriterier:

- *Exkluderande*: Innebär kriterier som helt utesluter ytor för utbyggnad av vindkraft. Dessa delas in i två delar, och exkluderas helt.
 - o *Uteslutande*: Omfattar objekt som utesluts som möjliga för vindkraftsutbyggnad exempelvis tätorter, sankmark, militära övningsområden, skyddsområden och skjutfält.

³ Med nollplansförskjutning menas att vindarna inte är uträknade för höjden ovan mark utan för höjden ovan den höjd som upplevs som marknivån för vindens gränsskikt. Nollplansförskjutningen kan uppskattningsvis sättas till tre fjärdedelar av vegetationens höjd.

⁴ En viktig del av konflikterna är riksintressen. Riksintressen är ett planeringsverktyg som finns beskrivet i Miljöbalken. Ett utpekande av riksintresse innebär ett anspråk på att ett område antingen ska bevaras eller nyttjas på ett visst sätt. Olika centrala verk som Naturvårdsverket, Vägverket, Fiskeristyrelsen o.s.v. har enligt Miljöbalkens 3:e kapitel att ange områden som man bedömer vara av riksintresse. [2]

- *Diskriminerande:* Innefattar krav på minsta avstånd från vissa objekt t ex byggnader (husobjekt, kyrka, fyr etc.), allmän väg, järnväg, kraftledning (distributions-, region- eller stamnät), och vattendrag.
- *Konfliktområden:* Omfattar allmänna intressen (exempelvis landskapsbildaaspekter som natur- och kulturskydd) där det anses svårt att få tillstånd till utbyggnad. Dessa områden exkluderas i grundfallet, men finns med för möjlighet till vidare analys.

Till detta kommer sedan kostnader för olika terränglägen (öppen, sluten, fjäll) samt och kostnader för avstånd till infrastruktur som vägar och regionnät, vilket är indata till den ekonomiska analysen.

2.1.4 Potentialbedömning

Utifrån ett antal fastställda investeringskostnadsnivåer och genomsnittligt antal fullfasttimmar, kommer potentialen uttryckt i MW för respektive kostnadsnivå redovisas. En summering av alla ytors tekniska potential kommer att genomföras och redovisas i TWh.

2.2 MARKAL

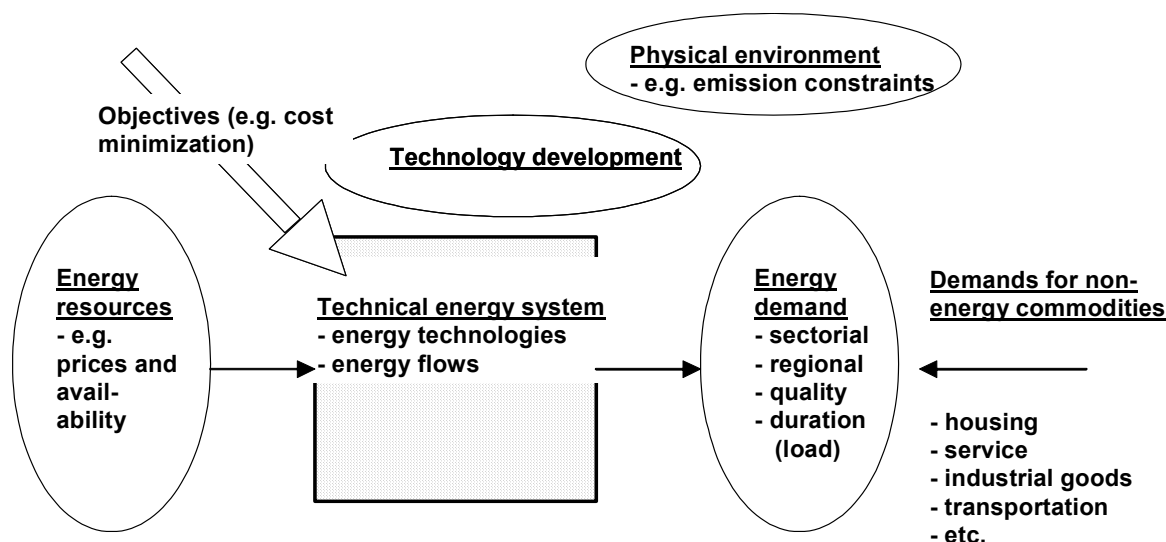
Denna sammanställning ger en allmän beskrivning av MARKAL-modellens arkitektur och den metodik som är förknippad med MARKAL-modellen. Avsnittet ger också en mycket kort introduktion till MARKAL-NORDIC, d v s den MARKAL-modell som beskriver det nordiska energisystemet och som använts i detta projekt. [3], [4]

Som ett komplement till texten i detta avsnitt återfinns även en fördjupad beskrivning av MARKAL-metodiken med bland annat exempel på tillämpningar i Bilaga 1.

2.2.1 MARKAL och energisystemet

Den "traditionella" användningen av MARKAL är relaterad till studier av det *tekniska* energisystemet. Det tekniska energisystemet förhåller sig till omgivningen så som visas i Figur 2. Längst till höger i figuren uppstår själva energibehovet som i sin tur är kopplat till utvecklingen i den övriga makroekonomin. Energianvändningen i sig är ju ett resultat av de behov vi egentligen har, d v s boende, varor, tjänster mm. Förutom energibehovet är även teknisk utveckling, internationella bränslemarknader, och energi- och miljöpolicy faktorer som behandlas exogent i den "traditionella" användningen av MARKAL.⁵ För att i någon mån hantera sådana faktorer som befinner i modellens omgivning arbetar man lämpligen med *scenarier* där scenarierna byggs upp av antaganden kring de exogena faktorerna.

⁵ En del av dessa exogena faktorer har internaliserats, d v s blivit endogena, i vissa versioner av MARKAL-paketet.



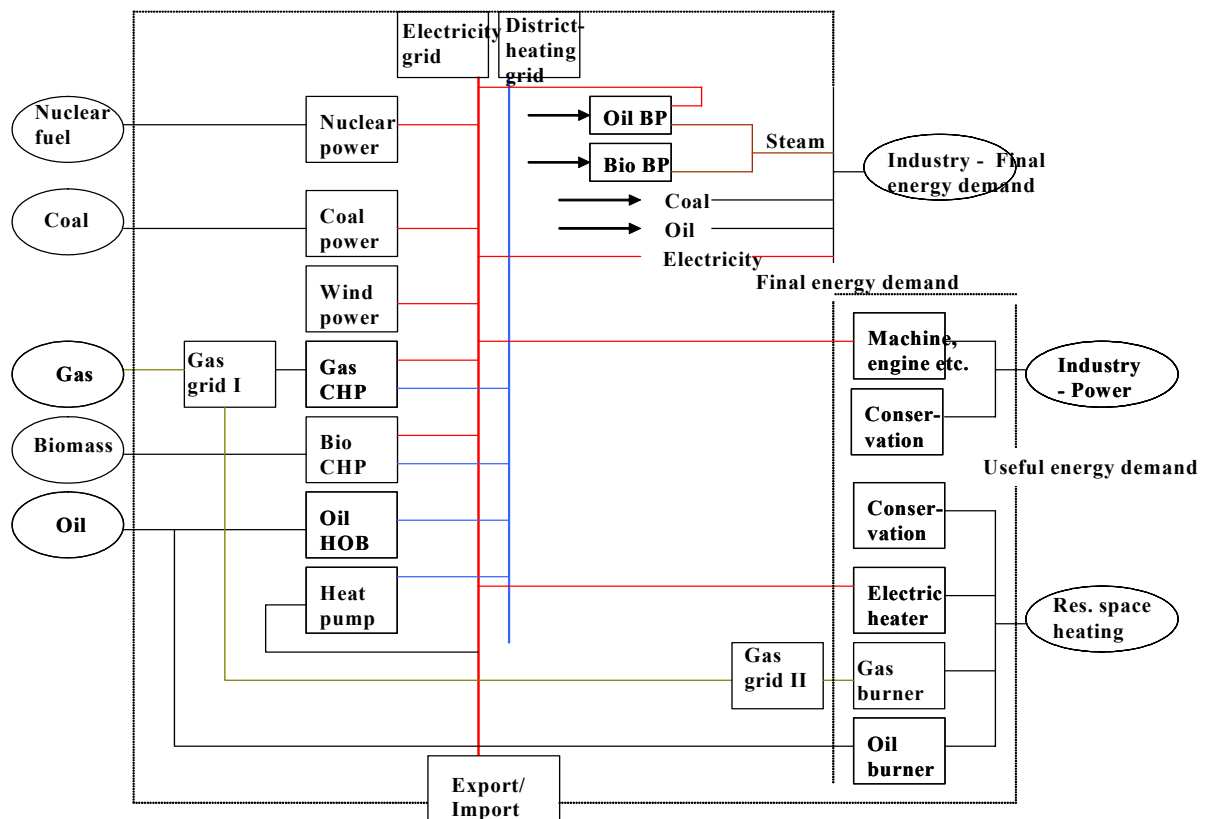
Figur 2. Det tekniska energisystemet och dess omgivningar

Energisystemet i MARKAL-modellen (d v s innanför gränserna till det tekniska energisystemet) beskrivs utifrån ett så kallat referensenergisystem (RES)⁶. Detta illustrerar energiflödena från utvinning av bränslen och råvaror via omvandling för kraft- och fjärrvärmegenerering till slutlig användning av bränslen, el och fjärrvärme i en rad olika sektorer, exempelvis hushåll och industrier (se Figur 3).

Energibehovet kan uttryckas i nyttig energi eller slutlig energi. Nyttig energi är själva energitjänsten, t ex "värme", och anges efter omvandlingsförluster i t ex en olje- eller pelletsplan. Slutlig energianvändning är den inköpta energin, t ex mängden fjärrvärme, olja eller pellets.

Den geografiska systemgränsen väljs beroende på problemställning och kan omfatta allt från enstaka kommuner i exempelvis Sverige till hela världen.

⁶ En närmare beskrivning av RES-konceptet återfinns Marcuse W m fl., 1976. [5]



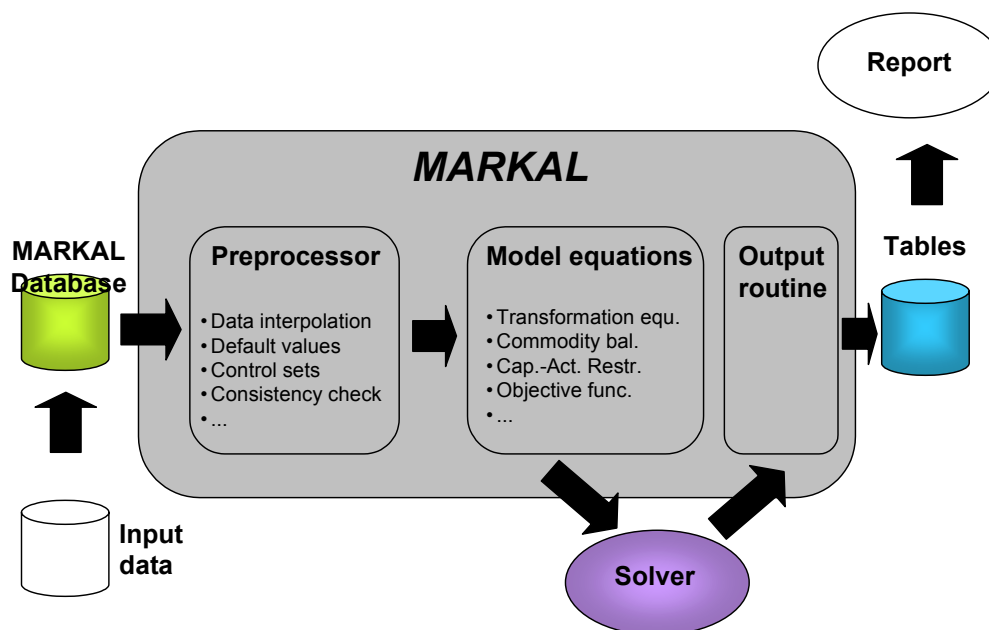
Figur 3. Exempel på ett referensenergisystem.

2.2.2 MARKAL-modellens arkitektur

Ett modelleringsförfarande i MARKAL består av tre huvuddelar (se Figur 4):

- En databas med alla beräkningsförutsättningar (indata)
- En ekvationsgenerator, d v s indata uttrycks i ett mycket stort antal ekvationer. Dessa ekvationer "skickas" till en problemlösare där själva optimeringen görs. Problemlösarpaketet som utnyttjas i MARKAL är GAMS.
- Resultatrapportering med presentationer av beräkningsresultatet i tabeller och diagram

Dessutom utnyttjar MARKAL-paketet ett användargränssnitt, exempelvis MUSS eller ANSWER, så att såväl indata som utdata kan hanteras effektivt. Användargränssnittet och lösaren är kommersiell programvara medan själva "MARKAL-kärnan" är kostnadsfri.



Figur 4. Markalsystemets arkitektur

2.2.3 Databasen och indata

Gemensamt för stora delar av indata i MARKAL är att detaljeringsnivån kan väljas fritt vid uppbyggandet av en databas/modell. Det ger naturligtvis en flexibilitet i beskrivningen av energiefterfrågan, energiteknikerna och energitillförseln, men det innebär också att man kan bygga databaser med olika problemfokus och för olika stora geografiska områden.

Det som, så att säga, driver hela modellen är behovet av energi i olika sektorer. Som nämdes tidigare, kan detta energibehov uttryckas som antingen ett behov av nyttig energi eller ett behov av slutlig energi. Nyttig energi definieras som själva energitjänsten d v s exempelvis 20°C inomhus. I modellen är emellertid dessa 20°C uttryckta som en energimängd, ex MWh, baserade på uppgifter om effektbehovet i W/m² för att erhålla just 20°C. En inomhustemperatur på 20°C kan åstadkommas med en oljepanna, elvärme eller en kombination av energitillförsel och energibesparing. I det sistnämnda fallet minskar därmed den slutliga energin till följd av besparingen. Den slutliga energin definieras därmed som den faktiska användningen av energibärare. I modellen är exempelvis behovet av hushållsel snarare uttryckt som ett slutligt energibehov eftersom det inte är lika meningsfullt att tala om nyttig energi i detta fall.

Teknikerna i modellen beskrivs med investeringskostnader, kostnader för drift och underhåll, livslängd, verkningsgrad, tillgänglighet och utsläppsdata (ex koldioxid, svavel och kväveoxider).

I MARKAL finns en lastkurva för el och fjärrvärme som beskriver den årliga variationen. Elanvändningen är därvidlag uppdelad i sex årliga tidssteg medan fjärrvärmeanvändningen representeras av tre.

Modellen är dynamisk i den bemärkelsen att upp till nio individuella men av varandra beroende tidssteg (modellår) kan beskrivas. Generellt är tidshorisonten 20-50 år fram i tiden.

2.2.4 Matematisk formulering

Modellen bygger på linjärprogrammering, d v s. en matematisk algoritm för att lösa optimeringsproblem där målfunktion (den som ska optimeras) och randvillkor är uttryckta som linjära ekvationer. Målfunktionen är vanligen den diskonterade totala systemkostnaden och skall minimeras. En alternativ målfunktion kan exempelvis vara emissioner. Randvillkor kan exempelvis utgöras av verkningsgrader för en viss typ av anläggning, miljökrav, kraftöverföringsförbindelser mellan länder, energianvändning i en viss sektor mm.

Ett linjärprogrammeringsproblem formuleras generellt enligt nedan:

$$\begin{aligned} &\text{min eller max } \sum_i c_i x_i \\ &\text{randvillkor: } \sum_i a_{ji} x_i \geq b_j, j = 1, \dots, m \\ &\text{och } x_i \geq 0, i = 1, \dots, n \end{aligned}$$

där c_i , b_j och a_{ji} är koefficienter som ges som indata och x_i är variabler som fås i lösningen.

Lösningen på en MARKAL-beräkning är med andra ord den kombination av tekniker i hela kedjan från bränsleutvinning eller -import via omvandling till exempelvis el och fjärrvärme till slutlig användning (jämför med Figur 2), som uppfyller den lägsta totalkostnaden uttryckt i diskonterat nuvärde.

2.2.5 MARKAL-NORDIC

MARKAL-NORDIC är benämningen på en MARKAL-modell som omfattar en beskrivning av de stationära energisystemen i de fyra nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark. Med det stationära energisystemet avses produktion av el, fjärrvärme och processånga samt slutlig energianvändning inom bostäder, service och industri. Dessutom ingår en något förenklad beskrivning av Tysklands och Polens elproduktion. Samtliga länder är i modellen förbundna med varandra via elöverföringsförbindelser som kan utökas genom nyinvesteringar.

I MARKAL-NORDIC ingår omkring 80 användarsektorer (t ex uppvärmning i enfamiljshus i Finland, energianvändning inom järn- och stålbranschen i Norge, driftel inom servicesektorn i Sverige och energianvändning inom det danska jordbruket). Varje sektor beskrivs med ett energibehov i slutlig eller nyttig energi samt en grov lastkurva för detta behov.

MARKAL-NORDIC beskriver utvecklingen i energisystemen, givet en lång rad randvillkor och antaganden, från idag och fram till 2050.⁷

En mer omfattande beskrivning av indata i MARKAL-NORDIC återfinns i ett särskilt avsnitt i rapporten.

⁷ Modellverktyget handhas och uppdateras av Profu.

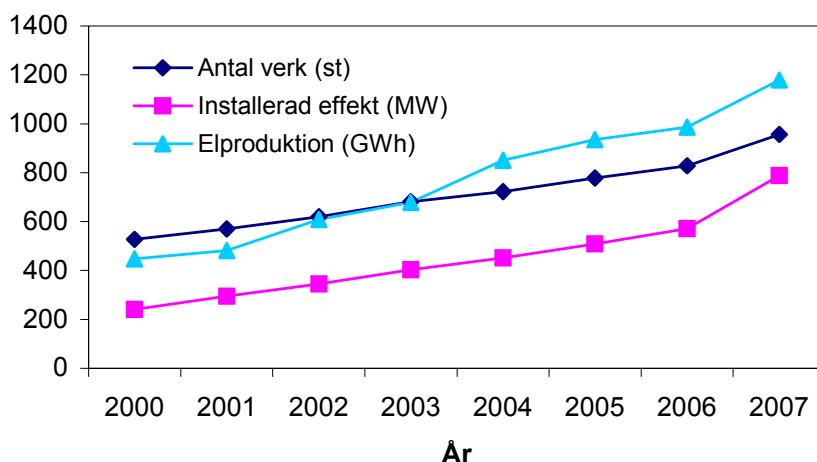
3 Nuvarande vindkraft i Sverige

Detta kapitel avser att ge en kort översikt över nuvarande vindkraft i Sverige. Detta inkluderar historisk utveckling och vilka planer som finns i nuläget. Översikten syftar även till att ge en komprimerad beskrivning av förändringar av marknaden, teknisk utveckling och politiska styrmedel.

3.1 Nuvarande och planerad vindkraft i Sverige

Vid slutet av 2007 fanns totalt ungefär 780 MW vindkraft installerat i Sverige, vilket är en ökning med 38 % från året innan. Den svenska vindkraften producerade under 2006 nästan 1,2 TWh. Den installerade effekten i Sverige framstår dock som blygsam vid en internationell jämförelse, trots våra gynnsamma vindförhållanden. Som jämförelse var den installerade effekten i Danmark 3 100 GW och 22 500 GW i Tyskland [6]. Globalt sett ökade kapaciteten med totalt 27 % från 74 000 till 94 000 MW under 2007 [7].

Vindkraften står i dagsläget för cirka 0,7 % av Sveriges totala elproduktion. I Figur 5 visas ett diagram över utvecklingen av den svenska vindkraften de senaste sju åren. De installerade turbinerna är framförallt koncentrerade till Gotland, Öland och runt kusterna i södra Sverige. Den största andelen utgörs fortfarande av landbaserade installationer, (onshore).



Figur 5. Utvecklingen av antalet vindkraftverk, elproduktion och installerad effekt de senaste sju åren [8].

3.1.1 Nationellt planeringsmål

Energimyndigheten föreslår att planeringsmålet för vindkraft år 2020 ska vara 30 TWh, vilket skulle vara en avsevärd ökning från det tidigare målet på 10 TWh år 2015. Energimyndigheten anser vidare att av de 30 TWh som totalt ska produceras från vindkraft, så bör 20 TWh vara lokaliserat på land och 10 TWh till havs. Det innebär att antalet vindkraftverk behöver öka från knappt 900 till 3 000 - 6 000 stycken beroende på genomsnittlig installerad effekt.[9]

För att göra det möjligt att nå en utbyggnad som motsvarar planeringsmålet behövs enligt Energimyndigheten följande ändras eller utredas:

- Snabbare tillståndsprocess
- One-stop-shop- en enda ingång för investerare till olika myndigheter
- Ambitiösare kvotplikt
- Stöd till havsbaserad vindkraft
- Behov av mer reglerkraft när det inte blåser

3.1.2 Planerade projekt

I Figur 6 ges en sammanställning av de större vindkraftsprojekt, dvs. större än 25 MW, som pågår i dagsläget. Merparten av de planerade projekten är belägna i Norrlands inland samt längs med de södra kusterna, varav några är belägna offshore.

3.2 Förändringar på marknaden

Flera faktorer har medverkat till ett ökat intresse för vindkraft i Sverige. Stigande energipriser har haft en stor inverkan, men även det elcetrifikatsystemet är av stor betydelse. Antalet byggnationer och tillståndsprocesser för nya vindkraftverk har ökat mångfaldigt de senaste åren.

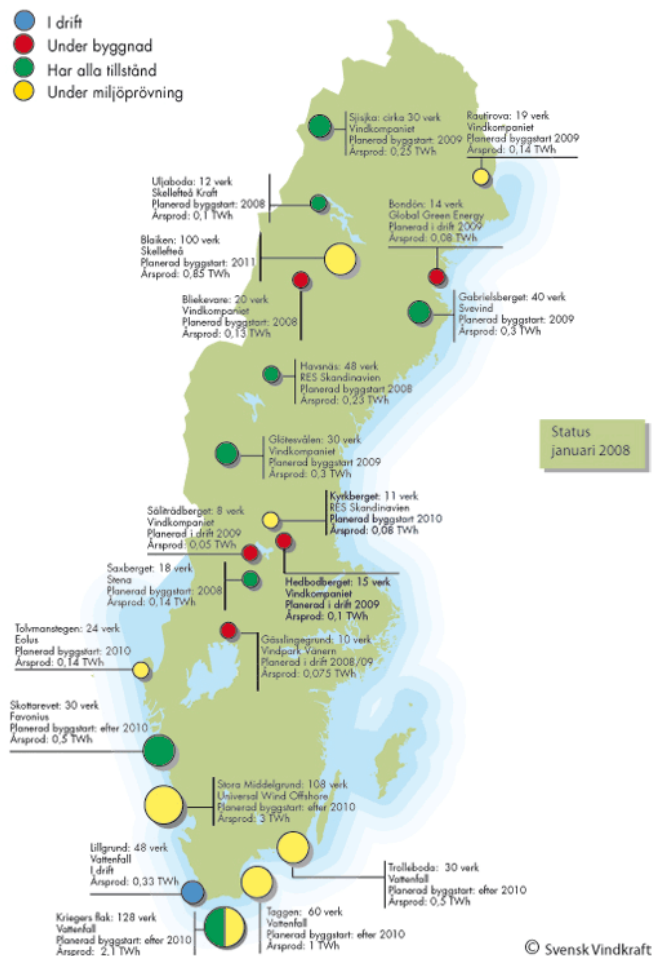
3.2.1 Större vindkraftsparker och nya aktörer

Hittills har utbyggnaden av vindkraft i huvudsak skett i relativt liten skala, ofta på land eller nära kusterna. Den framtida vindkraften som nu planeras är baserad på väsentligt större turbiner, och ofta med flera turbiner samlade i större vindkraftsparker. Även fortsättningsvis planeras för en stor del landbaserade vindkraftverk, men det finns även omfattande planer för havsbaserade anläggningar. Även i fjällen förmodas utbyggnaden komma att öka relativt kraftigt i omfattning. [11]

Ett exempel på havsbaserad vindkraft är *Lillgrund* i Öresund, som blev färdigbyggt i slutet av 2007. Med sina 48 verk är det den största vindkraftsanläggningen hittills i Sverige. Turbinerna kommer tillsammans att producera 0,33 TWh el per år, vilket motsvarar hushållsel till drygt 60 000 hem. [12]

I takt med att investeringssummorna har ökat kraftigt inom vindkraftsbranschen, så har producenterna gått från att ha dominerats av mindre företag och kooperativ till att även inbegripa stora kraftproducenter samt andra stora företag såsom Stena Renewable Energy och Lennart Wallenstam Byggnads AB.

Vindkraftprojekt > 25 MW i Sverige



Figur 6. En översikt över pågående och planerade vindkraftsprojekt [10].

3.2.2 Snabb teknisk utveckling

Den tekniska utvecklingen inom vindkraftsområdet har varit snabb och storleken på aggregat har ökat kraftigt. Idag byggs vissa verk på upp emot 5 MW, och sannolikt kommer ännu större att finnas tillgängliga inom bara några få år. Den snabba utvecklingen har emellertid gett upphov till en del tekniska problem, inte minst har växellådorna på de stora vindkraftverken off-shore drabbats av stora problem.

3.2.3 Politiska styrmedel

Sverige har idag ett stödsystem för förnybar elproduktion i form av elcertifikat, vilket är det huvudsakliga stödet för vindkraftsproducenter. Det finns sedan tidigare även en miljöbonus som erhålls för varje vindkraftsproducerad MWh, men detta system är planerat att fasas ut successivt och vara helt borttaget efter 2009. [13]

3.2.4 Eventuella hinder för vindkraft i Sverige

I Sverige, liksom i många andra länder, framhävs det som ett problem att tillståndsprocessen är mycket tidskrävande med många instanser som ska ge sitt godkännande. Därtill har vissa vindkraftsprojekt drabbats hårt av ökande kostnader, på grund av stigande priser på vindkraftsutrustning och entreprenadjobb. De stigande priserna är ett resultat av ökad efterfrågan och ett alltför litet utbud. Kostnadsökningen är särskilt märkbar för offshore-projekt.

Som ett resultat av ovanstående riskerar flera projekt att försenas, till exempel beslöt E.ON under 2007 att skjuta sitt projekt Utgrunden II i Kalmarsund på framtiden på grund av för höga kostnader.

4 Teknisk potential för vindkraft

4.1 Selektion av ytor

Det geografiska underlaget för studien utgörs av data från Lantmäteriets geografiska databaser (GSD Översiktskartan). Översiktskartans information och är som tidigare nämnts uppdelad i ett flertal teman:

- Markdata - Vattenytor, bebyggelseområden, odlad mark, sankmark, skogsmark, fjällskog, hyggen, kalfjäll, glaciärer och annan öppen mark.
- Planbilsdata - Administrativa gränser, allmänna och enskilda vägar, järnvägar, kraftledningar, sjökonturer, vattendrag, symboler och text.

Upplösningen i kartinformationen är ca 10 m i en kartskala om 1:100 000. Beräkningarna är baserade på vinddata i form av årsmedelvind som tagits fram i den nationella vindpotentialkartering som genomförts av Uppsala universitet, Hans Bergström (MIUU).

4.1.1 Exkluderade ytor och konfliktytor

Det har gjorts som nämnts gjorts en skillnad mellan de ytor som betraktas som icke utbyggbara. En indelning har gjorts i exkluderande ytor (vilka betraktas som ytor där det inte går eller inte är tillåtet att bygga ut) och konfliktytor (betraktas som ytor där andra allmänna intressen föreligger och det finns särskilda svårigheter att få tillstånd att bygga).⁸ Exkluderande ytor har uteslutits tidigt i processen via ett GIS-tekniskt maskningsförfarande medan konfliktytor finns kvar för möjlighet till vidare analys.

Exempel på exkluderande områden på land är t ex stadsområden, sankmark, sjöar, vattendrag eller liknande, och till havs t ex begränsningen på 40 meters djup och farleder. Konfliktområden är exempelvis områden av riksintresse för yrkesfiske, kulturmiljövård, naturvård, friluftsliv, kommunikationer, försvar, och vissa geografiskt utpekade områden, som enligt 3 och 4 kapitlet miljöbalken ska skyddas mot åtgärder som kan skada respektive intresse. När det gäller havsmiljön, så har Naturvårdsverket pekat ut fyra utsjöbankar som särskilt värdefulla och föreslagit att de ska bli marina naturreservat. Ytterligare tio grundområden inom svensk ekonomisk zon bedöms ha stora och delvis skyddsvärda naturvärden. Naturvårdsverket anser emellertid att en utbyggnad av vindkraftsanläggningar i de senare kan vara förenlig med naturvårdens intressen, förutsatt att en miljökonsekvensbeskrivning visar att värdena inte allvarligt skadas. Underlag för vad som utgörs av ett riksintresse är hämtat från respektive berörd Länsstyrelse som geografisk data.

Det skiljer naturligtvis i grad skydd för olika allmänna intressen, där exempelvis nationalparker kanske bör betraktas som uteslutna för vindkraftsutbyggnad medan det kanske bör kunna accepteras på sikt för andra typer av skyddade områden (om det kan visas att det inte finns någon risk att de värden som motiverat skyddet påverkas). I denna studie görs dock ingen vidare analys av skillnaderna i skydd mellan olika allmänna intressen. En sammanställning av allmänna intressen som ingår som konfliktområden ges i Tabell 1.

⁸ Privata intressen är inte inkluderade som konflikter, utan endast allmänna intressen.

Tabell 1. Allmänna intressen – konfliktområden för land och hav

INTRESSE LAND	INTRESSE HAV
Fornminne (ytbildad)	Riksintresse friluftsliv
Landskapssbildsskydd	Riksintresse kulturmiljövård
Natura-2000	Riksintresse fiske
Kulturresevat	Riksintresse sjöfart
Naturresevat	Utsjöbankar
Nationalpark	Frisiktsområden
Riksintresse friluftsliv	Landskapsbildsskydd
Riksintesse kulturmiljövård	Militära skyddsområden
Riksintresse naturvård	Säker sjöfart
Världsarv	Helcom-farleder
	Stomfarleder
	4 Kapitlet 3§

4.2 Geografiska antaganden

I Tabell 2 och Tabell 3 ges vilken geografisk information som använts samt vilka kriterier vid klassifikation av ytor som använts, vilka ytor som exkluderas (inklusive avstånd), samt vilka områden som berörs av konfliktintressen. Notera att arealberäkningarna för konflikt ytor skiljer sig något mellan land och hav. För land tas hela arealen med om någon del av ytan är omfattad av något konfliktintresse, medan det är den "exakta" delen av ytan som är angivits för hav.⁹

⁹ Orsaken till att hela ytan anges för land, även om bara en del är konfliktyta, är att beräkningarna ursprungligen är gjorda på sådant sätt och det krävs mycket tid för att göra om körningar. Till havs genomfördes beräkningarna från grunden och därför gick det att få fram exakta resultat för ytor som berörs av konflikter.

Tabell 2. GIS-data – landdelen.¹⁰

Urvalskriterier (LAND)	Area (km ²)	Kommentar
Sveriges totala landyta	410 335	Enligt SCB, www.scb.se
Årlig medelvindhastighet vid 71 meter över "nollplansförskjutning" > 6 m/s ¹¹	189 595	MIUU 2006, www.geo.uu.se
Exkluderande kriterier		
Exkludering av tätorter	5 223	Skiktet BS ur GSD Översiktskartan Vektor
Exkludering av sankmark	25 157	Skiktet MY ur GSD Översiktskartan Vektor
Exkludering av militära områden, som övningsområden och skyddsområden ¹²	17 224	Skiktet Q ur GSD Översiktskartan Vektor
Exkludering av områden > 1000 meter över havet	9 540	Höjd över 0 (RH70). Referens Vattenfall där undvikande av fjällnära terräng kopplad till flera konflikttyper/tekniska problem.
Exkludering av sjöområden	38 137	Skiktet MY ur GSD Översiktskartan Vektor
Exkludering av ytor närmare än 200 meter från regional eller transmissions nät	6 235	Skiktet KL ur GSD Översiktskartan Vektor
Exkludering av ytor närmare än 750 meter från hus och byggnader	53 660	Skiktet BS ur GSD Översiktskartan Vektor. Baserat på tyngdpunkt för byggnad. Avstånd varierar något beroende på typ av byggnad.
Exkludering av ytor närmare än < 200 meter från offentliga vägar	20 440	Skiktet VA ur GSD Översiktskartan Vektor
Exkludering av ytor närmare än < 200 meter från järnvägar	2 525	Skiktet JL ur GSD Översiktskartan Vektor
Exkludering av ytor närmare än 100 meter från vattendrag	31 280	Skiktet HY ur GSD Översiktskartan Vektor
Exkludering av ytor närmare än 600 meter (vindkraftverk > 750 kW)		Antagande att mindre vindkraftverk kan köpas upp och bytas ut. Ref. Vattenfall
Exkludering av ytor närmare än < 3000 meter från flygplatser	4 032	Skiktet GSD Översiktskartan Vektor. Luftfartsverket "Vindkraften och luftfarten".
Klassificering		
Öppen: Om övervägande andel (> 50%) av området är kategoriserat som öppen terräng	2 231	Generellt tolkat som öppna ytor inom skiktet GSD Översiktskartan Vektor
Sluten: Om övervägande andel (> 50%) av området är kategoriserat som skogsterräng	50 551	Generellt tolkat som skogsklädda ytor inom skiktet MY GSD Översiktskartan Vektor
Fjäll: Om ytan har en genomsnittligt höjd mellan 700 och 1000 m över havsnivå.	1 802	
Konfliktanalys		
Total area med konflikt, av ytor	40 246	Konflikt > 0 %
Total area utan konflikt, av ytor	41 063	Konflikt < 0 %
Konflikt "Fornlämning ytbildad"	9 425	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Landskapsbildsskydd"	3 783	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Natura-2000"	20 822	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Kulturmiljövård"	97	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Naturmiljövård"	14 810	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Nationalpark"	456	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Riksintresse friluftsliv"	10 939	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Riksintresse kulturmiljövård"	11 344	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Riksintresse naturmiljövård"	23 164	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Världsarv"	129	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Konflikt "Miljöbalken 4 kapitlet 3§"	1 291	>0% (hela arean inkluderas om konflikt finns)
Resultat för respektive yta		
Vind		Min, max och genomsnittshastighet för ytan.
Konfliktfri yta		km ²
Avstånd till elnät		Avstånd mellan ytans gräns och regionnätet.
Avstånd till infrastruktur		Avstånd mellan yta och närmaste allmänna väg
Kallt klimat		Del av ytan är inom temperaturzon med en lägsta temperatur under - 18° C som ett snitt under perioden 1961-1990. ¹³

¹⁰ Notera att det finns överlappningar mellan olika exkluderande kriterier samt mellan olika konflikter, och därför kan inte dessa ytor adderas för att få den totala ytan.

¹¹ Vindenergiinnehållet kan variera inom ett och samma område. T ex kan 70 % av ytan ha ett vindenergiinnehåll på 8 m/s och 30 % på 7 m/s. För att hantera detta används ett viktat medelvärde. Medelvindhastigheten blir i ovanstående exempel $(0,7 \cdot 8 + 0,3 \cdot 7) = 7,7$ m/s).

¹² Inkluderar det som ingår Lantmäteriets Översiktskarta, dvs. inkluderar inte alla militära restriktioner som exempelvis områden som skyddas pga. radar, radiolänk.

Tabell 3. GIS-data – havsdelen.

Urvalskriterier (HAV)	Area (km ²)	Kommentar
Sveriges totala havsyta (inom ekonomisk zon och inom MIUU-täckning)	146 084	MIUU 2006
Årlig medelvindhastighet vid 71 meter över "nollplansförskjutning" > 6 m/s	145 422	MIUU 2006
Exkluderande kriterier		
Vattendjup över 40 meter (inom ekonomisk zon och inom MIUU-täckning)	91 752	
Klassificering		
0 – 10 meter vattendjup	13 464	Medel/min/max årlig vindhastighet 71 m, Medel/min/max årlig vindhastighet 103 m, andel av konfliktintresse
10 – 20 meter vattendjup	12 918	Medel/min/max årlig vindhastighet 71 m, Medel/min/max årlig vindhastighet 103 m, andel av konfliktintresse
20 – 30 meter vattendjup	13 626	Medel/min/max årlig vindhastighet 71 m, Medel/min/max årlig vindhastighet 103 m, andel av konfliktintresse
30 – 40 meter vattendjup	14 482	Medel/min/max årlig vindhastighet 71 m, Medel/min/max årlig vindhastighet 103 m, andel av konfliktintresse
Konfliktanalys		
Total yta där hela eller del av yta har konflikt	54 256	Konflikt > 0 %
Total yta helt fri från konflikter	234	Konflikt < 0 %
Konflikt "Natura-2000"	5 195	Naturvårdsverket
Konflikt "Frisiktsområden"	22 045	Länsstyrelsernas GIS-portal, www.gis.lst.se
Konflikt "Riksintresse friluftsliv"	15 338	Länsstyrelsernas GIS-portal
Konflikt "Riksintresse kulturmiljövård"	1 690	Länsstyrelsernas GIS-portal
Konflikt "Landskapsbildsskydd"	2 070	Länsstyrelsernas GIS-portal
Konflikt "Skyddsvärda utsjöbankar"	5 059	Naturvårdsverket, www.naturvardsverket.se
Konflikt "Miljöbalken 4kapitlet 3§"	4 902	Länsstyrelsernas GIS-portal
Konflikt "Riksintresse fiske"	12 677	Fiskeriverket, www.fiskeriverket.se
Konflikt "Militära skyddsområden"	3 013	GSD Översiktskartan
Konflikt "Riksintresse sjöfart"	2 471	Sjöfartsverket, www.sjofartsverket.se
Konflikt "Helcom farleder"	961	Sjöfartsverket
Konflikt "Sjöfartsverket stomleder"	600	Sjöfartsverket
Konflikt "Sjöfartsverket Säker Sjöfart"	9 804	Sjöfartsverket
Resultat för respektive yta		
Vind		Min, max och genomsnittshastighet för ytan.
Konfliktfri yta		km ²
Avstånd till elnät		Avstånd mellan ytors gräns och regionnät uppdelat på marin och land del.

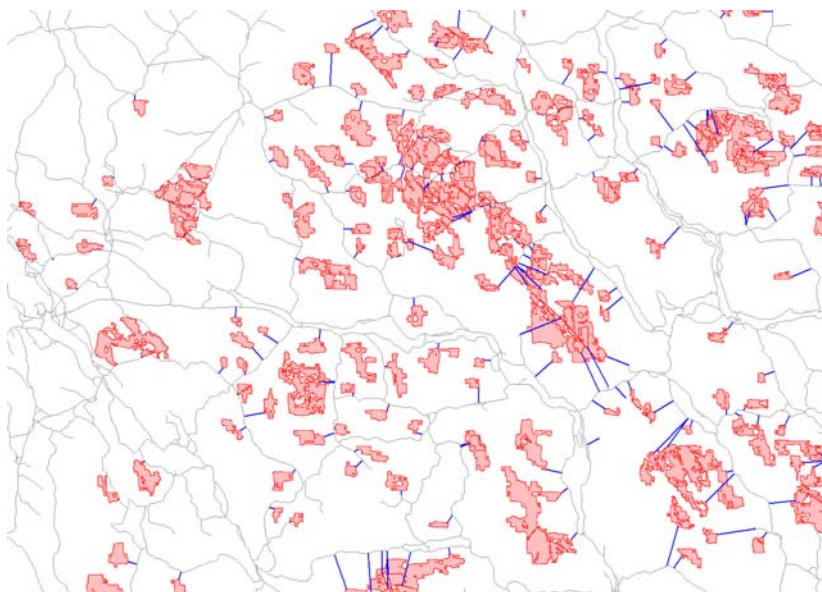
4.3 Avstånd till infrastruktur

För att kunna bygga och underhålla vindkraftverk krävs vägar och likaså behövs kraftledningar eller kablar för att transportera producerad elektricitet. Man bör eftersträva att lägga vindkraftverken vid befintliga vägar och kraftledningar, inte minst ur miljömässig och ekonomisk synpunkt. Kabeltekniken håller på att utvecklas och dess elektromagnetiska effekter kartläggs.

Som underlag för den ekonomiska kalkylen lämnar GIS-analysen resultat avseende avstånd till olika infrastrukturella begrepp som allmänt vägnät och kraftledningsnätet (regionnätet).

Avståndet beräknas som det kortaste avståndet någonstans utefter randen på en potentiell yta, rätlinjigt ut till det infrastrukturella objektet (Figur 7). Resultatet knyts som ett attribut till varje potentiell yta.

¹³ Notera att denna definition inte är exakt densamma som i IEA Wind task 19. Den använda definitionen är utgångspunkten för att beräkna extra kostnader kall klimat innebär.



Figur 7. Exempel på resultat avseende beräkning av avstånd mellan potentiell yta och kraftledningsnät (regionnätet).

4.4 Aggregering av ytor

Som ett resultat av exkluderande villkor avseende infrastruktur (vägar, kraftledningar, hydrografi etc.) kommer potentiella ytor efter GIS-analys att framstå som uppskurna till ett antal mindre ytor, se Figur 8. För att kunna göra en realistisk bedömning avseende täthet för antal vindkraftsturbiner per ytenhet har dessa delytor sammanförts till större ytor, och därmed ett mindre antal ytor, för att få en mer realistisk teknisk potential för vindkraft (se avsnitt 4.7.3 för beskrivning av placering av turbiner).

Metoden som använts bygger på en så kallad spline-teknik. Spline-kurvan är en funktion på så kallad parameterform som binder ihop brytpunkterna som definierar ytor:

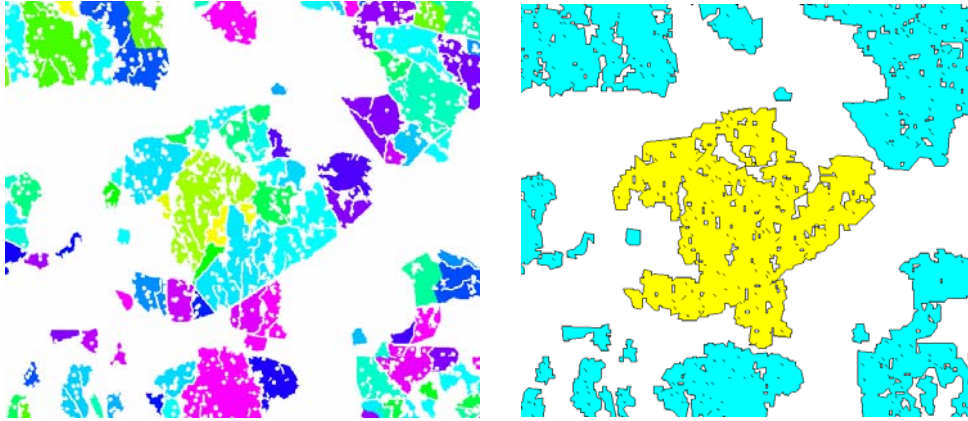
$$f(t) = (x(t), y(t)).$$

Det finns många typer av spline-funktioner men enklast blir det om man låter $x(t)$ vara en tredjegrads polynom:

$$x(t) = a + bt + ct^2 + dt^3, \text{ där } t_{i-1} \leq t \leq t_i$$

Man kan bestämma linjens kurvatur genom att anpassa ett andrags polynom (parabel) som går genom tre konsekutiva (t_i, x_i) -par och ta mittpunktens derivata hos parabeln som lutningen vilken hör till en ändpunkt i tredjegrads polynomet. Denna aggregering är genomförd för varje potentiell yta över hela riket.

Resultatet av aggregerade ytor används för att mer realistiskt anpassa hur många vindkraftverk det vore tänkbart att installera på varje potentiell parkyta. Resultatet av aggregeringen är att antalet ytor minskar från 7 023 till 2 757 att den genomsnittliga ytstorleken därmed ökar från i snitt 7,7 km² till 28 km².



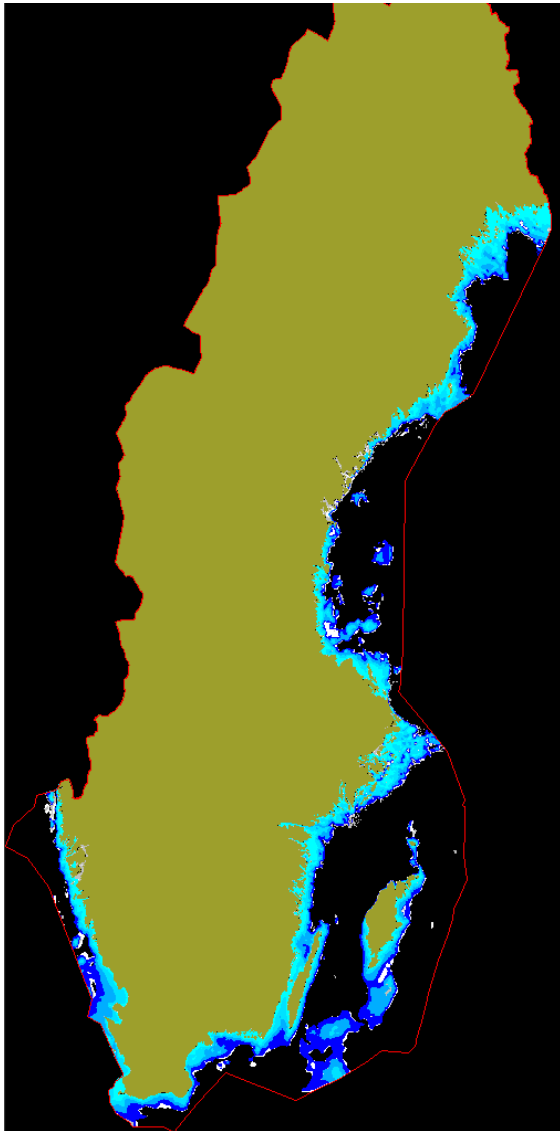
Figur 8. Resulterande ytor efter aggregering. Det gult markerade området visar ett exempel på resultatet efter aggregering. (Bilderna är 60 km i x-led)

4.5 Vattendjup

För byggande av vindkraftverk i havs- och andra vattenområden är djupet av avgörande betydelse. Ur teknisk synvinkel har det bedömts att 40 meters vattendjup utgör maximalt djup. Idag byggs och projekteras anläggningar till drygt 20 meters djup.

Det är svårt att få tillgång till digitala djupdata av acceptabel noggrannhet. Via den av Boverket och Länsstyrelserna på Internet publicerade kartdatabasen VindGIS (<http://gis.lst.se/vind/>) kan djupkurvor framtagna av SGU (Sveriges Geologiska Undersökning) fritt hämtas. SGU har här tagit fram en 30-meters kurva för havet, vilken har använts för studien.

Som underlag för att översiktligt kartlägga även andra områden med djup upp till 40 meter har 30 meters kurvan kombinerats med djupuppgifter från djupdata som tillhandahålls på Internet av Institut fur Ostseeforschung i Warnemunde. Dessa djupdata är relativt grova med information i punkter med 2 km mellanrum. Redovisning av djupdata ner till 40 meter är således översiktlig och kan inte användas för detaljanalyser. Vattendjup ned till 40 meter visas i Figur 9.



Figur 9. Vattendjup ner till 40 meter inom svensk ekonomisk zon. Gränsen för svensk ekonomisk zon är markerat i rött.

4.6 Vindantaganden

Nedanstående kapitel beskriver de ytterliggare beräkningar och antaganden som gjorts med årsmedelvinden från MIUU för respektive yta.

4.6.1 Vindhastighet vid navhöjd

Årsmedelvinden, som ges i MIUU-karteringen, finns tillgänglig som medelvind på 49, 71 och 103 meter över det nollplansförskjutningen.

Fjäll, öppet landskap och hav har antagits ha en nollplansförskjutning på 0 m. De ytor som karakteriserats som skogsområden har antagits ha en genomsnittlig trädhöjd på 20 meter¹⁴, vilket ger en nollplansförskjutning på 15 m.

¹⁴ Enligt sakkunniga på Skogsstyrelsen varierar medelhöjden på svensk skog relativt mycket, både beroende på ålder och klimatförhållande, dvs. från norr till söder. I dagsläget finns ingen framtagna medelhöjd på skogen i Sverige. En medelhöjd på 20 meter generellt över hela Sverige kan möjlig en vara något för högt, men på grund av osäkerheterna i medelhöjd och den stora variationen i landet anses ett något konservativ värde vara befogat att använda.

Med dessa nollplansförskjutningar beräknas vindhastigheten vid navhöjden för respektive yta med medelvindarna för 71 och 103 meter och en exponentiell vindprofilekvation¹⁵.

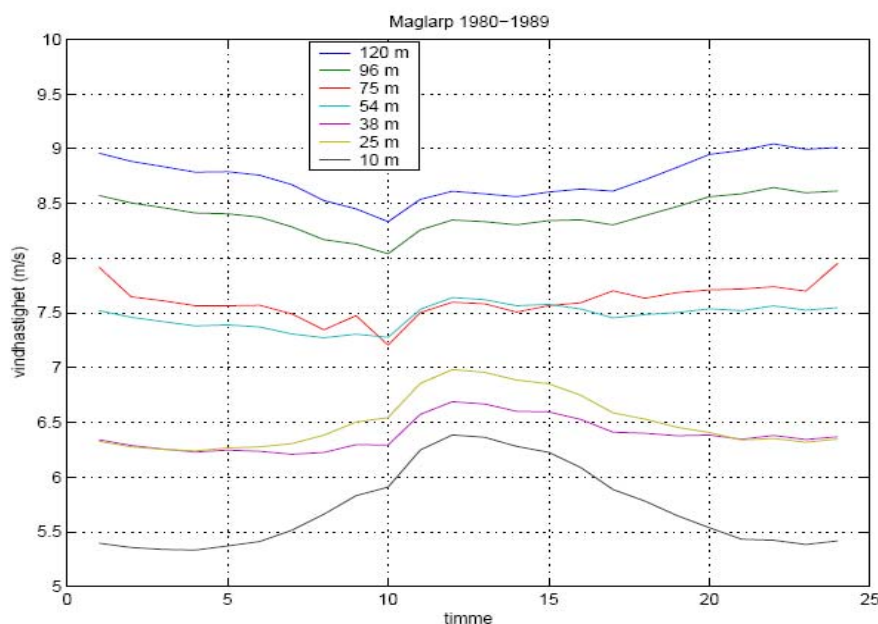
De olika ytkaraktärerna har antagits ha följande navhöjder:

- Fjäll och öppet landskap: 80 m
- Skog: 100 m
- Hav: 90 m

4.6.2 Vindens hastighetsfördelning

MIUU-karteringen ger årsmedelvind, men för att beräkna den energimängd som kan tas ut från turbinen vid respektive vindhastighet behövs vindens hastighetsfördelning. Denna hastighetsfördelning av årsmedelvinden har antagits vara en Rayleigh-fördelning.

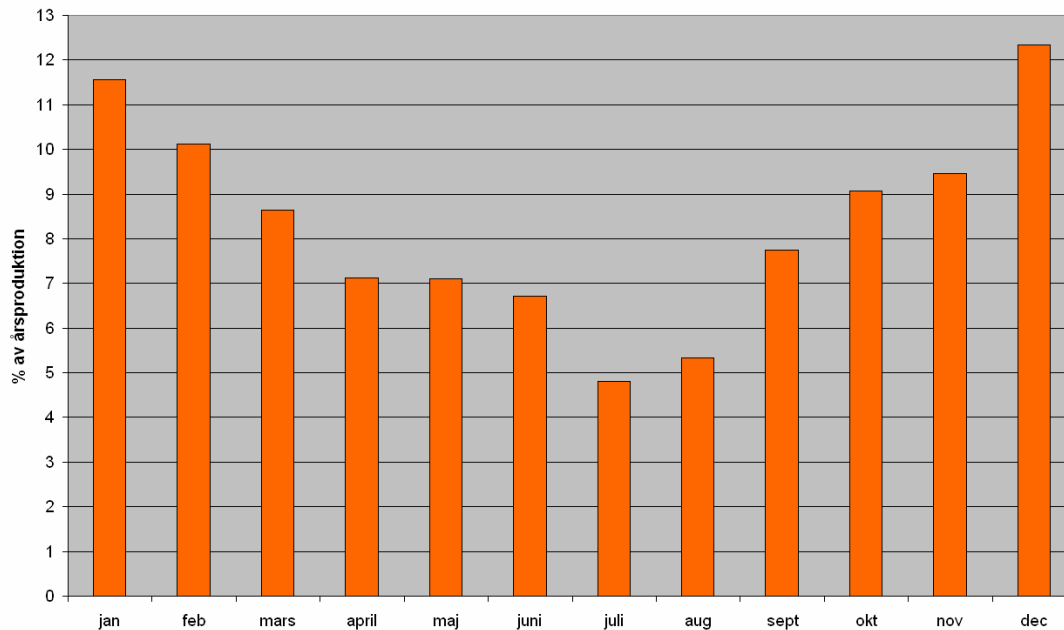
Vindens fördelning över dygnet och året är av betydelse för att kunna jämföra vindkraftens konkurrenskraft gentemot andra energislag. Vindens fördelning över dygnet har dock antagits vara konstant fördelad. Detta är baserat på mätningar från Maglarp i Skåne, se Figur 10, som visar att på högre höjder (>50m), dvs. på höjder som är intressanta för vindkraft, varierar vinden inte mer än ca 5-10 % mellan dag och natt.



Figur 10. Vindens variation över dygnet, som snitt över perioden 1980-1989 i Maglarp. (Mätningar i höga master, Vindenergiprogrammet på 1980-talet)

Vid beräkning av vindens fördelning över året har produktionsstatistik av el från vindkraft mellan 2002 och 2006 använts, se Figur 11.

¹⁵ $(v_1/v_2)=(h_1/h_2)^a$, där v_1 är vindhastighet på höjd h_1 , v_2 är vindhastigheten på höjd h_2 , och a är en konstant.



Figur 11. Månadsfördelning av vindenergiproduktion - baserat på produktionsstatistik för Sverige 2002-2006 [14].

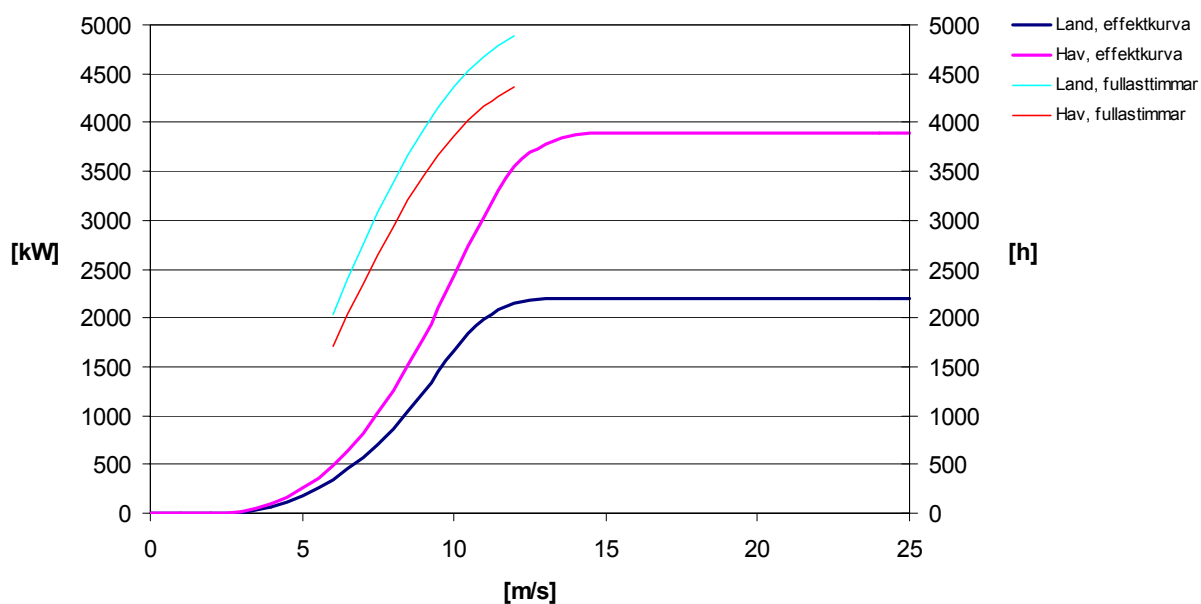
4.7 Indata och antaganden avseende produktionspotential

På varje yta behöver en uppskattning göras av den potentiella effekt och mängd energi som kan produceras. För att kunna göra detta behöver vissa antaganden göras avseende turbinernas vind-effektkurva, energiproduktion och förluster samt hur tätt turbinerna kan installeras på respektive yta.

4.7.1 Vind-effektkurvor

En genomsnittlig vindeffektkurva har bildats utgående från fyra vanligt förekommande vindkraftmodeller för land (2 – 2,5 MW segmentet) samt för tre vanligt förekommande till havs (3 – 5 MW segmentet), se Figur 12. I figuren visas också skillnaden mellan hur många årliga fullasttimmar¹⁶ som fås med de genomsnittliga vindkraftverken som används i beräkningarna för land och hav.

¹⁶ Konstanten α i den exponentiella vindprofilekvation som använts har antagits vara 0,2 och fullasttimmarna är beräknade med de förluster och navhöjder som antagits i modellen. För land har ett oviktat genomsnitt mellan öppet land och skog använts.



Figur 12. Vindeffektkurvor samt fullasttimmar för de använda genomsnittliga vindkraftsnurrorna på land och till havs.

4.7.2 Specifik brutto- och nettoproduktion samt antal fullasttimmar

Bruttoproduktionen för respektive yta beräknas genom att multiplicera vindeffektkurvan med vindens hastighetsfördelning över ett år. Nettoproduktionen beräknas därefter genom att dra ifrån förluster som uppstår genom "lä-effekt" från andra turbiner (vakförlust), förluster i elledningar (elförlust) och förluster vid driftstopp (tillgänglighetsförlust). Antagna produktionsförluster ges i Tabell 4¹⁷.

Antalet fullasttimmar beräknas genom att dividera nettoproduktionen med respektive vindeffektkurvas maximala effekt.

Tabell 4. Produktionsförluster på land och till havs.

Typ av förlust	Land (%)	Hav (%)
Vakförlust	10	10
Elförlust	3	5
Tillgänglighetsförlust	2	5
Summa	15	20

4.7.3 Produktionsvolym

Produktionsvolymen, dvs. den tekniska potentialen, beräknas genom att multiplicera potentiell effekt per yta med antalet fullasttimmar för samma område. Det är dock inte enkelt att ge svar på hur stor teknisk potential som kan antas för stora ytor. Det antal turbiner som kan installeras per km² baserad på modell har antagits enligt Tabell 5 och Tabell 6. Antal MW för en given yta varierar alltså med ytans storlek så att större ytor ger ett lägre möjligt antal MW per ytenhet.

Det finns flera skäl till att antal MW per ytenhet måste vara mindre för större områden. För större områden kommer ökande "kumulativa" vakförluster att göra det oekonomiskt och orimligt med samma yttäthet som för mindre områden. Vinden skulle helt enkelt inte finnas kvar för turbiner nedströms i området. För större områden uppträder även planerings- och acceptansaspekter, vilket gör att det krävs vissa mellanrum mellan parkerna.

¹⁷ Dessa antaganden grundar sig på erfarenheter från befintliga vindkraftprojekt och expertbedömningar.

Tabell 5. Antal turbiner per km² på land samt installerad effekt som detta innebär.

Land		
Yta [km²]	Antal turbiner per km²	Effekt [MW/km²]
<10	$5,5 \cdot (\text{area} < 10 \text{ km}^2)$	12,1
10<100	$5,5 \cdot (\text{area} < 10 \text{ km}^2) + 2 \cdot (10 \text{ km}^2 < \text{area} < 100 \text{ km}^2)$	12,1 -> 5,2
100<300	$5,5 \cdot (\text{area} < 10 \text{ km}^2) + 2 \cdot (10 \text{ km}^2 < \text{area} < 100 \text{ km}^2) + 1 \cdot (100 \text{ km}^2 < \text{area} < 300 \text{ km}^2)$	5,2 -> 3,2
>300	$5,5 \cdot (\text{area} < 10 \text{ km}^2) + 2 \cdot (10 \text{ km}^2 < \text{area} < 100 \text{ km}^2) + 1 \cdot (100 \text{ km}^2 < \text{area} < 300 \text{ km}^2) + 0,6 \cdot (\text{area} > 300 \text{ km}^2)$	3,2 -> 1,3

Beräkningarna avseende tätheten av turbiner för land baseras på den generalisering av närliggande ytor till en större yta som utförs i GIS-analysen (enligt avsnitt 4.4). Denna täthet multipliceras med storleken på respektive yta för att erhålla antalet turbiner på samma yta.

Tabell 6 Antal turbiner per km² till havs samt installerad effekt som detta innebär.

Hav		
Yta [km²]	Antal turbiner per km²	Effekt [MW/km²]
<25	$1,5 \cdot (\text{area} < 25 \text{ km}^2)$	5,9
25<100	$1,5 \cdot (\text{area} < 25 \text{ km}^2) + 1,2 \cdot (25 \text{ km}^2 < \text{area} < 100 \text{ km}^2)$	5,9 -> 5,0
100<400	$1,5 \cdot (\text{area} < 25 \text{ km}^2) + 1,2 \cdot (25 \text{ km}^2 < \text{area} < 100 \text{ km}^2) + 0,15 \cdot (100 \text{ km}^2 < \text{area} < 400 \text{ km}^2)$	5,0 -> 1,7
>400	$1,5 \cdot (\text{area} < 25 \text{ km}^2) + 1,2 \cdot (25 \text{ km}^2 < \text{area} < 100 \text{ km}^2) + 0,15 \cdot (100 \text{ km}^2 < \text{area} < 400 \text{ km}^2) + 0,1 \cdot (\text{area} > 400 \text{ km}^2)$	1,7 -> 0,39

På grund av större turbiner till havs jämfört med land, i kombination med vakeffektaspekter har ett färre antal vindkraftverk per km² antagits för havsbaserad vindkraft jämfört med landbaserad.

4.8 Ekonomiska antaganden

De kostnader som ingår i investering och drift av vindkraftparker har beräknats för respektive yta. De ekonomiska antaganden som gjorts för att utföra dessa beräkningar redovisas i detta avsnitt.

4.8.1 Investeringskostnad på land

Investeringen på land består i stort av turbin, fundament, väg och el-anslutning. I skogsområden antas, som nämnts tidigare, en högre navhöjd vilket medför en extra kostnad för det högre tornet. I områden med kallt klimat¹⁸ tillkommer en extra kostnad som består av t.ex. speciellt stål i tornet, värme på växellådan, speciella smörjolja etc. I Tabell 7 ges antagna kostnader för respektive kostnadspost. Dessa kostnader grundar sig

¹⁸ De områden med en genomsnittstemperatur understigande -18°C under en tidsperiod på en månad, vilket tagits fram som ett representativt värde i samråd med tillverkare och övriga experter.

på erfarenheter från ett antal befintliga och planerade vindkraftprojekt i Sverige och Danmark, från vägbyggen i Mellansverige och kompletterande expertbedömningar.

Det är viktigt att notera att det finns stora osäkerheter i bl.a. infrastruktur kostnaderna eftersom kostnaden för vägbyggnation kan variera en hel del beroende på hur terrängen ser ut på plats. Väggkostnaden baseras på en fyra meter bred enklare grusväg utan större trummor eller broar.

Tabell 7. Investeringskostnader för landbaserad vindkraft.

Kostnadspost	Kostnad
Kostnad för turbin, fundament och intern el-anslutning	12,0 MSEK/MW
Kostnad för extra navhöjd, dvs. 20 meter högre torn	2,0 MSEK per turbin
Kostnad för kallt klimat (% av investering i de två ovanstående posterna)	5,0%
El-anslutningskostnad från parken till närmaste lokalnät (för parker < 50 MW)	0,024 MSEK/MW & km
El-anslutningskostnad från parken till närmaste lokalnät (för parker ≥ 50 MW)	0,017 MSEK/MW & km
Infrastruktur kostnad (internt i parken och från parken till närmaste allmänna väg) ¹⁹	1,2 MSEK/km

4.8.2 Investeringskostnad till havs

Investeringen till havs består i stort av turbin, fundament, el-anslutning inom parken, från parken till land och därefter från kusten till närmaste lokalnät. Till havs tillkommer också en kostnad för en transformatorstation som anläggs på land eller till havs. I Tabell 8 ges antagna kostnader för respektive kostnadspost. Dessa kostnader grundar sig på erfarenheter från ett antal befintliga och planerade vindkraftprojekt till havs i Sverige och Danmark samt kompletterande expertbedömningar.²⁰

Det är viktigt att notera att det finns stora osäkerheter i fundamentkostnaderna eftersom dessa kan variera en hel del beroende på hur botten ser ut. Vid stora djup är osäkerheten extra stor eftersom det inte finns många referenser och erfarenhet av vindparker på dessa djup. Även kostnaden för elkabel kan variera mycket beroende på bottenförhållanden.

Tabell 8. Investeringskostnader för havsbaserad vindkraft.

Kostnadspost	Kostnad
Kostnad för turbin	12,0 MSEK/MW
Fundamentkostnad, djup 5 m	2,3 MSEK/MW
Fundamentkostnad, djup 15 m	3,6 MSEK/MW
Fundamentkostnad, djup 25 m	4,2 MSEK/MW
Fundamentkostnad, djup 35 m	4,6 MSEK/MW
Kostnad för elkabel inom parken	0,5 MSEK/MW
Hav: El-anslutningskostnad från parken till närmaste land (för parker < 150 MW)	0,090 MSEK/MW & km
Hav: El-anslutningskostnad från parken till närmaste land (för parker ≥ 150 MW)	0,040 MSEK/MW & km
Land: El-anslutningskostnad från landanslutning till närmaste lokalnät (för parker < 150 MW)	0,030 MSEK/MW & km
Land: El-anslutningskostnad från landanslutning till närmaste lokalnät (för parker ≥ 150 MW)	0,020 MSEK/MW & km
El-anslutningskostnad från parken till närmaste lokalnät (för parker ≥ 50 MW)	0,017 MSEK/MW & km
Transformatorstation (för parker < 150 MW)	0,2 MSEK/MW
Transformatorstation (för parker ≥ 150 MW)	1,0 MSEK/MW

¹⁹ Vägkostnaden beräknas genom att avståndet mellan parken och närmaste lokalväg multipliceras med en faktor 1,25 för att ta hänsyn till att det inte är "fågelvägen" som vägen byggs. Till detta avstånd läggs ett avstånd på 0,5 km väg per turbin inom parken.

²⁰ Kostnaderna är något lägre än vad som angivits i andra studier (t ex El från nya anläggningar) [16]. Enligt rapporten tror man dock på en väsentligt lägre investeringskostnad, på grund av utveckling och lärande, om några år.

4.8.3 Rörlig kostnad, på land och till havs

Den rörliga kostnaden inkluderar drift- och underhållskostnader men inte nättariff-kostnaden/ersättningen. Denna kostnad kan utgöra en betydande del av elpriset, men i denna studie har den exkluderats av två skäl. Dels då det är komplicerat att infoga den kostnaden/intäkten i beräkningarna på ett helt korrekt sätt och dels då vindkraften jämförs med andra energislag i MARKAL-modellen som inte heller inkluderar kostnaden/ersättningen för nättariffen.

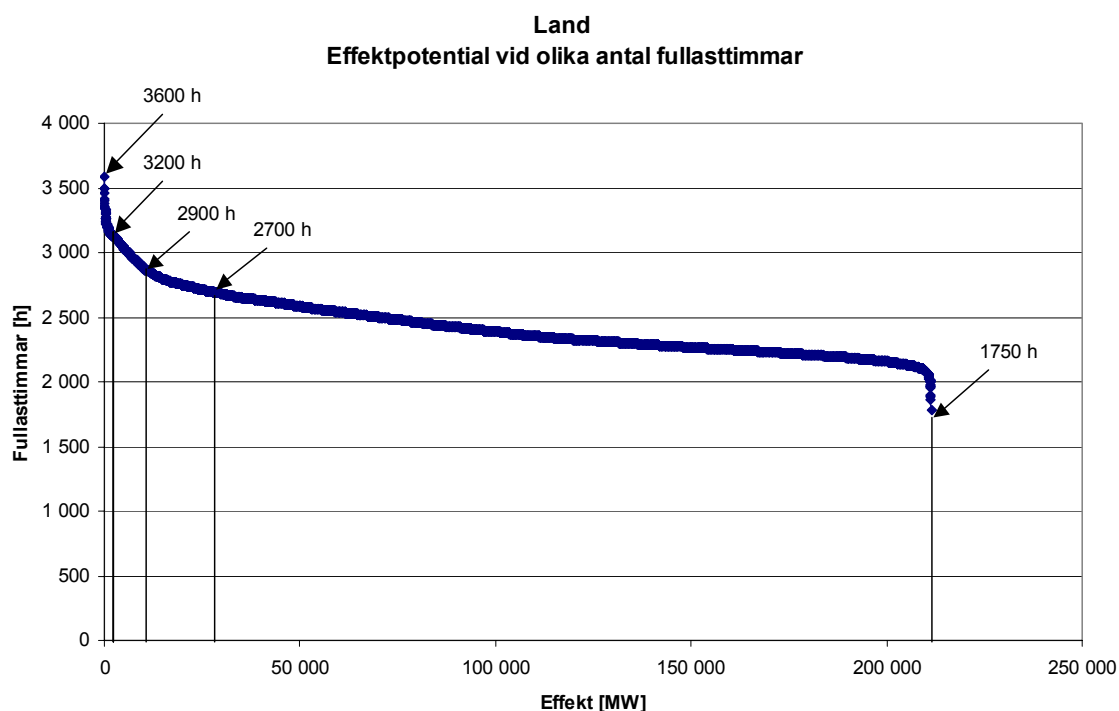
Den rörliga kostnaden för vindparker på land har antagits vara 90 SEK/MWh och till havs 180 SEK/MWh.

4.9 Resultat för teknisk potential

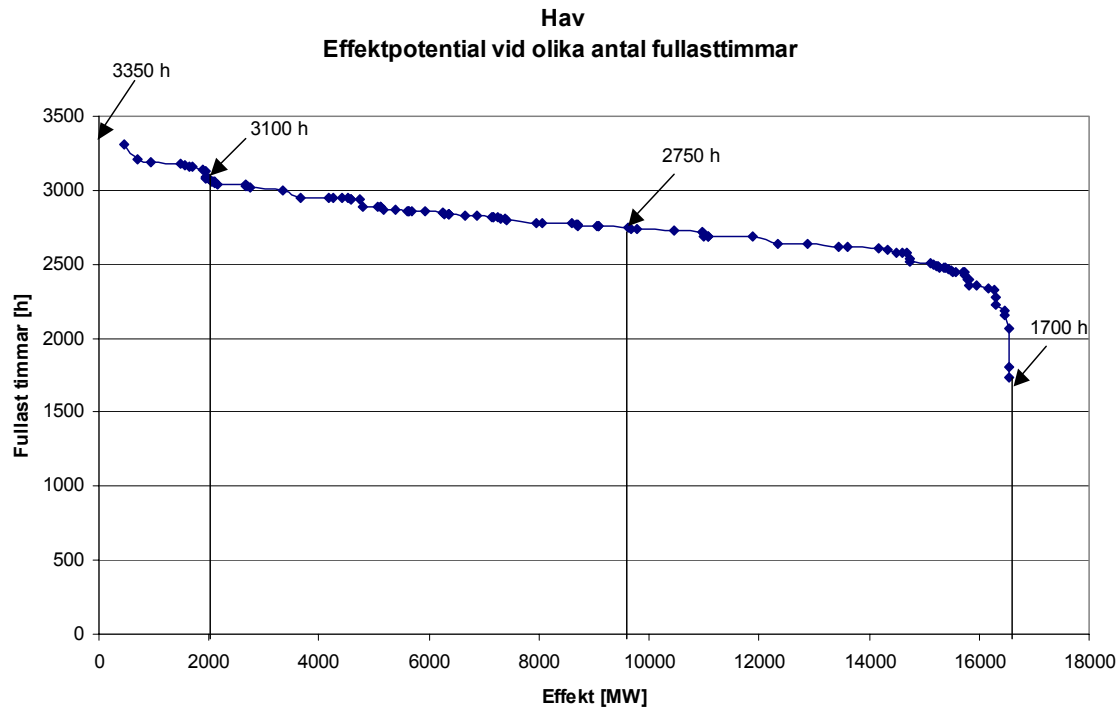
Resultatet från GIS-analysen som ges utifrån tidigare angivna antaganden om vind, produktion och kostnader redovisas i detta avsnitt.

4.9.1 Fördelning vindlast mot effekt

En kumulativ fördelning av vindlast, i form av antal fullasttimmar (netto), mot den tekniska potentialen, i form av effekt, visas i Figur 13 och Figur 14. Ur dessa figurer kan man se att på land finns det ytor med total potential av ca 65 000 MW som har fler än 2 500 fullasttimmar (netto) och till havs är motsvarande siffra ca 15 000 MW.



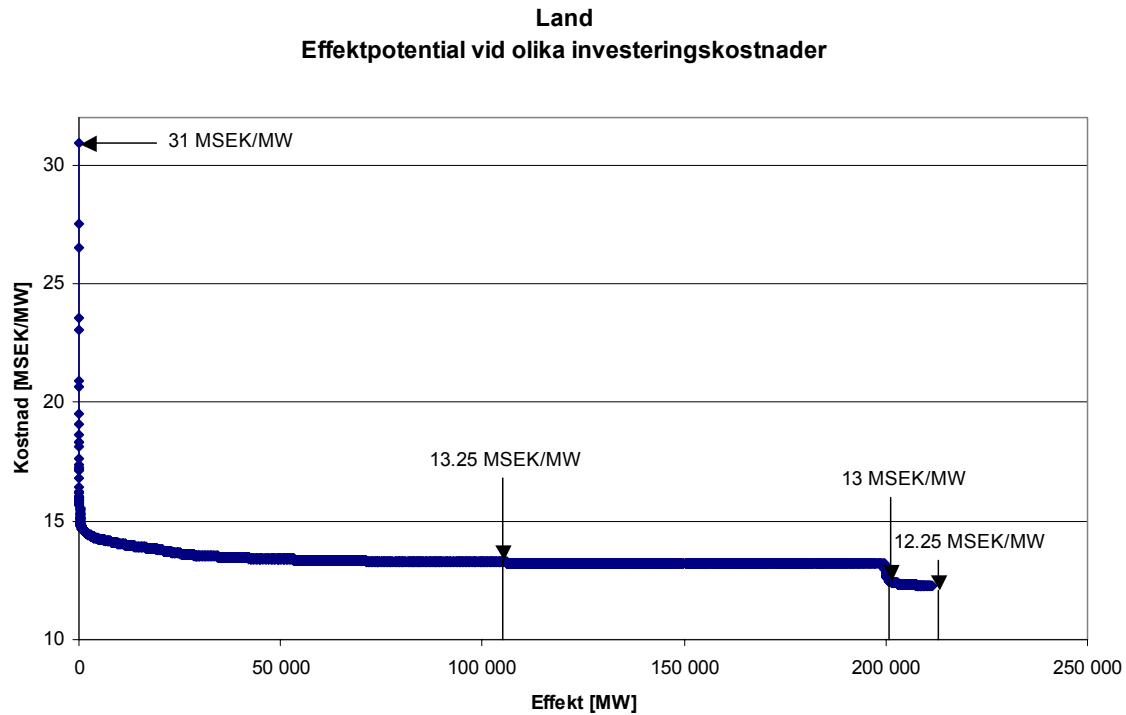
Figur 13. Effektpotential vid olika antal fullasttimmar på land. I grafen markeras vindklassgränserna som används för beräkning i MARKAL modellen (se kap 4.9.3 och kap 6).



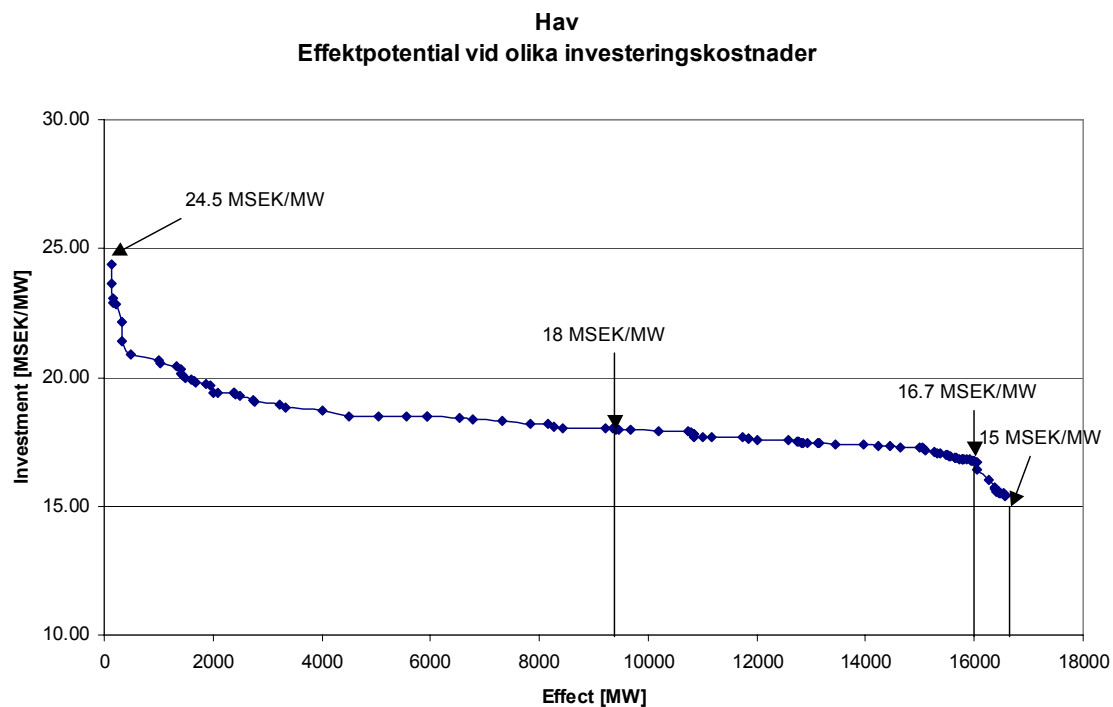
Figur 14. Effektpotential vid olika antal fullasttimmar till havs. I grafen markeras vindklassgränserna som används för beräkning i MARKAL modellen (se kap 4.9.3 och kap 6).

4.9.2 Fördelning investeringskostnad mot effekt

En kumulativ fördelning av investeringskostnaden mot den tekniska potentialen, i form av effekt, ges i Figur 15 och Figur 16. Ur dessa figurer kan man se att på land finns en potential av ca 10 000 MW för en investeringskostnad på runt 12,5 MSEK/MW och ca 170 000 MW för en investeringskostnad mellan 13,0–13,5 MSEK/MW. Till havs finns en potential av ca 500 MW för en investeringskostnad på mellan 15,5–16,0 MSEK/MW och ca 7 500 MW för en investeringskostnad mellan 16,5–18,0 MSEK/MW.



Figur 15. Effektpotential vid olika investeringskostnader på land. I grafen markeras klassgränserna för investeringskostnaden som används för beräkning i MARKAL-modellen (se kap 4.9.3 och kap 6).



Figur 16. Effektpotential vid olika investeringskostnader till havs. I grafen markeras klassgränserna för investeringskostnaden som används för beräkning i MARKAL-modellen (se kap 4.9.3 och kap 6).

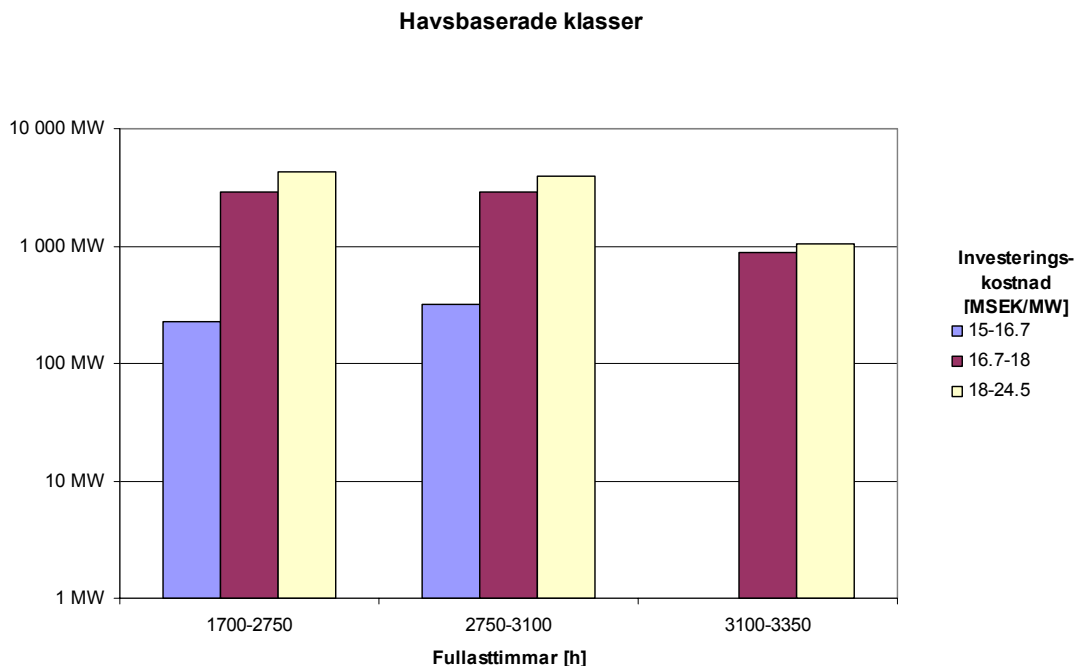
4.9.3 Indelning i vind- och investeringsklasser

Av beräkningstekniska skäl i MARKAL-modellen måste det totala antalet klasser av olika fullasttimmar och investeringskostnader begränsas till runt 20 stycken. Utifrån denna begränsning delades den tekniska potentialen på land in i 12 klasser och till havs i 9 klasser. På land har den tekniska potentialen delats in i fyra vind- och tre investeringsklasser och till havs har den tekniska potentialen delats in i tre vind- och tre investeringsklasser. Figur 17 och Figur 18 visar resultatet av klassindelningen (med logaritmisk skala på y-axeln). I MARKAL-modellen används det viktade genomsnittet av respektive klass.

Vid indelning i klasser har vi strävat efter att på bästa sätt approximera ytan under effektpotentialkurvornas (se tidigare kapitel) med fokus på de kostnads- och produktionsmässigt mest intressanta områdena, d.v.s. där det blåser mest och är billigast, i kombination med en avvägning av mängden effekt som de olika klasserna innehåller.



Figur 17. Grafisk presentation av landklasserna (observera att det är logaritmisk skala på y-axeln).



Figur 18. Grafisk presentation av havsklasserna (observera att det är logaritmisk skala på y-axeln).

I bilaga 2 visas en uppdelning av klasserna för land fördelat på respektive län i Sverige. Utifrån tabellerna i bilagan ser man att den huvudsakliga andelen vindkraftspotential med högt antal fullasttimmar och låg investeringskostnad finns i södra delarna av Sverige.

4.9.4 Vindenergi

Den totala tekniska potentialen i form av vindenergi per år på land och till havs redovisas i Tabell 9 och Tabell 10. En uppdelning med hänvisning till de gränser som används för antalet turbiner per ytenhet görs också i tabellerna för att ge en bild av hur denna uppdelning påverkar resultatet. Det är viktigt att notera att nedanstående energimängder representerar teknisk potential utan att ta hänsyn till vad som är praktiskt genomförbart.

Tabell 9. Total teknisk potential av vindenergi på land.

Yta [km ²]	Vindenergi [kWh/år]
<10	300·10 ⁹
10<100	210·10 ⁹
100<300	0
>300	0
Totalt:	510·10⁹ (eller 510 TWh/år)

Tabell 10. Total produktionspotential av vindenergi till havs.

Yta [km ²]	Vindenergi [kWh/år]
<25	9·10 ⁹
25<100	16·10 ⁹
100<400	17·10 ⁹
>400	4·10 ⁹
Totalt:	46·10⁹ (eller 46 TWh/år)

På land är den tekniska potentialen lokaliserad till ytor med mindre areal än 100 km² och lite drygt hälften av potentialen finns på ytor som är mindre än 10 km². Detta beror på till stor del på att det finns många vägar, elledningar och bebyggelse som delar av ytorna till mindre enheter.²¹

Till havs finns däremot en stor del av energipotentialen i stora områden, vilket kan förklaras av ytorna inte delas av vägar, elnät m.m. som på land.

4.10 Känslighetsanalys avseende teknisk potential

De beräkningar som utförts innehåller ett antal antaganden och det är av intresse att utröna hur de dessa påverkar resultatet, d.v.s. hur känsligt resultatet är för en ändring av olika parametrar. De känslighetsanalyser som genomförs ingår sedan som indata till känslighetsanalysen som görs avseende den ekonomiska potentialen. Känslighetsanalyser har gjorts för ett urval av de parametrar som bedömts vara viktigast (pga. de antas få stor påverkan på resultatet eller är mest osäkra).

De känslighetsanalyser som utförs med avseende på den tekniska potentialen är:

- Införa en ökad kostnad för ytor med skog (+20 % på investeringskostnaden).
- Inkludera möjligheten att bygga vindkraft på konfliktområden, både på land och till havs.
- Ett fall där tekniska potentialen i TWh reduceras med 90 % för alla vindkraft-klasserna.

4.10.1 Ökad kostnad för ytor med skog

En analys avseende ökad kostnad för ytor med skog motiveras med att erfarenheten av att bygga och driva vindkraftverk i skogsområden är begränsad och kostnaderna kan bli högre än förväntat. Detta är en viktig fråga eftersom övervägande del av vindpotentialen till land är i skogsområden och därför påverkar en utökad kostnad en stor del av vindpotentialens kostnadseffektivitet.²²

En ökad investeringskostnad på ytor med skog påverkar bara effektpotentialen mot investeringskostnaden men inte vindlasten. Resultatet för den tekniska potentialen, vilket blir input för beräkning av den ekonomiska potentialen, är att investeringskostnaden skogsområden och därmed större delen av totala effektpotentialen ökar med ca 2,5 MSEK.

4.10.2 Inkludering av konfliktområden

De konfliktområden som ingår i studien är på nationell nivå och det är mycket svårt att bedöma hur starka dessa restriktioner är mot byggnation av vindkraft. Därför beräknas även den andra ytterligheten där de tidigare konfliktytorna, som utesluter byggnation, inte anses utgöra någon restriktion mot byggnation av vindkraft (för att se vilken skillnad det innebär).

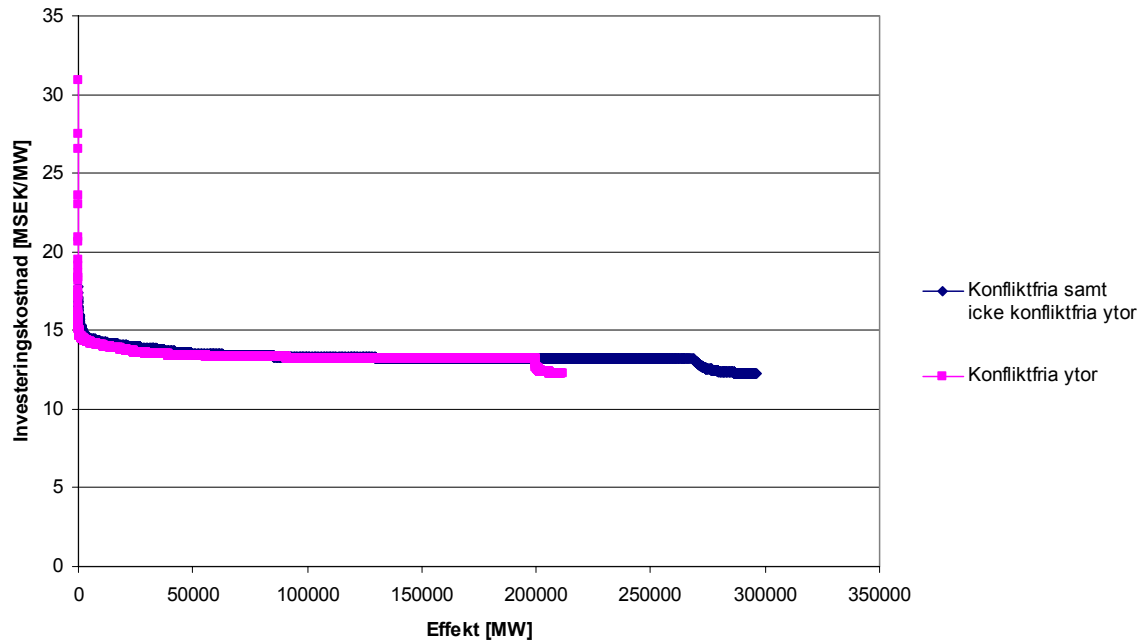
När de ytor som valts bort på grund av eventuella konflikter inkluderas ökar den totala effektpotentialen. På land ökar potentialen med ca 40 % och till havs med ca 330 %. Detta innebär att till havs har en betydande del av effektpotentialen valts bort i referensfallet medan på land har valet att exkludera konfliktytor mindre effekt på totala effektpotentialen.

²¹ Fördelning av effekt i Tabell 9 är genomförd utifrån de ursprungliga ytor som fås fram med GIS-analysen. När det gäller tätheten, antalet turbiner per km², är denna dock kompenserad för genom den aggregering av ytor som genomförts.

²² Samma sak torde gälla för hav då man skulle kunna ha en extra riskkostnad för vindparker på djupt hav, eftersom erfarenheten av att bygga vindkraftverk på stora djup är begränsad. Dock är lönsamheten för havsbaserad vindkraft så dålig, att en sådan analys inte blir meningsfull.

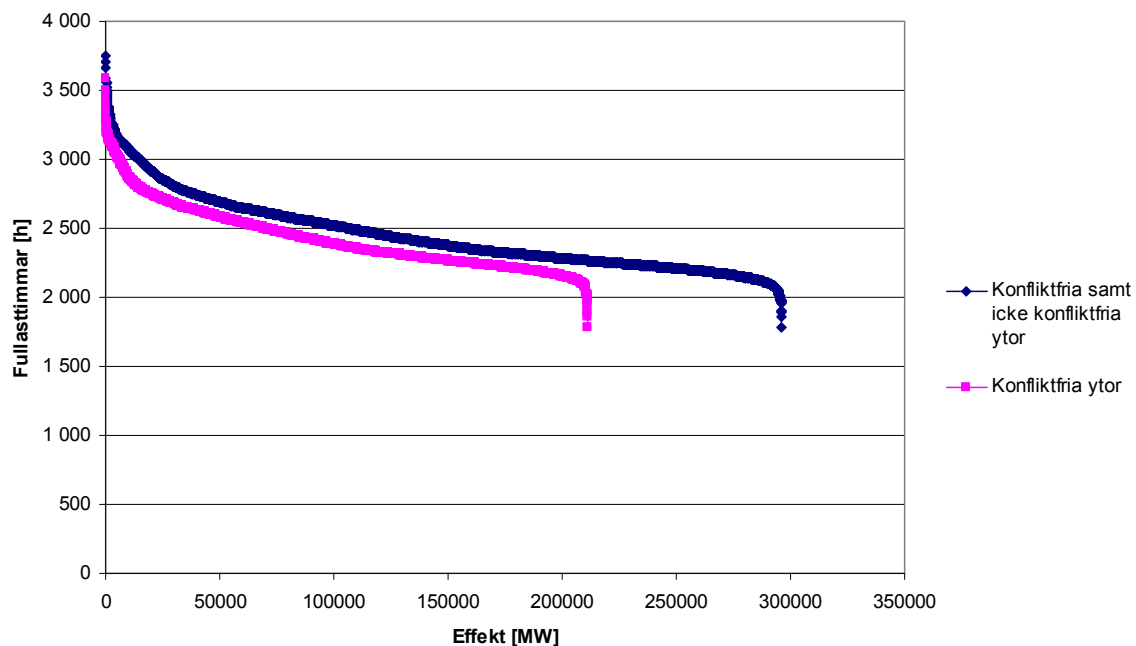
I Figur 19 och Figur 20 visas skillnaden, på land, avseende effektpotential mellan referensfallet och ett fall där även de ytor som tidigare exkluderats, på grund av diverse konflikter, istället inkluderas. Skillnaderna visas för olika investeringskostnad samt olika antal fullasttimmar.

Land - effektpotential vid olika investeringskostnader



Figur 19. Jämförelse av effektpotentialen vid olika investeringskostnader mellan enbart konfliktfria ytor och konfliktfria tillsammans med icke konfliktfria ytor.

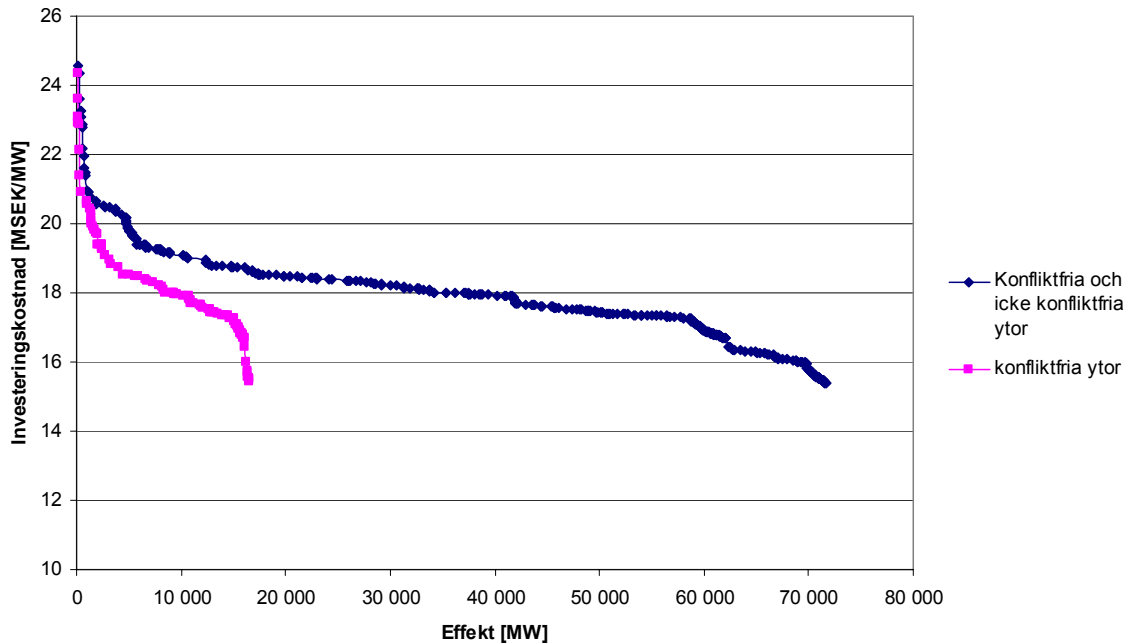
Land - effektpotentialen vid olika antal fullasttimmar



Figur 20. Jämförelse av effektpotentialen vid olika antalet fullasttimmar mellan enbart konfliktfria ytor och konfliktfria tillsammans med icke konfliktfria ytor.

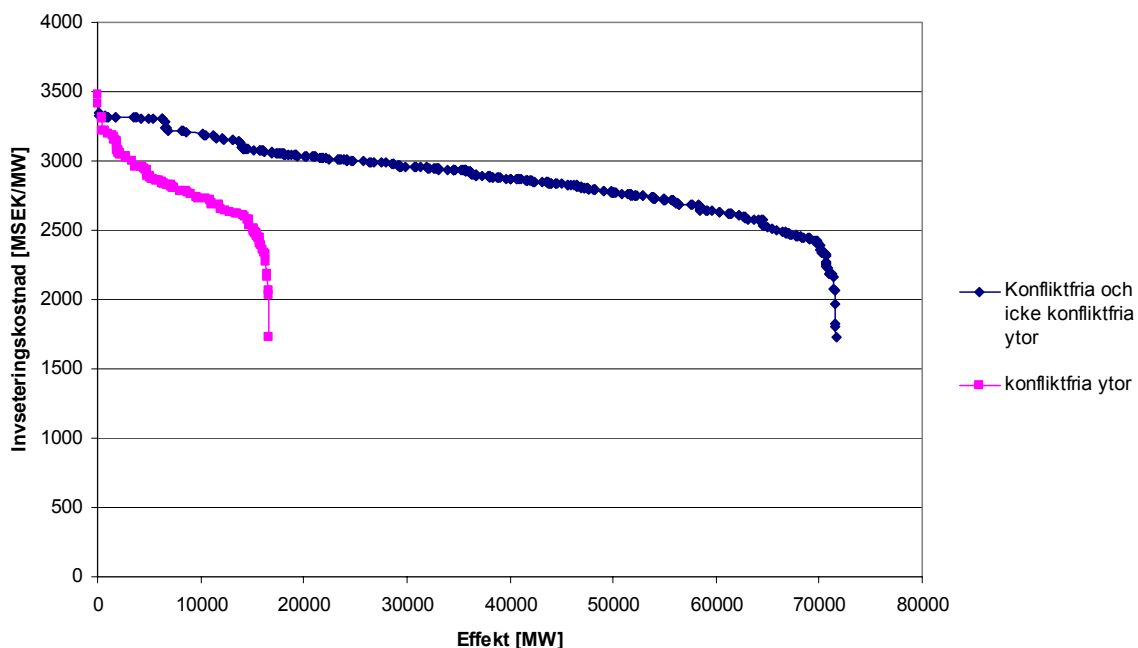
I Figur 21 och Figur 22 visas skillnaden, till havs, avseende effektpotential mellan referensfallet och ett fall där även de ytor som tidigare exkluderats, på grund av diverse konflikter, istället inkluderas. Skillnaderna visas för olika investeringskostnad samt olika antal fullasttimmar.

Hav - effektpotentialen vid olika investeringskostnader



Figur 21. Jämförelse av effektpotentialen vid olika investeringskostnader mellan enbart konfliktfria ytor och konfliktfria tillsammans med icke konfliktfria ytor.

Hav - effektpotential vid olika antal fullasttimmar



Figur 22. Jämförelse av effektpotentialen vid olika antal fullasttimmar mellan enbart konfliktfria ytor och konfliktfria tillsammans med icke konfliktfria ytor.

4.10.3 Reducering av teknisk potential

Som nämnts är det inte enkelt att ge svar på hur stor teknisk potential som kan antas för stora ytor. Det har visserligen tagits hänsyn till storlek på tillgängliga ytor genom att mindre närliggande ytor har aggregerats till större ytor för att bestämma möjlig potential, vilket beskrevs i kapitel 4.4.

Med de antagen som gjorts kan det konstateras att det sammanlagda antalet MW som ingår i den tekniska potentialen på land ger en tämligen hög siffra i antal MW per kvadratkilometer.²³ Då det finns viss osäkerhet avseende möjligt antal MW per ytenhet på större ytor kan den framräknade tekniska potentialen därför vara att betrakta som en "teoretisk" teknisk potential. I viss mån har den tekniska potentialen i rapporten blivit summan av ett antal mindre tekniska potentialer där samverkan mellan områden kanske inte tagits hänsyn till i full utsträckning.

För att beakta detta har en nedskalning av den tekniska potentialen genomförts, där endast 10 % av potentialen i varje klass enligt Tabell 19 och Tabell 20 använts, för att få en mer realistisk bild av vad som kan implementeras. Detta eftersom det inte är troligt att man i verkligheten kommer att få bygga ut hela den mest lönsamma ytan först för att fortsätta med näst mest lönsamma och så vidare (den reducerade ytan kan därmed betraktas som en "praktisk" teknisk potential). Detta blir intressant indata till den ekonomiska analysen för att se hur det påverkar den ekonomiska potentialen.

²³ Gotland har den högsta tekniska potentialen på 1,11 MW/km² (se bilaga 2), vilket kan jämföras med den satta gränsen på 1,3 MW/km² för ytor större än 300 km² (enligt tabell 5).

5 Indata för modellberäkningar med MARKAL

I detta avsnitt följer en sammanställning över ett antal utvalda och viktiga beräkningsförutsättningar i MARKAL-NORDIC. Några av dessa förutsättningar har lagts fast i samarbete med Energimyndigheten inför regeringsuppdraget "Kontrollstation 2008", medan andra förutsättningar har uppdaterats specifikt för detta projekt. [15] Förutsättningarna kommer att varieras inom ramen för känslighetsanalysen. De parametervariationer som då utnyttjas redovisas i avsnittet "känslighetsanalys" nedan.

MARKAL-analysen görs för en serie av modellår som beskriver utvecklingen från idag till förbi 2030. Resultatredovisningen fokuseras på beräkningsresultat som avser läget 2020. I redovisningen berörs dock även resultat på både kortare och längre sikt.

5.1 Energiefterfrågan

I beräkningarna har vi utgått från en given energibehovsprognos levererad av Energimyndigheten i samband med projekt inom "Kontrollstation 2008"-uppdraget. Denna återfinns i komprimerad form i Tabell 11 och Tabell 12.

Inom bostäder och service fördelar sig energianvändningen på värme och hushållsel/driftel. Värmebehovet är på förhand givet men energibärarna för att tillgodose värmebehovet är ett modellresultat. Värmen kan genereras med t ex olja, naturgas, el, värmepumpar, fjärrvärme och pellets. Behovet av hushållsel/driftel kan naturligtvis endast täckas med energibäraren el.

Tabell 11: Energibehov inom bostäder, service och jordbruk (TWh). "Värme" uttrycks som nyttig energi.[15]

		2004	2015	2025
Bostäder	Hushållsel	19,5	21,4	23,4
	Värme	65,6	66,5	65,0
Lokaler	Driftel	24,7	26,8	28,1
	Värme	23,8	24,4	24,6
Övrigt	Driftel	4,9	5,1	5,2

För industrins energibehov skiljer modellen på substituerbar energi och icke-substituerbar energi. Koks, lätt eldningsolja, gasol, processvärme och fjärrvärme beskrivs som icke-substituerbara energibärare vars behov anges exogent enligt Tabell 12. Däremot antas kol, koks- och masugns gas, naturgas, tung eldningsolja och biobränslen vara substituerbara bränslen som används för att generera processvärme (inklusive ånga).²⁴ Användningen av de substituerbara bränslena inom industrin är med andra ord ett modellresultat. El är både en substituerbar (i elpannor för att generera processvärme) och en icke-substituerbar (för t ex motorer, pumpar och dylikt) energibärare.

Processvärmebehovet är beräknat utifrån de av Energimyndigheten tillhandahållna behovsprognoserna för kol, koksugns gas, masugns gas, naturgas, tung eldningsolja,

²⁴ Varje bränsle kräver i modellen en energiomvandlingsutrustning som är specifik för det aktuella bränslet. Bränslena har också i flera fall i modellen angivna övre gränser för hur mycket som finns tillgängligt.

biobränslen och el för elpannor, samt egna antaganden om verkningsgrader för att generera processvärme.

Tabell 12: Industrins energibehov (TWh)

	2004	2015	2025
Koks	8,1	8,9	9,4
Lätt eldningsolja	2,9	3,1	3,1
Gasol	5,0	5,2	4,0
Processvärme	71,0	84,2	95,0
El (exkl elpannor)	55,3	60,9	64,4
Fjärrvärme	4,7	5,6	6,1

Energibehoven har antagits vara desamma efter 2025, det vill säga till och med modellår 2051.

Den totala elanvändningen i Sverige och i Norden är alltså delvis ett beräkningsresultat och bestäms inte endast av indata. Som en information visar Tabell 13 den totala nordiska elanvändningen från projektets referensfall.

Tabell 13: Elanvändningen i Norden, inkl. förluster, år 2016 och 2023 (TWh)

	2016	2023
Sverige	153	158
Danmark	43	45
Norge	139	144
Finland	99	105
Totalt	434	452

5.2 Bränslepriser

De fossila bränslepriserna återfinns i Tabell 14 och biobränslepriser och -potentialer återfinns i Tabell 15. Generellt har priserna antagits vara i princip konstanta efter 2025. Däremot har potentialerna för biobränslen fortsatt öka även efter 2025 i modellen.

Tabell 14: Fossila bränslepriser (SEK/MWh, fritt nationsgräns). [15]

	2004	2015	2025
Kol	51	47	50
Tung eldningsolja	158	197	216
Lätt eldningsolja	190	221	239
Naturgas	115	139	154

Till importpriserna på de fossila bränsleslagen tillkommer ett antal distributionspåslag beroende på användare. För kolet tillkommer t ex 10 SEK/MWh i kolhamnen. För naturgasen tillkommer t ex omkring 20 SEK/MWh i transmissionskostnad för nya gasledning (något mindre i existerande svenska gasledningar och då räknat som en rörlig transportkostnad). Därmed blir gaspriset fritt ett kraftvärmeverk omkring 160 SEK/MWh år 2015 inklusive transmission. För industriell användning och användning

inom bostäder och service tillkommer ytterligare distributionskostnader. (För Norges del antas gaspriset vara 10 SEK/MWh lägre (än i Tabell 14) vid den norska fastlandsgränsen. Dessutom antas att ingen transportkostnad tillkommer för användning i gaskondenskraftverk på norska Vestlandet. För användning i norska kraftvärmeverk förutsätts dock en gasinfrastruktur med tillhörande investeringskostnader.)

Tabell 15: Biobränslepriser och –potentialer.

Bränslepris (SEK/MWh)				Potential (TWh per år)	
	2004	2015	2025	2015	2025
Avlutar	15	15	15	50	57
Skogsbränsle, industri	79	94	109	18	18
Ved, hushåll	15	15	15	12	12
Skogsbränsle, låg	94	129	160	10	15
Skogsbränsle, hög	136	186	220	14	22
Skogsbränsle, import, m.m.	150	190	225	obegränsad	obegränsad
Energiskog	116	158	203	3,5	6
Torv	113	128	141	4	4
Brännbart avfall¹	-100	-100	-100	20	24

¹⁾ Bränslepriset inkluderar mottagningsavgift

Baserat på Energimyndigheten, "Kontrollstation 2008" [15], 2007 samt Profus bedömningar av maxpriset på biobränsle år 2015 och 2025 och Profus antagande om möjlighet till obegränsad import vid antagna prisnivåer.²⁵

För biobränslen antas inga ytterligare påslag tillkomma för användaren. Undantaget från denna regel utgör pellets för enskild uppvärmning där påslaget är omkring 150 SEK/MWh.

5.3 Styrmedel

I samtliga beräkningar har de viktigaste existerande (2007-01-01) energi- och klimatpolitiska styrmedlen i Sverige tagits med (se t ex skatt på bränslen för värmeproduktion i Tabell 16). Detta inkluderar koldioxid- och energiskatter på fossila bränslen samt elskatt. Svavelskatter och NO_x-avgifter ingår ej i beskrivningen eftersom de är jämförelsevis små och dess inverkan på val av energislag bedömts vara litet. De förslag på ytterligare nedsättning respektive borttagning av koldioxidskatten inom fjärrvärmeproduktionen som framförts och som väntar på godkännande från EU, har däremot ej inkluderats. Detta medför att koldioxidskatten här antas ligga på 93 öre/kg koldioxid för enskild användning och fjärrvärmeproduktion med hetvattenpannor samt 20 öre/kg för industrin och fjärrvärmeproduktion med kraftvärmeverk. Elproduktion är befriad från CO₂- och energiskatter.

²⁵ Bedömningarna baseras på nuvarande priser, biobränsletillgångar i Sverige och i grannländerna, andra länders framtida efterfrågan, styrmedelsförhållanden, skogsindustrins utveckling, efterfrågan från andra sektorer, m.m.

Tabell 16: Skatter på bränslen för värmeproduktion, 2007-01-01 (SEK/MWh). [17]

	Energiskatt	Koldioxidskatt
Tung eldningsolja	70	252
Lätt eldningsolja	75	268
Kol	42	307
Naturgas	22	180

I samtliga beräkningsfall finns även EUs utsläppsrättssystem för koldioxid med. Prisnivåerna sätts exogent och omfattar i denna analys 10, 20 och 30 EUR/t (under hela modellperioden) beroende på beräkningsfall.

För de till 2025 efterföljande modellåren så har prisnivåerna antagits ligga kvar på samma nivå som 2025. I modellår 2002 (motsvarar egentligen en genomsnittlig bild av läget de "senaste åren") har EUA-priset satts till 10 EUR/t (i samtliga fall).

För existerande anläggningar är antagandet att storleken på tilldelningen av utsläppsrätter inte påverkar driften av anläggningarna. Driftoptimeringen görs utifrån priset på utsläppsrätter. (Tilldelningen ges ju oberoende av hur anläggningen körs. Om utsläppsrätterna inte används för den egna anläggningen har de ju en alternativintäkt genom att de kan säljas på en marknad.) I grundfallets beräkningar har vi inte räknat med någon tilldelning till nya anläggningar. Det motsvarar ett auktionsförfarande. Det kan eventuellt bli aktuellt att göra beräkningar med gratis tilldelning till nya anläggningar inom ramen för känslighetsanalysen.

Elcertifikatsystemet är inkluderat som ett produktionsmål i TWh. Vi har utgått från att 6,5 TWh var certifikatberättigade vid systemets introduktion i maj 2003. Detta innebär att produktionsmålet för 2010 är satt till 16,5 TWh. Från och med år 2011 antas den existerande småskaliga vattenkraften fasas ut ur systemet. Detta motsvarar 1,8 TWh per år. Elcertifikatkvoten sänks i motsvarande grad. Detta innebär att produktionsmålet är 21,7 TWh år 2016 vilket innebär en ytterligare höjning på 7 TWh sedan 2010 minus de 1,8 TWh småskalig vattenkraft som fasats ut. Ingen annan utfasning ur systemet beaktas i denna analys. Produktionsmålet antas vara konstant efter 2016 t o m 2030 då systemet upphör helt.

5.4 De övriga länderna

MARKAL-NORDIC inkluderar, förutom det stationära energisystemet²⁶ i Sverige, även detaljerade beskrivningar av de stationära energisystemen i Norge, Danmark och Finland. För Tyskland och Polen ingår en något förenklad beskrivning av respektive lands elproduktionssystem.

Av resursmässiga skäl har indata för de tre övriga nordiska länderna Norge, Finland och Danmark ej uppdaterats på motsvarande sätt som för Sverige inom ramen för detta projekt. Databaserna omfattar dock ett antal viktiga energi- och koldioxidskatter samt stöd även för dessa tre länder och beskriver läget från och med 2006-01-01 (2005-07-01 för Finland).

De övriga nordiska länderna omfattas emellertid av EUs utsläppsrättssystem i beräkningarna. Detta gäller även modellbeskrivningen för det tyska och polska elproduktionssystemet. För Tysklands och Polens del ingår även subventioner för vindkraft. För övrigt ingår dock inga skatter eller andra stöd för dessa två länder.

De antagna bränslepriserna (förutom vissa transmissions- och distributionspåslag) och vissa centrala teknikdata (kostnader och prestanda) är gemensamma för samtliga i modellen beskrivna länder.

²⁶ Med det stationära energisystemet avser vi här el- och fjärrvärmesystemen samt slutlig energianvändning inom hushåll, service och industrin. Transportsektorn är m a o exkluderad.

5.4.1 Elhandel med grannländerna

Elhandeln mellan de ingående länderna begränsas initialt av existerande överföringskapaciteter. Om det är ekonomiskt lönsamt så finns dock i modellbeskrivningen en möjlighet att förstärka överföringsförbindelserna genom nya investeringar. Det finns inget kapacitetstak för nyinvesteringar i elöverföring mellan de nordiska länderna medan en utbyggnad av överföringskapaciteten mellan Norden och Kontinenten antas vara begränsad. Exempelvis kan överföringskapaciteten mellan Sverige och Tyskland i modellen inte utökas med mer än 600 MW från och med modellår 2023 respektive 1200 MW från och med modellår 2030 (detsamma antas gälla mellan Sverige och Polen).

Dessutom ingår i modellen en importmöjlighet från Ryssland in till Finland. Denna import ligger på 13 TWh från och med modellår 2009 och antas vara så pass billig så att den alltid utnyttjas.

5.5 Elproduktion

Här följer några viktiga antaganden angående den nordeuropeiska elproduktionen i allmänhet samt den svenska produktionen i synnerhet. Särskild uppmärksamhet ges av naturliga skäl till vindkraft. Övrig elproduktion är dock också viktig att lyfta fram, eftersom den indirekt påverkar vindkraftens konkurrenskraft.

5.5.1 Kärnkraft

I beräkningarna antas att kärnkraftverken har en teknisk livslängd på 60 år. Därefter stängs de svenska verken av. Som en följd av antagandet om kärnkraftens långa livslängden får den förutsatta avvecklingen ingen betydelse för tidsperspektivet i denna analys, som ju fokuserar på läget 2015 – 2020, se Tabell 17.

Effekthöjningsprogrammen i Sverige antas leda till något ökad produktion i kärnkraftverken enligt Tabell 17. Effekthöjningarna är inlagda som redan beslutade investeringar och betraktas därmed som "sunk costs" i modellen. Detta gäller även den femte reaktorn i Finland som beräknas leverera el under 2009. I Finland tillåts man dessutom i modellen att från och med modellår 2023 investera i en sjätte reaktor om det visar sig ekonomisk lönsamt. I Tyskland antas kärnkraften följa den utfasning som den förra regeringen kom överens med kraftindustrin om. Detta betyder att kärnkraften i Tyskland är helt borta från och med modellår 2030. Ingen av de övriga ingående länderna förutsätts kunna bygga kärnkraft.

Tabell 17: Installerad effekt och förväntad årsproduktion för de svenska kärnkraftverken. (Uppgifter om installerad effekt och förväntad årsproduktion har levererats av Energimyndigheten)²⁷

		2004	2009	2016	2023	2030
Referensfall (60 års livslängd)	Installerad effekt (GW)	9,48	9,47	10,08	10,08	10,08
	Beräknad årsproduktion (TWh)	68	68	72,4	72,4	72,4

²⁷ Från och med 2006 ingår inte längre Barsebäck i produktionssystemet vilket innebär att den samlade svenska kärnkraftkapaciteten det året uppgick till omkring 9 GW. Detta innebär att de förmodade effekthöjningarna i de återstående reaktorerna mellan 2006 och modellår 2016 uppgår till ca 1 GW. En del av effekthöjningarna antas vara genomförda modellår 2009 varför den installerade kapaciteten det året är i det närmaste identisk med kapaciteten i 2004 då fortfarande Barsebäck II ingick i produktionen.

5.5.2 Vattenkraft

I beräkningarna antas att endast 0,5 TWh ny vattenkraft kan tillkomma i Sverige utöver det som finns idag. Vi gör antagandet att hela denna potential utgörs av effekthöjningar i existerande storskalig vattenkraft vilket möjliggör elcertifikatintäkter.

I Norge kan ny vattenkraft motsvarande omkring 10 TWh tillkomma till och med modellår 2023, förutsatt att modellen finner dessa investeringar lönsamma.

5.5.3 Gaskraft

Från och med modellår 2009 antas gaskraftvärme i såväl Göteborg som Malmö leverera el till elnätet (och fjärrvärme till respektive fjärrvärmesystem). Tillsammans med övrig gaskraftvärme utgör därmed den samlade redan existerande eller redan beslutade installerade kapaciteten av gaskraftvärme i Sverige omkring 0,9 GW. I Norge förutsätter beräkningarna att ett gaskondenskraftverk på 420 MW uppförts på Vestlandet från och med modellår 2009. Ytterligare gaskraft i Norden kan i modellberäkningarna tillkomma genom nyinvesteringar.

Typiska indata för gasbaserad kraft- och värmeproduktion presenteras i Tabell 18.

Tabell 18: Typiska data för gasbaserad kraft och värmeproduktion

	Investeri ng	Fast D&U	Rörlig D&U	Verknings grad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
Kondenskraft	6000 SEK/kW el	40 SEK/kW el	15 SEK/MWh el	57	-	21
Kraftvärme	7000 SEK/kW el	70 SEK/kW el	20 SEK/MWh el	50 (el)	1,2	21
Värmeverk	1450 SEK/kW värme	22 SEK/kW värme	20 SEK/MWh värme	90	-	21

5.5.4 Vindkraft

I Tabell 19 respektive Tabell 20 återfinns de 21 klasser (12 st på land och 9 till havs) av vindkraft i Sverige som används som indata till MARKAL-NORDIC. Varje vindkraftklass är beskriven med en investeringskostnad, en utnyttjningstid över året samt en potential i MW. Därutöver antar vi en generell D&U-kostnad (drift och underhåll) på 90 SEK/MWh el för landbaserade verk och 180 SEK/MWh el för havsbaserade verk. I modellen är dessa kostnader omräknade till en fast, årlig kostnad.²⁸

²⁸ I bilaga 2 återfinns, som tidigare nämnts, en fördelning av teknisk potential länsvis, dvs. hur många MW som finns i respektive län per kostnadsklass.

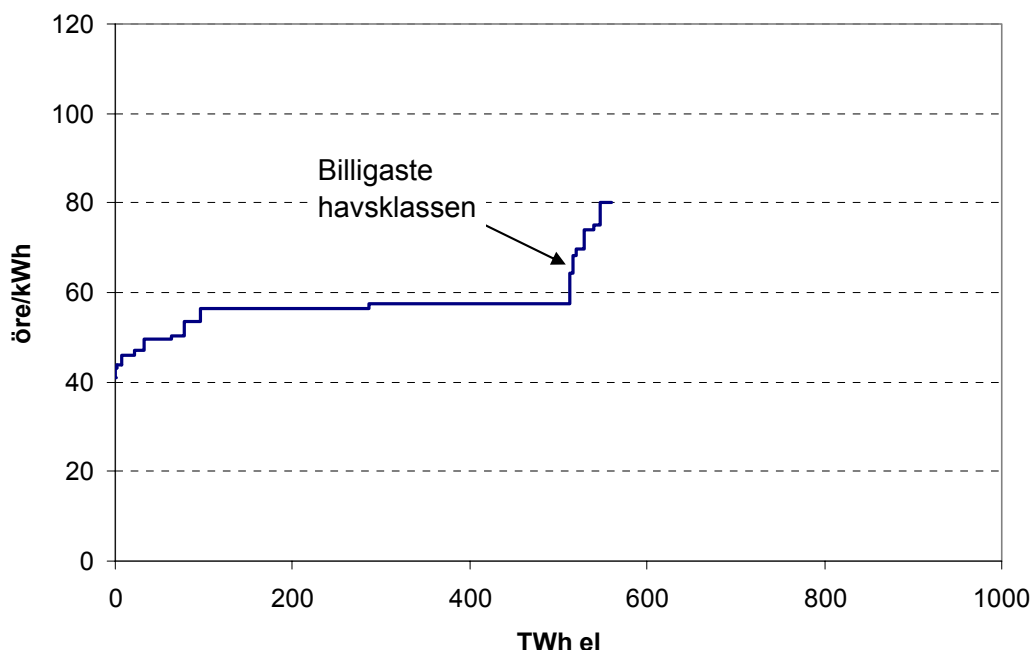
Tabell 19. Klassindelning på land tabulerad (de värden som använts i modellbeskrivningen är medelvärdena för såväl investeringskostnaden som utnyttjningstiden).

				Intervall fullasttimmar [h]			
				1750-2700	2700-2900	2900-3200	3200-3600
				Viktat genomsnitt fullasttimmar [h]			
				2360	2770	3030	3290
Intervall investeringskostnad [MSEK/MW]	12.25-13	Viktat genomsnitt investeringskostnad [MSEK/MW]	12.4	7 997 MW	1 580 MW	1 923 MW	114 MW
	13-13.25		13.2	80 373 MW	11 020 MW	4 561 MW	354 MW
	13.25-31		13.5	96 144 MW	4 822 MW	2 273 MW	235 MW

Tabell 20. Klassindelning till havs tabulerad (de värden som använts i modellbeskrivningen är medelvärdena för såväl investeringskostnaden som utnyttjningstiden).

				Intervall fullasttimmar [h]		
				1700-2750	2750-3100	3100-3350
				Viktat genomsnitt fullasttimmar [h]		
				2600	2880	3210
Intervall investeringskostnad [MSEK/MW]	15-16.7	Viktat genomsnitt investeringskostnad [MSEK/MW]	15.8	226 MW	320 MW	0 MW
	16.7-18		17.5	2 913 MW	2 870 MW	878 MW
	18-24.5		19	4 329 MW	3 966 MW	1 053 MW

Ur denna datamängd skapas en utbudskurva för ny vindkraft där de olika klasserna rangordnas efter stigande kostnad och som funktion av den aggregerade potentialen i TWh. Figur 23 visar den totala produktionskostnaden för ny vindkraft, d v s kapitalkostnader och drift- och underhållskostnader. Diverse stöd, t ex elcertifikat och miljöbonus tillkommer i de efterföljande MARKAL-beräkningarna, vilket förbättrar ekonomin för vindkraften. De ingår dock inte i figurens produktionskostnadsredovisning.

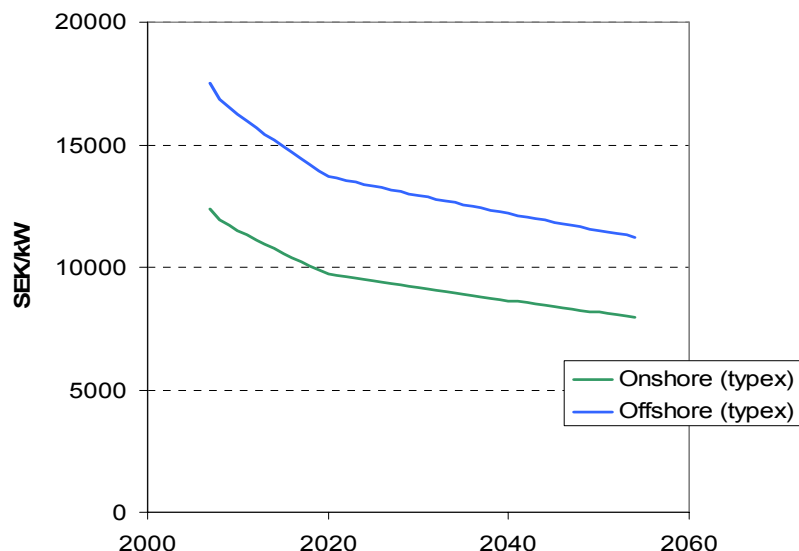


Figur 23: Kostnad och potential för ny vindkraft i Sverige.

I några få av beräkningsfallen har vi antagit att investeringskostnaden för ny vindkraft reduceras över tiden till följd av teknisk utveckling. Detta antagande följer teoribildningen kring så kallade lärlkurvor ("learning eller experience curves") som menar att i takt med att den globala ackumulerade kapaciteten av en viss teknik ökar så kan man också, genom ökade erfarenheter, reducera tillverkningskostnader och höja effektiviteten. Man antar att för varje fördubbling av den ackumulerade globala kapaciteten så sjunker den specifika investeringskostnaden för en enhet med x %. I denna känslighetsberäkning antar vi en så kallad progress ratio på 0,92 vilket betyder att för varje fördubbling av den globala installerade vindkraftkapaciteten så sjunker investeringskostnaderna för nya verk med 8 procent ($1 - 0,92 = 0,08$). Valet av denna progress ratio baserar sig på en studie av ECN i Holland ("Learning and diffusion for wind and solar power technologies") och gäller för både havs- och landbaserad vindkraft.²⁹ [18] Med gjorda antaganden om den globala ökningstakten för vindkraft fås investeringskostnader för ett typiskt landbaserat och ett typiskt havsbaserat verk som funktion av tiden så som visas i Figur 24.³⁰

²⁹ Lako (2002) tar hänsyn till att olika delar av ett vindkraftverk har olika progress ratio (t ex turbin, nätanslutning mm) och att detta kan skilja mellan landbaserade och havsbaserade verk. Sett till hela vindkraftverket blir dock progress ratio i stort densamma eftersom de gemensamma komponenterna dominerar.

³⁰ Den globala ökningstakten för vindkraft antas vara 17 % per år fram till 2010, 15 % per år mellan 2011 och 2020 samt 5 % per år mellan 2021 och 2050. Dessa antaganden baseras på rapporten Global Wind Energy Outlook 2006 Report [7]. Vi har inte bedömt ökningstakten separat för land och hav utan endast för summan. Med ett "separerat" synsätt skulle havsbaserad vindkraft i teorin kunna sänka sina kostnader något mer än vad som visas i Figur 23 eftersom det torde gå snabbare att uppnå ett givet antal fördubblingar till havs än på land (den globala installerade kapaciteten till havs startar från en mycket lägre nivå).



Figur 24. Investeringskostnadsreduktion över tiden till följd av teknisk utveckling för ett typiskt landbaserat och ett typiskt havsbaserat verk.

Detta antagande gäller i de känslighetsberäkningar där teknisk utveckling för vindkraften är en beräkningsförutsättning. Även för de övriga ingående länderna finns en detaljerad beskrivning av existerande vindkraft såväl som eventuellt tillkommande projekt. Indelningen varierar från en havs- och en landbaserad kostnadsklass (Tyskland och Polen vardera) till Norges 12 landbaserade (eller kustnära) kostnadsklasser.

5.5.5 Biobränslekraftvärme mm.

Ny biobränslebaserad kraftproduktion kan ske i en lång rad olika tekniker och olika storleksutföranden omfattande bl a konventionella kraftvärmeverk, IGCC-anläggningar (Integrated Gasification Combined Cycles), sodapannor (med och utan förgasning), biogasmotorer samt multifuelanläggningar som kan sameldas med torv och kol. De huvudsakliga begränsningarna för biobränslebaserad kraft relateras till bränsleresurserna och fjärrvärmeunderlaget. Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk och värmeverk återfinns i Tabell 21. Med rökgaskondensering, vilket förutsätts för dessa anläggningar, landar totalverkningsgraden på omkring 110 % räknat på det undre värmevärdet.

Tabell 21: Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk med rökgaskondensering i två storleksutföranden samt ett biobränsleeldat värmeverk exklusive rökgaskondensering.

	Investering SEK/kW	Fast D&U (SEK/kW)	Rörlig D&U (SEK/MWh)	Verknings- grad (%)	Alfa- värde	Livs- längd
Stort verk (>50 MW el)	21000 (el)	220 (el)	35 (el)	32 (el)	0,41	21 år
Litet verk (~30 MW el)	26000 (el)	310 (el)	60 (el)	28 (el)	0,36	21 år
Värmeverk	4000 (värme)	100 (värme)	25 (värme)	88	-	21 år

För biobränslebaserade tekniker antas generellt ingen reduktion av investeringskostnaderna över tiden med undantag för IGCC-anläggningar.

I modellbeskrivningen ingår även avfallsbaserad kraft- och värmeproduktion. Trots höga investeringskostnader så är detta generellt ett mycket lönsamt alternativ pga. de negativa bränslekostnaderna (tack vare mottagningsavgifterna).

I modellbeskrivningen för Tyskland och Polen är bibränslemöjligheterna långt mer begränsade än för de nordiska länderna (även i Norge är möjligheterna tämligen begränsade på grund av det relativt begränsade fjärrvärmeunderlaget även på längre sikt). Vi antar i beräkningarna att bibränsle kan användas i sameldning i såväl existerande moderna som nya stenkolkraftverk med en maximal inblandning på mellan tio och tjugo procent räknat i energienheter. För Tysklands del tillkommer dessutom bibränsleeldad kraftvärme med en på förhand antagen utbyggnad över tiden.

5.6 Övrigt

Kalkylräntan är satt till 6 procent och kronkursen antas vara 9 SEK=1EUR.

Kolanvändningen i Sverige antas vara begränsad för el- och fjärrvärmeproduktion till 10 TWh per år vilket ungefär motsvarar användningen under inledningen av 2000-talet (denna begränsning i modellbeskrivningen har tillkommit i samråd med Energimyndigheten). Detta är en viktig begränsning eftersom kolet annars tenderar att få större genomslag i beräkningarna på grund av låga bränslekostnader, även om man inkluderar utsläpps rättshandel med inte "alltför höga" utsläpps rättspriser.

6 Resultat – ekonomisk potential (MARKAL)

I detta avsnitt redovisas de beräkningar av storleken på den elproduktion från vindkraft år 2020 som i MARKAL-beräkningarna visat sig vara lönsam. Beräkningarna har gjorts för ett antal olika indatakombinationer. De beräkningsförutsättningar som redovisas i indataavsnittet, kapitel 5, ger resultaten för fallet som benämns Referensfallet. Indatakombinationerna som ligger till grund för övriga beräkningsfall framgår av Tabell 22. Förutom elproduktionen från vindkraft år 2020 så redovisas också andra intressanta beräkningsresultat, t ex elpriser, elcertifikatpriser och elproduktionssystemets utveckling.

Dessutom redovisas inledningsvis utbudskurvor för ny vindkraft som bygger på de indata för vindkraft som redovisas i avsnitt 5.5.4, samt de variationer av indata som redovisas i Tabell 22.

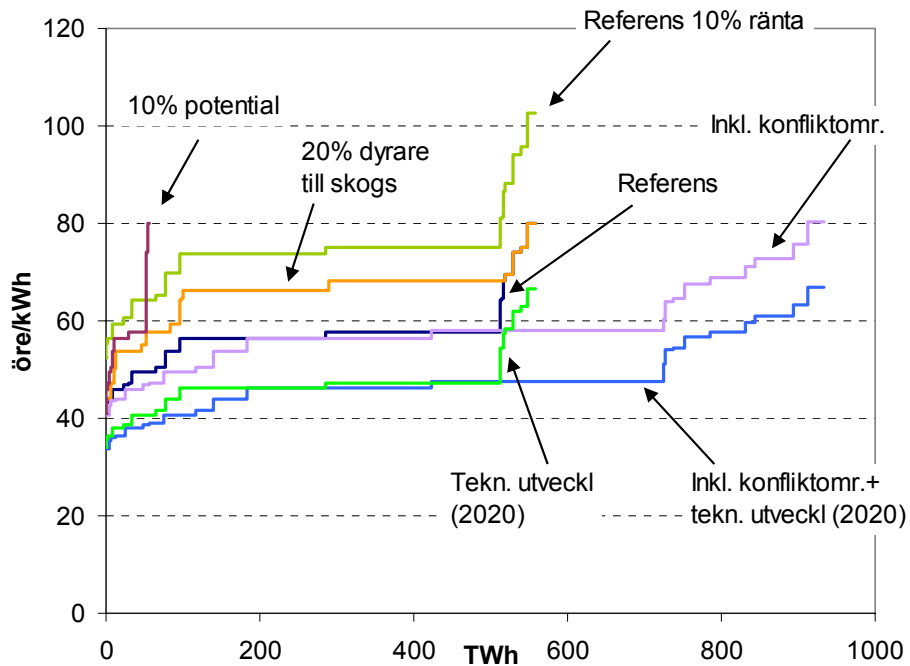
6.1 Utbudskurvan för ny vindkraft i Sverige

Vi kunde i föregående indatakapitel konstatera att utbudet av möjliga vindkraftprojekt i Sverige är enormt, närmare 600 TWh (se Figur 23 i kapitel 5). Man kan också konstatera att en mycket stor del av detta ligger, med dagens priser på elmarknaden och elcertifikatmarknaden, inom lönsamhetens gräns. Emellertid så skulle en utbyggnad av tiotals TWh vindkraft i Sverige leda till en prisreducerande effekt på elcertifikatpriset vid givet elcertifikatmål. Enligt Figur 23 kan drygt 500 TWh byggas ut för kostnader under 60 öre/kWh. Detta gäller dock för en kalkylränta på 6 % (realt). Generellt gäller att all inkluderad landbaserad vindkraft är billigare att bygga ut än den havsbaserade vindkraften. Den billigaste havsklassen kostar omkring 65 öre/kWh att bygga ut medan den billigaste landbaserade klassen i referensfallet kostar omkring 45 öre/kWh. Eftersom stöd i form av t ex miljöbonus³¹ tillkommer i modellberäkningarna kan dock havsbaserad vindkraft hamna före många landbaserade projekt i den slutliga lönsamhetsbedömningen. Detta förutsätter dock att miljöbonusen (eller ett annat riktat stöd) för havsbaserad vindkraft är betydligt större än motsvarande bonus för landbaserad vindkraft. (I några av de analyserade beräkningsfallen har vi förutsatt ett sådant nytt riktat driftstöd till vindkraft.)

I modellbeskrivningen har vi dessutom lagt in begränsningar för hur mycket vindkraft som det svenska och nordiska elsystemet kan hantera. Vi har också lagt in en viss begränsning för hur snabbt utbyggnaden kan ske (t ex till följd av ledtider för tillståndsprocesser). Vi återkommer till detta nedan.

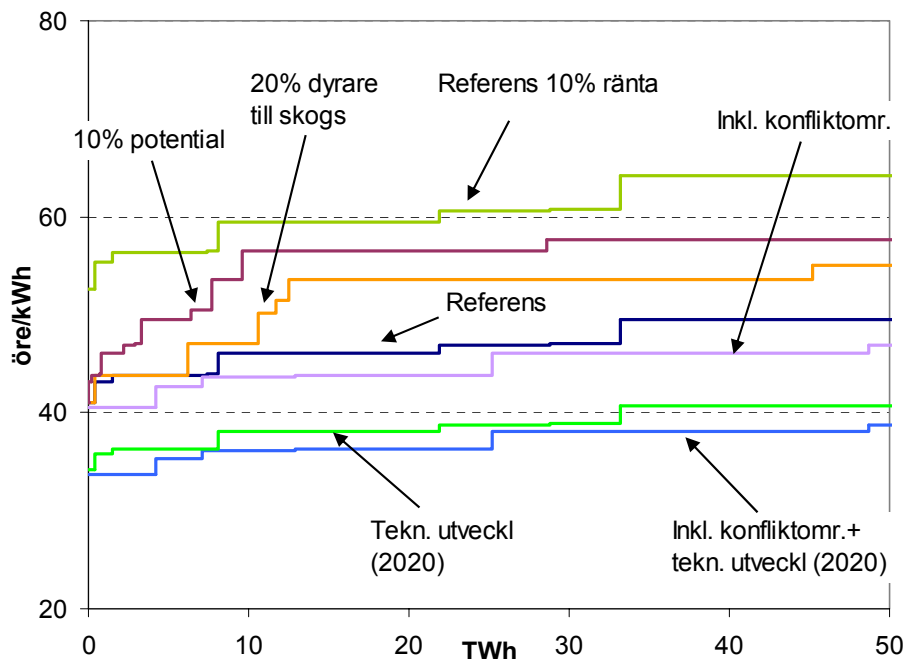
I Figur 25 visas de resulterande utbudskurvorna för svensk vindkraft för samtliga studerade beräkningsfall, d v s inklusive känslighetsanalyserna. Utbudskurvans utseende förändras om indataförutsättningarna, t ex kalkylränta, investeringskostnader och potentialer, varieras.

³¹ Vi antar att miljöbonusen för vindkraft på land är noll fr o m modellår 2009. För vindkraft till havs antas att miljöbonusen är 12 öre i modellår 2009 och noll fr o m 2011. I en kompletterande känslighetsanalys har vi infört en högre miljöbonus till havsbaserad vindkraft under en längre tidsperiod för att göra vindkraft till havs mer konkurrenskraftig



Figur 25. Utbudskurvor för ny vindkraft i samtliga studerade beräkningsfall

Figur 26 visar samma bild som föregående figur men endast för de billigaste 50 TWh. Dessutom har kostnadsaxeln ett snävare intervall.



Figur 26. Utbudskurvor för ny vindkraft i samtliga studerade beräkningsfall (endast de 50 billigaste TWh är med i denna figur. Dessutom har kostnadsaxeln ett snävare intervall begränsats).

6.2 Ekonomiskt lönsam elproduktion från vindkraft år 2020 beräknad med MARKAL

I Tabell 22 återfinns samtliga beräkningsfall med tillhörande beräkningsförutsättningar.

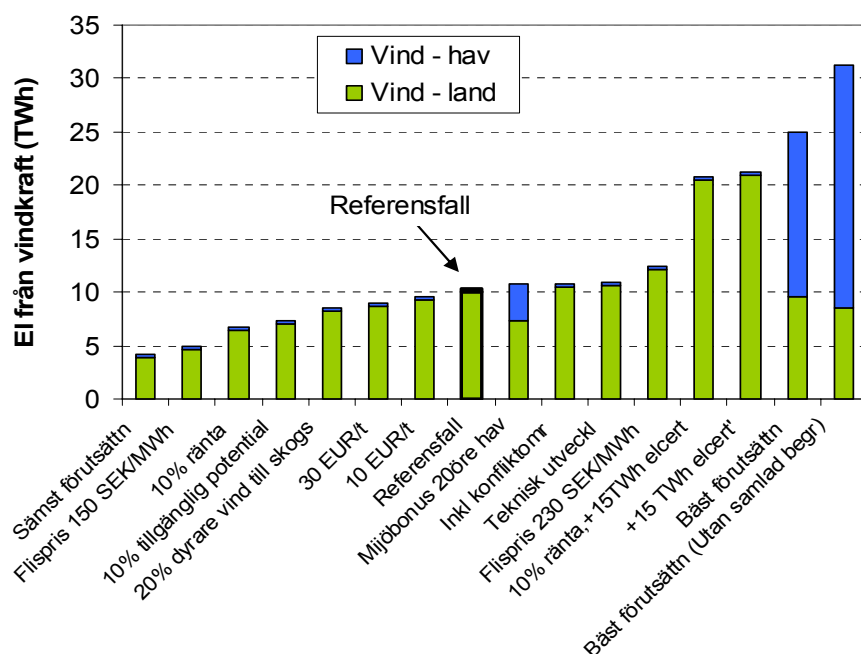
Tabell 22. Skillnader i beräkningsförutsättningar mellan samtliga beräkningsfall.

Beräkningsfall	Vindpotential	Elcertifikatkvot	EUA-pris (EUR/t)	Reducerad inv.kostn	Extra miljöbonus till hav	Flispris (SEK/MWh)	Kalkylränta (%)	Övre samlad maxgräns (TWh 2020)
Referensfall	Referensfall	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	190-220	6	25
Teknisk utveckl	Referensfall	+17 TWh t o m 2016	20	Ja	Nej	190-220	6	25
10% ränta	Referensfall	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	190-220	10	25
+15 TWh elcert	Referensfall	+32 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	190-220	6	25
10% ränta+ 15 TWh elcert	Referensfall	+32 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	190-220	10	25
10 EUR/t	Referensfall	+17 TWh t o m 2016	10	Nej	Nej	190-220	6	25
30 EUR/t	Referensfall	+17 TWh t o m 2016	30	Nej	Nej	190-220	6	25
Flispris 230 SEK/MWh	Referensfall	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	230	6	25
Flispris 150 SEK/MWh	Referensfall	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	150	6	25
Miljöbonus 20öre hav	Referensfall	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Ja	190-220	6	25
10% av tillgänglig potential	10% av referens	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	190-220	6	25
Inkl konfliktomr	Inkl konfliktytor	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	190-220	6	25
20% dyrare vind till skogs	20% dyrare vind till skogs	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	190-220	6	25
Sämst förutsättn	10% av referens	+17 TWh t o m 2016	20	Nej	Nej	150	10	25
Bäst förutsättn	Inkl konfliktytor	+32 TWh t o m 2016	20	Ja	Ja	230	6	25
Bäst förutsättn (utan samlad begr)	Inkl konfliktytor	+32 TWh t o m 2016	20	Ja	Ja	230	6	Ingen

I Tabell 22 ovan anges i kolumnen längst till höger "övre samlad maxgräns 2020". Detta avser en övre gräns för hur mycket vindkraft som bedömts kunna ingå i den svenska elproduktionen 2020. Denna övre gräns har valts med hänsyn till att det svenska och nordiska elsystemet inte kan hantera hur mycket intermittent vindkraft som helst. I ett långsiktigt tidsperspektiv har vi ansatt att maximalt omkring 20 % av den totala elproduktionen i Sverige kan utgöras av vindkraft till följd av dess intermittenta natur. Detta motsvarar i storleksordningen 30 TWh. Vi har också antagit att det finns en viss begränsning för hur snabbt utbyggnaden kan ske (t ex till följd av ledtider för

tillståndsprocesser). För 2020 har vi valt 25 TWh som en övre gräns. Hur mycket som tekniskt är möjligt att realisera vid olika tidsperioder är dock mycket osäkert och i mångt och mycket en kostnadsfråga (det tekniska systemet kan ju genom tilläggsinvesteringar och andra förändringar anpassas till att gradvis hantera allt större volymer av vindkraft). Siffran "25" skall snarare betraktas som en modellmässig "säkerhetsventil" och i de beräkningsfall där vindkraftutbyggnaden begränsas av denna maxnivå har vi valt att göra en kompletterande analys utan denna begränsning.

I Figur 27 visas den beräknade elproduktionen från vindkraft år 2020 för samtliga beräkningsfall. Referensfallets utfall ligger på drygt 10 TWh. Flertalet av beräkningsfallen hamnar i intervallet 7-12 TWh vindkraft. Detta är alltså vad vi med MARKAL-modellen har beräknat som den lönsamma elproduktionen från vindkraft år 2020, med givna förutsättningar. Utfallet är alltså avsevärt mindre än de mycket stora tekniska potentialer för vindkraft som framgår av Figur 25. Vid de elpriser som beräknats (se kapitel 6.3 nedan) så är vindkraften endast i undantagsfall "spontant lönsam". Det är istället främst det antagna elcertifikatsystemet som motiverar den expansion av vindkraft som ändå blir resultatet i samtliga beräkningsfall.



Figur 27. Elproduktionen år 2020 från vindkraftverk på land och till havs i samtliga beräkningsfall (produktionen från existerande verk ingår också).

Vissa indatakombinationer ger mindre vindkraft än i referensfallet, medan andra kombinationer ger mer vindkraft. Ett exempel på indata som ger mindre vindkraft är högre kalkylränta, 10 % ränta. Här stannar vindkraften på knappt 7 TWh år 2020. Den höga kalkylräntan slår jämförelsevis hårt mot vindkraft, till följd av de höga investeringskostnaderna. Antas att vindkraft i skogsmark blir dyrare än förväntat, "20 % dyrare vind till skogs", blir också vindkraftproduktionen mindre än i referensfallet, knappt 9 TWh. Ett antagande om att potentialerna för varje kostnadsklass av vindkraft endast blir 10 % av det som förutsätts i referensfallet, "10 % tillgänglig potential", leder även detta till mindre vindkraft än i referensfallet, drygt 7 TWh. Trots att potentialerna i detta fall är så mycket mindre så blir alltså elproduktionen från vindkraft bara 4 TWh mindre. Detta är en indikation på styrkan i elcertifikatsystemet (och det faktum att det även vid endast 10 % potential finns relativt stor tillgång till vindkraft till rimliga kostnader). Elcertifikatsystemet tvingar ju in en specificerad mängd förnybar elproduktion och om

mängden av de billigaste vindkraftklasserna minskar så fylls detta ut med både dyrare vindkraft och annan förnybar elproduktion, t.ex. biobränslekraftvärme.

Betydelsen av elcertifikatsystemet framgår också av beräkningsfallet "flispris 150 kr/MWh". Till följd av denna indatakombination blir elproduktionen från vindkraft endast 5 TWh, det vill säga hälften av referensfallets nivå. Orsaken är att biobränslekraftvärme till följd av det låga biobränslepriset får kraftigt förbättrad konkurrenskraft bland de förnybara elproduktionsalternativ som ingår i elcertifikatsystemet. Därmed väljs mer biobränslekraftvärme och mindre vindkraft.

Olika utsläppsriktpris på koldioxid påverkar elpriset markant, men det har däremot endast marginell påverkan på valet av olika elproduktionsalternativ inom elcertifikatsystemet. Elproduktionen från vindkraft är alltså i det närmaste densamma i beräkningsfallen referensfallet, "10 EUR/ton" och "30 EUR/ton".

Det finns flera exempel på indatakombinationer som ger mer vindkraft än referensfallet. Om man gör antagande om att investeringskostnaderna för vindkraft minskar med tiden till följd av tekniskt lärande (se avsnitt 5.5.4), "teknisk utveckling", blir vindkraften alltmer konkurrenskraftig och elproduktionen från vindkraft blir då enligt beräkningarna knappt 11 TWh år 2020. Marginellt mer vindkraft än i referensfallet blir det också med antagande om ett driftbidrag till havsbaserad vindkraft, "miljöbonus 20 öre/kWh hav". I det fallet blir dock den tydligaste skillnaden att havsbaserad vindkraft byggs ut, i stor utsträckning på bekostnad av landbaserad vindkraft. Marginellt mer vindkraft blir det också om man antar att vindkraft tillåts byggas inom områden som i referensfallet har undantagits från vindkraftutbyggnad till följd av annan markanvändning, "inkl. konfliktområden". Antar man högre pris på biobränsle än i referensfallet, "flispris 230 kr/MWh", så försämras biobränslekraftvärmens konkurrenskraft och vindkraft fyller upp en större del av den förnybara elproduktion som elcertifikatsystemet kräver. Här uppgår elproduktionen från vindkraft till drygt 12 TWh år 2020. Klart större elproduktion från vindkraft blir det i beräkningsfallen där ett större elcertifikatsystem förutsätts, jämfört med referensfallet. Om elcertifikatsystemet utökas från 17 TWh till 32 TWh, dvs. "+ 15 TWh elcert" så ökar elproduktionen från vindkraft med 11 TWh år 2020, från referensfallets 10 TWh till 21 TWh³².

Om man utgår från ett fall där ett antal för vindkraftsutbyggnaden ogynnsamma faktorer tillåts verka parallellt, "sämst förutsättningar", (högre kalkylränta och billigare skogsflis än referensfallet samt endast 10% av referensfallets samtliga kostnadsklasser tillgängligt för utbyggnad), hamnar beräkningsresultatet under 5 TWh. Resultatet är dock fortfarande betydligt högre än det vi har idag.

Om vi å andra sidan tittar på ett fall där ett antal för vindkraftsutbyggnaden gynnsamma faktorer tillåts verka parallellt, "bäst förutsättningar", (minskande investeringskostnader över tiden, högre flispris än i referensfallet, miljöbonus på 20 öre/kWh för havsbaserad vindkraft, 15 TWh större elcertifikatkvot än i referensfallet samt tillgång till även konflikttytor för vindkraftutbyggnad) så hamnar resultatet på 25 TWh, d v s den övre produktionsbegränsningen blir bindande och styr modellresultatet. Som nämndes tidigare så har vi valt att införa en övre produktionsgräns för den totala svenska vindkraftproduktionen för att spegla det faktum att det finns begränsningar för hur mycket intermittent elproduktion som det svenska elsystemet kan innehålla och att det i verkligheten finns begränsningar för hur snabbt och hur mycket som kan byggas ut (i

³² Inom projektet har ett stort antal beräkningsfall analyserats. Det har dock inte varit möjligt att inom projektets ramar få med alla de indatakombinationer som kan tänkas. De redovisade resultaten kan dock ge underlag för uppskattningar av utfallet för andra, icke beräknade, indatakombinationer. Om man exempelvis skulle vara intresserade av hur mycket vindkraft det skulle bli vid elcertifikatkvoten 32 TWh/år, men med endast 10 % av referensfallets vindkraftpotentialer tillgängliga så kan man jämföra med utfallet för beräkningsfallet med 10 % kalkylränta (som ju också fördyrar vindkraft) vid den större elcertifikatkvoten. Vid detta beräkningsfall minskar vindkraften endast marginellt, jämfört med fallet med stor elcertifikatkvot och 6 % kalkylränta. Sannolikt skulle man även i fallet med 10 % tillgänglig potential och större elcertifikatkvot få lönsam elproduktion av storleksordningen drygt 20 TWh år 2020.

synnerhet som den tillgängliga potentialen är så stor). Utbyggnadstakten beror ju inte bara på tillstånds- och prövningsprocesser utan bland annat även på vilken utsträckning det är möjligt att leverera vindkraftverk i den takt som erfordras. Fallet med de bästa förutsättningarna är det enda beräkningsfall som i utgångsläget når den övre gränsen på 25 TWh. I samtliga övriga beräkningsfall är den antagna utbyggnadsbegränsningen betydelselös eftersom den resulterande lönsamma vindkraftproduktionen ligger avsevärt under gränsen. Därför har vi valt att komplettera beräkningsfallet med de bästa förutsättningarna för vindkraftexpansion med ett fall som har identiska förutsättningar men som helt saknar den antagna övre produktionsgränsen. Resultatet blir då istället drygt 30 TWh vindkraft (se beräkningsfall "bäst förutsätn utan samlad begr"), d v s i nivå med Energimyndighetens förslag till planeringsmål för vindkraften år 2020[9]. Detta beräkningsresultat skall då tolkas som den mängd vindkraft som efterfrågas av systemet, d v s det som är lönsamt, under antagande om synnerligen gynnsamma förutsättningar för vindkraftutbyggnad och utan hänsyn taget till hur mycket som kan byggas ut och hur snabbt detta kan ske.

Man kan i Figur 27 också konstatera att havsbaserad vindkraft i de allra flesta beräkningsfall inte är lönsam. Det enda som produceras till havs är de ca 0,3 TWh som existerar redan idag (till övervägande del vid Lillgrund). Endast tre av beräkningsfallen uppvisar ett signifikant bidrag från havsbaserade verk. Gemensamt för dessa är att en miljöbonus på 20 öre/kWh (från modellår 2009 till modellår 2030) ingår för verken till havs. Detta är den extra stödnivå (utöver elcertifikatsystemet) som krävs om vi i beräkningarna ska erhålla ett signifikant bidrag från havsbaserad vindkraft.³³ Dagens miljöbonus för havsbaserad vindkraft ligger på 12 öre/kWh och fasas dessutom ut i beräkningarna enligt de planer som finns idag.

Det finns i huvudsak tre förklaringar till att havsbaserad vindkraft uppvisar en betydande expansion i beräkningsfallet med de allra mest gynnsamma förutsättningarna, till skillnad från i princip samtliga övriga beräkningsfall. Dels antas att en miljöbonus på 20 öre/kWh betalas till den havsbaserade vindkraften. Dels antas en investeringskostnadsreduktion över tiden på grund av teknisk utveckling. Eftersom denna antas ske som en procentuell reduktion av investeringskostnaden i takt med utbyggnad, så sjunker investeringskostnaden mer i absoluta tal för vindkraftprojekt med relativt sett högre investeringskostnader vilket är typiskt för havsbaserad vindkraft. Kostnadsdifferensen mellan havsbaserad vindkraft och landbaserad vindkraft sjunker med andra ord över tiden i detta fall. Och slutligen, för det tredje, så antas potentialen för flera av de billigare vindlägena vara större än i referensfallet eftersom konfliktområden också ingår i den tillgängliga potentialen. Detta gäller inte minst de billigare havsbaserade placeringarna. Skulle man i detta beräkningsfall exkludera den tänkta miljöbonusen på 20 öre/kWh för vind till havs så är det troligt att den totala vindkraftproduktionen varit i stort sett densamma, men till den helt övervägande delen på land istället. Detta eftersom det antas finnas stora potentialer av landbaserad vindkraft som är bara marginellt dyrare än den havsbaserade vindkraften som byggs ut i det aktuella beräkningsfallet (och där miljöbonusen på 20 öre/kWh inkluderats).

³³ Om vi dessutom jämför våra investeringskostnadsantaganden för havsbaserad vindkraft med det man antar i "El från nya anläggningar" så kan man konstatera att vi i denna studie generellt förutsätter en något lägre kostnad än vad man gör i "El från nya anläggningar" (kostnadsintervallet 15 800-19 000 SEK/kW el jämfört med drygt 21000 SEK/kW el). Skulle vi istället anta 21 000 SEK/kW för alla våra kostnadsklasser till havs så skulle de billigaste (beroende på utnyttningstiden) havsbaserade projekten kosta omkring 73-74 öre/kWh att bygga ut. Detta kan jämföras med de ca 64-65 öre/kWh som är den lägsta kostnaden för vindkraft till havs givet de investeringskostnader som använts här. Detta innebär med andra ord att de omkring 10 öre/kWh som skiljer hade fått adderas till miljöbonusen på 20 öre/kWh för att göra havsbaserad vindkraft lönsam i våra beräkningar under förutsättning att investeringskostnaderna är i paritet med det som antas i "El från nya anläggningar". [16]

6.3 Elpris och elcertifikatpris beräknade med MARKAL

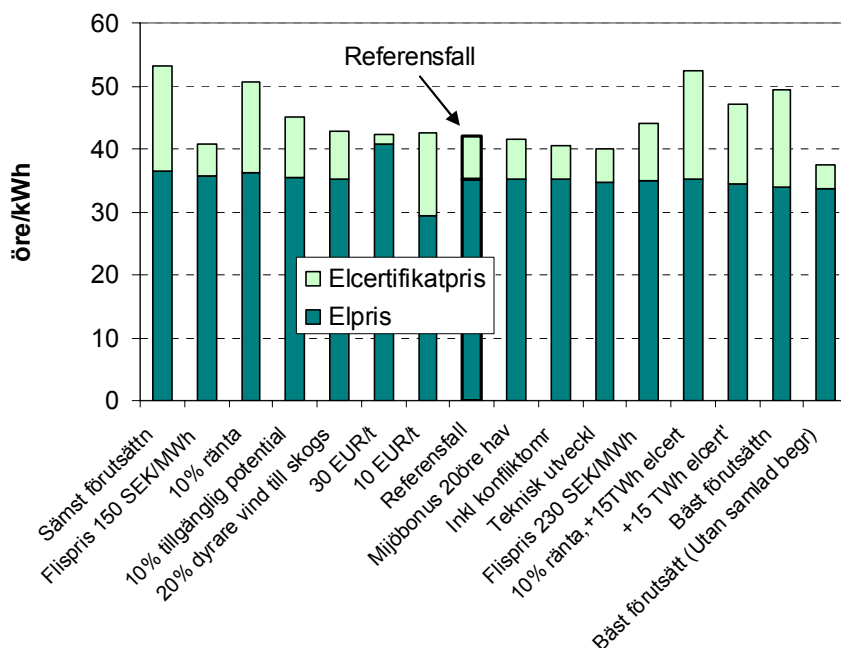
I Figur 28 redovisas medelvärden (tidsmedelvärden över modellåren 2009 till 2023) för elpris (systempriset för prisområde "Sverige") och elcertifikatpris i de olika beräkningsfallen. I modellberäkningarna är samspelet mellan marknadspriser på el och elcertifikat tämligen komplext eftersom det förekommer variationer, dels över åren och dels (elpriset) inom ett modellår. Dessutom producerar vindkraftverken olika mycket under olika tider på året. Man kan därför inte jämföra de medelvärderade värdena fullt ut med motsvarande totala produktionskostnader för vindkraften. Trots den beräkningsmässiga komplexiteten kan summan av medelvärdena för elpris och elcertifikatpris dock ses som en tillräckligt god indikator på intäkterna för vindkraft (liksom övrig kraft inom elcertifikatsystemet).

Ur Figur 28 kan man utläsa att det inte finns någon entydig koppling mellan den totala intäkten (summan av elpris och elcertifikatpris) för ett vindkraftverk och den totala vindkraftproduktionen. I fallet med de mest gynnsamma omständigheterna är t ex intäkterna som allra minst.³⁴ Däremot är kostnaderna för att bygga ny vindkraft som allra lägst plus att kostnaderna för konkurrerande kraftslag inom elcertifikatsystemet är som högst. Den antagna miljöbonusen på den havsbaserade vindkraften avlastar också elcertifikatpriset. På motsvarande sätt kan man se att det beräkningsfall som förutsätter de sämsta villkoren för ny vindkraft samtidigt resulterar i de största intäkterna, omkring 55 öre/kWh. Här är det alltså de ogynnsamma förutsättningarna i sig (inte minst den 10-procentiga kalkylräntan) som driver upp prisnivåerna.

Den totala intäkten ligger i de flesta fall på 40-45 öre/kWh. Detta är avsevärt lägre än dagens faktiska nivå som snarare ligger på 60-65 öre/kWh. Viktiga förklaringar är att beräkningarna indikerar att elpriset hamnar på en betydligt lägre nivå än idag, tack vare redan beslutade nyinvesteringar i ny nordisk koldioxidsnål kraftproduktionskapacitet, samt att prisutvecklingen på elcertifikat i modellen styrs enbart av utbud och efterfrågan medan det i verkligheten troligen är osäkerheter och förväntningar om bristsituationer som i mångt och mycket styr prisutvecklingen (se t ex analysen i Nordic Energy Perspectives-projektets första etapp från 2006, "Ten perspectives on Nordic energy"). [19] Dessutom torde de verkliga kalkylräntorna för investeringar (inte minst i förnybar elproduktion) vara högre än de 6 % som antas i denna studie. Betydelsen av det sistnämnda ses också i beräkningsfallet med 10 % kalkylränta där i synnerhet elcertifikatpriset är betydligt högre än i referensfallet, nämligen omkring 15 öre/kWh. Elpriset är, generellt, av samma storlek för samtliga beräkningsfall förutom de två fallen som inkluderar ett annat utsläppsrättspris än standardantagandet på 20 EUR/t.

I Figur 28 kan man också se betydelsen av den övre produktionsbegränsningen när den väl styr modellresultatet, d v s i fallet med de mest gynnsamma förutsättningarna ("Bäst förutsättn"). Jämför man detta utfall med motsvarande utfall där den övre produktionsbegränsningen tagits bort i beräkningen ("Bäst förutsättn utan samlad begr") så kan man se att elcertifikatpriset är betydligt högre i det förra fallet (samtidigt som vindkraftproduktionen är lägre). På grund av produktionsbegränsningen så måste alltså i detta fall annan alternativ och dyrare kraftproduktion byggas ut för att uppfylla elcertifikatmålet.

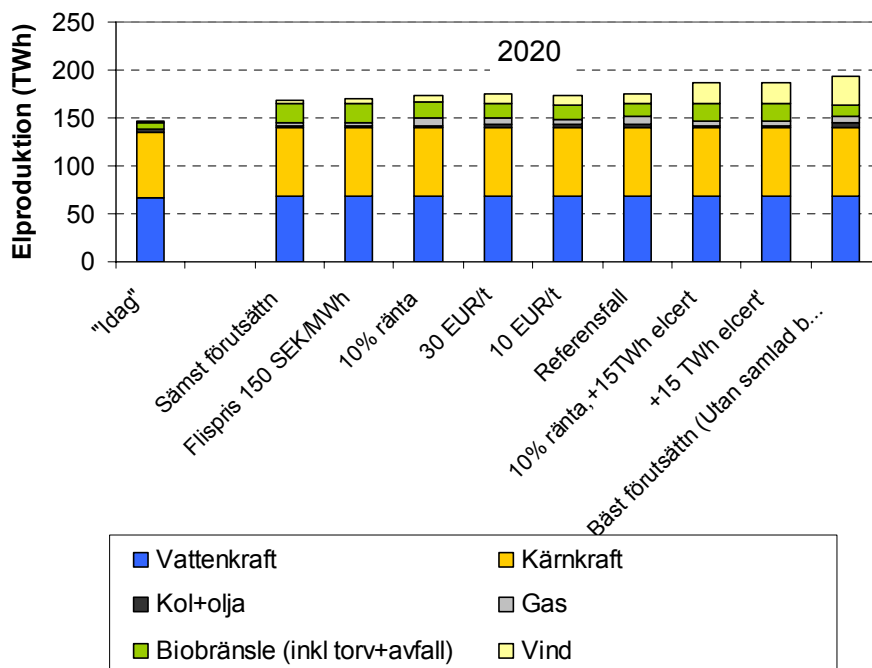
³⁴ I detta beräkningsfall kunde man se att motsvarande vindkraftproduktion uppgick till drygt 30 TWh (se Figur 27). Därmed återstår mindre än 2 TWh för övrig kraftproduktion inom elcertifikatsystemet (biobränslekraftvärme i fjärrvärmesystemen och inom industrin samt vattenkraft) för att uppfylla den givna kvoten på 32 TWh ny förnybar elproduktion t o m 2016. I själva verket är det så att detta beräkningsfall under vissa modellår leder till en överproduktion av elcertifikatberättigad produktion (utbudet överstiger efterfrågan) pga. de gynnsamma förutsättningarna för vindkraft vilket i sin tur leder till att elcertifikatpriset sjunker ner mot noll. Därför är också medelcertifikatpriset (medelvärderat över fler modellår) väldigt lågt i detta beräkningsfall.



Figur 28. Systempriset på el (prisområde Sverige) och elcertifikatpriset i samtliga beräkningsfall (tidsmedelvärden över modellåren 2009-2023).

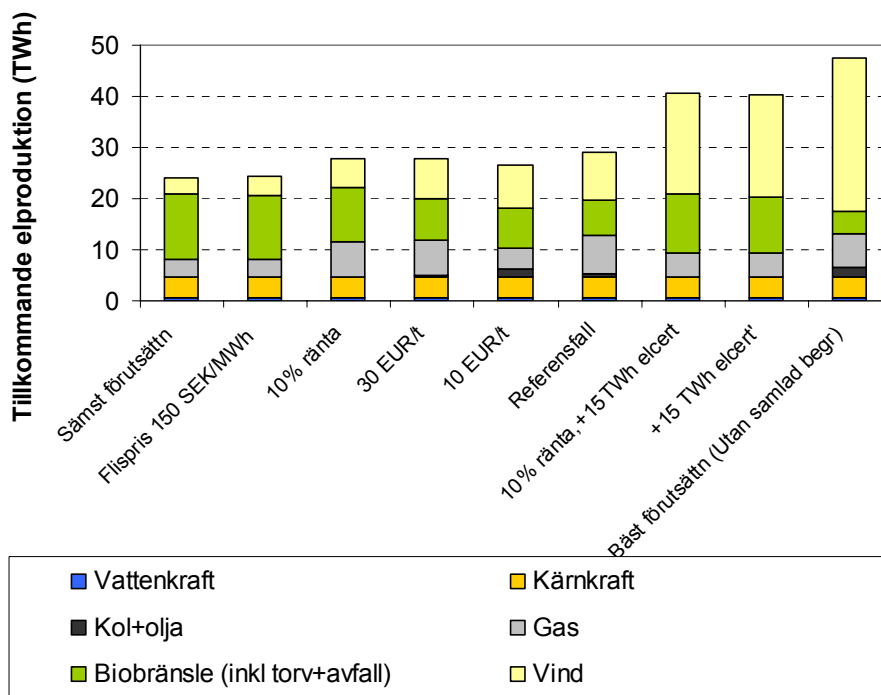
6.4 Elproduktionens utveckling beräknad med MARKAL

I Figur 29 visas den totala kraftproduktionen i Sverige, dels för idag ("idag" utgör därvidlag ett med modellverket framräknat medelvärde över de "senaste årens" produktion) och dels utfallet för 2020 för ett urval av beräkningsfallen.



Figur 29. Total elproduktion i Sverige "idag" (ett modellberäknat medelvärde över de senaste årens elproduktion) samt år 2020 för ett urval av beräkningsfallen.

Figur 30 visar den tillkommande kraftproduktionen relativt idag, d v s differensen mellan å ena sidan staplarna som representerar de olika beräkningsfallens utfall för 2020 och, å andra sidan, stapeln som representerar nuläget i Figur 29. I genomsnitt byggs omkring 30 TWh ny kraft ut i Sverige fram till 2020, varav mer än hälften är förnybart. I fallen med extra gynnsamma villkor för vindkraft fås en total utbyggnad av i storleksordningen 40-45 TWh som till mer än hälften består av vindkraft.



Figur 30. Utbyggnad av ny kraftproduktion i Sverige t o m 2020 (relativt dagens nivå) för ett urval av beräkningsfallen.

7 Kvalitativ investeringsbedömning

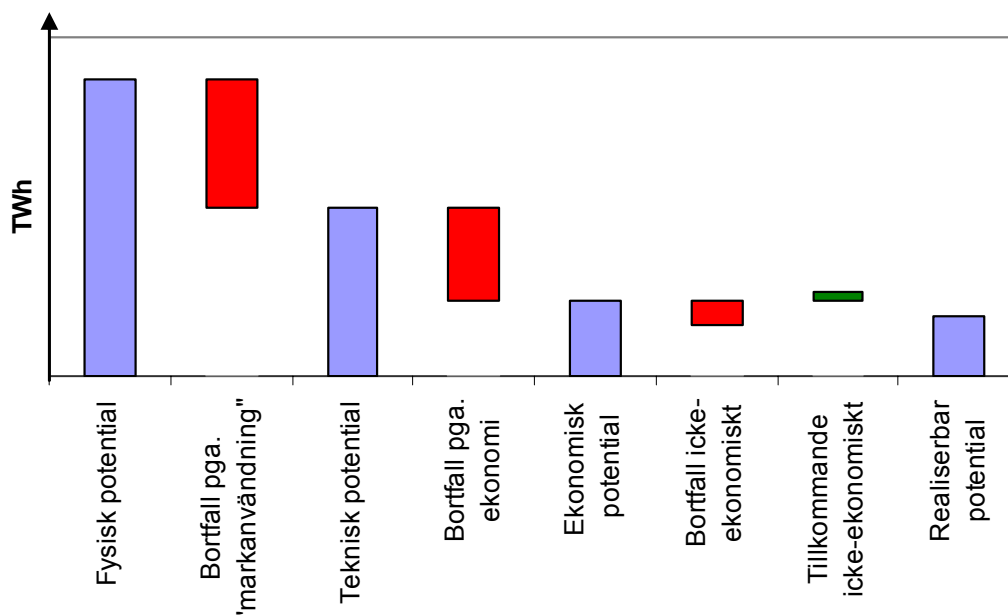
Huvudmålet för projektet är att kvantitativt redovisa den ekonomiskt lönsamma vindkraftutbyggnaden till år 2020. Av erfarenhet vet vi dock att det tillkommer ett antal beslutsfaktorer, utöver de som ingår direkt i den strikta lönsamhetsberäkningen. Det som ligger närmast till hands är kanske att sådana parametrar hindrar utbyggnad av lönsam vindkraft, men det finns också exempel på det motsatta, dvs. parametrar som leder till att vindkraft som har tveksam lönsamhet ändå byggs.

7.1 Potentialbegrepp

Som nämndes i kapitel 2 finns många olika potentialbegrepp som illustrerar nivåer och omfattningar av olika resurser. I Figur 31 tar vi principiellt upp förhållandet mellan några olika sådana potentialbegrepp. Som utgångspunkt finns en fysisk potential som för vindkraft bygger på hur mycket det blåser i olika delar av landet, inkl. till havs, och att detta utnyttjas i vindkraftverk med vissa egenskaper. Denna potential krymper till det som vi benämner den tekniska potentialen. Där har man räknat bort områden med hänsyn till bebyggelse, vägar, vattendrag, naturreservat, militära övningsområden, kommunala översiktsplaner, mm. Detta beräknas i vår utredning genom en GIS-analys. Den tekniska potentialen begränsas också av hur mycket vindkraft som kan byggas med hänsyn till det övriga elsystemets förmåga att balansera vindkraften på ett kostnadseffektivt sätt.

Nästa steg i potentialkedjan är det som vi benämner den ekonomiska potentialen, dvs. den del av den tekniska potentialen som är ekonomiskt lönsam att bygga ut. Denna blir en funktion av en mängd omvärldsförutsättningar, t.ex. elpris (som i sin tur är en konsekvens av bränslepriser, utsläppsrättspriser, mm.), elcertifikatsystemet, elanvändningsutvecklingen, m.m. Den ekonomiskt lönsamma potentialen beräknas i vår utredning med MARKAL-modellen (se kapitel 2.2).

Den realiserbara potentialen är sedan den potential som verkligen byggs ut. Denna tar hänsyn till att delar av den ekonomiskt lönsamma utbyggnaden inte förverkligas. Orsaker kan vara styrmedelsrisker, besluts- och tillståndspåslag, lokal opinion, m.m. Det finns också faktorer som kan leda till att även utbyggnad med tveksam lönsamhet ändå realiserar. Orsaker kan vara att ge investeraren "goodwill", vindkraften bedöms som "långsiktigt riktig", mm.



Figur 31. Principbild över olika typer av potentialbegrepp i samband med vindkraft

Flera av dessa icke-ekonomiska faktorer utgörs av olika osäkerhetsfaktorer som kan leda till långa leddider för vindkraftsinvesteringar. Långa leddider innebär att det tar längre tid att nå den lönsamma utbyggnaden. De kan också innebära att kostnaderna ökar och att projekten till slut inte längre bedöms som lönsamma och därför läggs ned. Vi har inte gjort något försök att kvantifiera betydelsen av förlängda leddider.

7.2 Enkäten

Dessa "icke-ekonomiska faktorer" har studerats kvalitativt genom en skriftlig enkät där betydelsen av faktorerna identifierats. Med enkäten som grund diskuterar vi hur faktorerna, utifrån den beräknade ekonomiska potentialen, påverkar den realiserade potentialen. Enkäten skickades dels ut till deltagarna i projektets styrgrupp och dels till ett stort antal personer som bedömts ha goda kunskaper om investeringssituationen för vindkraft. Totalt skickades enkäten till 48 personer och vi erhöll efter en påminnelse 30 svar. Detta ger en svarsfrekvens på 63 %, vilket kan anses vara ett tillfredsställande utfall. Av de 30 enkätsvaren kommer 13 från energiföretag³⁵, 9 från myndigheter, branschorganisationer eller forskningsorganisationer, 5 från vindkraftprojektörer samt 2 "annat"³⁶. (I ett av enkätsvaren har ingen kategori markerats.) Enkätens utformning och innehåll framgår av bilaga 3. I bilagan finns också en redovisning av de erhållna enkätsvaren.

Enkäten fokuserar på hur olika faktorer påverkar investeringsbeslut för vindkraftverk. De svarande har ombetts att svara utifrån sina erfarenheter från det energiföretag där de arbetar. De personer som inte arbetade på ett energiföretag ombads istället att svara utifrån sina allmänna erfarenheter av hur investeringssituationen är för de svenska företag som äger/driver vindkraftverk.

Två huvudgrupper av enkätfrågor ställdes, dels om faktorer som kan leda till att lönsamma vindkraftsinvesteringar inte genomförs och dels faktorer som kan leda till att vindkraftverk med tveksam lönsamhet ändå byggs. Inom dessa huvudgrupper kan man urskilja fyra ämnesområden.

³⁵ När vi i enkäten använder begreppet "energiföretag" avser vi inte bara typiska elproducenter utan också andra företag som har, eller avser att skaffa, elproduktion från vindkraft.

³⁶ Av dem som har markerat "annat" är en föreläsare vid en högskola och en konsult för vindkraftägare, investerare och projektörer.

Det är frågor kring beslutsfaktorer med koppling till:

- förhållanden inom det investerande företaget
- lokala förhållanden på den plats där företaget planerar att bygga vindkraft
- skatter och andra ekonomiska styrmedel
- andra omvärldsförhållanden

Totalt ställdes 25 flervalsfrågor med svarsalternativen 1 till 5, där 1 betyder "påverkar inte alls beslutet" medan 5 betyder "kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs" (för den första huvudgruppen av frågor) alternativt "kan definitivt leda till att anläggningen byggs" (för den andra huvudgruppen av frågor). Dessutom fanns fyra öppna frågor där den svarande kunde skriva ned egna erfarenheter och reflektioner.

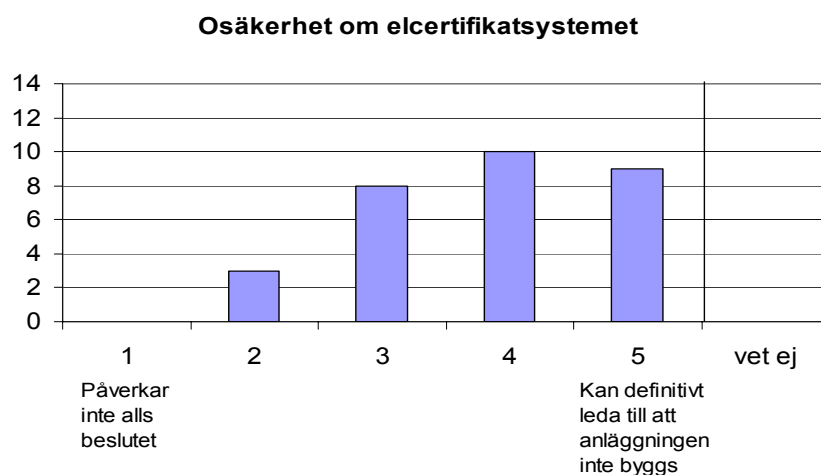
7.3 Faktorer som kan leda till att lönsamma vindkraftinvesteringar inte genomförs

Vilka resultat har då enkäten gett? Vi inleder med en redovisning och diskussion av resultaten som sammanhänger med sådant som kan leda till att en lönsam anläggning inte byggs. Utgångspunkten för bedömningen av olika faktorer är att en ekonomisk kalkyl för utbyggnad av vindkraft visar på lönsamhet (givet de förväntade elpriserna och stödnivåerna).

Den faktor som tillmätts störst betydelse (högst "medelbetyg³⁷") är "osäkerhet om elcertifikatsystemet (t.ex. långsiktighet och prisnivåer)", Figur 32. (På y-axeln anges antal enkätsvar med respektive betyg.) På andra plats i betydelse återfinns faktorn "svårighet att finna lokalisering för vindkraftverket/vindkraftparker", Figur 33. Tredje plats i betydelse tas av faktorn "svårigheter att erhålla bygglov enligt Plan- och Bygglagen", Figur 34. (Några andra faktorer har medelbetyg som endast ligger marginellt lägre.)

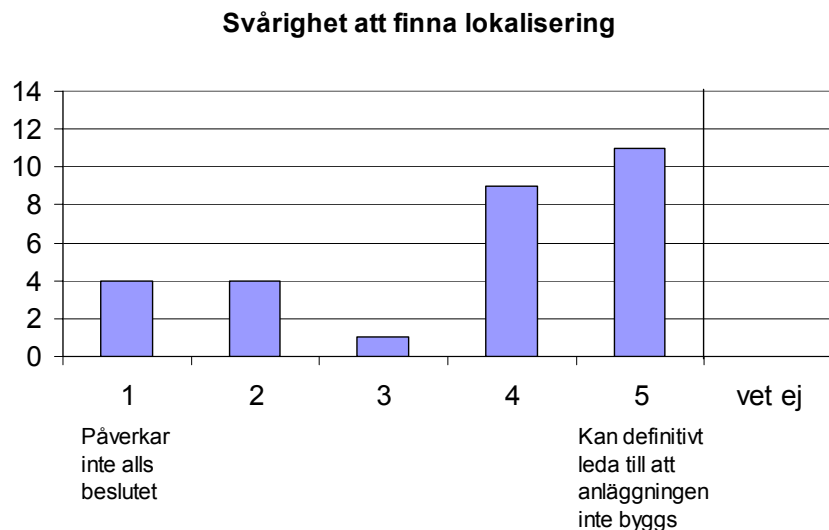
Osäkerheter om utsläppsrättshandelssystemet, elpriset och vindkraftverkens tillförlitlighet samt svårigheter att anskaffa vindkraftverk till rimliga villkor bedöms också vara viktiga faktorer.

Exempel på faktorer som bedömts ha ringa betydelse är att företagen skulle sakna kompetens, ha svårigheter att få tag på personal för uppförande och reparation av vindkraftverk samt att ytterligare vindkraft skulle kunna sänka det nordiska elpriset.

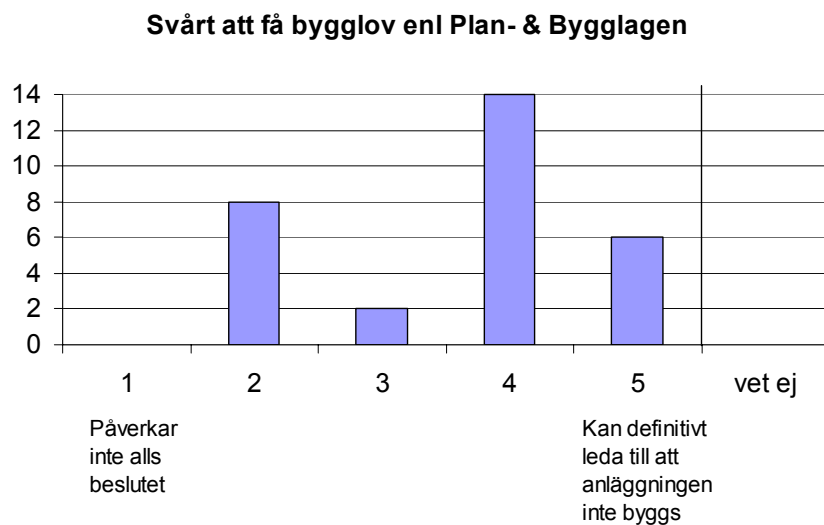


Figur 32. Betydelse av faktorn "osäkerhet om elcertifikatsystemet (t.ex. långsiktighet och prisnivåer)". På y-axeln anges antal enkätsvar med respektive betyg.

³⁷ Dessa medelbetyg för respektive faktor redovisas i bilaga 3.



Figur 33. Betydelse av faktorn "svårighet att finna lokalisering för vindkraftverket/vindkraftparken". På y-axeln anges antal enkätsvar med respektive betyg.



Figur 34. Betydelse av faktorn svårigheter att erhålla bygglov enligt Plan- och Bygglagen". På y-axeln anges antal enkätsvar med respektive betyg.

Faktorerna som är kopplade till energiföretaget ges alltså genomgående låg betydelse, vilket indikerar att det som bromsar utbyggnad främst ligger utanför företagen. Osäkerhet om ekonomiska styrmedel, främst elcertifikatsystemet, och tillståndsfrågor bedöms vara de viktigast "negativa" icke-ekonomiska faktorerna.

Majoriteten av de faktorer som bedöms vara av störst vikt sammanhänger alltså med ekonomiska styrmedel och tillståndsfrågor. Här har staten och kommunerna stora möjligheter att bidra till den önskade vindkraftsutbyggnaden genom att utforma långsiktiga, logiska och lättbegripliga styrmedel samt att bidra till en enklare och snabbare tillståndsprocess.

Om man uteslutande utgår från svaren från dem som har markerat att de arbetar på energiföretag som äger/driver vindkraftverk blir resultaten i huvudsak desamma som för totalresultatet. Vissa skillnader kan dock identifieras. Exempelvis bedöms inte faktorn "svårigheter att finna lokalisering för vindkraftverket/vindkraftparken" vara så betydelsefull som redovisats ovan (där alla svar ingår). Istället återfinns faktorn "svårigheter att erhålla miljötillstånd enligt Miljöbalken" bland de viktigaste. Man kan spekulera i varför lokaliseringsfrågan av energiföretagen bedöms vara av mindre betydelse. En teori, som delvis underbyggs av en kommentar som lämnats i en enkät, kan vara att lokaliseringen inte upplevs som en fristående faktor. Man bestämmer sig inte för att bygga vindkraft, utan man bestämmer sig för att bygga vindkraft på en viss plats. Därmed har man redan funnit lokaliseringen och det är snarare tillståndsfrågan som förhindrar/försenar utbyggnaden. (Skillnaden i svar kan alltså delvis vara en följd av att man har olika utgångspunkt när vindkraftprojekt bedöms).

I enkäterna gavs utrymme för att de svarande skulle kunna ange andra faktorer som påverkar investeringsbeslut. Här redovisar vi några av dessa:

- Kommunerna planerar för vindkraft där det inte blåser (vilket medför att de bästa vindlägena inte utnyttjas, att färre vindkraftprojekt därigenom blir lönsamma och att mindre vindkraft därmed byggs ut³⁸)
- Tillståndprocessen tar mycket lång tid
- Betydligt bättre styrmedelsvillkor i andra länder (och den sammanhängande stora efterfrågan på utrustning) driver upp priser på vindkraftverk
- I vissa fall finns problem med elnätets kapacitet

I samband med konstaterandet ovan att tillståndprocessen uppfattas som ett viktigt hinder för vindkraftsutbyggnaden kan man citera ur en rapport av miljöjuristen Maria Pettersson [20]: "I Sverige kan uppförande och drift av en större vindkraftanläggning kräva upp emot fem olika tillstånd, beroende på anläggningens storlek, lokalisering, utformning med mera. Det kan följaktligen bli fråga om ganska omfattande beslutsprocesser som dessutom kan överklagas i flera led. Utan att nämnvärt tumma på miljöskyddet eller bryta mot EG-rätten krävs det enligt dansk rätt maximalt två tillstånd för att få bygga och driva en vindkraftsanläggning och hela processen sker inom ramen för den fysiska planeringen. Den danska "modellen" ligger i detta avseende närmare EU:s önskan att medlemsstaterna minskar floran av tillståndsförfaranden för att bygga system för förnyelsebar energi."

7.4 Faktorer som kan leda till utbyggnad av vindkraft även om en ekonomisk kalkyl visar på tveksam lönsamhet

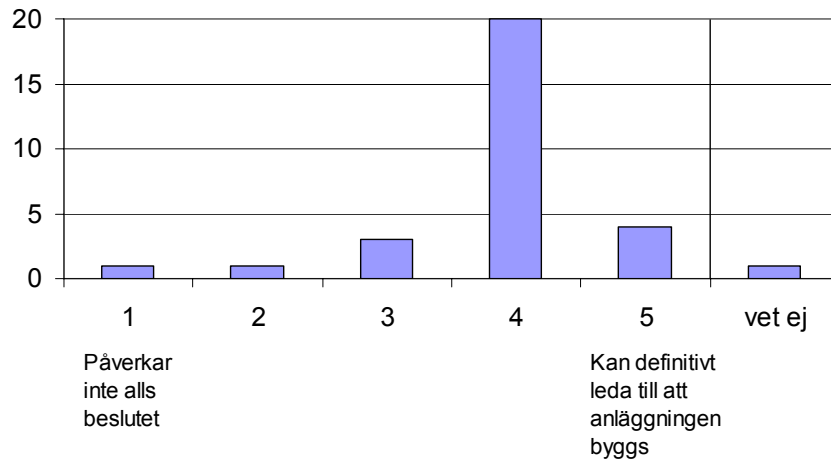
I detta avsnitt följer en redovisning och diskussion av resultaten som sammanhänger med sådant som kan leda till utbyggnad av vindkraft även om en ekonomisk kalkyl visar på tveksam lönsamhet. Utgångspunkten för bedömningen av olika faktorer är att en ekonomisk kalkyl för utbyggnad av vindkraft visar på tveksam lönsamhet, d.v.s. att avkastningen för vindkraftverket/vindkraftparken inte når upp till den nivå som företaget normalt kräver.

Den faktor som anses ha störst betydelse (högst "medelbetyg") är "att ha vindkraft ger en positiv bild av företaget i förhållande till kunderna ("goodwill") och att man därigenom blir mer attraktiv som elleverantör eller på annat sätt", Figur 35. Den näst mest betydelsefulla faktorn är "förväntan om att vindkraftens positiva egenskaper (förnybart, inga utsläpp, resurshushållning, m.m.) på sikt skall ge bättre styrmedelsvillkor", Figur 36. Tredje plats i betydelse tas av faktorn "vindkraft betraktas som riktigt ur ett mer grundläggande perspektiv (politiskt/ideologiskt)", Figur 37.

³⁸ Texten inom parentes är en egen tolkning av vad som avses med påståendet.

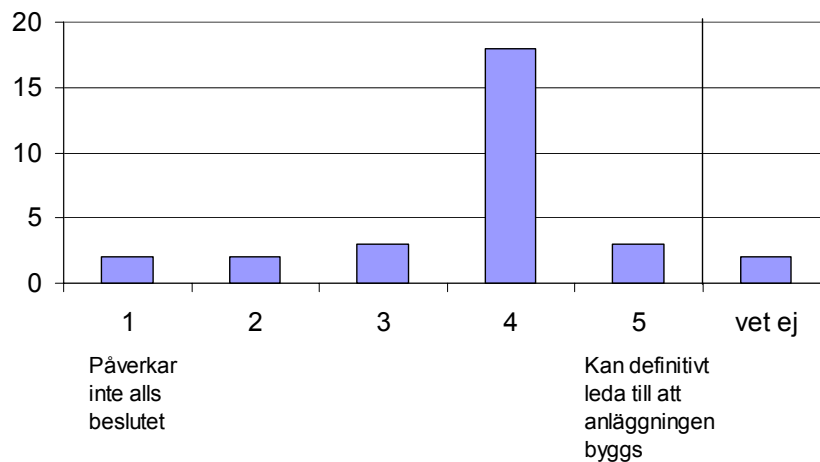
Exempel på faktorer som bedömts ha ringa betydelse är att vindkraft skulle ge kompetensuppbyggnad, att det skulle bli lättare att rekrytera och behålla kvalificerad personal samt att vindkraftutbyggnad skapar jobb.

Vindkraft ger positiv bild av företaget

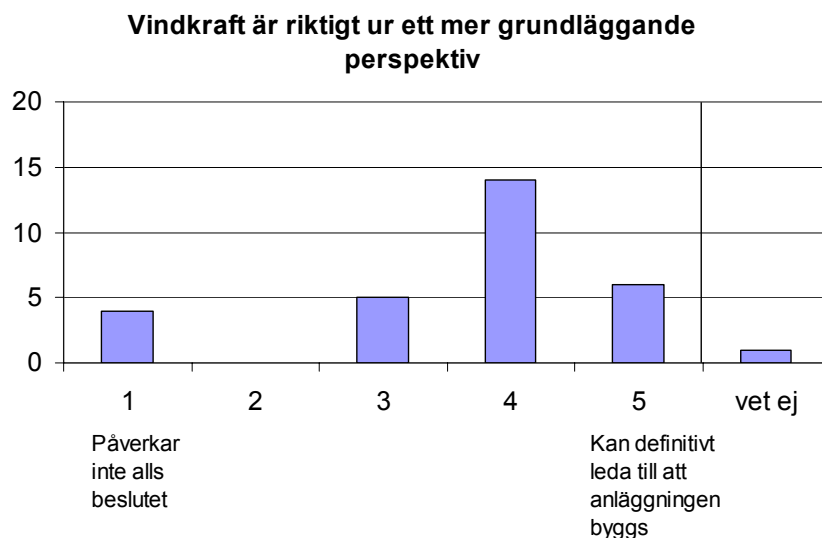


Figur 35. Betydelse av faktorn "att ha vindkraft ger en positiv bild av företaget i förhållande till kunderna ("goodwill") och att man därigenom blir mer attraktiv som elleverantör eller på annat sätt". På y-axeln anges antal enkätsvar med respektive betyg.

Förväntan om bättre styrmedelsvillkor på sikt



Figur 36. Betydelse av faktorn "förväntan om att vindkraftens positiva egenskaper (förnybart, inga utsläpp, resurshushållning, m.m.) på sikt skall ge bättre styrmedelsvillkor". På y-axeln anges antal enkätsvar med respektive betyg.



Figur 37. Betydelse av faktorn "vindkraft betraktas som riktigt ur ett mer grundläggande perspektiv (politiskt/ideologiskt)". På y-axeln anges antal enkätsvar med respektive betyg.

Något förenklat kan man säga att den viktigaste "positiva" icke-ekonomiska faktorn är att vindkraft anses ge goodwill för företaget. Dessutom uppfattas vindkraft som ett långsiktigt riktigt alternativ och att detta kommer att leda till bättre styrmedelvillkor på sikt.

I enkätsvaren lämnades exempel på andra faktorer som kan påverka investeringsbeslut. Här redovisar vi några av dessa:

- Vindkraft byggs inte bara av "företag". Föreningar, lantbrukare med flera kan göra andra bedömningar.
- Vindkraft med tveksam lönsamhet kan byggas om kostnaden är liten i förhållande till företagets totala omsättning.
- Vindkraftverk ger avskrivningsunderlag vilket möjliggör minskad skatt

7.5 Avslutande diskussion

När man jämför hur betydelsen av icke-ekonomiska faktorer har bedömts kan man av enkätsvaren konstatera att det är ganska små skillnader mellan faktorerna som leder till att lönsam vindkraft inte byggs och faktorerna som leder till att vindkraft med tveksam lönsamhet ändå byggs. Medelbetygen för de viktigaste faktorerna är ungefär desamma för båda kategorierna av faktorer. Möjligen finns fler faktorer som bedömts vara viktiga (höga medelbetyg) bland faktorerna som leder till att lönsam vindkraft inte byggs. (Detta beror inte endast på att vi i enkäten tagit upp fler faktorer inom denna kategori av faktorer.)

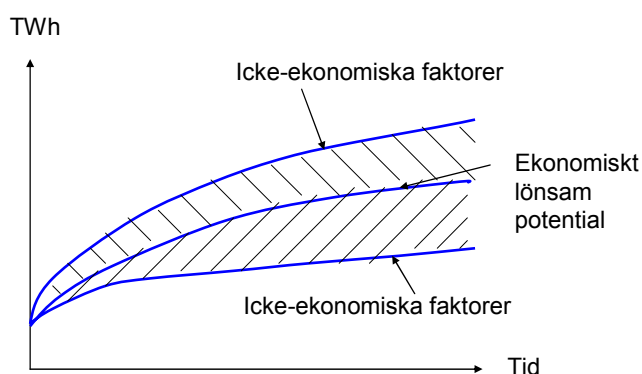
Man kan samtidigt konstatera att existerande utbyggnadsplaner tillsammans omfattar avsevärt mer vindkraft än det som i detta projekt beräknats vara den lönsamma potentialen. MARKAL-beräkningar antyder lönsam vindkraft av storleksordningen 7 – 12

TWh år 2020 (givet dagens styrmedel). Läger vi samman utbyggnadsplanerna från endast tre olika källor når vi upp till hela 18 TWh.³⁹ De tre källorna är:

- Svensk Vindkrafts sammanställning av vindkraftprojekt större än 25 MW (utdelad i samband med Vind 2007, september 2007)
- SCA / Statkraft, pressrelease 14 september 2007
- Vattenfall / Sveaskog, pressmeddelande 16 november 2007

De stora utbyggnadsplanerna antyder att de inblandade aktörerna har vägt in faktorer som leder till att vindkraft med tveksam lönsamhet ändå byggs (se ovan). Samtidigt är det ju långt ifrån säkert att alla de planerade projekten som ingår i ovan nämnda 18 TWh i verkligheten byggs. Till detta bidrar faktorer som leder till att lönsam vindkraft inte byggs (se ovan).

Avslutningsvis kan man konstatera att det är mycket svårt att uttala sig om i vilken riktning de analyserade icke-ekonomiska faktorerna kommer att påverka hur mycket den verkliga utbyggnaden kommer att avvika från den beräknade ekonomiskt lönsamma potentialen. Kommer mer eller mindre vindkraft i verkligheten att byggas (jämfört med det som nu förefaller vara den ekonomiska potentialen)? Det möjliga utfallet illustreras principiellt i Figur 38.



Figur 38. Möjlig verklig utbyggnad av vindkraft – en principskiss

Vi har alltså inget underlag för att på ett objektvt sätt överföra den kvalitativa informationen till en kvantifiering av potentialförändring som de icke-ekonomiska faktorerna leder till. Vi vill här inte spekulera i om potentialen ökar eller minskar, än mindre kvantifiera storleken på denna påverkan. Enkäten har dock gett viktig kunskap om vilka faktorer som bedöms vara mest betydelsefulla. Om man exempelvis från politiskt håll vill få fram större vindkraftutbyggnad ger analysen av de icke-ekonomiska beslutsfaktorerna information om hur man kan skapa bättre förutsättningar för utbyggnad.

³⁹ Vi har tagit hänsyn till att källorna delvis överlappar varandra.

8 Diskussion och slutsatser

Med hjälp av framförallt GIS-analys har en bedömning gjorts av den nationella tekniska potentialen för såväl land- som havsbaserad vindkraft år 2020, med hänsyn till definierade områden för exkludering och konflikter. Den tekniska potentialen har varit en input till beräkning av den ekonomiska potentialen som genomförts med MARKAL, vilket inkluderat bland annat förutsättningarna för konkurrerande energislag och styrmedel.

8.1 Teknisk potential

Den fysiska potentialen för vindkraft är naturligtvis enorm. Det har dock visats att den tekniska potentialen är mycket stor även med hänsyn tagen till konfliktområden, 510 TWh/år på land och 46 TWh/år till havs. Det ska dock beaktas att tekniska potentialen är teoretisk beräkning, och att produktionen i antal MW per kvadratkilometer kan betraktas som tämligen hög. En osäkerhet är om den genomförda aggregeringen, för att få ett rimligt antal kraftverk per km² på grund av beaktande av vakförluster, är tillräcklig för att ge en korrekt teknisk potential. Det är också viktigt att ha i åtanke att det kan finnas andra konflikter än de allmänna intressen som inkluderats i denna rapport, vilket påverkar möjligheterna utbyggnad.

Detta har dock beaktats genom att också beräkna vad som kan betraktas som en mer praktisk potential, genom att göra en nedskalning av potentialen. I detta fall har endast 10 % av den ursprungliga tekniska potentialen i referensfallet tagits med. Även detta fall visar att det finns en stor tillgänglig potential, betydligt större än den potential som kan byggas innan 2020. Inte heller i ett längre perspektiv är det brist på teknisk eller praktisk potential som kommer att begränsa möjlig utbyggnad. Resultaten med den reducerade potential ger dock en brantare kostnadsökning för ökande mängd vindkraft än för referensfallet. Att kostnadsökningen blir brantare när potential försvinner visar på vikten av att det utnyttja de bästa vindlägena för att kunna bygga ut vindkraften till låg kostnad.

Med de givna förutsättningarna finns den övervägande delen av vindkraftspotentialen på land. Till havs är det mycket stor andel som exkluderas, pga., att avståndet från kusten är satt till minst 4 km för havsbaserad vindkraft, antagandet att man kan bygga på max 40 meters djup, samt att en stor andel är definierat som konfliktområden (farleder samt skydd vid grundområden).

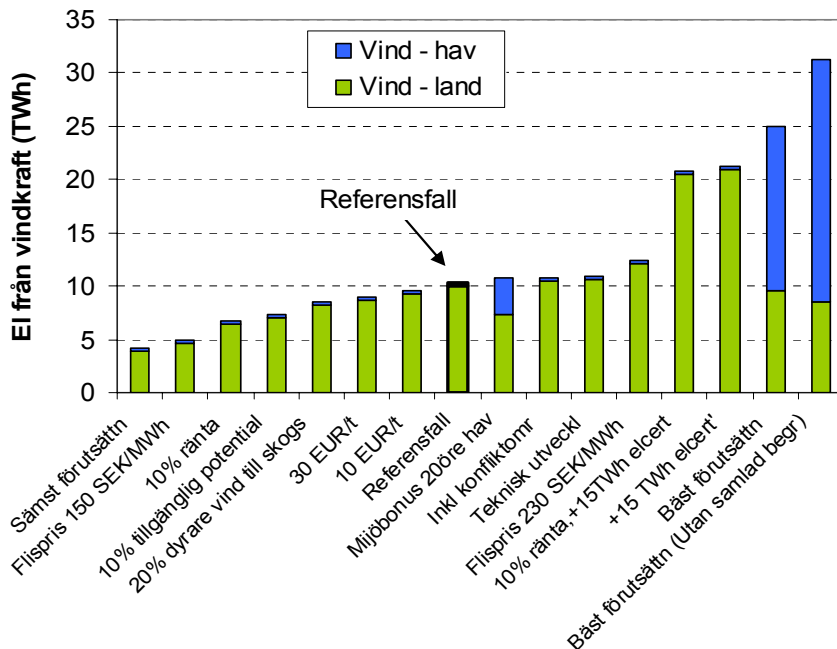
Av landpotentialen ligger den övervägande delen i södra delen av Sverige, vilket främst beror på att det är större yta som uppfyller kriteriet med en vindhastighet på minst 6 m/s. En stor del av den totala tekniska potentialen på land ligger också i skogsområden, vilket har inkluderats som möjlighet för utbyggnad förutsatt en extra kostnad på 2 MSEK pga. högre navhöjd om 20 meter. Skog kan möjligen ha mindre risk för konflikt med privata intressen, dels då skog maskerar ljud från vindkraft och dels då kraftverken syns kortare sträcka. Markägare kan dock påverka möjligheten för utbyggnad exempelvis genom att de är ovilliga att upplåta sin mark för utbyggnad eller genom att ta ut höga arrendekostnader.

8.2 Ekonomisk potential

Vid en jämförelse mellan land och hav, kan det konstateras att det är betydligt mer lönsamt att bygga på land än till havs. Orsaker till detta är främst den högre investeringen av att bygga till havs, och att avståndet från kusten är satt till minst 4 km. En stor del av den totala tekniska potentialen på land ligger som nämnts i skogsområden, där det i dagsläget finns liten erfarenhet av att bygga vindkraft. I rapporten har en högre kostnad antagits främst pga. högre navhöjd för att kompensera kostnaden, samt en känslighetsanalys med 20 % ytterligare högre kostnad i skogsområden för att beakta osäkerheten.

Även om det finns en betydande teknisk potential för vindkraft till ett relativt lågt pris, givet de förutsättningar som använts, kan det dock konstateras att det generellt krävs stödsystem för att vindkraften ska byggas ut. Det beräknade elpriset räcker alltså inte för att göra vindkraften lönsam att bygga ut (i något enstaka beräkningsfall kan dock särskilt gynnsamma omständigheter, t ex sjunkande investeringskostnader och högt elpris, leda till att små mängder vindkraft byggs ut utan extra stöd). Elcertifikatsystemet har därmed stor påverkan på introduktionen av vindkraft och i Referensfallet är elproduktionen från vindkraft år 2020 ca 10 TWh. Den övriga produktionen av förnybar el som elcertifikatsystemet tvingar fram täcks i beräkningarna av vattenkraft samt framförallt biobränslekraftvärme och biobränslemottryck.

Elcertifikatsystemet är alltså av stor betydelse för vindkraftens utbyggnad. Det är dock inte den enda faktorn av betydelse. I den omfattande känslighetsanalys som har genomförts för att fastställa den ekonomiskt lönsamma utbyggnaden av vindkraft har en mängd parametervariationer analyserats. Resultaten sammanfattas i Figur 39. Det finns både exempel på parametervariationer som ger mer vindkraft och sådana som ger mindre vindkraft.



Figur 39. Elproduktionen år 2020 från vindkraftverk på land och till havs i samtliga beräkningsfall (produktionen från existerande verk ingår också).

Exempel på sådant som dämpar utbyggnaden av vindkraft är *låga biobränslepriser* (vilket ger biobränslekraftvärme bättre konkurrenskraft inom elcertifikatsystemet och därmed mindre utrymme för vindkraft), *hög kalkylränta* (som slår hårt mot vindkraft då investeringskostnaderna är den dominerande kostnaden), *mindre utbyggbar vindkraftpotential* (eftersom det då blir dyrare lokaliseringar som måste tas i anspråk för

en viss nivå på vindkraftsutbyggnad) och *högre investeringskostnader* för vindkraft (som indirekt ger ökad konkurrenskraft för annan förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet).

Faktorer som ger större utbyggnad av vindkraft är antaganden om *högt biobränslepris* (vilket ger biobränslekraftvärme sämre konkurrenskraft inom elcertifikatsystemet och därmed större utrymme för vindkraft), *möjlighet att bygga på vad som definierats som konfliktområden* (vilket möjliggör större potentialer för vindkraft med låga kostnader) samt *större elcertifikatkvot* (som tvingar in mer förnybar elproduktion, exempelvis vindkraft).

Med nuvarande utformning av elcertifikatkvoten ökar förnybar elproduktion med 17 TWh från 2003 till 2016 och nivån bibehålls därefter till 2030. Givet detta system så ger de flesta parametervariationer en elproduktion från vindkraft som år 2020 ligger i intervallet 7 – 12 TWh. Även om den tekniska potentialen är mycket stor så är det alltså ungefär så mycket vindkraft som blir lönsam att bygga ut. För att få fram en större elproduktion från vindkraft behövs en större omfattning på elcertifikatsystemet. Om man i beräkningarna ökar omfattningen på elcertifikatssystemet med ytterligare 15 TWh så ökar elproduktionen från vindkraft år 2020 med 11 TWh (från 10 till 21 TWh). Med andra ord står vindkraften för huvuddelen av den i det fallet antagna utvidgningen av elcertifikatsystemet.

Beräkningarna visar också att havsbaserad vindkraft har dålig konkurrenskraft, och att det behövs särskilt stöd för att det ska bli lönsamt att bygga vindkraft till havs.

8.3 Kvalitativ analys av parametrar som påverkar investeringsbeslut för vindkraft

I samband med vindkraftsinvesteringar tillkommer ett antal kvalitativa, icke-ekonomiska beslutsfaktorer, utöver de rena lönsamhetsberäkningarna. Det finns både faktorer som medför att lönsam vindkraft inte byggs och faktorer som gör att vindkraft med tveksam lönsamhet ändå byggs. Enkätstudien som har genomförts inom ramen för detta projekt har kartlagt betydelsen av sådana faktorer för vindkraftsinvesteringar. Av de negativa faktorerna har osäkerheter kring ekonomiska styrmedel och tillståndsprövningsprocessen bedömts vara viktigast. Bland de positiva faktorerna bedöms "goodwill" för företaget samt att vindkraften på sikt bedöms få bättre styrmedelsvillkor som de viktigaste.

Det har visat sig att de båda huvudgrupperna av kvalitativa beslutsfaktorer tillmäts ungefär samma betydelse. Vi har alltså inget objektiva underlag för att säga om de icke-ekonomiska faktorerna leder till att den mängd vindkraft som i verkligheten byggs blir mindre eller större än den ekonomiskt lönsamma mängd som redovisats ovan. Enkäten har dock gett viktig kunskap om vilka faktorer som bedöms vara mest betydelsefulla. Om man exempelvis från politiskt håll vill få fram större vindkraftsutbyggnad ger analysen av de icke-ekonomiska beslutsfaktorerna information om hur man kan skapa bättre förutsättningar för utbyggnad.

8.4 Förslag till fortsatta studier

Arbetet har visat på den enorma resursen av vindkraft som finns tillgänglig för utbyggnad i Sverige och som dessutom kan byggas ut till vad som kan anses vara rimliga kostnader. Man har också kunna se att den lönsamma utbyggnaden varierar tämligen mycket beroende på vilka förutsättningar som antas.

Det finns flera intressanta fortsättningar att bygga vidare på utifrån detta arbete. Det torde vara av stort intresse att genomföra djupare studier av konflikter relaterade till vindkraftsutbyggnad, då det är av central betydelse för möjlig fortsatt utbyggnad. Då en stor del av potentialen ligger i skogsområden är det av intresse att genomföra djupare studier avseende förutsättningarna avseende investeringskostnader, vindenergiförhållanden, konflikter mm.

En annan intressant fortsättning på studien vore att lyfta blicken och utvidga analysen till att omfatta vindkraft i hela Norden. Att på motsvarande grunder och med likartad metodik bedöma den ekonomiska potentialen för nordisk vindkraft under olika omvärldsförutsättningar borde vara av stort intresse för det nordiska elmarknadssamarbetet och för nordiska vindkraftintressenter. En fortsatt studie skulle också mer i detalj kunna inkludera EUs tre energipolitiska mål (klimatmålet, förnybarhetsmålet och effektiviseringsmålet) där två av dem nyligen preciserades mer ingående. Vilken roll vindkraften i Sverige och Norden spelar och kan komma att spela för att uppnå dessa mål samt hur målen i sig kan komma att påverka vindkraftutbyggnaden är några av de frågeställningar man då skulle kunna belysa.

9 Referenser

- [1] Energimyndigheten, "Riksidresse vindbruk" 2004 www.energimyndigheten.se
- [2] Miljöbalken, SFS 1998:808, www.notisum.se
- [3] Fishbone L G, Giesen G, Goldstein G, Hymnen H A, Stocks K J, Vos H, Wilde D, Zölcher R, Balzer C and Abilock H (1983), "User's Guide for MARKAL (BNL/KFA Version 2.0), Report BNL-51701, Department of Applied Science, Brookhaven National Laboratory, Upton, NY
- [4] Fishbone L G and Abilock H (1981), "MARKAL – A Linear Programming Model for Energy System Analysis : Technical Description of the BNL Version", International Journal of Energy Research 5, 353-375
- [5] Marcuse W, Bodin L, Cherniavsky E and Sanborn Y (1976), "A Dynamic Time Dependent Model for the Analysis of Alternate Energy Policies", K B Haley (Ed.), Operational Research '75, 647-667, North Holland Publishing Company, Amsterdam
- [6] European Wind Energy Association, (EWEA), European Capacity Map 2006 www.ewea.org
- [7] Global Wind Energy Council (GWEC) 2006, "Global Wind Energy Outlook 2006 Report". Rapporten kan laddas ned på www.gwec.net.
- [8] Statistikunderlag för Svensk Vindkraft, 2008-02-10.
- [9] Energimyndigheten 2007, "Nytt planeringsmål för vindkraften år 2020", ER 2007:45. Se www.energimyndigheten.se
- [10] Svensk Vindkrafts hemsida 2008-02-06, www.svenskvindkraft.se
- [11] Svensk Vindkrafts hemsida 2008-02-08, www.svenskvindkraft.se
- [12] Vattenfall ABs hemsida 2008-02-08, www.vattenfall.se
- [13] IEA Wind Energy, Annual Report 2006. www.ieawind.org
- [14] Driftuppföljning av Vindkraftverk, Årsrapport 2004 och 2006. Elforsk/Vindforsk
- [15] Energimyndigheten och Naturvårdsverket 2007, "Den svenska klimatstrategins utveckling – en sammanfattning av Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till kontrollstation 2008". ET2007:29. www.energimyndigheten.se
- [16] Elforsk 2007, "El från nya anläggningar", Elforsk rapport 07:50. www.elforsk.se
- [17] Energimyndigheten 2007, "Prisblad för biobränslen, torv, m.m. nr 2 / 2007" . Prisbladet kan laddas ned från www.energimyndigheten.se.
- [18] Lako 2002, "Learning and diffusion for wind and solar power technologies", ECN Report ECN-C-02-001.
- [19] Nordic Energy Perspectives Project 2006, "Ten perspectives on Nordic energy – Final report for the first phase", ISBN 91-631-9259-4.
- [20] Pettersson, M. 2007, avdelningen för rättsvetenskap, Luleå tekniska universitet, "Rättsliga förutsättningar för en gemensam europeisk energipolitik", rapport till Pathways-projektet (www.energy-pathways.org)

MARKAL-modellen

Detta appendix innehåller en fördjupad beskrivning av MARKAL-modellen som komplement till det som finns i ett tidigare avsnitt i denna rapport.

Kort historik

MARKAL (MARKet Allocation) togs fram i början av 80-talet i ett samarbete mellan Brookhaven National Laboratory i USA och Kernforschungszentrum Jülich i Tyskland. Den ursprungliga modellformuleringen är beskriven av Fishbone et al och Fishbone and Abilock⁴⁰. MARKAL-modellen har nått en unik spridning över hela världen varför en stor samlad erfarenhet av MARKAL-användning finns tillgänglig. En avgörande styrka med MARKAL är den internationella organisation ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme) som sedan 1977 handhar modellen och dess utveckling.⁴¹ ETSAP i sin tur är resultatet av ett "implementing agreement" inom IEA.

Nyttan med MARKAL

Den stora styrkan i en MARKAL-modellering ligger i, till viss del begränsad endast av modellörens ambitionsnivå, helhetssynen på energisystemet. Samtliga viktiga delar i ett energisystem finns representerade och därmed kan man direkt jämföra kostnadseffektiviteten hos enskilda åtgärder för att exempelvis reducera koldioxidutsläpp och väga dessa mot andra åtgärder. Man får ett optimalt system vilket kan jämföras med, och användas som norm (alternativt bench-mark) gentemot, ett verkligt system där olika grader av suboptimering av förklarliga skäl ingår.

Att ändra enskilda parametrar eller förutsättningar i en MARKAL-beräkning ger en mycket god bild av betydelsen av just den parametern eller förutsättningen givet att allt annat är oförändrat. Därmed isolerar man effektivt orsak-verkan sambandet. På så sätt kan man exempelvis bedöma värdet av gemensamma energimarknader istället för separata nationella marknader, kostnader av att exkludera ett visst energislag eller en viss teknik och effekter av förändringar i styrmedelsuppsättning.

Modellen beskriver en bild av en komplex verklighet relaterad till energi och miljö. Både genom själva modelleringsprocessen/modellformuleringen och beräkningsresultaten lär vi oss mer om det verkliga systemet och vinner nya insikter. Därmed är det också viktigt att knyta teoribildning och förklaringsmodeller till modellresultaten för att dessa skall bli legitima. Nära samarbete under modelleringsfasen med avnämare och andra experter inom problemområdet är därför viktigt.

Med kännedom om de ibland stora osäkerheterna som finns i vissa antaganden (ex energiefterfrågeutveckling och bränslepriser) är det också viktigt att komma ihåg att använda beräkningsresultaten med viss försiktighet. Beräkningsresultaten relaterade till framtiden och uttryckta i exempelvis TWh eller SEK är visserligen ofta illustrativa men bör under alla omständigheter kopplas till de gjorda antagandena. Det största värdet är den ökade förståelsen som dessa siffror ger, den kvalitativa kunskapen. MARKAL kan

⁴⁰ a) Fishbone L G, Giesen G, Goldstein G, Hymnen H A, Stocks K J, Vos H, Wilde D, Zölcher R, Balzer C and Abilock H (1983), "User's Guide for MARKAL (BNL/KFA Version 2.0), Report BNL-51701, Department of Applied Science, Brookhaven National Laboratory, Upton, NY

b) Fishbone L G and Abilock H (1981), "MARKAL – A Linear Programming Model for Energy System Analysis : Technical Description of the BNL Version", *International Journal of Energy Research* 5, 353-375

⁴¹ På ETSAPs hemsida (www.etsap.org) finns mer information om själva organisationen och MARKAL-modellen.

dock även framgångsrikt användas som ett *hjälpmedel* i prognosarbeten, gärna i samband med känslighetsanalyser. Det senare är ett bra hjälpmedel för att bedöma betydelsen av osäkerheter i gjorda nyckelantaganden.

Den korta diskussionen om nyttan med MARKAL-modellering i detta avsnitt är delvis kopplad till distinktionen mellan ett *normativt* och ett *deskriptivt* (beskrivande) modellverktyg. MARKAL är först och främst ett normativt verktyg uppbyggt kring en specifik målfunktion, systemkostnadsminimering för att *förstå* verkligheten, och i andra hand ett verktyg för att *simulera/beskriva* verkliga skeenden.

Användningsområden

MARKAL-modeller har utnyttjats för analyser av ett mycket stort antal problem- och användningsområden genom åren. Listan nedan är därför endast ett urval.

Utveckling av de tekniska energisystemen:

- Internationella elsystemets utveckling: optimalt utnyttjande, nyinvesteringar, import/export, emissioner m m
- Utvecklingen av alla andra delar av energisystemet (t ex fjärrvärme, förnybar energi) och samverkan/avvägning med andra samhällssektorer såsom industri, transporter och off-shore
- Samverkan och konkurrens mellan olika delar av det totala energisystemet, t ex mellan de ledningsbundna systemen för el, gas och fjärrvärme
- Avvägning av var en resurs, t.ex. biomassa, bäst utnyttjas i systemen
- Den optimala avvägningen mellan energitillförsel och energieffektivisering
- Utvecklingen av hela energisystemet som underlag i prognosarbeten

Miljö och energi:

- Optimal utveckling av energisystemet under givna emissionsrestriktioner
- Konsekvensbedömning av energiinvesteringarnas miljöpåverkan
- Effekter på de nationella emissionerna av internationell energihandel

Policyanalyser, energi och miljö:

- Certifikatsystem och handel med utsläppsrätter
- Nationella och internationella skatte- och avgiftssystem
- Subventioner av bränslen, ny teknik etc.
- Begränsningar av utnyttjande av t ex kärnkraft, vattenkraft, fossila bränslen
- Integrationen mellan teknikutveckling, policyåtgärder och ekonomisk tillväxt.

Energimarknader:

- Avregleringen av energimarknaderna, nationellt och internationellt.
- Investeringsstrategier på avreglerade marknader, t.ex. den nordiska elmarknaden
- Övergångslösningar under marknadsetableringarna
- Import och export av el, gas, olja och fasta bränslen

Bilaga 1

- Interaktionen mellan olika marknader, t ex samspelet mellan marknaderna för certifikat, el och utsläppsrätter.

Samspel mellan olika regioner och länder:

- El- och gashandel mellan och inom länder
- Koldioxidhandel mellan och inom länder
- Analyser av värdet av "Joint Implementation" (JI) och "Clean Development Mechanism" (CDM).

Ny teknik:

- Tekniskt lärande och introduktion av ny teknik på olika marknader
- Policyprogram för introduktion av ny teknik
- FoU program, t ex vilket program som mest främjar teknik med låga CO₂-utsläpp

Teknisk potential per kostnadsklass länsvis

**Genomsnittlig investeringskostnad 12,4 MSEK/MW
(intervall 12,2-13,0 MSEK/MW)**

Läns- kod	Län	Intervall fullasttimmar (h)			
		1750-2700	2700-2900	2900-3200	3200-3600
1	Stockholms	70	9	0	0
3	Uppsala	847	0	0	0
4	Södermanlands	163	13	0	0
5	Östergötlands	1214	143	0	0
6	Jönköpings	0	0	0	0
7	Kronobergs	46	26	0	0
8	Kalmar	130	0	0	0
9	Gotlands	664	378	178	7
10	Blekinge	0	59	0	0
12	Skåne	244	491	1628	108
13	Hallands	310	211	24	0
14	Västra Götalands	2251	77	68	0
17	Värmlands	84	0	0	0
18	Örebro	141	0	0	0
19	Västmanlands	147	0	0	0
20	Dalarnas	319	0	0	0
21	Gävleborgs	0	0	0	0
22	Västernorrlands	0	0	0	0
23	Jämtlands	1190	172	24	0
24	Västerbottens	169	0	0	0
25	Norrbottnens	7	0	0	0

Teknisk potential per kostnadsklass länsvis

**Genomsnittlig investeringskostnad 13,2 MSEK/MW
(intervall 13,0-13,3 MSEK/MW)**

Läns- kod	Län	Intervall fullasttimmar (h)			
		1750-2700	2700-2900	2900-3200	3200-3600
1	Stockholms	2286	504	11	0
3	Uppsala	3568	378	0	0
4	Södermanlands	4046	51	0	0
5	Östergötlands	3850	57	0	0
6	Jönköpings	6164	1124	169	0
7	Kronobergs	2530	2944	695	0
8	Kalmar	5016	779	70	0
9	Gotlands	233	759	293	110
10	Blekinge	1065	1047	180	53
12	Skåne	337	1162	2427	191
13	Hallands	1762	1021	684	0
14	Västra Götalands	11772	279	0	0
17	Värmlands	3084	40	0	0
18	Örebro	5124	0	0	0
19	Västmanlands	3934	0	0	0
20	Dalarnas	3197	0	0	0
21	Gävleborgs	6272	301	0	0
22	Västernorrlands	4721	0	0	0
23	Jämtlands	2253	44	0	0
24	Västerbottens	7526	449	31	0
25	Norrbottnens	1632	81	0	0

Teknisk potential per kostnadsklass länsvis

**Genomsnittlig investeringskostnad 13,5 MSEK/MW
(intervall 13,3-31,0 MSEK/MW)**

Läns- kod	Län	Intervall fullasttimmar (h)			
		1750-2700	2700-2900	2900-3200	3200-3600
1	Stockholms	757	438	431	79
3	Uppsala	2413	183	37	0
4	Södermanlands	475	0	0	0
5	Östergötlands	2530	132	0	0
6	Jönköpings	1844	515	11	0
7	Kronobergs	772	680	275	0
8	Kalmar	2460	191	24	0
9	Gotlands	53	482	216	112
10	Blekinge	337	40	18	26
12	Skåne	158	334	552	18
13	Hallands	425	101	249	0
14	Västra Götalands	4913	172	110	0
17	Värmlands	4158	29	0	0
18	Örebro	1527	0	0	0
19	Västmanlands	1329	0	0	0
20	Dalarnas	9011	7	0	0
21	Gävleborgs	6754	134	31	0
22	Västernorrlands	10534	172	13	0
23	Jämtlands	13171	372	64	0
24	Västerbottens	17734	541	242	0
25	Norrbottens	14791	301	0	0

Teknisk potential per län och ytenhet

Samtliga konstnadsklasser

Läns-kod	Län	Total effekt (MW)	Total yta (km ²)	MW/km ²	Turbiner/km ²
1	Stockholms	4 585	6 519	0,70	0,32
3	Uppsala	7 427	8 208	0,90	0,41
4	Södermanlands	4 748	6 103	0,78	0,35
5	Östergötlands	7 927	10 605	0,75	0,34
6	Jönköpings	9 827	10 495	0,94	0,43
7	Kronobergs	7 968	8 468	0,94	0,43
8	Kalmar	8 670	11 209	0,77	0,35
9	Gotlands	3 485	3 151	1,11	0,50
10	Blekinge	2 825	2 947	0,96	0,44
12	Skåne	7 649	11 035	0,69	0,32
13	Hallands	4 787	5 462	0,88	0,40
14	Västra Götalands	19 642	23 956	0,82	0,37
17	Värmlands	7 394	17 591	0,42	0,19
18	Örebro	6 791	8 546	0,79	0,36
19	Västmanlands	5 410	5 145	1,05	0,48
20	Dalarnas	12 533	28 197	0,44	0,20
21	Gävleborgs	13 493	18 200	0,74	0,34
22	Västernorrlands	15 440	21 685	0,71	0,32
23	Jämtlands	17 290	49 343	0,35	0,16
24	Västerbottens	266 93	55 190	0,48	0,22
25	Norrbottens	16 812	98 249	0,17	0,08

10 Enkät om icke-ekonomiska faktorer som påverkar investeringsbeslut för vindkraft

(ingår i Vindforsk-II projektet V-139 – Vindkraft i framtiden)

På uppdrag av Vindforsk genomför Vattenfall Power Consultants och Profu ett projekt med syftet att göra en realistisk bedömning av utbyggnaden av vindkraft till år 2020. För att ge underlag för en analys av betydelsen av olika faktorer, utöver de rent ekonomiska, som påverkar investeringsbeslut för vindkraft genomför Profu denna enkät. (I enkäten tar vi alltså inte upp sådant som ligger till grund för den grundläggande ekonomiska kalkylen, t.ex. kalkylränta, investeringskostnad, vindförhållanden, elpris och styrmedelsnivåer.)

1. Vilken av följande beskrivningar passar på dig? (Kryssa i lämplig ruta)

☐ Arbetar på ett energiföretag* som har, eller avser att skaffa, vindkraftproduktion

13

☐ Arbetar på branschorganisation, forskningsorganisation eller myndighet

9

☐ Arbetar på ett företag som projekterar vindkraftanläggningar

5

☐ Arbetar på ett företag som tillverkar/säljer vindkraftverk

0

☐ Annat:

2

- Högskola som ger kurs i energiteknik, vindkraft.
- Konsultföretag som hjälper vindkraftägare, investerare och projektörer att utveckla och bygga vindkraftparker.

Ej svarat: 1

* När vi i enkäten använder begreppet ”energiföretag” avser vi inte bara typiska elproducenter utan också andra företag som har, eller avser att skaffa, vindkraftproduktion.

Enkäten fokuserar på hur olika faktorer påverkar investeringsbeslut för vindkraftverk. I de frågor som följer ber vi dig att svara utifrån dina erfarenheter från det energiföretag där du arbetar.

Om du arbetar på en branschorganisation/forskningsorganisation/myndighet, projekteringsföretag eller vindkrafttillverkande företag ber vi dig att svara utifrån dina allmänna erfarenheter av hur situationen är för de företag som äger/driver vindkraftverk i Sverige. Det är alltså inte nödvändigt att du själv ställs inför sådana investeringsbeslut. Utgå i så fall från din samlade erfarenhet och försök att överföra den till vindkraftsinvesterarens situation.

A. Faktorer som kan leda till att lönsamma vindkraftinvesteringar inte genomförs

Utgångspunkt för bedömning av olika faktorer: Antag att en ekonomisk kalkyl för utbyggnad av vindkraft visar på lönsamhet (givet de förväntade elpriserna och stödnivåerna).

2. Vi presenterar nedan ett antal icke-ekonomiska beslutsfaktorer med koppling till energiföretaget. Vilken är din bedömning av den betydelse som respektive faktor har?
(Ringa in lämplig siffra)

a) Företaget saknar i dagsläget egen kompetens för ägande och drift av vindkraftanläggningar och skall därför inte engagera sig i sådan verksamhet. (Kan vara aktuellt för t.ex. fjärrvärmeföretag eller företag aktiva i andra sektorer än energi.)

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>				<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>	

5	10	3	7	2	3
---	----	---	---	---	---

Medel: 2,7

b) Företaget har ansträngt ekonomi och måste avstå från stora investeringar

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>				<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>	

4	4	4	9	7	2
---	---	---	---	---	---

Medel: 3,4

c) Ytterligare vindkraft sänker det nordiska elpriset och minskar intäkterna för övrig elproduktion

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>				<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>	

5	13	5	3	1	2
---	----	---	---	---	---

Ej svarat: 1

Medel: 2,3

d) Av politiska/ideologiska/opinionsmässiga skäl bedöms vindkraft vara olämpligt

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>				<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>	

5	9	1	11	3	1
---	---	---	----	---	---

Medel: 2,9

e) Svårigheter att nå fram till beslut av denna storleksordning

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>			<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>		

4	7	3	9	4	3
---	---	---	---	---	---

Medel: 3,1

f) Problem att få tag på personal och utrustning för uppförande och reparationer av vindkraftverk

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>			<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>		

6	9	4	6	2	3
---	---	---	---	---	---

Medel: 2,6

3. Vi presenterar nedan ett antal icke-ekonomiska beslutsfaktorer med koppling till lokala förhållanden på den ort där energiföretaget verkar. Vilken är din bedömning av den betydelse som respektive faktor har? (Ringa in lämplig siffra)

a) Svårigheter att finna lokalisering för vindkraftverket/vindkraftparken

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>			<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>		

4	4	1	9	11	0
---	---	---	---	----	---

Ej svarat: 1

Medel: 3,7

b) Stark lokal opinion mot utbyggnad av vindkraft

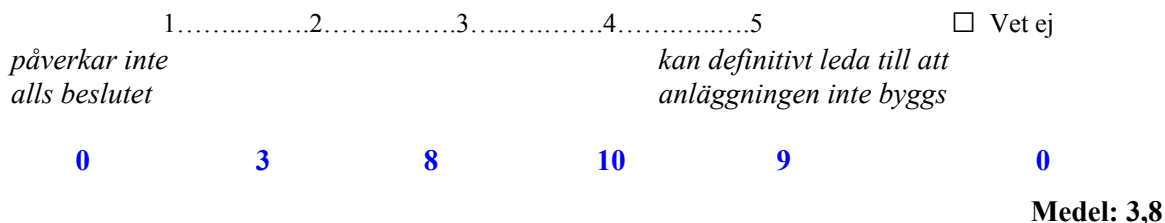
1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>			<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>		

1	6	10	6	7	0
---	---	----	---	---	---

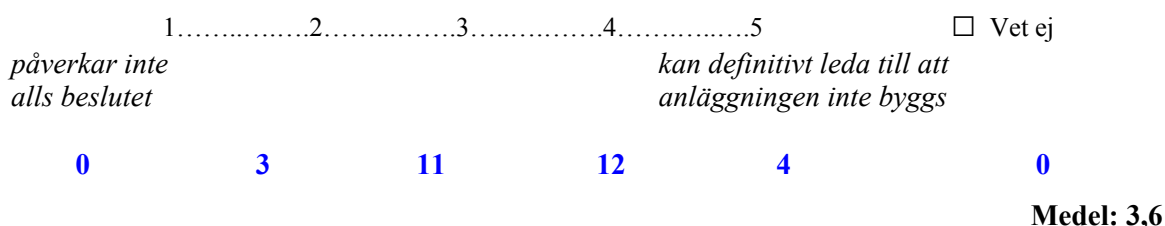
Medel: 3,4

4. Vi presenterar nedan ett par icke-ekonomiska beslutsfaktorer med koppling till skatter och andra ekonomiska styrmedel. Vilken är din bedömning av den betydelse som respektive faktor har? (Ringa in lämplig siffra)

a) Osäkerhet om elcertifikatsystemet (t.ex. långsiktighet och prisnivåer)

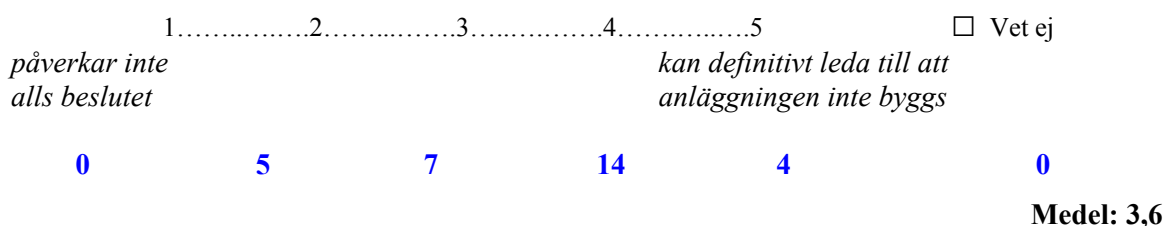


b) Osäkerhet om utsläppsrättshandelssystemet (t.ex. långsiktighet och prisnivåer)

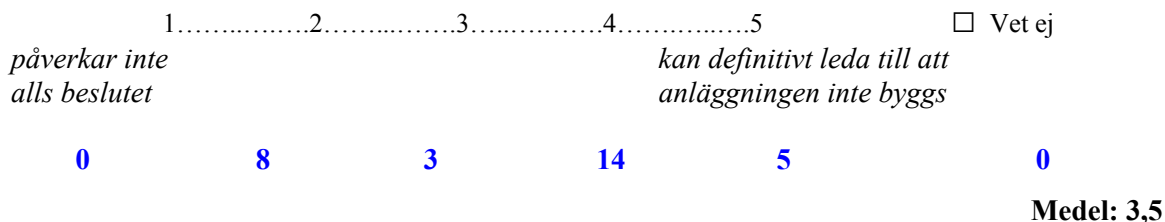


5. Vi presenterar nedan ett antal icke-ekonomiska beslutsfaktorer med koppling till andra omvärldsförhållanden (utöver till skatter och andra ekonomiska styrmedel). Vilken är din bedömning av den betydelse som respektive faktor har? (Ringa in lämplig siffra)

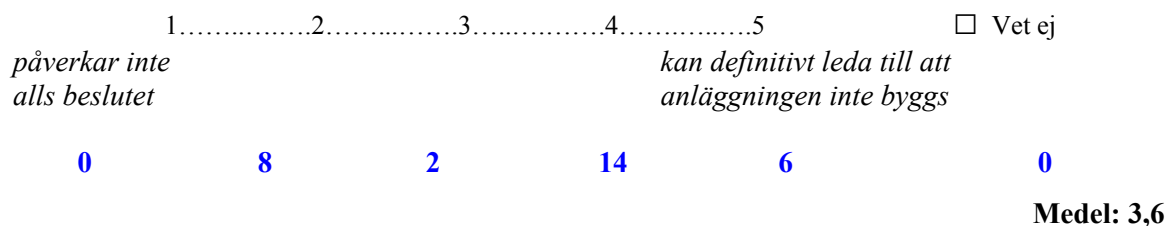
a) Osäkerhet om framtida elpriser



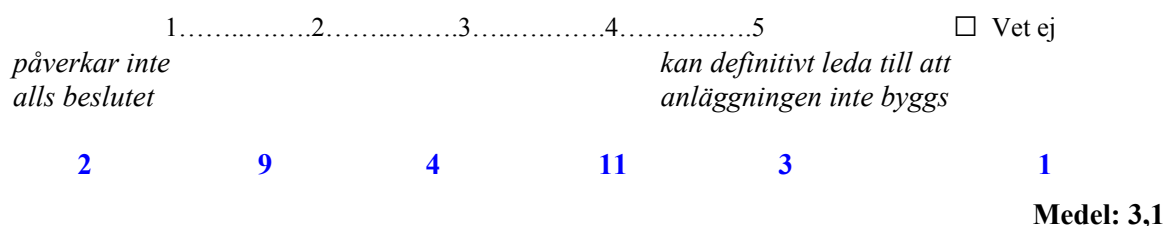
b) Svårigheter att erhålla miljötillstånd enligt Miljöbalken



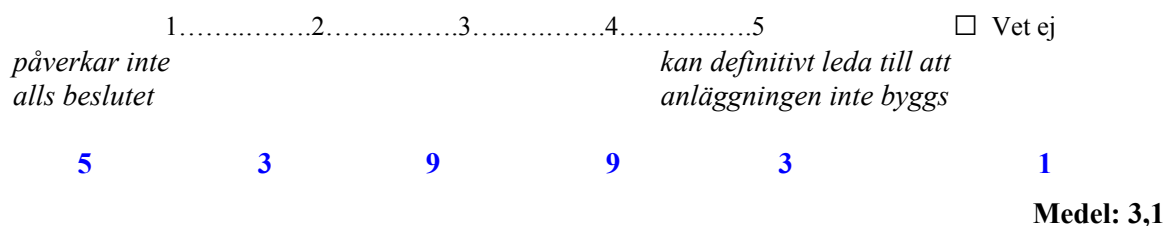
c) Svårigheter att erhålla bygglov enligt Plan- och Bygglagen



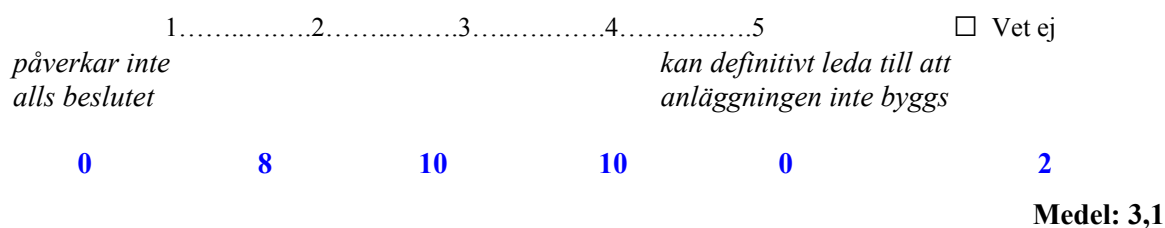
d) Svårighet att erhålla andra tillstånd (t.ex. ledningsrätt, användandet av en starkströmsledning eller lag om kontinentalsockeln)



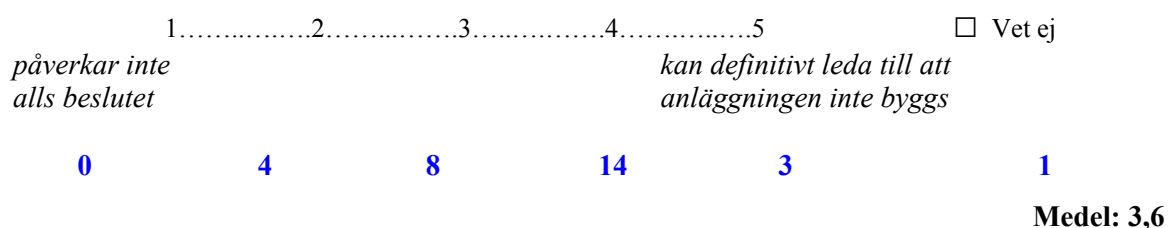
e) Svårighet att få besked från, och komma överens med, elnätsföretaget angående elnätsfrågan



f) Osäkerhet om vindkraftverkens driftstillgänglighet (t.ex. haveririsk och underhållsbehov)



g) Problem att anskaffa vindkraftverk och kringutrustning till rimliga villkor (t.ex. garantier och leveranstider)



h) Osäkerhet om tillförlitlighet för ny teknik, t.ex. i samband med havsbaserad vindkraft, vindkraft i skogsmark och i kallt klimat eller andra nya tekniska lösningar

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>				<i>kan definitivt leda till att anläggningen inte byggs</i>	
0	2	11	13	3	1

Medel: 3,6

6. Har du exempel på ytterligare faktorer som skulle kunna leda till att lönsam vindkraft inte byggs är du välkommen att redovisa dessa här. Ange också gärna på skalan från 1 till 5 hur betydelsefull du bedömer att respektive faktor är.

.....

.....

.....

.....

.....

7. Har du något konkret exempel på ett tillfälle när icke-ekonomiska faktorer medfört att en lönsam investering i vindkraft inte genomförts? Om ja, beskriv gärna vad som ledde till att investeringen inte genomfördes.

.....

.....

.....

.....

.....

B. Faktorer som kan leda till utbyggnad av vindkraft även om en ekonomisk kalkyl visar på tveksam lönsamhet

Utöver de faktorer som kan förhindra att i princip lönsamma vindkraftverk/vindkraftparker byggs, finns även faktorer som kan medföra det omvända: att vindkraftverk/vindkraftparker med tveksam lönsamhet ändå byggs.

Utgångspunkt för bedömning av olika faktorer: Antag att en ekonomisk kalkyl för utbyggnad av vindkraft visar på tveksam lönsamhet, d.v.s. att avkastningen för vindkraftverket/vindkraftparken inte når upp till den nivå som företaget normalt kräver.

8. Vi presenterar nedan ett antal icke-ekonomiska beslutsfaktorer med koppling till energiföretaget. Vilken är din bedömning av den betydelse som respektive faktor har?
(Ringa in lämplig siffra)

a) Vindkraft betraktas som riktigt på sikt ur ett mera grundläggande perspektiv (politiskt / ideologiskt)

1.....2.....3.....4.....5	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>	<i>kan definitivt leda till att anläggningen byggs</i>

4	0	5	14	6	1
---	---	---	----	---	---

Medel: 3,6

b) Att ha vindkraft ger en positiv bild av företaget i förhållande till kunderna ("goodwill") och att man därigenom blir mer attraktiv som elleverantör eller på annat sätt

1.....2.....3.....4.....5	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>	<i>kan definitivt leda till att anläggningen byggs</i>

1	1	3	20	4	1
---	---	---	----	---	---

Medel: 3,9

c) En satsning på vindkraft bidrar till kompetensuppbyggnad inom företaget som kan bli värdefull på sikt

1.....2.....3.....4.....5	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>	<i>kan definitivt leda till att anläggningen byggs</i>

3	7	5	12	0	3
---	---	---	----	---	---

Medel: 3,0

- d) Att ha vindkraft ger status åt företaget som arbetsgivare och gör det t.ex. lättare att rekrytera och behålla kvalificerad personal

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>			<i>kan definitivt leda till att anläggningen byggs</i>		

4	7	7	8	1	3
---	---	---	---	---	---

Medel: 2,8

9. Vi presenterar nedan ett par icke-ekonomiska beslutsfaktorer med koppling till lokala förhållanden på den ort där energiföretaget verkar. Vilken är din bedömning av den betydelse som respektive faktor har? (Ringa in lämplig siffra)

- a) Vindkraft ger ökad lokal självförsörjningsgrad för el

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>			<i>kan definitivt leda till att anläggningen byggs</i>		

3	3	6	14	3	1
---	---	---	----	---	---

Medel: 3,4

- b) En utbyggnad av vindkraft skapar nya jobb, både lokalt och nationellt

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>			<i>kan definitivt leda till att anläggningen byggs</i>		

5	5	4	12	2	2
---	---	---	----	---	---

Medel: 3,0

10. Vi presenterar nedan en icke-ekonomisk beslutsfaktor med koppling till skatter och andra ekonomiska styrmedel. Vilken är din bedömning av den betydelse som faktorn har? (Ringa in lämplig siffra)

- a) Förväntan om att vindkraftens positiva egenskaper (förnybart, inga utsläpp, resurshushållning, m.m.) på sikt skall ge bättre styrmedelsvillkor

1.....	2.....	3.....	4.....	5.....	☐ Vet ej
<i>påverkar inte alls beslutet</i>			<i>kan definitivt leda till att anläggningen byggs</i>		

2	2	3	18	3	2
---	---	---	----	---	---

Medel: 3,6

11. Har du exempel ytterligare faktorer som skulle kunna leda till att vindkraft med tveksam lönsamhet ändå byggs är du välkommen att redovisa dessa här. Ange också gärna på skalan från 1 till 5 hur betydelsefull du bedömer att respektive faktor är.

.....

.....

.....

.....

.....

12. Har du något konkret exempel på ett tillfälle när icke-ekonomiska faktorer medfört att en investering i vindkraft med tveksam lönsamhet ändå genomförts? Om ja, beskriv gärna vad som ledde till att investeringen ändå genomfördes.

.....

.....

.....

.....

.....

Tack så mycket för din medverkan!

Vänligen, observera att datum för att returnera svaret är
senast den 15 oktober 2007.