

## Till statsrådet och chefen för näringsdepartementet

Genom beslut den 20 maj 1998 bemyndigade regeringen chefen för Närings- och handelsdepartementet att tillkalla en särskild utredare med uppdrag att se över det gällande systemet med leveranskoncessioner för försäljning av el och analysera om systemet bör avskaffas eller i någon form permanentas.

Med stöd av bemyndigandet förordnades den 15 juli 1998 generaldirektören Lars Ljung som särskild utredare.

Den 30 september 1998 förordnades som sakkunniga civilingenjören Carl Mattsson (Svenska Kommunförbundet), verkställande direktören Jan Samuelsson (Sveriges Elleverantörer), civilingenjören Thorstein Watne (Svenska Kraftverksföreningen), samt departementets sekreteraren Karin Widegren (Närings- och handelsdepartementet). Samma dag förordnades som experter biträdande avdelningschefen Stig-Arne Ankner (Konkurrensverket), juristen Olle Högrell (Statens energimyndighet), ombudsmannen Anders Mattsson (Hyresgästernas Riksförbund), chefsjuristen Bertil Persson (Affärsverket svenska kraft nät), verkställande direktören Christer Söderberg (SERO), byrådirektören Carin Wahren (Konsumentverket), samt departementets sekreteraren Andreas Zsiga (Närings- och handelsdepartementet).

Från uppdraget som expert entledigades den 28 oktober 1998 byrådirektören Carin Wahren och förordnades byrådirektören Sylvia Lindell (Konsumentverket). Från uppdraget som expert entledigades den 14 december 1998 juristen Olle Högrell och förordnades civilingenjören Annelie Gabrielson (Statens energimyndighet). Från uppdraget som sakkunnig entledigades den 1 januari 1999 verkställande direktören Jan Samuelsson och förordnades elhandelschef Ulf Sävström (Sveriges Elleverantörer). Från uppdraget som expert entledigades den 1 mars 1999 departementets sekreteraren Andreas Zsiga. Från uppdraget som expert entledigades den 1 juli 1999 civilingenjören Annelie Gabrielson och förordnades tf enhetschefen Lars Erik Hyltefors (Statens energimyndighet).

Den 27 augusti 1998 förordnades avdelningsdirektören Svante Eriksson att vara sekreterare i utredningen. Samma dag förordnades civilekonomen Annica Lindahl att vara biträdande sekreterare.

Den 15 mars 1999 förordnades juristen Iris Heldt samt juristen Olle Högrell att vara sekreterare i utredningen under perioden den 15 mars till den 15 april respektive den 15 mars till den 4 april 1999.

Utredningen har antagit namnet LEKO-utredningen.

Utredningen har den 1 april 1999 avgivit delbetänkandet Öppen el -  
marknad (SOU 1999:44).

Experten Bertil Persson respektive experten Christer Söderberg har  
avgivit särskilda yttranden.

Härmed avlämnas utredningens slutbetänkande Småskalig elproduk -  
tion samt mätning och debitering av elförbrukning (SOU 1999:95).

Utredningens arbete är härmed avslutat.

Stockholm den 1 september 1999

Lars Ljung

/Svante Eriksson  
Annica Lindahl

# Innehåll

<b>Sammanfattning .....</b>	<b>7</b>
<b>1 Utredningens uppdrag och uppläggning.....</b>	<b>15</b>
1.1 Direktiven.....	15
1.1.1 Utredningens ursprungliga uppdrag .....	15
1.1.2 Utredningens nya inriktning.....	16
1.2 Arbetets uppläggning .....	17
1.3 Betänkandets disposition .....	18
<b>2 Överväganden beträffande småskalig elproduktion .....</b>	<b>19</b>
2.1 Bakgrund.....	19
2.2 Ersättning och stöd till småskalig elproduktion .....	20
2.2.1 Ersättning från leveranskoncessionären .....	20
2.2.2 Ersättning från nätägaren.....	21
2.2.3 Miljöbonus till vindkraften.....	22
2.2.4 Investeringsstöd till småskalig vattenkraft och vindkraft...	22
2.3 Vissa övriga fakta kring den småskaliga elproduktionen...	23
2.3.1 Småskalig vattenkraft .....	24
2.3.2 Vindkraft.....	28
2.4 Stöd till förnybar elproduktion i Europa och utvecklingen inom EU .....	31
2.4.1 Stöd som ger högre direkt ersättning.....	31
2.4.2 Investeringsstöd samt skattelättnader o.d .....	33
2.4.3 Utvecklingstendenser inom EU .....	34
2.5 Överväganden och förslag.....	35
2.5.1 Utgångspunkter.....	35
2.5.2 Frågan om mottagningsplikt .....	37
2.5.3 Frågan om skäligt pris .....	41

---

<b>3</b>	<b>Bör elräkningen alltid baseras på faktisk förbrukning? .....</b>	<b>53</b>
3.1	Bakgrund.....	53
3.2	Förhållandena i Finland och Norge.....	54
3.3	Tidigare svenska försök med att utveckla elräkningen .....	56
3.4	Kostnader som uppstår om elräkningen skall baseras på faktisk förbrukning .....	59
3.4.1	Ränteeffekter .....	59
3.4.2	Kravet på grafisk presentation av elförbrukningen .....	60
3.4.3	Uppskattning av kostnader för fler avläsningar .....	61
3.5	Vad skulle uppnås om preliminärdebiteringen avskaffades?.....	65
3.5.1	Inledning.....	65
3.5.2	Potential för energibesparing.....	66
3.6	Överväganden och förslag.....	69
<b>4</b>	<b>Generella direktiv som gäller för utredningen.....</b>	<b>73</b>
	<b>Särskilda yttranden .....</b>	<b>79</b>
	<b>Bilagor:</b>	
1	Kommittédirektiv (dir. 1998:37).....	89
2	Kommittédirektiv, tilläggsdirektiv (1998:82).....	99
3	Kommittédirektiv, tilläggsdirektiv (1999:19).....	101

## Sammanfattning

LEKO-utredningen tillsattes sommaren 1998 med uppgift att utvärdera systemet med leveranskoncession. En sådan koncession ger ensamrätt att inom ett visst geografiskt område sälja el till kunder vars förbrukning inte mäts timvis. Koncessionen innebär även skyldighet att inom området leverera el för normala förbrukningsändamål till alla elanvändare som så önskar och att köpa el från små produktionsanläggningar. I båda fallen skall priset vara skäligt.

Riksdagen gav den 4 december 1998 regeringen till känna att alla hushåll utan hinder skall kunna byta elleverantör. Dagens krav på att installera en särskild timmätare för att kunna byta leverantör kommer därmed att avskaffas för flertalet elanvändare. Istället införs s.k. schablonberäkning från den 1 november 1999.

När schablonberäkning införs öppnas hela elmarknaden för konkurrens. Härmed kan leveranskoncessionssystemet inte längre upprätthållas. Systemet kommer därför att upphöra den 1 november 1999. Mot denna bakgrund har regeringen i tilläggsdirektiv angivit att utredningens uppgift att utvärdera systemet inte längre är aktuell. Arbetet har därför givits en ny inriktning.

Enligt tilläggsdirektiven skulle utredningen till den 1 april 1999 analysera olika konsekvenser av införandet av schablonberäkning. Detta redovisades i delbetänkandet Öppen elmarknad (SOU 1999:44).

Vidare anges i tilläggsdirektiven två frågor som utredningen skall behandla till den 1 september 1999. Dels skall utredningen analysera behovet av skydd för små elproducenter då leveranskoncessionssystemet upphör. Dels skall utredningen överväga om mätperiodens längd bör regleras och om elräkningen bör baseras på faktisk förbrukning. Det nu föreliggande slutbetänkandet behandlar dessa frågor.

De överväganden som görs i slutbetänkandet sammanfattas nedan.

### **Överväganden om småskalig elproduktion**

Småskalig elproduktion står för ca 1,5 % av Sveriges elproduktion, eller knappt 2 TWh/år. Småskaliga är sådana kraftverk som kan leverera en

effekt om högst 1 500 kW. Den småskaliga elproduktionen utgörs främst av vattenkraft och vindkraft. Det finns ca 1 200 små vattenkraftverk, som producerar ca 1,5 TWh/år, och ca 400 vindkraftverk, som producerar ca 0,4 TWh/år. Till detta kommer vissa kraftvärmeverk.

Systemet med leveranskoncession ger småskalig elproduktion ett särskilt skydd. Således är leveranskoncessionären skyldig att köpa el från små kraftverk som är belägna inom det område koncessionen omfattar (s.k. mottagningsplikt). Detta skall också ske till ett skäligt pris.

LEKO-utredningens överväganden om småskalig elproduktion har utgått ifrån det skydd leveranskoncessionen ger. Under utredningens gång har det dock visat sig att fokuseringen på småskalighet är för snäv. Flera omständigheter talar nämligen för att ett bredare perspektiv bör anläggas på frågan om vilken roll elproduktion baserad på förnybara energikällor (varav den småskaliga produktionen utgör en delmängd) bör spela i energiförsörjningen.

En sådan omständighet är att senare tids prognoser om elprisets utveckling talar för att det framtida elpriset kommer att ligga avsevärt lägre än vad som tidigare bedömts. Således bedömer Energimyndigheten att elpriset kommer att ligga på nivån omkring 20 öre/kWh fram till år 2010. Detta kan jämföras med att 1997 års energipolitiska program (genom vilket bl.a. inrättades investeringsstöd till småskalig vattenkraft och vindkraft) byggde på Energikommissionens bedömning att elpriset skulle stiga till ca 30 öre/kWh fram till år 2010.

En andra omständighet som talar för att ett bredare perspektiv bör anläggas är att flera iakttagelser gjorts i utredningsarbetet som sammantaget tyder på att det kan finnas skäl att ompröva dagens gräns för småskalighet, 1 500 kW. En tredje omständighet är att EU-gemensamma regler för stöd till elproduktion baserad på förnybara energikällor kan komma att presenteras inom några år. Från EU-kommissionens sida tycks ambitionen vara att dessa regler bör utgå ifrån stödsystem som skapar konkurrens mellan olika produktionsanläggningar baserade på förnybara energikällor (ett exempel på sådana stödsystem är s.k. gröna certifikat). Enligt LEKO-utredningens mening är det inte självklart att sådana stödsystem endast bör omfatta småskalig elproduktion, åtminstone med den definition detta begrepp givits i Sverige.

Mot denna bakgrund föreslår utredningen att en översyn bör göras av den förnybara elproduktionens förutsättningar. Översynen bör ha ett bredare perspektiv än den avgränsning till småskalig elproduktion som gällt för LEKO-utredningens arbete. Syftet med översynen bör vara att bedöma vilka långsiktiga förutsättningar som bör gälla för förnybar elproduktion, samt att analysera vilka metoder och eventuella stöd m.m. som bäst kan bidra till att uppnå dessa förutsättningar. Enligt utredningen bör marknadsnära lösningar eftersträvas. Inriktningen på över-

synen bör därför vara sådan att stödssystem som skapar konkurrens mellan olika produktionsanläggningar baserade på förnybara energikällor (t.ex. gröna certifikat) i första hand prioriteras. Därvid bör i översynen också belysas om det finns skäl för staten att medverka till att en särskild marknadsplats för förnybar el kan utvecklas.

Innan en allmän översyn gjorts av förutsättningarna för förnybar elproduktion bedömer utredningen att det inte är meningsfullt att söka utveckla en långsiktig och definitiv lösning som ersättning för det skydd leveranskoncessionen givit småskalig elproduktion.

I prop. 1998/99:137 har regeringen föreslagit att innehavare av småskaliga anläggningar bör ges garanterad avsättning för sin el under perioden den 1 november 1999 till utgången av år 2000, då leveranskoncessionssystemet ursprungligen var tänkt att upphöra. För dessa 14 månader har regeringen föreslagit att mottagningsplikten skall etableras genom ett upphandlingsförfarande där anbudsgivarna förbinder sig att köpa hela eller delar av den småskaliga elproduktionen till en i anbudet angiven garanterad prisnivå.

Det är svårt att bedöma om den av utredningen föreslagna översynen kan ske i sådan takt att den utmynnar i nya regler som kan träda i kraft redan när de 14 månader som förslaget i prop. 1998/99:137 omfattar löper ut. Det är dock inte osannolikt att denna process kan ta längre tid. Om så visar sig bli fallet kan det från den 1 januari 2001 och fram till dess översynen kunnat genomföras och omsättas i ett nytt regelverk komma att behövas ytterligare en temporär lösning. Såvitt utredningen kan bedöma torde behovet av en temporär lösning i sådana fall på sin höjd omfatta ett eller ett par år.

Givet förutsättningen att en ytterligare temporär lösning kan komma att behövas har utredningen koncentrerat sig på att söka bedöma om det under året/åren närmast efter år 2000 finns behov av ett skydd motsvarande den mottagningsplikt och rätt till skäligt pris som leveranskoncessionen idag ger småskalig elproduktion.

Utredningen föreslår att ett system med mottagningsplikt bör behållas om en temporär lösning behövs under året/åren närmast efter år 2000. Det är i och för sig inte givet att den småskaliga elproduktionen behöver mottagningsplikten. Men eftersom olika politiska beslut och uttalanden under senare år klargjort att den småskaliga produktionen bör ges en gynnad ställning, så torde det ur samhällets synvinkel vara rationellt att åtminstone på kort sikt anordna någon form av organiserad hantering av den småskaliga produktionen. Detta bl.a. med hänsyn till att den omfattar ett stort antal anläggningar, ca 1 600 st. En mottagningsplikt för någon aktör torde erbjuda en lämplig metod för en sådan organiserad hantering. Om det mer permanent finns behov av en mottagningsplikt bör belysas i den översyn utredningen föreslagit.

Utredningen föreslår vidare att om en temporär lösning behövs under året/åren närmast efter år 2000, så bör mottagningsplikten bygga på en upphandlingsmodell, motsvarande den som regeringen initierat för perioden den 1 november 1999 t.o.m. utgången av år 2000. För detta talar flera skäl. Ett är att det med hänsyn till det korta tidsperspektiv som gäller för utredningens överväganden krävs starka skäl för att välja någon annan modell för mottagningsplikten än den som nu är under införande. Utredningen har inte funnit att några sådana starka skäl föreligger. Ett annat skäl är att upphandlingsmodellen ligger väl i linje med den utveckling mot mer konkurrensbaserade lösningar som eftersträvas av EU-kommissionen.

Samtidigt vill utredningen betona att upphandlingsmodellen inte behöver vara statisk. Tvärtom torde erfarenheter göras i den nu pågående upphandlingsomgången, som kan leda till att modellen kan utvecklas och förbättras inför en eventuell ny upphandling. Genom att upphandlingsmodellen innebär en marknadsvärdering av den småskaliga produktionen bidrar den också till att skapa ett referenspris för förnybar elproduktion. Med hjälp av detta referenspris skulle en marknadsplats för den småskaliga kraften kunna utvecklas, som successivt skulle kunna ta över upphandlingens roll. LEKO-utredningen har inte analyserat hur staten bäst skulle kunna stimulera en sådan utveckling. Men som framgått anser utredningen att en sådan analys bör ingå i den allmänna översyn utredningen föreslagit. Upphandlingsmodellen förhindrar dock på intet sätt att marknadens aktörer kan utveckla andra former för att handla med den småskaliga kraften, om man så finner lämpligt.

Beträffande frågan om skäligt pris har utredningen svårt att uttala sig om det när leveranskoncessionssystemet upphör alltjämt bör finnas sådana regler, eller om hur skälighetsbegreppet i sådana fall bör definieras. Detta bl.a. därför att en sådan bedömning påverkas av vilka slutsatser som dras i den översyn utredningen föreslagit.

Utredningen har därför valt att istället analysera vilken ersättning den småskaliga elproduktionen torde behöva för att klara sig. Analysen har utgått från två frågor: vilken ersättning torde krävas för fortvarig drift av den volym småskalig elproduktion som skall byggas ut med hjälp av de investeringsstöd för vindkraft och småskalig vattenkraft som inrättats genom 1997 års energipolitiska program, och vilka konsekvenser torde uppstå om ersättningen fortsatt ligger på dagens nivå.

Några av utgångspunkterna för analysen bör kort nämnas. Bland annat har utredningen antagit att långsiktig bärkraftighet kräver att innehavare av små kraftverk får en ersättning som ger kostnadstäckning och acceptabel avkastning från verksamheten. Vidare har utredningen valt att spegla konsekvenser av såväl avskrivningstiderna 12 år för vindkraft och 20 år för småskalig vattenkraft som av dubbelt så långa



tider. Detta eftersom olika aktörer har olika syn på vilken avskrivningstid som bör gälla för investeringar av detta slag.

Genom 1997 års energipolitiska program inrättades investeringsstöd för bl.a. vindkraft och småskalig vattenkraft. Stödets mål är att på fem år öka årsproduktionen från vindkraft med 0,5 TWh och från småskalig vattenkraft med 0,25 TWh.

För att utbyggnadsmålen med investeringsstöden skall nås torde krävas en ersättning som för vindkraften uppgår till ca 25–35 öre/kWh, med en avskrivningstid på 12 år. Detta förutsätter dock att det driftstöd på 15,1 öre/kWh som vindkraften idag ges (s.k. miljöbonus) alltså utgår. För den småskaliga vattenkraften torde ersättningen behöva uppgå till ca 35–45 öre/kWh, om avskrivningstiden sätts till 20 år. Med dubbelt så långa avskrivningstider blir ersättningskravet ca 15–25 öre/kWh (plus miljöbonus) för vindkraften och ca 25–35 öre/kWh för den småskaliga vattenkraften.

I dagsläget får innehavare av små kraftverk ca 25 öre/kWh för den el som säljs till en leveranskoncessionär. Om denna nivå upprätthålls torde en viss utbyggnad av vindkraft fortsatt komma att ske, förutsatt att miljöbonus alltså utgår. Däremot är det tveksamt om utbyggnadsmålet för vindkraft enligt 1997 års energipolitiska program helt kan uppnås vid en ersättning på 25 öre/kWh. För småskalig vattenkraft torde en sådan ersättningsnivå vara otillräcklig för att uppnå utbyggnadsmålet.

När leveranskoncessionssystemet upphör den 1 november kommer den småskaliga kraften genom den upphandling regeringen initierat att värderas på marknads villkor. I dagsläget uppgår marknadspriset på el till ca 10–12 öre/kWh. Marknadens värdering av den småskaliga kraften torde därför bli avsevärt lägre än den ersättning som krävs för att uppnå utbyggnadsmålen i 1997 års energipolitiska program.

Mot bakgrund av att Energimyndigheten bedömer att elpriset kommer att ligga omkring nivån 20 öre/kWh fram till år 2010 kan marknadspriset inte heller på lägre sikt förväntas stiga till en sådan nivå att utbyggnadsmålen kan uppnås.

Härmed torde någon form av offentligt stöd behöva utgå, utöver dagens investeringsstöd och miljöbonus till vindkraften, för att en fortvarig drift av den volym småskalig elproduktion som avses byggas ut genom 1997 års energipolitiska program skall kunna uppnås.

Om ett sådant stöd gavs som ett driftstöd och omfattade samtliga små kraftverk torde kostnaden för stödet, med dagens marknadspris på el, komma att uppgå till minst 300–400 mkr per år, även om avskrivningstiderna sätts till 24 år för vindkraften och 40 år för den småskaliga vattenkraften. Om innehavare av små kraftverk skulle ges motsvarande förutsättningar helt utan några driftstöd, men med hjälp av ett större

investeringsstöd, torde investeringsstödet behöva uppgå till ca 75–80 % för såväl vindkraft som småskalig vattenkraft.

Utredningen har även sökt bedöma vilka konsekvenser en fortsatt ersättning på dagens nivå skulle få för de små kraftverk som idag är i drift eller under uppförande. För vindkraften torde dagens ersättning om 25 öre/kWh ge en acceptabel avkastning för åtminstone befintliga kraftverk i storlekarna 500–700 kW och för kraftverk under uppförande i storlekarna 700–1000 kW, förutsatt att miljöbonus alljämt utgår. För den småskaliga vattenkraften torde ersättningsnivån 25 öre/kWh leda till stagnation och på sikt en något minskad produktion. Uppskattningsvis kan kraftverk motsvarande en årsproduktion på 0,10–0,15 TWh komma att avvecklas inom den närmaste tioårsperioden.

### **Överväganden om mätperiodens längd och om eventuell debitering på basis av faktisk förbrukning**

Elräkningen baseras idag för den överväldigande majoriteten av hushållen på en uppskattning av elförbrukningen, dvs. det sker en preliminär debitering. Detta eftersom en exakt uppgift om elförbrukningen endast kan fås i samband med att elmätaren avläses, vilket för hushållskunder sker en gång per år i normalfallet. Efter den årliga avläsningen korrigeras eventuella avvikelser som preliminärdebiteringen kan ha medfört jämfört med den faktiska förbrukningen. I slutändan betalar elanvändaren således endast för den el han faktiskt förbrukat.

Utredningen har analyserat om preliminärdebiteringen bör avskaffas och om elräkningen istället alltid bör baseras på faktisk förbrukning.

En sådan förändring skulle medföra vissa fördelar. Bl.a. skulle kunden inte vid något räkningstillfälle behöva betala för annat än den el han faktiskt förbrukat. Vidare torde tätare avläsningar innebära vissa fördelar för den schablonberäkning som skall införas den 1 november 1999. En ökad uppmärksamhet på den egna elförbrukningen torde också öka kundens benägenhet att spara energi.

Ett avskaffande av preliminärdebiteringen skulle dock även medföra ökade kostnader. Främst handlar det om att kostnaderna för mätaravläsningar ökar, eftersom elmätaren måste läsas av inför varje faktureringsstillfälle. Om preliminärdebiteringen avskaffas finns sannolikt även skäl att i samband med detta ställa krav på att elförbrukningen skall presenteras tydligare på elräkningen, vilket skulle medföra vissa kostnader. Sannolikt torde även andra, i dagsläget oidentifierade, kostnader uppstå om preliminärdebiteringen avskaffas.

LEKO-utredningen har försökt uppskatta storleken på de fördelar och kostnader som torde uppstå om preliminärdebiteringen avskaffas.

Underlaget är dock inte sådant att utredningen med säkerhet kan avgöra om fördelarna överstiger kostnaderna eller ej. Mot denna bakgrund finner utredningen inte skäl att rekommendera statsmakterna att för närvarande vidta några särskilda åtgärder för att avskaffa preliminärdebiteringen. För detta talar också att elmarknadens aktörer under det närmaste året kommer att vara fullt upptagna med att införa, och anpassa sig till, schablonberäkningen.

I Norge har preliminärdebiteringen fr.o.m. juli 1999 i huvudsak avskaffats för hushåll med större elförbrukning än 8 000 kWh/år, det vill säga ca 80 % av hushållen. De norska erfarenheterna tyder på att den största vinsten med att avskaffa preliminärdebiteringen finns att hämta på energisparsidan. Norska hushåll skall minst fyra gånger per år faktureras i efterskott baserat på uppmätt förbrukning, samt på elräkningen ges grafisk information om elförbrukningen. Åtgärderna antas leda till att hushållen minskar sin elförbrukning med 5 %.

Om motsvarande åtgärder skulle genomföras i Sverige, så torde elförbrukningen minska även här. Potentialen för att spara el med dessa åtgärder torde dock vara mindre än i Norge, låt vara att dess exakta storlek är svår att bedöma.

Enligt utredningens mening bör närmare studeras vilken potential som finns för att spara energi genom att avskaffa preliminärdebiteringen. Utredningen föreslår därför att ett försök med fakturor baserade på faktisk förbrukning bör genomföras i ett avgränsat geografiskt område. Samtidigt bör analyseras effekterna av att på ett tydligt, grafiskt sätt illustrera elförbrukningen på elräkningen. Med hänsyn till att sparpotentialen främst torde finnas bland kunder som bor i eluppvärmda bostäder bör försöksverksamheten i första hand omfatta hushåll med elvärme. Ansvaret för försöksverksamheten bör lämpligen ges till Energitrymdigheten, eventuellt i samarbete med Konsumentverket.

Med hjälp av ett sådant försök kan värdet, och behovet, av att avskaffa preliminärdebiteringen, och även av att förbättra elräkningens utseende i övrigt, lättare bedömas. Förbättrade kunskaper kring detta torde även kunna utvinnas genom att noga följa utvecklingen av den norska reformen, och genom att följa upp olika försök med att utveckla elräkningen som tidigare gjorts på olika håll i Sverige.

LEKO-utredningen anser således att det för närvarande inte finns skäl för statsmakterna att vidta några särskilda åtgärder för att avskaffa preliminärdebiteringen, men att en försöksverksamhet ändå bör genomföras. Samtidigt bör påpekas att flera skäl talar för att preliminärdebiteringen på sikt kan försvinna, även om inte statsmakterna särskilt skulle verka för detta. Ett skäl är att kundernas krav på service och på fakturering efter faktisk förbrukning torde öka när de efter schablonberäkningens införande får lättare att byta elleverantör. Ett annat skäl är

att kostnaden för att fjärravläsa elförbrukningen på sikt lär minska, vilket bör leda till att fler nätföretag bedömer att en investering i fjärravläsningssystem blir lönsam. Sådana system är i dagsläget relativt dyra att installera, men medför å andra sidan endast marginella merkostnader för extra avläsningar när de väl installerats.

# 1 Utredningens uppdrag och uppläggning

## 1.1 Direktiven

### 1.1.1 Utredningens ursprungliga uppdrag

LEKO-utredningen inledde sitt arbete den 1 september 1998, med uppgiften att utvärdera leveranskoncessionssystemet.

En leveranskoncession är ett tillstånd att bedriva kommersiell verksamhet med elhandel inom ett visst geografiskt område. Med koncessionen följer både förpliktelser och fördelar. Förpliktelserna består i att leveranskoncessionären inom området är skyldig att till skäligt pris dels, med vissa undantag, leverera el för normala förbrukningsändamål till alla elanvändare som så önskar, dels köpa el från innehavare av småskaliga produktionsanläggningar. Fördelarna består främst i att leveranskoncessionären har ensamrätt att inom det geografiska området sälja el till kunder vars förbrukning ej mäts timvis.

Leveranskoncessionssystemet infördes i samband med att elmarknaden reformerades den 1 januari 1996. Systemet var tänkt som en femårig övergångslösning i avvaktan på att förutsättningarna på elmarknaden utvecklats dithän att kravet på timvis mätning inte längre kunde anses utgöra hinder för att byta elleverantör, och för att ge den småskaliga elproduktionen möjlighet att anpassa sig till en fri marknad.

Enligt LEKO-utredningens ursprungliga direktiv (dir. 1998:37) skulle utredningen se över leveranskoncessionssystemet och analysera om det bör avskaffas eller i någon form permanentas. Arbetet skulle redovisas senast den 1 november 1999. Genom tilläggsdirektiv (dir. 1998:82) gavs dock utredningen den 1 oktober 1998 i uppdrag att med förtur, till den 1 februari 1999, analysera om vissa kunder borde undantas från grundprincipen om timvis mätning av elanvändningen.

### 1.1.2 Utredningens nya inriktning

I samband med beredningen av propositionen Genomförandet av Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el, m.m. (1997/98:159) redovisade Näringsutskottet i betänkandet Vissa elmarknadsfrågor (1998/99:NU4) som sin uppfattning att LEKO-utredningens uppdrag borde skärpas och preciseras. Utskottet föreslog att utredningen skulle ges i uppdrag att lägga fram förslag om att undantag från grundprincipen om timvis mätning skulle göras för vissa kunder. Riksdagen beslutade den 4 december 1998 i enlighet med Näringsutskottets förslag (rskr. 1998/99:53). Istället kommer från den 1 november 1999 s.k. schablonberäkning att användas för de kunder som undantagits från kravet på timvis mätning.

Riksdagens beslut förändrade förutsättningarna för LEKO-utredningen på ett genomgripande sätt. Flertalet av de frågor kring eventuella undantag från timvis mätning som utredningen hade att överväga var i praktiken redan avgjorda.

Mot denna bakgrund inlämnade LEKO-utredningen den 22 december 1998 en särskild skrivelse till regeringen<sup>1</sup>. I skrivelsen konstaterades att leveranskoncessionssystemet inte kan upprätthållas när schablonberäkning införs och hela elmarknaden därmed öppnas för konkurrens. Riksdagens beslut sades därför innebära att utredningens huvuduppgift, att utvärdera leveranskoncessionssystemet, inte längre var relevant. Vidare konstaterades att det inte längre fanns anledning för utredningen att lämna ett delbetänkande den 1 februari 1999.

I skrivelsen föreslog utredningen också en ny inriktning av utredningsarbetet. Att utforma de mer praktiska detaljerna kring schablonberäkningen ansågs inte vara LEKO-utredningens uppgift, utan ansvaret för detta borde enligt utredningens mening istället läggas på Affärsverket svenska kraftnät i samarbete med Statens energimyndighet och branschen. LEKO-utredningens fortsatta arbete föreslogs istället omfatta att göra en samlad bedömning av förutsättningarna för att införa schablonberäkning på basis av myndigheternas arbete, samt att utreda vissa preciserade detaljfrågor, som t.ex. hur skyddet för den småskaliga elproduktionen bör hanteras när leveranskoncessionssystemet upphör.

Regeringen delade i allt väsentligt LEKO-utredningens ståndpunkter. Således gavs Svenska kraftnät den 28 januari 1999 i uppdrag att i samråd med Energimyndigheten föreslå och utforma ett system för schablonberäkning som skall träda i kraft den 1 november 1999. Vidare gavs LEKO-utredningen den 11 februari 1999 nya tilläggsdirektiv

<sup>1</sup> Övergripande bedömningar beträffande schablonavräkning och det fortsatta utredningsarbetet avseende leveranskoncessionssystemet (LEKO dnr U-17).

(dir. 1999:19) i vilka regeringen säger sig dela utredningens bedömning att leveranskoncessionssystemet i dess nuvarande form inte kan behållas då schablonberäkning införs, och att utredningens ursprungliga direktiv vad avser utvärdering av leveranskoncessionssystemet därmed inte längre är aktuella.

I tilläggsdirektiven angavs ett flertal frågor som LEKO-utredningen skulle redovisa senast den 1 april 1999. Dessa frågor, som i första hand avsåg att analysera olika konsekvenser av införandet av schablonberäkning, behandlades i utredningens delbetänkande Öppen elmarknad (SOU 1999:44). Delbetänkandet utgjorde ett väsentligt underlag för regeringens proposition Införande av schablonberäkning på elmarknaden, m.m. (1998/99:137), vilken skall behandlas av riksdagen i början av hösten.

I tilläggsdirektiven angavs också två frågor som skall redovisas senast den 1 september 1999. Dessa frågor, vilka behandlas i detta slutbetänkande, handlar om att utredningen skall

- analysera behovet av skydd för små elproducenter då leveranskoncessionssystemet i dess nuvarande form upphör, samt
- överväga om mätperiodens längd bör regleras och om elräkningen bör baseras på faktisk förbrukning samt lämna förslag på de författningar som kan behövas i ett sådant sammanhang.

De ursprungliga direktiven samt de två tilläggsdirektiven återges i bilagorna 1–3.

## 1.2 Arbetets uppläggning

LEKO-utredningen har valt att i slutbetänkandet koncentrera sig på de två delfrågor som anges i tilläggsdirektiven. Detta innebär bl.a. att utredningen inte haft som ambition att, utöver vad som gjorts ovan, sammanfatta det övriga utredningsarbete som bedrivits. Mot denna bakgrund har utredningen valt att i slutbetänkandet heller inte beskriva bakgrundsfakta kring den reformerade elmarknaden eller om leveranskoncessionssystemet, m.m. Sådana redovisningar finns i utredningens skrivelse av den 22 december 1998, varför den som önskar ta del av sådan information hänvisas dit.

I utredningsarbetet har sammanträden med sakkunniga och experter hållits vid sammanlagt 13 tillfällen.

Utredningen har sedan den inledde sitt arbete hösten 1998 också inhämtat synpunkter från ett antal olika aktörer vid sammanlagt ett nittiototal möten. Bland dessa aktörer finns leveranskoncessionärer och

lokala nätföretag, konkurrerande elhandelsföretag, innehavare av småskaliga elproduktionsanläggningar, tillverkare och leverantörer av elmätare, olika intresseorganisationer, myndigheter, m.fl. Utredningen har även varit i kontakt med Vindkraftsutredningen (M 1998:05). Vidare har studiebesök gjorts vid ansvariga departement och myndigheter i Danmark, Finland och Norge, samt vid EU-kommissionens generaldirektorat för energi (DGXVII).

Mycket av det empiriska underlaget till slutbetänkandet inhämtades under hösten och våren, och finns redovisat i utredningens skrivelse av den 22 december 1998 och i delbetänkandet. Detta gäller t.ex. flertalet av de uppdrag som utredningen lagt ut på myndigheter och konsulter. Dessa uppdrag har handlat om att

- Svenska Kraftnät analyserat vissa aspekter kring balansavräkning i en schablonavräknad elmarknad,
- Energimyndigheten redovisat myndighetens erfarenheter av hur leveranskoncessionssystemet kommit att tillämpas i praktiken,
- Price Waterhouse analyserat konsekvenserna för leveranskoncessionärernas ekonomi av ett införande av schablonberäkning,
- ÅF-Energikonsult analyserat den timvisa elmätningens fördelar,
- SIFO undersökt de lokala nätföretagens och leveranskoncessionärernas attityder i olika avseenden, samt att
- EME Analys respektive Sycon Energikonsult i olika avseenden analyserat den småskaliga elproduktionens ekonomiska förutsättningar.

Underlag för den tidigare skrivelserna, delbetänkandet och det nu föreliggande slutbetänkandet har även utgjorts av en mängd litteratur och annat skriftligt material, som i huvudsak framgår av den litteraturlista som redovisades i delbetänkandet. Underlagslitteratur som tillkommit sedan dess framgår av slutbetänkandets fotnoter.

### 1.3 Betänkandets disposition

Den fortsatta framställningen har disponerats på följande sätt.

I *kapitel 2* redovisar utredningen sin analys av behovet av skydd för den småskaliga elproduktionen då leveranskoncessionssystemet upphör.

I *kapitel 3* redovisar utredningen sin bedömning av om mätperiodens längd bör regleras och om elräkningen bör baseras på faktisk förbrukning.

I *kapitel 4* behandlas de generella direktiv som gäller för utredningen.



## 2 Överväganden beträffande småskalig elproduktion

### 2.1 Bakgrund

Småskalig elproduktion utgör ca 1,5 % av landets totala elproduktion, eller knappt 2 TWh per år. Som småskaliga räknas produktionsanläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW. Även om flera anläggningar är belägna i närheten av varandra och gemensamt matar in el på ledningsnätet, betraktas de enligt ellagen som separata anläggningar. De småskaliga anläggningarna är anslutna på lokalnätetsnivå.

Den småskaliga elproduktionen utgörs främst av vattenkraft och vindkraft. Totalt finns ca 1 200 små vattenkraftverk, som producerar ca 1,5 TWh per år, och ca 400 vindkraftverk, i vilka produceras ca 0,4 TWh per år. Till detta kommer vissa kraftvärmeverk<sup>1</sup>.

Systemet med leveranskoncession ger småskalig elproduktion ett särskilt skydd. Således är leveranskoncessionären skyldig att köpa el från småskaliga produktionsanläggningar som är belägna inom det geografiska område koncessionen omfattar (den s.k. mottagningsplikten). Detta skall också ske till ett skäligt pris.

Leveranskoncessionssystemet infördes i samband med att elmarknaden reformerades den 1 januari 1996. Motsvarande skydd för den småskaliga elproduktionen har dock funnits sedan 1988, då det i ellagen infördes regler om att den lokale eldistributören skulle vara mottagningspliktig och att ersättningen skulle kunna skälighetsprövas. Tidigare styrdes eldistributörernas inköp av småskalig kraft av allmänna branschrekommendationer som togs fram i slutet av 70-talet, de s.k. EKOVISAM-reglerna (ekonomiska villkor för samkörning med mindre produktionsanläggningar upp till 1 500 kW).

Ett syfte med leveranskoncessionssystemet var att ge innehavare av småskaliga produktionsanläggningar möjlighet att under en övergångsperiod anpassa verksamheten till de förändrade villkor som en fri el-

<sup>1</sup> Kraftvärmeverk mindre än 1 500 kW utgör en marginell del av den småskaliga elproduktionen, varför kraftslaget inte vidare behandlas i kapitlet.

marknad skulle komma att innebära. Systemet var tänkt att gälla i fem år, det vill säga t.o.m. år 2000.

När schablonberäkning införs den 1 november 1999 kan systemet med leveranskoncession emellertid inte behållas. Enligt tilläggsdirektiven skall LEKO-utredningen därför analysera behovet av skydd för små elproducenter då leveranskoncessionssystemet upphör. Utredningens analys omfattar det skydd för småskalig elproduktion som leveranskoncessionen ger, dvs. mottagningsplikt och rätt till skäligt pris.

I kapitlet redovisas utredningens syn på detta. I avsnitt 2.2 beskrivs ersättningsprinciper och stöd som gäller för småskaligt producerad el. I avsnitt 2.3 redovisas vissa övriga fakta kring den småskaliga elproduktionen. I avsnitt 2.4 beskrivs stödformer i några andra länder och vissa utvecklingstendenser inom EU. I avsnitt 2.5 redovisas utredningens överväganden och förslag.

## 2.2 Ersättning och stöd till småskalig elproduktion

I avsnittet beskrivs de ersättningar och stöd som kan utgå till innehavare av småskaliga produktionsanläggningar, nämligen ersättning från leveranskoncessionären för levererad el (2.2.1), ersättning från nätägaren för anläggningens nätnytta (2.2.2), statligt driftstöd till vindkraft, s.k. miljöbonus (2.2.3), samt statliga investeringsstöd till småskalig vattenkraft och vindkraft (2.2.4).

Inledningsvis bör sägas att när leveranskoncessionssystemet upphör den 1 november 1999 kommer av naturliga skäl någon leveranskoncessionär som köper den småskaligt producerade elen inte längre att finnas. Vilka ersättningsregler som därefter kommer att gälla vid försäljning av småskaligt producerad el framgår av avsnitt 2.5.2. Övriga ersättningar och stöd som beskrivs i avsnittet påverkas däremot inte av att leveranskoncessionssystemet upphör.

### 2.2.1 Ersättning från leveranskoncessionären

Innehavare av en leveranskoncession är skyldig att, om det inte finns särskilda skäl till undantag, köpa el från småskaliga produktionsanläggningar som är belägna inom det geografiska område koncessionen omfattar. Det bör noteras att denna mottagningsplikt endast innebär en skyldighet för koncessionshavaren. Innehavare av en småskalig anläggning behöver däremot inte utnyttja mottagningsplikten, utan kan sälja till någon annan om han så vill.

Ersättningen för den el som säljs till leveranskoncessionären skall vara skälig. För skälighetsbedömningen svarar Energimyndigheten. Utgångspunkten för skälighetsbedömningen är att ersättningen skall baseras på leveranskoncessionärens genomsnittliga intäkter per kWh över året vid försäljning till hushållskunder och andra mindre förbrukare, med avdrag för skäliga kostnader för administration m.m. och skälig vinstmarginal för koncessionshavaren.

Med nuvarande regelverk krävs att en elanvändare låter installera utrustning som möjliggör timvis mätning av elförbrukningen om han vill byta elleverantör. Denna utrustning är relativt dyr, för hushållskunder högst 2 500 kr inkl. moms genom det takpris som infördes den 1 juli 1997. Majoriteten av hushållen är därför i praktiken utestängda från den konkurrensutsatta delen av elmarknaden, något som dock förändras när schablonberäkning införs den 1 november 1999.

Den bristande konkurrens som hittills varit för handen innebär att hushållens elpriser är relativt höga. Med den ersättningskonstruktion som leveranskoncessionssystemet inneburit för den småskaliga elproduktionen har detta i sin tur medfört att den småskaliga produktionens ersättning under senare år legat över marknadspriset på el. Enligt den undersökning som EME Analys gjort åt utredningen<sup>2</sup> ligger således den ersättning som leveranskoncessionärerna betalar för levererad el i genomsnitt på ca 25 öre/kWh.

### 2.2.2 Ersättning från nätägaren

Att en elproduktionsanläggning är ansluten till ett nät kan innebära vissa fördelar för nätägaren. Dels kan inmatningen av el från anläggningen medföra minskade energiförluster i nätkoncessionshavarens ledningsnät. Dels kan det faktum att anläggningen är ansluten till ledningsnätet möjliggöra att koncessionshavarens avgifter för att ha sitt nät anslutet till annan koncessionshavarens ledningsnät reduceras. För värdet av dessa fördelar har elproducenten rätt till ersättning från nätägaren.

Regeln att en elproducent skall ges ersättning för de fördelar anläggningen medför för nätägaren är generell och omfattar alla elproducenter, inte endast innehavare av små kraftverk. Specifikt för småskaliga produktionsanläggningar gäller däremot att innehavaren betalar en reducerad nättariff i relationen med det lokala nätföretaget.

Innehavare av en småskalig anläggning skall sålunda för överföring av el endast betala den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar

<sup>2</sup> Ekonomiska förutsättningar för den småskaliga elproduktionen – rapport till LEKO-utredningen (1999-02-26).

den årliga kostnaden för mätning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Innehavaren skall dessutom betala engångsavgift för anslutning samt avgift för mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten<sup>3</sup>. Regeln om reducerad nättariff har tillkommit av praktiska skäl, i syfte att förenkla hanteringen av den småskaliga elproduktionen.

Sammantaget får innehavare av små kraftverk en nettoersättning från lokalnätägarna som i allmänhet ligger på ca 1–3 öre/kWh att döma av den studie EME Analys utförd åt utredningen. Enligt EME Analys svarar ersättningen när det gäller anslutning av småskaliga vattenkraftverk och enskilda vindkraftverk i stort sett mot de minskade kostnader nätägaren har till följd av att produktionen är ansluten till nätet.

### 2.2.3 Miljöbonus till vindkraften

Till vindkraftsproducenter utgår ett statligt driftstöd, som för närvarande uppgår till 15,1 öre/kWh (s.k. miljöbonus). Stödet gäller vindkraft generellt, och inte just småskalig vindkraft. Samtliga vindkraftverk som hittills installerats är dock, med något enstaka undantag, mindre än 1 500 kW (se vidare avsnitt 2.3.2).

Miljöbonusen är kopplad till nivån på energiskatten för el, och är därmed beroende av beslut som berör denna nivå. Från den 1 januari 1999 uppgår skatten i normalfallet till 15,1 öre/kWh, vilket därmed också utgör nivån på miljöbonusen. Den mottagningspliktige leveranskoncessionären äger rätt att kvitta miljöbonusen till inköpt vindkraft mot den energiskatt han redovisar för försäljning av el till sina kunder.

### 2.2.4 Investeringsstöd till småskalig vattenkraft och vindkraft

Genom 1997 års energipolitiska program inrättades femåriga investeringsstöd för småskalig vattenkraft (15 % av investeringen för verk större än 100 kW) och för vindkraft (15 % av investeringen för verk

<sup>3</sup> När schablonberäkning införs kommer innehavare av små kraftverk alltså att betala en reducerad nättariff. På sikt skall all produktion timmätas. För små kraftverk kommer kostnaden för timmätare och dess installation dock inte att behöva betalas av innehavaren, utan denna kostnad kommer istället att ingå i kostnadsunderlaget för den gemensamma nättariffen.

större än 200 kW)<sup>4</sup>. För båda kraftslagen har dock investeringsstöd, med varierande nivåer, funnits tidigare: för den småskaliga vattenkraften under perioden 1975 till 1987 och för vindkraften sedan 1991.

Stödets mål är att den årliga produktionen av småskalig vattenkraft på fem år skall öka med 0,25 TWh, och att den årliga produktionen av landbaserad vindkraft under samma period skall öka med 0,5 TWh.

I sammanhanget bör påpekas att 1997 års energipolitiska program byggde på de elprisprognoser som Energikommisionen redovisade, dvs. att elpriset skulle ligga på minst 30 öre/kWh år 2010. Enligt Energimyndighetens senaste bedömningar kommer elpriset dock sannolikt att ligga på nivån omkring 20 öre/kWh fram till år 2010<sup>5</sup>.

## 2.3 Vissa övriga fakta kring den småskaliga elproduktionen

I avsnittet beskrivs bl.a. ägarförhållanden och kostnadsstruktur för småskalig vattenkraft (2.3.1) och vindkraft (2.3.2). Mer utvecklade resonemang om vilka ersättningsnivåer som behövs för lönsamhet redovisas dock i första hand i avsnitt 2.5.3.

Beskrivningarna är således uppdelade per kraftslag. En generell iakttagelse, som det finns skäl att nämna inledningsvis, är dock att den småskaliga elproduktionen geografiskt sett är relativt koncentrerad. T.ex. sker vindkraftsproduktion i första hand i områden med goda vindförhållanden, som Gotland och västkusten.

Den geografiska koncentrationen framgår av den undersökning SIFO utfört åt utredningen<sup>6</sup>. Att döma av SIFO:s rapport har 10 % av landets lokalnätsägare småskalig elproduktion av mer betydande omfattning (fler än 10 kraftverk) ansluten till sina nät, medan 40 % av de lokala nätföretagen helt saknar småskalig elproduktion i sitt område. Resterande 50 % av de lokala nätföretagen torde i genomsnitt ha ca 2–3 små kraftverk anslutna till sina nät.

<sup>4</sup> Prop. 1996/97:84, bet. 1996/97:NU12, rskr. 1996/97:272. Stöd infördes även för investeringar i anläggningar för kraftvärmeproduktion med biobränslen.

<sup>5</sup> Se t.ex. rapporten Energieffektivisering i Sverige – inför en strategi och handlingsplan för rationell energianvändning (Energimyndigheten, juni 1999).

<sup>6</sup> Leveranskoncession – en undersökning på uppdrag av LEKO-utredningen (1998-11-13).

### 2.3.1 Småskalig vattenkraft

Vattenkrafttekniken har en lång historia i Sverige, så även den småskaliga vattenkraften<sup>7</sup>. Under 1900-talets första decennier byggdes ett stort antal små vattenkraftverk. Under 50-, 60-, och 70-talen lades emellertid ca 3 000 anläggningar ned av tekniska och/eller ekonomiska skäl.

Idag finns ca 1 200 små vattenkraftverk i drift. Antalet har varit relativt stabilt under det senaste decenniet. Dessa kraftverk har en sammanlagd effekt på ca 300–350 MW, och producerar ca 1,5 TWh per år.

Statens energiverk uppskattade 1984 den teoretiska utbyggnadspotentialen för småskalig vattenkraft till ytterligare ca 3–4 TWh/år<sup>8</sup>. Av detta antogs ca 1 TWh/år komma från återuppbyggnad av nedlagda kraftverk och utbyggnad vid befintliga dammar som inte utnyttjas för vattenkraftändamål. I rapporten betonas dock att bedömningen endast avser den *teoretiska* potentialen, och att potentialen reduceras kraftigt om hänsyn även tas till att vissa älvmråden undantagits från vattenkraftutbyggnad, samt till att motstående intressen i övrigt och ägarförhållanden m.m. i praktiken kan påverka förutsättningarna.

Enligt en rapport från 1997<sup>9</sup> fördelar sig ägandet av den småskaliga vattenkraften, uttryckt som andel av total installerad effekt, som i tabellen nedan.

**Tabell 1.** Ägande av små vattenkraftverk, andel av total installerad effekt

<i>Typ av ägare</i>	<i>Andel</i>
Lokala eldistributörer	35 %
Stora kraftbolag	25 %
Privatpersoner (inkl någon enstaka samfällighet)	25 %
Företag med annan huvudverksamhet (främst bruk)	15 %

Som framgår av tabellen produceras en relativt stor del av den småskaliga vattenkraften i kraftverk som ägs av stora kraftbolag eller lokala

<sup>7</sup> Vad som räknas som småskalig vattenkraft är inte självklart. Som kommer att framgå av avsnitt 2.4 har flera EU-länder satt gränsen vid en effekt på 10 MW. I Sverige har vi dock sedan länge haft gränsen 1,5 MW. En förklaring som förmedlats till utredningen är att 1,5 MW etablerades som en teknisk standard när kraftbranschen i början av 70-talet sökte utveckla en lämplig turbintyp för elutvinning ur mindre vattendrag.

<sup>8</sup> Se rapporten Små vattenkraftverk (1984:4).

<sup>9</sup> Elsystem med distribuerad elproduktion (Elforsk Rapport 97:22), citerad efter Sycon.

eldistributörer. Det bör dock noteras att den rapport som uppgifterna hämtats ifrån är två år gammal. Mot bakgrund av att många lokala el-distributörer sedan dess köpts upp av de stora kraftbolagen kan antas att kraftbolagens andel idag är större än i tabellen och de lokala el-distributörernas andel mindre.

Tabellen återger de olika ägartypernas andelar av total installerad effekt. Om man istället utgår ifrån antal kraftverk blir bilden en annan. De privata ägarna torde i detta fall stå för mer än 50 %, dvs. det finns många privata ägare, men deras kraftverk är i allmänhet små. Denna bild bekräftas av statistik som förmedlats till utredningen av Sveriges Energiföreningars Riksorganisation (SERO). En stor del av de anläggningar som ägs av privatpersoner torde för övrigt vara s.k. mikrokraftverk, mindre än 100 kW.

Att döma av Sycons arbete åt utredningen<sup>10</sup> utgör de småskaliga vattenkraftverken en mycket heterogen skara, varje kraftverk är i princip unikt. Detta beror på att kraftverken dels har anpassats till den teknik som var ledande då de uppfördes, från tidigt 1900-tal och fram till idag, och dels har anpassats till det aktuella topografiska och geografiska läget, som kan skifta starkt mellan olika anläggningar. När de byggdes var dock de flesta vattenkraftverken ekonomiskt motiverade, låt vara att 150 anläggningar under perioden 1975–1987 gavs ett direkt investeringsstöd om totalt 126 mkr.

Enligt Sycon är det också svårt att precisera standardiserade kostnader för småskalig vattenkraft. Som framgår av nedanstående genomgång kan således kostnader för såväl investeringar som för drift och underhåll variera kraftigt. Det bör noteras att genomgången beskriver de verkliga kostnaderna, utan hänsyn till att den enskilde kraftverksägaren kan erhålla investeringsstöd.

### **Investeringskostnader för småskalig vattenkraft**

Att döma av den tidigare nämnda rapporten från Statens energiverk medför ett uppförande av ett småskaligt vattenkraftverk i första hand de kostnadstyper som framgår av nedanstående ruta.

<sup>10</sup> Sycon har avlämnat rapporterna Ekonomiska förutsättningar för små producenter av elektrisk kraft (1999-06-11) och Ekonomiska förutsättningar för små producenter av elektrisk kraft utan stöd (1999-07-08).

*Kostnader för byggnadsarbeten*

- dammar
- vattenvägar (tunnlar, kanaler, rännor och tuber)
- kraftstationsbyggnad

*Kostnader för mekanisk och elektrisk utrustning*

- turbin/-regulator
- lyftanordningar
- luckor, grindar etc
- generator m.m.
- transformator
- kontrollutrustning
- övrig elektrisk utrustning

*Övriga kostnader*

- administration
- projektering
- vattendomstolskostnader
- räntor under byggnadstiden

I Statens energiverks rapport redovisas kostnadsfördelningen för ett 60-tal investeringsprojekt, varav merparten avsåg renovering av befintliga anläggningar. Bland dessa stod byggnadsarbeten i genomsnitt för 55 % av den totala projektkostnaden, mekanisk och elektrisk utrustning för 40 %, och övriga kostnader för 5 %.

Enligt Sycon är kostnaden för utbyggnad bl.a. beroende av hur vattendomen är utformad med avseende på regleringsmöjligheter m.m. Rena nyetableringar av småskalig vattenkraft kan antas vara mycket dyra idag. Kostnaderna för att bygga små kraftverk minskar dock om det redan finns damm eller andra byggnader. Enligt Energikommisionen är de små vattenkraftverk som byggts under senare tid också etablerade till sådana platser. Detta gäller t.ex. fem småskaliga vattenkraftverk vars kostnader analyserades av kommissionen<sup>11</sup>. Kostnaderna för byggnationerna varierade i dessa fall mellan 2,4 och 4,1 kr/kWh, år<sup>12</sup>. Enligt Sycons bedömning är det också mycket svårt att finna kraftverkslägen som möjliggör en utbyggnad till en kostnad under 2 kr/kWh, år.

<sup>11</sup> Omställning av energisystemet. Underlagsbilagor, del 1 (SOU 1995:140).

<sup>12</sup> Kr/kWh, år ("kronor per årskilowattimme") är ett nyckeltal som används vid investeringsbedömningar av kraftverksprojekt. Måttet fås genom att dividera investeringskostnaden med förväntad årlig elproduktion.



### **Drift- och underhållskostnader för småskalig vattenkraft**

Kostnaderna för drift och underhåll kan variera kraftigt mellan olika anläggningar. En viktig förklaring till detta är anläggningarnas varierande lägesspecifika förhållanden. Utöver detta påverkas kostnaderna bl.a. av ålder och storlek, på så vis att nya och stora kraftverk tenderar att ha lägre drift- och underhållskostnader än gamla och små. Som framgått ägs de större kraftverken oftast av stora kraftbolag eller lokala eldistributörer, medan de verk som ägs av privatpersoner i allmänhet är små. Sycon pekar också på att drift och underhåll av damm med avbördningsanordningar kan medföra betydande kostnader, och i vissa fall stå för hälften av de totala drift- och underhållskostnaderna.

Att kostnaderna kan variera kraftigt framgår även av att de rörliga kostnaderna för drift och underhåll i de fem objekt Energikommisionen analyserade uppgick till mellan 1 och 4 öre/kWh, medan Sycon anger att drift- och underhållskostnaderna i allmänhet uppgår till mellan 5 och 8 öre/kWh<sup>13</sup>.

### **Total produktionskostnad för småskalig vattenkraft**

Att såväl investerings- som drift- och underhållskostnaderna varierar innebär också att varierande uppskattningar av den totala produktionskostnaden kan ses i olika sammanhang. Enligt Energikommisionen bör man normalt räkna med en ekonomisk livslängd på 40 år. Med denna avskrivningstid uppskattades den totala produktionskostnaden för de fem objekt kommissionen analyserade till mellan 16 öre/kWh (vid 2,4 kr/kWh, år) och 28 öre/kWh (vid 4,1 kr/kWh, år).

Huruvida 40 år är en rimlig avskrivningstid är dock inte givet. Således menar Sycon, efter samtal med banker som finansierar små vattenkraftsprojekt, att de lån som erbjuds oftast har en löptid på 20 år. Med en sådan avskrivningstid bedömer Sycon att det för en anläggning som idag planeras torde krävas en ersättning på ca 45–50 öre/kWh (vid 4 kr/kWh, år) för att kostnaderna skall täckas och en acceptabel avkastning uppnås. Sycon uppger att man i kalkylen tagit hänsyn till relevanta kostnader, däribland t.ex. skatt, försäkringar och administration, samt avsättning för större revisioner av verket.

SERO har till utredningen uppgivit att produktionskostnaden vid en avskrivningstid på 20 år och 4 kr/kWh, år torde uppgå till 51 öre/kWh.

<sup>13</sup> Sycon uppger att man även stött på enstaka fall där kostnaden är så pass hög som 20 öre/kWh.

Avslutningsvis bör upprepas att den ovan gjorda genomgången av kostnader avsett de verkliga kostnaderna, utan hänsyn till att den enskilde kraftverksägaren kan erhålla investeringsstöd.

Utredningen återkommer till bedömningar av kostnader, lönsamhet m.m. i avsnitt 2.5.3.

### 2.3.2 Vindkraft

De svenska satsningarna på vindkraft inleddes under 70- och 80-talen. Kraftverken var till att börja med relativt små (55 kW och uppåt), men har successivt ökat i storlek. Idag säljs verk i storlekar upp till 1 650 kW, men volymförsäljningen avser verk på 600–700 kW<sup>14</sup>.

Flertalet vindkraftverk har installerats under 90-talet. Utvecklingen tog fart sedan ett särskilt investeringsstöd infördes genom 1991 års energipolitiska beslut, och i synnerhet sedan nivån på investeringsstödet höjdes 1993, och sedan miljöbonusen infördes den 1 juli 1994.

Tillväxten har varit relativt snabb under 90-talet. 1991 fanns ca 50 vindkraftverk över 50 kW med en sammanlagd effekt på knappt 10 MW och en årlig produktion på ca 0,01 TWh. I maj 1999 hade antalet kraftverk ökat till drygt 400, med en installerad effekt på drygt 180 MW, och en årsproduktion på ca 0,4 TWh.

Potentialen för vindkraft undersöktes av en offentlig utredning i slutet av 80-talet<sup>15</sup>. Utredningen skulle redovisa lämpliga områden för en utbyggnad med stora vindkraftverk (3 MW) motsvarande en årsproduktion om 10 TWh på land och 20 TWh till havs. Potentialen på land uppskattades till 6,7 eller 2,9 TWh/år, beroende på om minsta avstånd till bebyggelse sattes till 300 eller 500 m, medan den avsedda mängden till havs bedömdes kunna uppnås utan problem.

I första hand är det mindre och medelstora företag och organisationer som köpt och installerat de svenska vindkraftverken. Enligt Sycon fördelar sig ägandet mellan olika grupper som i nedanstående tabell.

<sup>14</sup> Teknikutvecklingen tycks nu ha nått ett läge då gränsen för småskalig elproduktion, 1 500 kW, börjar bli suboptimal för vindkraften. Enligt vad utredningen erfarit sker således "nedväxling" av de stora verk som nu planeras/installeras, i syfte att erhålla det skydd som leveranskoncessionen ger.

<sup>15</sup> Läge för vindkraft (SOU 1988:32).

**Tabell 2.** Ägande av vindkraftverk år 1998, baserat på antal verk

<i>Typ av ägare</i>	<i>Andel</i>
Energiföretag	26 %
Aktiebolag bildat för vindkraftägande	24 %
Privatpersoner, egna företag	21 %
Föreningar (ekonomiska-, andels-, samfällighets-)	15 %
Andra företag	12 %
Okänd	2 %

Vindkraftsprojekt som bedrivs i föreningsform bygger i allmänhet på att en medlem tecknar sig för en mängd el som maximalt motsvarar hans egna förbrukning. Den kraft som produceras i dessa verk (ett 60-tal) går ut på nätet, men avräknas som andelskraft till medlemmarna, varför den inte når den kommersiella marknaden. Enligt Sycon torde ca 15–20 % av den totala vindkraftsproduktionen vara av detta slag, vilket motsvarar ca 0,06–0,08 TWh/år.

Som framgått har utbyggnaden av vindkraft i huvudsak skett under 90-talet. Härmed utgör vindkraftverken en långt mer enhetlig grupp än de små vattenkraftverken. Detta innebär bl.a. att kostnaderna inte varierar på samma sätt som för de små vattenkraftverken, vilket också framgår av nedanstående genomgång av kostnader. Det bör noteras att genomgången beskriver de verkliga kostnaderna, utan hänsyn till att den enskilde kraftverksägaren kan få investeringsstöd och miljöbonus.

### **Investeringskostnader för vindkraft**

Av Sycons studie framgår att investeringskostnaderna till största del utgörs av kostnad för inköp av verket. För de kraftverk som byggdes under åren 1991–1997 stod denna kostnad i genomsnitt för ca 85 % av uppförandekostnaden. Till detta kommer kostnader för el- och teleanslutning (ca 10 %), projekteringskostnad (ca 3 %) samt markkostnad (ca 2 %).

Enligt Sycons bedömning är investeringskostnaden sådan att vindkraftverk i storleksklassen 600 kW ligger på ca 3,6 kr/kWh, år i ett bra vindläge och ca 4,2 kr/kWh, år i ett medelbra. För verk i storleksklassen 1 500 kW anger Sycon ca 4,0 kr/kWh, år i ett bra vindläge och ca 4,7 kr/kWh, år i ett medelbra.

Att de mindre vindkraftverken framstår som mer lönsamma torde bl.a. bero på att de tillverkats i större serier och är en mera mogen produkt, och därför blir billigare. Enligt Sycon hindrar detta dock inte att investeringar i större verk ändå i vissa situationer kan vara att föredra,

av flera skäl. Till exempel kan man få ut en större produktion på en given areal till lägre ljudnivå. Vidare kan det i vissa fall vara lättare att få tillstånd för ett större verk, på grund av mindre landskapspåverkan. Totalt sett kan en större anläggning härmed bli billigare till följd av att kringkostnaderna relativt sett blir lägre. Att satsa på större verk kan också var ett sätt att få värdefull erfarenhet som kan vara nödvändig om man i framtiden vill satsa på t.ex. vindkraft till havs.

### **Drift- och underhållskostnader för vindkraft**

Drift- och underhållskostnaderna tycks vara relativt lika för olika vindkraftverk, låt vara att en viss tendens kan noteras till att kostnaderna sjunker med stigande storlek på verken.

Sycon har i sin studie analyserat kostnader för drygt 300 svenska vindkraftsprojekt, för vilka investeringsstöd söktes enligt föregående eller nuvarande regler. Bland dessa kraftverk ligger drift- och underhållskostnaderna överlag på ca 8 öre/kWh för verk upp till 250 kW, och på ca 5–6 öre/kWh för verk i storleksklasserna 500 kW och uppåt.

Motsvarande siffror angavs av Energikommisionen, som uppskattade de totala driftkostnaderna för vindkraftverk till ca 5–6 öre/kWh, inklusive service, administration och försäkringar<sup>16</sup>.

### **Total produktionskostnad för vindkraft**

Enligt Sycon erbjuder banker som finansierar vindkraftsprojekt i allmänhet lån med en löptid på 12 år. Med en sådan avskrivningstid uppskattar Sycon att det för verk om 600 kW, som nu är under uppförande, torde krävas intäkter på ca 50–60 öre/kWh i ett bra vindläge och ca 60–70 öre/kWh i ett medelbra, för att täcka den totala produktionskostnaden och uppnå en acceptabel avkastning.

Detta kan jämföras med att Energikommisionen räknade med 25 års avskrivningstid och då uppskattade den totala produktionskostnaden för vindkraftverk i storlekar mellan 200 och 500 kW till ca 30–31 öre/kWh i ett bra vindläge, och ca 35–36 öre/kWh i ett sämre<sup>17</sup>. Som framgått ingick kostnader för bl.a. service, administration och försäkringar, däremot ingick inte kostnader för eventuella reinvesteringar.

Avslutningsvis bör upprepas att den ovan gjorda genomgången av kostnader avsett de verkliga kostnaderna, utan hänsyn till att den enskilde kraftverksägaren kan erhålla investeringsstöd och miljöbonus.

<sup>16</sup> Omställning av energisystemet. Underlagsbilagor, del 1 (SOU 1995:140).

<sup>17</sup> *ibid.*

Utredningen återkommer till bedömningar av kostnader, lönsamhet m.m. i avsnitt 2.5.3.

## 2.4 Stöd till förnybar elproduktion i Europa och utvecklingen inom EU

Att utveckla elproduktion baserad på förnybara energikällor är ett vanligt energipolitiskt mål internationellt sett. Eftersom kostnaderna för sådan elproduktion i allmänhet är klart högre än för traditionella produktionsformer är offentliga stöd till förnybar elproduktion vanligt förekommande, t.ex. har samtliga EU-länder sådana stöd i någon form.

Som bakgrund till utredningens överväganden om den småskaliga elproduktionen i Sverige redogörs i avsnittet för fyra typer av stöd som förekommer i olika europeiska länder: garantipris och mottagningsplikt, inköpskvoter, investeringsstöd samt skattelättnader o.d.<sup>18</sup>. I avsnittet beskrivs även EU:s arbete med att skapa gemensamma regler för stöd till elproduktion som baseras på förnybara energikällor.

Vilka kraftslag som stöds varierar mellan olika länder. Ambitionen tycks dock ofta vara att anpassa stödnivåerna efter olika kraftslags förutsättningar att klara sig på marknaden. Detta innebär att tekniker som befinner sig långt ifrån marknaden, som t.ex. solcellssystem, ofta ges mest stöd. Det innebär också att storleksgränsen för vilka kraftverk som får stöd kan variera mellan olika kraftslag och mellan olika länder, t.ex. har flera länder 10 MW som gräns för småskalig vattenkraft.

### 2.4.1 Stöd som ger högre direkt ersättning

Flera länder använder metoder som ger högre direkt ersättning till förnybar elproduktion än till övrig elproduktion. Bland dessa länder kan en intressant skiljelinje noteras mellan de som valt att stimulera utbudet genom garantipriser, i allmänhet kombinerat med mottagningsplikt, och de som valt att istället reglera efterfrågan med hjälp av inköpskvoter.

<sup>18</sup> Eftersom avsnittet är tänkt som bakgrund till övervägandena om Sveriges småskaliga elproduktion behandlas dessa typer av stöd samt i första hand småskalig vattenkraft och vindkraft. Det bör dock noteras att, liksom i Sverige, stöd till FoU kring förnybar elproduktion och stöd till andra förnybara energikällor, t.ex. biobränslen, förekommer i många länder.

### Garantipris och mottagningsplikt

System med garanterad ersättning för den producerade kraften, och mottagningsplikt för t.ex. eldistributörerna, är utbudsstimulerande i den meningen att inga hinder finns för tillträde till marknaden för den förnybara elproduktionen, alla producenter som vill kan sälja sin el. Sådana system kan ge en snabb tillväxt av förnybar elproduktion, i synnerhet om garantipriset är högt.

Ett flertal länder har system med garantipris och mottagningsplikt, t.ex. Tyskland, Spanien och, än så länge, Danmark (i Danmark är dock förändringar på gång, se vidare under nästa rubrik).

Garantipriset kan vara konstruerat på olika sätt. I vissa fall fastställs det, för en viss tidsperiod, av t.ex. en myndighet. I andra fall kan priset, som i Sverige, vara kopplat till det pris den mottagningspliktige leverantören tar ut av sina kunder.

Ersättningsnivåerna varierar mellan olika länder. Bland de länder som ger högst ersättning märks bl.a. Tyskland och Danmark. I Danmark t.ex. har ersättningen till vindkraften hittills motsvarat ca 70 svenska öre/kWh, där ersättningen beräknats som 85 % av hushållens elpris exklusive skatter och avgifter (detta pris uppgår till ca 45 svenska öre/kWh) plus en via statsbudgeten finansierad ”miljöbonus”, motsvarande ca 32 svenska öre/kWh.

I sammanhanget bör påpekas att system med garantipris och/eller mottagningsplikt varken finns i Finland eller i Norge, eftersom man i dessa länder anser att sådana stödordningar inte är förenliga med en konkurrensutsatt elmarknad.

### Inköpskvoter

System med inköpskvoter är efterfrågestyrande i så måtto att staten anger att en viss andel av elkonsumenterna skall komma från förnybar produktion. Den reglerade efterfrågan innebär att tillträdet till marknaden inte är helt fritt för producenterna, låt vara att ambitionen i flertalet länder är att öka den förnybara elproduktionen, varför inköpskvoterna i allmänhet är tämligen vida.

System med inköpskvoter bygger i allmänhet på endera av två modeller: upphandling eller s.k. gröna certifikat.

I Storbritannien (och även i Irland) har man ett system med *upphandling*. Så kallade Regional Electricity Companies är enligt lag skyldiga att köpa en viss kvot av den el de säljer från produktionsanläggningar som är baserade på förnybara energikällor. Vid hittills fyra tillfällen under 90-talet har från regeringen utgått direktiv om att denna

kvot skall öka med en viss procent, samt om vilka kraftslag som därvid skall prioriteras. Elbolagen har sedan varit skyldiga att upphandla den stipulerade mängden och mixen bland intresserade producenter, eller själva ansvara för motsvarande produktion.

Upphandlingsformen ger viss priskonkurrens, men den förnybara elproduktionens relativt sett höga kostnader innebär ändå att de vinnande anbudena i allmänhet legat över det pris elbolagen i nästa led kan ta ut av sina kunder. Mellanskillnaden täcks genom ett statligt bidrag som finansieras genom en särskild avgift.

System med *gröna certifikat* bygger på att den el som produceras med förnybara energikällor säljs på den vanliga elmarknaden till det pris som där ges, men att producenterna tilldelas certifikat som har ett värde som kompenserar dem för sina relativt sett höga kostnader<sup>19</sup>. Certifikatens värde uppstår genom att staten ålägger kunderna, eller elhandelsföretagen, att köpa en viss mängd certifikat, dvs. man åläggs en viss inköpskvot av el producerad med förnybara energikällor och certifikaten utgör "beviset" för att ett sådant inköp skett.

Handeln med el och handeln med certifikat bedrivs åtskilda från varandra, dvs. el och certifikat behöver inte komma från samma producent. Certifikatshandeln kan med fördel bedrivas på en börs, där konkurrens och fri prissättning kan bidra till att produktionen styrs till de anläggningar som har effektivast teknik och lägst kostnader.

System med gröna certifikat är under introduktion i bl.a. Nederländerna och Danmark. I samband med att den danska elmarknaden avregleras (alla kunder skall kunna handla el i konkurrens fr.o.m. den 1 januari 2003) avvecklas successivt det system med garantipris som tidigare beskrivits, och införs istället stegvis ett system med gröna certifikat. Förändringen blir dock knappast dramatisk för den danska förnybara elproduktionen, eftersom producenterna alltjämt kommer att garanteras ett relativt högt pris. Detta på grund av att fri prissättning inte kommer att råda på certifikatsmarknaden, utan staten istället kommer att ange ett band (motsvarande ca 12–32 svenska öre) inom vilket certifikatspriserna tillåts fluktuera.

#### 2.4.2 Investeringsstöd samt skattelättnader o.d.

Att stöd ges till investeringar i anläggningar för elproduktion baserad på förnybara energikällor är relativt vanligt. Sådana stöd finns, med varierande inriktningar, i bl.a. Nederländerna, Finland och Norge. I

<sup>19</sup> Tilldelningen av certifikat sker med någon fördelningsnyckel, t.ex. en viss mängd "certifikatsenheter" per producerad kWh e.d.

Finland t.ex. kan vid investeringar i vindkraftverk stöd ges med högst 40 % av kostnaden. Vid investeringar i anläggningar baserade på andra förnybara energikällor, t.ex. småskalig vattenkraft (gränsen sätts vid 1 MW), kan stöd utgå med högst 30 %. I Norge finns ett investeringsstöd för vindkraft på 25 %. Småskalig vattenkraft ges inte investeringsstöd. Däremot är all vindkraft och de vattenkraftverk som är mindre än 1 MW befriade från en i Norge förekommande investeringsavgift på 7 %.

I flera länder ges också elproduktion baserad på förnybara energikällor skattelättnader av olika slag. Sådana regler finns, med varierande inriktningar, i bl.a. Finland, Danmark, Norge och Nederländerna. I Finland t.ex. ger detta småskalig vattenkraft ett stöd som motsvarar ca 4 svenska öre/kWh och vindkraft ett stöd som motsvarar ca 6 svenska öre/kWh. I Norge behöver innehavare av vindkraftverk inte betala mer än halva den s.k. elavgiften, vilket ger ett stöd som motsvarar ca 3 svenska öre/kWh. Någon motsvarighet för småskalig vattenkraft finns inte, låt vara att riktigt små anläggningar (högst 90 kW) är helt befriade från elavgiften om den el som produceras används för eget bruk.

### 2.4.3 Utvecklingstendenser inom EU

Att utveckla förnybara energikällor är sedan några år ett viktigt mål för gemenskapens energipolitik. Bland annat har fastslagits att förnybara energikällor år 2010 bör ha en marknadsandel på 12 % inom unionen som helhet, att jämföra med ca 6 % idag.

Enligt EU-kommissionen<sup>20</sup> har garantipris och mottagningsplikt hittills varit den mest framgångsrika metoden för att skapa snabb tillväxt av förnybar elproduktion. Enligt kommissionen är dock en nackdel med garantipris och mottagningsplikt att sådana system inte ger upphov till konkurrens mellan olika produktionsanläggningar baserade på förnybara energikällor, varför kostnadspressen kan vara låg och teknikutvecklingen kan hämmas.

I det avseendet menar kommissionen att stödsystem som styr efterfrågan, som inköpskvoter, är bättre, eftersom de skapar konkurrens mellan olika produktionsanläggningar baserade på förnybara energikällor, vilket ger incitament för teknikutveckling och sjunkande priser. I framtiden bör man därför enligt kommissionens mening prioritera stödsystem som på detta sätt bättre kan utnyttja marknadskrafternas förmåga att sänka kostnaderna för produktionen.

<sup>20</sup> Se t.ex. Electricity from renewable energy sources and the internal electricity market. Working paper of the European Commission (1998).



Många av medlemsländerna delar kommissionens åsikt att konkurrensbaserade lösningar är den väg man bör sträva mot. Ambitionen tycks också vara att på sikt skapa gemensamma regler för stöd till elproduktion baserad på förnybara energikällor, låt vara att medlemsländerna ännu inte kunnat enas kring utformningen av ett sådant direktiv.

Att döma av de kontakter LEKO-utredningen haft med kommissionens generaldirektorat för energi (DGXVII) går det heller inte i dagsläget att säkert säga när ett direktiv kan komma att presenteras, eller hur det mer i detalj kan komma att se ut.

## 2.5 Överväganden och förslag

### 2.5.1 Utgångspunkter

Enligt tilläggsdirektiven skall LEKO-utredningen analysera behovet av skydd för små elproducenter då leveranskoncessionssystemet upphör, vilket kommer att ske i samband med att schablonberäkning införs den 1 november 1999. Eftersom regeringen i prop. 1998/99:137 föreslagit en övergångslösning som ger den småskaliga elproduktionen ett motsvarande skydd från den 1 november 1999 till utgången av år 2000, då leveranskoncessionssystemet ursprungligen var tänkt att upphöra, har utredningens analys dock inriktats på tiden efter år 2000.

Mot bakgrund av att utredningen tillsatts för att utvärdera leveranskoncessionssystemet har arbetet koncentrerats till det skydd, i form av mottagningsplikt och rätt till skäligt pris, som leveranskoncessionen ger småskalig elproduktion. Under utredningens gång har det dock visat sig att fokuseringen på småskalighet sannolikt är för snäv. Flera omständigheter talar nämligen för att ett bredare perspektiv bör anläggas på frågan om vilken roll elproduktion baserad på förnybara energikällor (varav den småskaliga produktionen utgör en delmängd) bör spela i energiförsörjningen. Några sådana omständigheter redovisas nedan.

- *De förändrade prognoserna beträffande framtida elprisutveckling.* Som framgått av avsnitt 2.2 bedömer Energimyndigheten att elpriset kommer att ligga på nivån omkring 20 öre/kWh fram till år 2010, att jämföra med att Energikommissionen, som låg till grund för 1997 års energipolitiska program, räknade med ett elpris på ca 30 öre/kWh år 2010. Att förutsättningarna förändrats på detta sätt borde rimligen ha stor betydelse för synen på den förnybara elproduktionens roll i energiförsörjningen, med avseende bl.a. på om olika typer av stöd bör utgå, och i sådana fall till vilka anläggningar.

- *Osäkerheter om hur småskalig elproduktion lämpligen bör definieras.* Flera faktorer talar för att det kan finnas skäl att ompröva dagens gräns för småskalighet, 1,5 MW. Som framgått av avsnitt 2.3.2 börjar t.ex. gränsen 1,5 MW att utgöra en teknisk begränsning för vindkraften. Vidare definierar flera andra EU-länder som framgått av avsnitt 2.4 småskalig vattenkraft som mindre än 10 MW.
- *De kommande EU-gemensamma reglerna för stöd till elproduktion baserad på förnybara energikällor.* I dagsläget är det svårt att bedöma både när ett direktiv beträffande stöd till förnybar elproduktion kan komma att presenteras, och hur reglerna mer i detalj kan komma att se ut. Som framgått av avsnitt 2.4.3 eftersträvar dock EU-kommissionen marknadsnära lösningar av en typ (t.ex. gröna certifikat) som det enligt utredningens mening knappast är givet att man bör inskränka till att omfatta småskalig elproduktion, åtminstone med den definition detta begrepp givits i Sverige.

Mot denna bakgrund föreslår utredningen att den förnybara elproduktionens förutsättningar bör ses över. Översynen bör ha ett bredare perspektiv än den avgränsning till småskalig elproduktion som gällt för LEKO-utredningens arbete, låt vara att översynsarbetet kan komma att visa att fokuseringen på småskalighet alltjämt bör behållas. Syftet med översynen bör vara att bedöma vilka långsiktiga förutsättningar som bör gälla för förnybar elproduktion, samt att analysera vilka metoder och eventuella stöd m.m. som bäst kan bidra till att uppnå dessa förutsättningar. Enligt utredningens mening bör marknadsnära lösningar eftersträvas. Inriktningen på översynen bör därför vara sådan att konkurrensbaserade modeller (som t.ex. gröna certifikat) i första hand prioriteras. I översynen bör också belysas om det finns skäl för staten att medverka till att en särskild marknadsplats för förnybar el kan utvecklas.

Innan en allmän översyn gjorts av förutsättningarna för förnybar elproduktion bedömer utredningen att det inte är meningsfullt att söka utveckla en långsiktig och definitiv lösning som ersättning för det skydd leveranskoncessionssystemet givit småskalig elproduktion.

Utredningen har svårt att bedöma om ett allmänt översynsarbete kan ske i sådan takt att det utmynnar i nya regler som kan träda i kraft redan när den i prop. 1998/99:137 föreslagna övergångslösningen upphör vid årsskiftet 2000/2001. Det är dock inte osannolikt att det under ett eller ett par år därefter kan finnas behov av ytterligare en temporär lösning.

Mot denna bakgrund har utredningen koncentrerat sig på att analysera hur en sådan eventuell temporär lösning bör se ut under året/åren närmast efter år 2000. Om det uppstår ett behov av en temporär lösning

under denna period, så bör den enligt utredningens mening rimligen bygga vidare på det skydd i form av bl.a. mottagningsplikt som idag ges av leveranskoncessionen och som fr.o.m. den 1 november 1999 och 14 månader framåt kommer att ges av den övergångslösning regeringen föreslagit. Analysen har därför koncentrerats till det skydd leveranskoncessionen ger, dvs. mottagningsplikt (som behandlas i avsnitt 2.5.2) och skäligt pris (2.5.3).

## 2.5.2 Frågan om mottagningsplikt

Utredningen föreslår att en allmän översyn bör göras av förutsättningarna för förnybar elproduktion. Om översynen inte kan bedrivas i sådan takt att den utmynnar i regler som kan träda i kraft den 1 januari 2001, så kan en ytterligare temporär lösning behövas under ett eller par år. Givet dessa utgångspunkter handlar utredningens överväganden kring mottagningsplikt om två frågor: behövs det överhuvudtaget en mottagningsplikt under året/åren närmast efter år 2000, och vem bör i sådana fall lämpligen åläggas mottagningsplikten under denna period. Dessa frågor behandlas i tur och ordning nedan.

### **Behövs det överhuvudtaget en mottagningsplikt?**

Som framgått av avsnitt 2.1 har innehavare av småskaliga produktionsanläggningar varit garanterade avsättning för sin el sedan 1988, då regler om mottagningsplikt infördes i ellagen. I vilken mån det finns behov av mottagningsplikt på en konkurrensutsatt elmarknad kom därför att diskuteras inför den reformering av elmarknaden som genomfördes den 1 januari 1996.

Ellagstiftningsutredningen, som hade att föreslå lagstiftning för den reformerade elmarknaden, menade att bestämmelserna om mottagningsplikt inte var förenliga med principerna för elmarknadsreformen, nämligen att produktion och försäljning av el skulle konkurrensutsättas. Utredningen ansåg därför att dessa regler borde slopas<sup>21</sup>.

I den fortsatta regerings- och riksdagsbehandlingen<sup>22</sup> ifrågasattes dock om denna producentkategori på kort sikt skulle kunna få avsättning för sin elproduktion om mottagningsplikten slopades. Bland annat framfördes att flera av de berörda anläggningarna hade tillkommit efter

<sup>21</sup> Elkonkurrens med nätmonopol. Delbetänkande av Ellagstiftningsutredningen (SOU 1993:68).

<sup>22</sup> Prop. 1993/94:162, bet. 1993/94:NU22, rskr. 1993/94:358. Prop. 1994/95:222, bet. 1995/96:NU1, rskr. 1995/96:2.

det att bestämmelserna om mottagningsplikt infördes i ellagen. Om innehavare av småskaliga anläggningar skulle sälja direkt till en slutkund antogs de vidare få svårigheter att finna godtagbara lösningar för att garantera kunden en säker leverans. Dessa producenter sades vanligen heller inte ha den organisation som är nödvändig för att finna kunder för sin produktion.

På kort sikt antogs övergången till en fri elmarknad av bl.a. dessa skäl komma att innebära vissa problem för den småskaliga elproduktionen. I ett längre tidsperspektiv antogs den kunna hävda sig på den konkurrensutsatta elmarknaden, men för att bl.a. ge innehavare av små produktionsanläggningar möjlighet att anpassa sig till den fria marknaden infördes systemet med leveranskoncession för en period av fem år.

Om bedömningarna som gjordes inför elmarknadsreformen var riktiga borde den småskaliga elproduktionen efter år 2000 kunna klara sig utan garanterad avsättning för sin el. Om så är fallet eller ej är dock svårt att avgöra enligt utredningens mening. Olika erfarenheter som gjorts i utredningsarbetet pekar nämligen i olika riktningar.

Å ena sidan talar de bedömningar EME Analys gör i sin rapport till utredningen för att mottagningsplikten inte längre behövs. Enligt EME Analys bör nämligen alla producenter kunna sälja sin el förutsatt att priset är rätt, låt vara att det pris till vilket all småskaligt producerad el kan säljas torde vara lägre än marknadspriset på el.

Å andra sidan talar vissa omständigheter för att den anpassningsprocess till en fri marknad som förutskickades inför elmarknadsreformen inte fullt ut kommit till stånd bland den småskaliga elproduktionen. Till exempel visar den undersökning SIFO utförd åt utredningen att 42 % av de tillfrågade nät- och elhandelsföretagen inte tror att den småskaliga elproduktionen skulle få avsättning utan dagens skydd, och att ytterligare 12 % är tveksamma till detta. Vidare menar Sycon i sin studie åt utredningen att i synnerhet sådana kraftverksägare som inte har elproduktion som huvudsyssla har små möjligheter att själva agera på marknaden. Detta sägs främst bero på en brist på kapital, men även på avsaknad av kunskap och resurser för att hitta kunder.

Sammantaget kan LEKO-utredningen mot denna bakgrund inte med säkerhet avgöra om den småskaliga elproduktionen skulle klara sig utan mottagningsplikt.

Trots osäkerheten kring huruvida den småskaliga elproduktionen behöver en mottagningsplikt, så menar LEKO-utredningen att det finns skäl att ändå behålla ett system med mottagningsplikt under året/åren närmast efter år 2000.

Utgångspunkten för detta är att olika politiska beslut och uttalanden under senare år klargjort att den småskaliga elproduktionen bör ges en

gynnad ställning<sup>23</sup>. Mot denna bakgrund menar utredningen att det ur samhällets synvinkel torde vara rationellt att åtminstone på kort sikt anordna någon form av organiserad hantering av den småskaliga produktionen, med hänsyn till att den omfattar ett stort antal anläggningar (ca 1 600 st). En mottagningsplikt för någon aktör torde erbjuda en lämplig metod för en sådan organiserad hantering.

Sammanfattningsvis menar LEKO-utredningen att det inte är givet att den småskaliga elproduktionen behöver mottagningsplikten, men att en organiserad hantering av de småskaliga anläggningarna ändå av andra skäl vore lämplig om en temporär lösning behövs under året/åren närmast efter år 2000. Utredningen föreslår därför att ett system med mottagningsplikt för någon aktör i sådana fall bör behållas under denna period. Om det mer permanent finns behov av en mottagningsplikt bör belysas i den översyn utredningen föreslagit.

### **Vem bör lämpligen åläggas mottagningsplikten?**

Leveranskoncessionssystemet var tänkt att gälla i fem år, till utgången av år 2000. Genom att schablonberäkning införs den 1 november 1999 kommer systemet dock att upphöra vid detta datum.

I den proposition där regler för den reformerade elmarknaden först föreslogs sades emellertid att leveranskoncessionerna skulle gälla i tre år. Riksdagens näringsutskott ansåg dock att den småskaliga elproduktionen borde ges ett skydd, motsvarande vad leveranskoncessionen förväntades ge, i ytterligare två år, även om man vid en utvärdering av leveranskoncessionssystemet skulle finna att det borde avvecklas efter de tre åren<sup>24</sup>.

Mot denna bakgrund föreslog utredningen i sitt delbetänkande Öppen elmarknad (SOU 1999:44) att den småskaliga elproduktionen från den 1 november 1999 och tills dess fem år förflutit sedan leveranskoncessionssystemet infördes, dvs. till utgången av år 2000, borde ges ett skydd som så långt möjligt motsvarar dagens. Under denna period borde enligt utredningen någon aktör åläggas en mottagningsplikt och innehavare av små kraftverk ges en garanterad ersättning som motsvarar vad de kan antas ha fått om schablonberäkning inte införts den 1 november 1999, vilket utredningen bedömde till 21 öre/kWh.

<sup>23</sup> Ett exempel är att riksdagen genom 1997 års energipolitiska beslut uttalat att volymen småskaligt producerad kraft skall öka (se avsnitt 2.2.4). Ett annat exempel är att regeringen i prop. 1998/99:137 uttalat att det är viktigt att förutsättningarna är goda för den småskaliga och ofta miljövänliga elproduktionen.

<sup>24</sup> Prop. 1993/94:162, bet. 1993/94:NU22, rskr. 1993/94:358.

I delbetänkandet prövade utredningen ett antal tänkbara alternativ för mottagningsplikten, nämligen att den skulle läggas på

- Svenska kraftnät,
- de lokala nätägarna,
- Svenska kraftnät och de lokala nätägarna i kombination,
- samtliga elhandelsföretag,
- ett av staten och övriga berörda intressenter särskilt etablerat inköpsbolag, eller på
- de elhandelsföretag som idag är leveranskoncessionärer.

Av dessa alternativ fann utredningen att två var möjliga, nämligen att antingen lägga mottagningsplikten på ett särskilt inköpsbolag, eller på de företag som idag är leveranskoncessionärer. Vid en samlad bedömning av för- och nackdelar fann utredningen dock att ett inköpsbolag vore att föredra.

I prop. 1998/99:137 avvisade regeringen utredningens idé om ett särskilt inköpsbolag och ett garantipris. Istället föreslogs att marknadens aktörer skall ges möjlighet att på frivillig basis åta sig mottagningsplikten från den 1 november 1999 t.o.m. utgången av år 2000. Detta åtagande borde enligt regeringen initieras genom konkurrensupphandling där anbudsgivarna förbinder sig att köpa hela eller delar av elproduktionen från de små producenterna till en i anbudet angiven garanterad prisnivå. Mot denna bakgrund gav regeringen den 8 juli 1999 i uppdrag åt Svenska kraftnät att initiera en sådan upphandling.

Det faktum att en ny modell för mottagningsplikten nu är under införande innebär att andra förutsättningar råder för de överväganden om mottagningsplikten som utredningen gör i det här sammanhanget, än vad som gällde inför delbetänkandet.

Utredningen har koncentrerat sig på att analysera hur en temporär lösning bör se ut ifall en sådan lösning kommer att behövas från den 1 januari 2001 och fram tills dess den av utredningen föreslagna allmänna översynen av den förnybara elproduktionen kunnat genomföras och omsättas i ett nytt regelverk. Enligt utredningens bedömning torde denna tidsperiod på sin höjd omfatta ett eller ett par år. Det korta tidsperspektiv som härmed gäller för övervägandena talar för att det krävs starka skäl för att välja någon annan lösning för mottagningsplikten än den upphandlingsmodell som nu är under införande. Detta bl.a. med hänsyn till att innehavare av små produktionsanläggningar rimligen så långt möjligt bör ges stabila planeringsförutsättningar.

För att det finns skäl att inte frångå upphandlingsmodellen talar även att den ligger väl i linje med den utveckling mot mer konkurrensbaserade lösningar som eftersträvas av EU-kommissionen (se avsnitt 2.4.3). Vad

avser marknadsanpassning är upphandlingsmodellen för övrigt mer utvecklad än de lösningar som diskuterades i utredningens delbetänkande, dvs. de som i första hand torde kunna komma i fråga som alternativ till upphandlingsmodellen. Eftersom de lösningar som analyserades i delbetänkandet bygger på ett i förväg definierat garanti pris får man nämligen inte samma initiala marknadsvärdering av kraften som ges vid en upphandling, t.ex. kan man med ett särskilt inköpsbolag inte förrän i efterhand (när inköpsbolaget säljer kraften vidare) få en uppfattning om kraftens värde på marknaden.

Vid en samlad bedömning finner LEKO-utredningen att det inte föreligger några starka skäl som talar emot att använda en upphandlingsmodell om en temporär lösning behövs under året/åren närmast efter år 2000. Om en mottagningsplikt skall finnas under denna period föreslår utredningen därför att upphandlingsmodellen fortsatt bör tillämpas.

Samtidigt vill utredningen understryka att upphandlingsmodellen inte behöver vara statisk. Tvärtom torde erfarenheter göras i den nu pågående upphandlingsomgången, som kan leda till att modellen kan utvecklas och förbättras inför en eventuell ny upphandling. Genom att upphandlingsmodellen innebär en marknadsvärdering av den småskaliga produktionen bidrar den också till att skapa ett referenspris för förnybar elproduktion. Med hjälp av detta referenspris skulle en marknadsplats för den småskaliga kraften kunna utvecklas, som successivt skulle kunna ta över upphandlingens roll. LEKO-utredningen har inte analyserat hur staten bäst skulle kunna stimulera en sådan utveckling, men har däremot pekat på att en sådan analys bör ingå i den allmänna översyn utredningen föreslagit. Upphandlingsmodellen förhindrar dock på intet sätt att marknads aktörer kan utveckla andra former för att handla med den småskaliga kraften, om man så finner lämpligt.

### 2.5.3 Frågan om skäligt pris

Med dagens regelverk har innehavare av små produktionsanläggningar rätt till skälig ersättning för den el som levereras till en leveranskoncessionär. Som framgått av avsnitt 2.2 skall ersättningen motsvara vad leveranskoncessionären tar ut av hushållskunder och andra mindre förbrukare, med avdrag för skäliga kostnader för administration m.m. och skälig vinst. Ersättningen ligger i genomsnitt på ca 25 öre/kWh<sup>25</sup>.

LEKO-utredningen kan svårligen uttala sig om det bör finnas regler om skäligt pris för småskalig elproduktion även efter det att leverans-

<sup>25</sup> Denna ersättningsnivå anges i EME Analys rapport till utredningen, från februari 1999. Eventuellt kan ersättningen sedan dess ha sjunkit något.

koncessionssystemet upphört, eller om hur skälighetsbegreppet i sådana fall bör definieras. För det talar bl.a. att flera av de faktorer som bör beaktas i en sådan bedömning torde vara beroende av vilka slutsatser som dras i den allmänna översyn av den förnybara elproduktionens förutsättningar som utredningen föreslagit.

Mot denna bakgrund har LEKO-utredningen valt att i detta avsnitt istället analysera vilken ersättningsnivå småskalig elproduktion behöver för att klara sig. Med hänsyn till att kostnadsstrukturen, som framgått av avsnitt 2.3, ser olika ut för olika små kraftverk torde denna nivå variera beroende på hur stor volym småskaligt producerad kraft som eftersträvas. I analysen har utredningen därför utgått från två delfrågor:

- Vilken ersättningsnivå torde krävas för fortvarig drift av den produktionsvolym som skall uppnås med hjälp av de investeringsstöd för småskalig vattenkraft och vindkraft som inrättats genom 1997 års energipolitiska program? (Denna volym är för småskalig vattenkraft dagens 1,5 TWh/år samt inom fem år ytterligare 0,25 TWh/år, och för vindkraft dagens 0,4 TWh/år samt inom fem år ytterligare 0,5 TWh/år.)
- Vilka konsekvenser torde uppstå om ersättningen fortsatt ligger på dagens nivå?

Mot denna bakgrund har LEKO-utredningen givit Sycon i uppdrag att analysera hur lönsamheten för innehavare av små kraftverk påverkas av olika ersättningsnivåer, samt vilken nivå som torde krävas för att uppfylla utbyggnadsmålen i 1997 års energipolitiska program. Sycon har bl.a. utgått ifrån uppgifter som erhållits från Energimyndigheten om de anläggningar för vilka investeringsstöd söktes och en mindre enkätundersökning som Sycon gjort bland ägare av små kraftverk.

Nedan redogörs för vissa utgångspunkter som gällt för utredningens analys. Därefter behandlas de två delfrågorna.



### Vissa utgångspunkter för analysen

Enligt utredningens mening bör den ersättning innehavare av småskaliga produktionsanläggningar behöver för att klara sig ge kostnadstäckning och acceptabel avkastning från verksamheten.

En långsiktigt acceptabel avkastning bör motsvara avkastningen på en helt säker investering, t.ex. långa statsobligationer, samt kompensera för den risk verksamheten innebär. Risken för en innehavare av en småskalig produktionsanläggning påverkas bl.a. av ekonomiska, politiska, klimatologiska och tekniska faktorer.

Enligt Sycon ger långa statsobligationer idag en effektiv ränta på 5 %. Utöver det torde riskfaktorn behöva värderas till ca 3–5 %. Detta mot bakgrund av att banker som Sycon talat med menar att internräntan för en investering i vindkraft eller småskalig vattenkraft bör uppgå till 8–10 % för att projektet skall bedömas som så pass säkert att bankerna är villiga att låna ut pengar till investeringen<sup>26</sup>.

Enligt utredningen kan antas att den enskilde kraftverksägarens långsiktiga krav på avkastning, med dagens ränteläge, ligger på samma nivå (8–10 %) som den internränta som i enlighet med föregående stycke torde krävas för att kunna erhålla extern finansiering.

På kort sikt kan dock en enskild kraftverksägares lönsamhetskrav på insatt kapital vara lägre. I synnerhet torde detta vara fallet om anläggningen är lågt belånad och/eller behovet av ny extern finansiering är litet. För att kraftverksägaren skall acceptera en lägre avkastning torde dock krävas att han kan förvänta sig ökande intäkter på längre sikt.

Om avkastningen på det insatta kapitalet mer permanent ligger på en nivå som endast motsvarar, eller kanske t.o.m. understiger, avkastningen på t.ex. långa statsobligationer (dvs. om avkastningen med dagens ränteläge ligger på ca 3–5 %) torde verksamheten inte vara långsiktigt bärkraftig.

Vilken ersättning som krävs för att en innehavare av en småskalig produktionsanläggning skall uppnå kostnadstäckning och acceptabel avkastning från verksamheten beror bl.a. på vilken avskrivningstid som används. Efter diskussioner med banker som ger lån till den här typen av investeringar menar Sycon att avskrivningstiden bör sättas till 12 år för vindkraft och 20 år för småskalig vattenkraft. Som framgått av avsnitt 2.3 finns dock andra aktörer som anser att avskrivningstiderna snarare

<sup>26</sup> Internränta är en metod för att värdera olika investeringsalternativs avkastning. Metoden går ut på att bestämma den räntefot vid vilken investeringens nuvärde är lika med noll. Denna räntefot kallas för investeringens internräntefot eller internränta, och ger uttryck för den årliga avkastning eller förräntning som investeringsalternativet i fråga ger på det satsade kapitalet.

bör vara dubbelt så långa. I analysen har utredningen därför valt att så långt möjligt spegla konsekvenser av såväl avskrivningstider på 12 respektive 20 år som av dubbelt så långa tider.

Med hänsyn till att beräkningarna påverkas av vilka antaganden som görs om bl.a. avkastningskrav och avskrivningstid, och mot bakgrund av att kostnadsstrukturen kan variera kraftigt mellan i synnerhet olika små vattenkraftverk, bör de resultat som i tabellform nedan redovisas ses som räkneexempel. Såvitt utredningen kan bedöma ger dock redovisningen en god bild av situationen i stort.

### **Ersättning som torde krävas för fortvarig drift av den volym som skall uppnås genom 1997 års energipolitiska program**

Som framgått menar de banker som Sycon kontaktat att internräntan för en investering i en småskalig elproduktionsanläggning bör uppgå till minst 8–10 % för att extern finansiering skall kunna erhållas. Eftersom den utbyggnad som skall uppnås genom 1997 års energipolitiska program knappast kan komma till stånd utan lånefinansiering bedömer LEKO-utredningen att ett uppfyllande av utbyggnadsmålen kräver att investeringarnas internränta uppgår till minst 8 %.

Av naturliga skäl är det svårt att exakt säga hur kostnadsbilden kan komma att se ut för alla de kraftverk som är tänkta att byggas genom 1997 års energipolitiska program. För att ändå söka uppskatta vilken ersättningsnivå som torde krävas för att uppnå utbyggnadsmålen, har LEKO-utredningen antagit att denna ersättningsnivå är liktydig med den nivå som skulle ge 8 % internränta för sådana kraftverk som idag är under uppförande eller planeras. Med utgångspunkt i bl.a. de ansökningar om investeringsstöd som finns samlade hos Energimyndigheten har Sycon konstruerat ett antal typfall som beskriver förutsättningarna för sådana anläggningar.

Utifrån dessa typfall har Sycon beräknat vilken ersättning en enskild kraftverksägare torde behöva för att internräntan skall uppgå till 8 %. Resultatet av beräkningarna visas nedan i tabell 3 (för vindkraft) och tabell 4 (för småskalig vattenkraft)

I tabellerna visas kravet på ersättning såväl med 12/20 års avskrivning som dubbelt så långa tider, samt med respektive utan investeringsstöd (15 %) och miljöbonus till vindkraft (15,1 öre/kWh).

**Tabell 3.** Krav på ersättning för att uppnå 8 % internränta (vindkraft)

<i>Typ av vindkraft- verk</i>	<i>Med inv. stöd o. miljöbonus. Av- skrivning 12 år</i>	<i>Med inv. stöd o. miljöbonus. Av- skrivning 24 år</i>	<i>Utan stöd. Avskrivning 12 år</i>	<i>Utan stöd. Avskrivning 24 år</i>
Under uppförande 150–250 kW	35 öre/kWh	23 öre/kWh	57 öre/kWh	43 öre/kWh
Under uppförande 500–700 kW	33 öre/kWh	21 öre/kWh	56 öre/kWh	42 öre/kWh
Under uppförande 700–1000 kW	25 öre/kWh	15 öre/kWh	46 öre/kWh	34 öre/kWh
Under uppförande 1000–1500 kW	34 öre/kWh	21 öre/kWh	56 öre/kWh	42 öre/kWh

Att anläggningar i storlekerna 700–1000 kW enligt tabell 3 framstår som klart mer lönsamma än verk i övriga storleksklasser kan enligt Sycon till en del förklaras med att dessa verk byggts i mer förmånliga vindlägen. Med hänsyn till att beräkningarna i denna storleksklass bygger på ett relativt litet antal objekt bör dock siffrorna tas med viss försiktighet.

**Tabell 4.** Krav på ersättning för att uppnå 8 % internränta (småskalig vattenkraft)

<i>Typ av små vattenkraftverk*</i>	<i>Med inv. stöd Avskrivn. 20 år</i>	<i>Med inv. stöd. Avskrivn. 40 år</i>	<i>Utan stöd. Av- skrivn. 20 år</i>	<i>Utan stöd. Av- skrivn. 40 år</i>
Planerade med 2,1 kr/kWh, år	24 öre/kWh	21 öre/kWh	27 öre/kWh	24 öre/kWh
Planerade med 3,1 kr/kWh, år	32 öre/kWh	28 öre/kWh	37 öre/kWh	31 öre/kWh
Planerade med 4,0 kr/kWh, år	41 öre/kWh	34 öre/kWh	47 öre/kWh	39 öre/kWh

\* Alternativen utgår från verklig kostnad. Om investeringsstöd utgår enligt dagens nivå (15 %) blir värdena för kraftverksägaren 1,8, 2,6 resp. 3,4 kr/kWh, år.

Som en kommentar till tabell 4 bör sägas att de två sista alternativen (3,1 respektive 4,0 kr/kWh, år) bäst torde överensstämma med majoriteten av de anläggningar som är i drift eller planeras, medan alternativet 2,1 kr/kWh, år torde vara mycket ovanligt (se avsnitt 2.3.1).

Att döma av den första kolumnen i tabellerna 3 och 4 torde fortvarig drift av den produktionsvolym som skall uppnås genom 1997 års energipolitiska program kräva en ersättning som för vindkraften ligger på ca

25–35 öre/kWh (plus miljöbonus) och för den småskaliga vattenkraften på ca 35–45 öre/kWh, förutsatt att avskrivningstiderna sätts till 12 år för vindkraften och 20 år för den småskaliga vattenkraften. Med dubbelt så långa avskrivningstider tyder tabellerna på att ersättningskravet blir ca 15–25 öre/kWh (plus miljöbonus) för vindkraften och ca 25–35 öre/kWh för den småskaliga vattenkraften.

Med hänsyn till att marknadspriset på el för närvarande ligger på ca 10–12 öre/kWh, och att Energimyndigheten bedömer att priset på lång sikt (fram till år 2010) kan antas stiga till ca 20 öre/kWh, talar tabellerna för att utbyggnadsmålen enligt 1997 års energipolitiska program knappast kan uppnås om inte någon form av offentligt stöd utgår, utöver dagens investeringsstöd och miljöbonus till vindkraften. Detta gäller oavsett om avskrivningstiderna 12/20 år eller 24/40 år används.

Om ett sådant stöd skulle baseras på de ersättningsnivåer som, att döma av tabellerna 3 och 4, krävs för att uppnå utbyggnadsmålen, och om stödet skulle omfatta samtliga vindkraftverk och småskaliga vattenkraftverk, så torde den totala kostnaden för stödet, med dagens marknadspris på el, komma att uppgå till minst 300–400 mkr per år, även om avskrivningstiderna sätts till 24 respektive 40 år<sup>27</sup>.

Ett alternativt sätt att uppnå motsvarande förutsättningar för innehavare av småskaliga anläggningar vore att låta dem helt utan några driftstöd sälja sin el på marknaden till det pris som där ges, men att istället kompensera dem med ett större investeringsstöd. Sycon har beräknat hur stort investeringsstödet i sådant fall måste vara för att en acceptabel avkastning skall uppnås. Att döma av Sycons rapport torde, med dagens marknadspris på el, för såväl vindkraft som småskalig vattenkraft krävas ett investeringsstöd på ca 75–80 % för att investeringens internränta skall uppgå till 8 %.

<sup>27</sup> Ett årligt driftstöd antas utgå till  $0,4 + 0,5$  TWh vindkraft och  $1,5 + 0,25$  TWh småskalig vattenkraft (dvs. dagens volym plus den som avses byggas ut genom 1997 års energipolitiska program). Stödbehovet per kWh har beräknats som skillnaden mellan den ersättningsnivå utredningen bedömer som nödvändig (vid avskrivningstiderna 24/40 år: 15–25 öre/kWh för vindkraft resp. 25–35 öre/kWh för småskalig vattenkraft) och marknadspriset på el. För beräkningen har nödvändig ersättningsnivå satts till värdena mitt i de två spannen, vilket innebär en viss förenkling. Marknadspriset på el antas vara ca 10–12 öre/kWh.

### **Konsekvenser som torde uppstå om ersättningen fortsatt ligger på dagens nivå**

Utredningen har sökt bedöma vilka konsekvenser som torde uppstå om ersättningen fortsatt ligger på dagens nivå, dvs. ca 25 öre/kWh. Efter som utredningen i delbetänkandet föreslog ett garantipris på 21 öre/kWh för perioden den 1 november 1999 t.o.m. år 2000 har dock även denna ersättningsnivå behandlats i analysen<sup>28</sup>.

Vad en ersättningsnivå på 21–25 öre/kWh skulle betyda för den utbyggnad som eftersträvas i 1997 års energipolitiska program framgår av de ovanstående tabellerna 3 och 4. Förutsatt att miljöbonus alltjämt utgår torde dagens ersättningsnivå på 25 öre/kWh ge en viss fortsatt utbyggnad av vindkraft, att döma av tabell 3. Om denna ersättning är tillräcklig för att utbyggnads målet beträffande vindkraften helt skall kunna uppnås är dock mera tveksamt, låt vara att målet tycks kunna nås om avskrivningstiden sätts till 24 år. Om ersättningen sjunker till 21 öre/kWh eller mindre försämras förutsättningarna. För den småskaliga vattenkraften torde dagens ersättning på 25 öre/kWh, att döma av tabell 4, vara otillräcklig för att uppnå utbyggnads målet, oavsett om avskrivningstiden sätts till 20 eller 40 år.

För befintliga, i drift varande anläggningar är förutsättningarna i flera avseenden olika för de två kraftslagen. En väsentlig skillnad är givetvis att vindkraften får en miljöbonus på 15,1 öre/kWh. Vidare är vindkraftverken, som framgått av avsnitt 2.3, en långt mer enhetlig grupp än de småskaliga vattenkraftverken, vilket bl.a. innebär att de har en mer likartad kostnadsstruktur. I det här sammanhanget har det också betydelse att den information som finns samlad om vindkraften är avsevärt bättre. I stort sett samtliga vindkraftverk har uppförts under 90-talet och delfinansierats med investeringsstöd. Härmed finns heltäckande information om anläggningarna samlad hos Energimyndigheten. Någon motsvarande samlad information kring den småskaliga vattenkraften finns inte, utan i detta fall är kunskapen om de enskilda kraftverken relativt bristfällig.

Enligt Sycon krävs i själva verket beträffande den småskaliga vattenkraften att uppgifter samlas på ett mera strukturerat sätt, t.ex. i en nationell databas, innan man med någorlunda säkerhet kan börja kvantifiera effekter av olika åtgärder. LEKO-utredningen har inte haft möj-

<sup>28</sup> Utredningen bedömde att ersättningen skulle ha legat på 21 öre/kWh under denna period om schablonberäkning inte införts den 1 november 1999. Att ersättningen antogs ha blivit lägre än dagens beror på att utredningen antog att konkurrensen om hushållskunderna i viss mån skulle ha ökat även om kravet på timmätning funnits kvar, varför en viss prispress skulle ha förekommit.

lighet att mer uttömmande undersöka beståndet av små kraftverk. Kunskapsläget kommer dock att förbättras genom att Svenska kraftnät i samband med den nu pågående upphandlingen av mottagningsplikten för perioden den 1 november 1999 till utgången av år 2000 genomför en inventering av de små produktionsanläggningarna.

I dagsläget är det dock lättare att bedöma vilka konsekvenser en ersättning på 21–25 öre/kWh skulle få för vindkraften än för den småskaliga vattenkraften. Med utgångspunkt i de ansökningar om investeringsstöd som finns samlade hos Energimyndigheten har Sycon för några olika storlekar av vindkraftverk, som antingen är under uppförande eller redan är i drift, beräknat hur internräntan varierar vid ersättningsnivåerna 21 respektive 25 öre/kWh (se tabell 5 nedan). För beräkningarna har förutsatts att investeringsstöd och miljöbonus erhållits.

**Tabell 5.** Internränta vid olika ersättning och avskrivningstid (vindkraft)

Typ av vindkraftverk	Int. ränta vid 21 öre/kWh. Avskrivn. 12 år	Int. ränta vid 21 öre/kWh. Avskrivn. 24 år	Int. ränta vid 25 öre/kWh. Avskrivn. 12 år	Int. ränta vid 25 öre/kWh. Avskrivn. 24 år
Under uppförande 150–250 kW	1,1 %	7,3 %	3,2 %	8,9 %
Under uppförande 500–700 Kw	2,0 %	7,9 %	4,1 %	9,5 %
Under uppförande 700–1000 kW	5,8 %	10,8 %	8,1 %	12,6 %
Under uppförande 1000–1500 kW	1,9 %	7,9 %	4,0 %	9,4 %
Befintliga 150–250 kW	2,1 %	8,0 %	4,3 %	9,7 %
Befintliga 500–700 kW	6,4 %	11,2 %	8,7 %	13,0 %

Att befintliga vindkraftverk enligt tabellen framstår som lönsammare än verk i motsvarande storleksklasser under uppförande torde ha flera orsaker. Sycon pekar t.ex. på att investeringsstödet tidigare var högre än idag (nivån varierade mellan 25 och 35 %, att jämföra med dagens 15 %), och att befintliga vindkraftverk lokaliserats till platser med relativt sett bättre vindenergitillgång.

Som framgått antar utredningen att den enskilde kraftverksägarens långsiktiga avkastningskrav, med dagens ränteläge, motsvarar det krav på internränta (8–10 %) som banker ställer för att låna ut pengar till en investering i en småskalig anläggning. Vidare antar utredningen att kraftverksägarens kortsiktiga avkastningskrav kan vara lägre, i synnerhet om anläggningen är lågt belånad och/eller behovet av ny extern finansiering är litet.

Mot denna bakgrund talar tabell 5 för att, förutsatt att miljöbonus alltfjämt utgår, ersättningsnivån 21–25 öre/kWh torde ge acceptabel avkastning för åtminstone befintliga verk i storlekarna 500–700 kW och för verk under uppförande i storlekarna 700–1000 kW, om avskrivningstiden sätts till 12 år. Med dubbelt så lång avskrivningstid tycks däremot acceptabel avkastning uppnås i samtliga de fall som illustreras i tabell 5.

Beträffande den småskaliga vattenkraften är det som framgått svårare att bedöma vilka konsekvenser en ersättning på 21–25 öre/kWh skulle få för de verk som idag är i drift. Vissa indikationer ges dock av den studie EME Analys utfört åt utredningen.

EME Analys uppger bl.a. att många av de små vattenkraftverken opererar på lönsamhetsgränsen vid dagens ersättning på 25 öre/kWh, vilket bl.a. får till följd att både underhåll och investeringar skjuts på framtiden. EME Analys hänvisar också till att man inom branschen bedömer att ca 500 av de ca 1 200 små vattenkraftverk som idag är i drift är i så dåligt skick att de riskerar att bli nedlagda inom den närmaste tioårsperioden. Enligt branschens bedömning skulle ca hälften av de nedläggningshotade verken kunna leva vidare om ersättningsnivån 25 öre/kWh upprätthålls.

Bland det drygt hundratal små vattenkraftverk som renoverades med hjälp av det investeringsstöd som fanns under perioden 1975 till 1987 torde situationen vara något bättre. Enligt EME Analys är de renoverade anläggningarna idag i gott skick, varför de sannolikt inte riskerar att bli nedlagda även om ersättningen skulle sjunka relativt mycket. Däremot menar EME Analys att kraftverksägarna i dessa fall kan få problem med att betala räntor och amorteringar på de lån som togs i samband med upprustningen.

Enligt EME Analys kan en försämrad lönsamhet innebära ett hot mot verksamheten för i första hand de kraftverksägare som har små finansiella reserver. Enligt LEKO-utredningens bedömning torde detta innebära att det främst är de små vattenkraftverk som ägs av privatpersoner som riskerar att läggas ned. För detta talar också att de verk som ägs av privatpersoner i allmänhet är små och därför tenderar att ha relativt sett högre drift- och underhållskostnader (se avsnitt 2.3.1).

Att det kan antas att det främst är kraftverk ägda av privatpersoner som är nedläggningshotade, och att dessa verk i allmänhet är små, innebär att de nedläggningshotade verken sannolikt står för en begränsad andel av den småskaliga vattenkraftens samlade produktion. Om, som branschen bedömer, hälften av de nedläggningshotade verken kan räddas ifall dagens ersättningsnivå på 25 öre/kWh kan upprätthållas, så kan uppskattas att verk med en samlad årsproduktion om 0,10–0,15 TWh kan komma att avvecklas inom den närmaste tioårsperioden.

### Sammanfattande kommentarer beträffande frågan om skäligt pris

I avsnittet har utredningen sökt bedöma vilken ersättning som torde krävas för att möjliggöra fortvarig drift av den småskaliga elproduktionsvolym som skall uppnås med hjälp av de investeringsstöd för småskalig vattenkraft och vindkraft som inrättats genom 1997 års energipolitiska program. Utredningen har även analyserat vilka konsekvenser som torde uppstå om ersättningen fortsatt ligger på dagens nivå.

Av de utgångspunkter som gällt för analysen bör bl.a. nämnas att utredningen antagit att för att den småskaliga produktionen skall vara långsiktigt bärkraftig, så krävs att innehavare av små produktionsanläggningar får en ersättning som ger kostnadstäckning och acceptabel avkastning från verksamheten. Eftersom olika aktörer har olika syn på vilken avskrivningstid som bör gälla för investeringar av detta slag har utredningen vidare så långt möjligt sökt spegla konsekvenser av såväl avskrivningstiderna 12 år för vindkraft och 20 år för småskalig vattenkraft som av dubbelt så långa tider.

Beträffande vilken ersättningsnivå som krävs för att möjliggöra fortvarig drift av den produktionsvolym som skall uppnås med hjälp av de investeringsstöd för vindkraft och småskalig vattenkraft som inrättats genom 1997 års energipolitiska program kan sägas att denna ersättning för vindkraft torde behöva uppgå till ca 25–35 öre/kWh (plus miljöbonus) och för småskalig vattenkraft till ca 35–45 öre/kWh, förutsatt att avskrivningstiderna sätts till 12 respektive 20 år. Med fördubblade avskrivningstider blir ersättningskravet ca 15–25 öre/kWh (plus miljöbonus) för vindkraft och ca 25–35 öre/kWh för småskalig vattenkraft.

Om dagens ersättningsnivå (25 öre/kWh) upprätthålls torde en viss utbyggnad av vindkraft fortsatt komma att ske, förutsatt att miljöbonus alltså utgår. Om däremot också utbyggnads målet helt kan uppnås för vindkraften är mera tveksamt. För den småskaliga vattenkraften torde ersättningsnivån 25 öre/kWh vara otillräcklig för att uppnå utbyggnads målet.

När leveranskoncessionssystemet upphör den 1 november 1999 kommer den småskaliga kraften genom den av regeringen initierade upphandlingen att värderas på marknadens villkor. Med hänsyn till att marknadspriset på el idag ligger på ca 10–12 öre/kWh kommer den ersättning som den småskaliga elproduktionen då kan förväntas erhålla att vara avsevärt lägre än vad som torde krävas för att uppnå de utbyggnads mål för småskalig vattenkraft och vindkraft som slagits fast genom 1997 års energipolitiska program. Mot bakgrund av att Energimyndigheten bedömer att elpriset kommer att ligga omkring nivån 20 öre/kWh fram till år 2010 kan marknadspriset inte heller på längre sikt förväntas stiga till en sådan nivå att utbyggnads målen kan uppnås.



För att en fortvarig drift skall kunna uppnås av den volym småskalig elproduktion som avses byggas ut genom 1997 års energipolitiska program torde således någon form av offentligt stöd behöva utgå, utöver dagens investeringsstöd och miljöbonus till vindkraften.

Om ett sådant stöd gavs som ett driftstöd och omfattade samtliga små kraftverk torde kostnaden för stödet, med dagens marknadspris på el, komma att uppgå till minst 300–400 mkr per år, även om avskrivningstiderna sätts till 24 år för vindkraften och 40 år för den småskaliga vattenkraften. Om innehavare av små kraftverk istället skulle ges motsvarande förutsättningar helt utan olika typer av driftstöd, men med hjälp av ett större investeringsstöd, torde investeringsstödet behöva uppgå till ca 75–80 % för såväl vindkraft som småskalig vattenkraft.

Beträffande vilka konsekvenser som torde uppstå om ersättningen fortsatt ligger på dagens nivå (25 öre/kWh) kan i övrigt sägas att denna ersättningsnivå (och kanske även några öre/kWh lägre) för vindkraften torde ge en acceptabel avkastning för åtminstone befintliga verk i storlekarna 500–700 kW och för verk under uppförande i storlekarna 700–1000 kW, förutsatt att miljöbonus alltså utgår. För den småskaliga vattenkraften torde dagens ersättningsnivå på 25 öre/kWh leda till stagnation och på sikt en viss minskning av produktionsvolymen. Uppskattningsvis kan kraftverk motsvarande en årsproduktion på 0,10–0,15 TWh komma att avvecklas inom den närmaste tioårsperioden om ersättningen fortsatt ligger på 25 öre/kWh.

### 3 Bör elräkningen alltid baseras på faktisk förbrukning?

#### 3.1 Bakgrund

Mätning av elförbrukningen hos en kund vars förbrukning inte timmätts skall, enligt förordning (1995:1179) om mätning och rapportering av överförd el, ske minst en gång per år. För mätning och rapportering inom ett område svarar innehavaren av nätkoncession.

Enligt de inom branschen utarbetade allmänna avtalsvillkoren för försäljning av el från en leveranskoncessionär till en konsument skall debitering grundad på avlästa mätvärden ske minst en gång om året, om inte särskilda skäl föreligger.

Faktureringen av elförbrukningen sker dock med tätare intervall. Viss variation finns i detta avseende mellan olika elhandelsföretag, i allmänhet handlar det dock om varje månad, varannan månad eller kvartalsvis.

Eftersom en exakt uppgift om kundens elförbrukning endast kan fås i samband med att elmätaren avläses baseras faktureringen vid flertalet tillfällen på en uppskattning av förbrukningen, dvs. det sker en preliminär debitering. Korrigering, som för kundens del kan innebära plus eller minus, sker sedan när mätaren lästs av.

Sammantaget innebär detta att den överväldigande majoriteten av hushållen preliminärdebiteras vid flertalet av årets faktureringsstillfällen. En gång om året sker dock i normalfallet en avläsning av elmätaren, varefter en faktura baserad på faktisk förbrukning erhålls. I samband med detta korrigeras eventuella avvikelser som preliminärdebiteringen kan ha medfört jämfört med den faktiska förbrukningen. I slutändan betalar elanvändaren således alltid för den el han faktiskt förbrukat.

Systemet med preliminärdebitering har kritiserats av bl.a. Konsumentverket. Kritikerna menar att hushållen istället vid varje faktureringsstillfälle bör debiteras i efterhand på basis av faktisk förbrukning.

Enligt tilläggsdirektiven skall LEKO-utredningen överväga om mätperiodens längd bör regleras och om elräkningen bör baseras på faktisk

förbrukning samt lämna förslag på de författningar som kan behövas i ett sådant sammanhang.

I kapitlet beskrivs inledningsvis synen på preliminärdebiteringen i Finland och Norge (3.2) samt tidigare svenska försök med att utveckla elräkningen (3.3). Därefter redogörs för vilka huvudsakliga kostnader som skulle uppstå om elkunderna debiterades i efterhand för faktisk förbrukning (3.4) samt vilka fördelar som skulle kunna utvinnas genom en sådan förändring (3.5). I avsnitt 3.6 redovisas utredningens överväganden och förslag.

## 3.2 Förhållandena i Finland och Norge

Liksom i Sverige baseras i Finland debiteringen på en uppskattning av kundens elförbrukning. Mätaravläsning skall ske minst vartannat år. Trots det relativt gleasa avläsningsintervallet har det enligt de finska tjänstemän utredningen talat med inte förekommit någon kritik mot preliminärdebiteringen och några planer på att avskaffa den tycks heller inte finnas.

Även i Norge har debitering på basis av uppskattad förbrukning och, som i Sverige, en årlig avläsning tidigare varit det normala. Men fr.o.m. juli 1999 gäller för hushåll med större elförbrukning än 8 000 kWh per år, att avläsning skall ske minst fyra gånger per år, och i vissa fall sex gånger per år. I samband med avläsningstillfällena skall kunderna också faktureras i efterhand på basis av de uppmätta värdena. Därtill skall fakturan göras tydligare med hjälp av bl.a. grafisk presentation av elförbrukningen. Under mellanliggande månader får preliminärdebitering ske om både kunden och nätföretaget så önskar.

Kravet på fler avläsningar riktar sig till de norska nätföretagen. Kravet på fakturering i efterhand avser i första hand nättjänster, men också elförbrukningen i det fall nättjänster och el faktureras tillsammans. Med hänsyn till att färre än 10 % av de norska kunderna bytt elleverantör torde gemensam fakturering av nättjänster och el vara det normala.

Det enskilda nätföretaget får självt avgöra hur man vill ordna de extra mätaravläsningar som tillkommer genom reformen. Självavläsning accepteras dock. De kunder som har så pass stor elförbrukning att de omfattas av reformen, men som av olika skäl inte klarar att själva läsa av sin mätarställning, får fortsatt debiteras på basis av uppskattad förbrukning om nätföretaget anser att det blir orimligt dyrt att ordna de extra avläsningarna på annat sätt.

Ett genomsnittligt norskt hushåll förbrukar ca 18 000 kWh per år. Denna förhållandevis stora förbrukning hänger samman med att en mycket stor del av hushållen har elvärme (80 %, att jämföra med ca

25 % i Sverige). Med gränsen 8 000 kWh per år omfattas härmed 1,6 miljoner av Norges 2 miljoner hushåll av reformen.

Syftet med den norska reformen är att spara energi. Studier har visat att de norska hushållen i allmänhet är ganska omedvetna om sin elförbrukning, men att tydligare elräkningar baserade på uppmätt förbrukning ökar uppmärksamheten, vilket i sin tur medför en ökad benägenhet att spara energi. Det bör poängteras att det är två åtgärder i kombination som antas verka i energibesparande riktning: dels att fakturan baseras på den faktiska, avlästa förbrukningen, dels att krav ställs på att fakturan skall göras tydligare med hjälp av grafiska illustrationer över elförbrukningen. Mot bakgrund av erfarenheter som vunnits genom försöksverksamheter i Stavanger och Oslo bedöms dessa åtgärder leda till att de norska hushållen minskar sin elförbrukning med ca 5 %.

Totalt förbrukar de norska hushållen ca 36 TWh el per år. En besparing på 5 % innebär således en minskning med 1,8 TWh.

Ett norskt hushålls totala elpris (inkl. nät, kraft, skatter och avgifter) ligger i genomsnitt på knappt 50 Nöre/kWh<sup>1</sup>. Vid en minskning av elförbrukningen antas dock endast den rörliga delen av priset (ca 40–45 Nöre/kWh) vara möjlig att spara in på. Hushållens totala besparing till följd av reformen beräknas härmed bli ca 700–800 miljoner Nkr (dvs. 1,8 TWh multiplicerat med 40–45 Nöre/kWh). Eftersom denna besparing delvis innefattar minskade skatter och avgifter beräknas den samhällsekonomiska besparingen bli något lägre, ca 500–550 miljoner Nkr.

Kravet på minst fyra mätaravläsningar per år innebär ökade kostnader för nätföretagen. För dessa har företagen givits rätt att kompensera sig via nättarifferna. Detta innebär således att hela nätkollektivet deltar i finansieringen av reformen, även de elanvändare som har för låg elförbrukning för att själva omfattas av den.

Det är dock inte den faktiska kostnaden som får ingå i det tariffgrundande beräkningsunderlaget. Istället har den ansvariga myndigheten (Norges vassdrags- och energiverk, NVE) räknat ut vad man anser är ett rimligt kompensationsbelopp per abonnent. För att få den kostnad som nätföretaget får lägga till grund för sina tariffer multipliceras kompensationsbeloppet med det antal abonnenter inom nätområdet som omfattas av det ökade antalet avläsningar.

Kompensationen till nätföretagen består av två delar:

<sup>1</sup> En svensk krona är värd ca 90 norska ören. För att få värdet i svensk valuta bör därför alla angivelser i norska kronor och ören ökas med 10 %.

- *Kompensation för kostnader till följd av tillkommande avläsningar.* De tillkommande avläsningarna förväntas ske genom självavläsning, och antas omfatta följande kostnadskonsekvenser: tryckning av mätarkort, porto tur och retur, arbetstid för inmatning/scanning, avskrivningar för en scanner samt uppföljning av kunder som inte skickar in kort/skickar in oklart ifyllda kort. Kompensationsbeloppet för de tillkommande (själv-) avläsningarna har beräknats till ca 13 Nkr per kund och avläsning, varav uppföljning av ej insända/felaktiga uppgifter beräknats till 4 Nkr.
- *Kompensation för bortfallna ränteintäkter.* Ränteeffekten uppstår genom att kunderna efter reformen betalar i efterhand istället för att, som tidigare varit vanligt i Norge, betala en del av elräkningen i förskott. Räntekompensationen ges till nätföretagen, och avser endast den rörliga delen av nätavgiften. Den fasta nätavgiften, avgifter för el, skatter m.m. ingår således inte. Räntekompensationen har beräknats till ca 25–30 Nkr per kund och år<sup>2</sup>.

Även kravet på att fakturan skall göras grafiskt tydligare medför ökade kostnader för företagen. För denna merkostnad ges dock ingen kompensation, eftersom åtgärden att utveckla fakturan anses vara en del av nätföretagets normala verksamhet.

Det totala kompensationsbeloppet till nätföretagen beräknas bli ca 130 miljoner Nkr per år. Av detta utgörs dock ca 45 miljoner Nkr av kompensation för bortfallna ränteintäkter. Denna del av kompensationen till nätföretagen antas motsvaras av en lika stor räntebesparing för kunderna, varför effekten samhällsekonomiskt sett blir neutral. Den totala samhällsekonomiska utgiften för reformen antas härmed bli ca 85 miljoner Nkr, vilket kan jämföras med den förväntade samhällsekonomiska besparingen om ca 500–550 miljoner Nkr.

### 3.3 Tidigare svenska försök med att utveckla elräkningen

Hushållning med energi har varit ett väsentligt energipolitiskt styrmedel sedan 1970-talet. Flera program i syfte att hushålla med energi har drivits. Energihushållning har även framhållits som ett motiv för timmätning, i det att den regelbundna information som en timmätare ger om

<sup>2</sup> Således tycks man i Norge bortse ifrån att åtminstone den rörliga delen av elförbrukningen rimligen borde ge upphov till motsvarande räntekonsekvenser för elhandelsföretagen.

elanvändarens förbrukning har antagits skapa förbrukningsbeteenden som underlättar en effektiv elanvändning<sup>3</sup>.

Energiushållningsprogrammen har hållits samman av statens energipolitiskt ansvariga myndighet, dvs. dagens Statens energimyndighet eller dess föregångare Statens energiverk, sedermera NUTEK. Programmen har omfattat ett stort antal åtgärder, t.ex. teknikupphandling och olika informationsinsatser.

Som en del av programmen för förbättrad energiushållning, och ibland fristående, har flera projekt bedrivits i syfte att utveckla elräkningen. Dessa projekt har i allmänhet inte handlat om att ge kunderna faktorer baserade på faktisk förbrukning, utan om att förbättra den information som ges via elräkningen. Mot bakgrund av att man i Norge ställer krav på att fakturorna både skall baseras på faktisk förbrukning, och vara grafiskt tydligare, finns dock skäl att i det här sammanhanget översiktligt redogöra för erfarenheter från några av dessa projekt<sup>4</sup>.

Statens energiverk inledde 1989 ett samarbete med *Tibro* Elverk för att undersöka om bättre energiräkningar kunde leda till effektivare energianvändning och en ökad medvetenhet bland kunderna om deras förbrukning. Försöket pågick fram till 1991, och gav inte upphov till någon fortsättning. Under försökstiden fick 1 400 av Tibros elkunder månadsvis rapportering av hushållets energianvändning. Försöket utgick från självavläsning och preliminär debitering av elförbrukningen. Som bilaga till elräkningen lämnades elrapporter som bl.a. visade kundens förbrukning jämfört med andra kunder. En utvärdering visade bl.a. att kunderna blivit mer energimedvetna, vilket också framgick av att energianvändningen bland dessa kunder minskade med 2 % under försöksperioden.

I Umeå började Umeå Energi AB i samarbete med Svensk Energi Utveckling AB vid årsskiftet 1989/90 ett försök med det s.k. energibrevet, vilket senare permanentades. Energibrevet är en metod för villaägare och radhusägare med elvärme att följa upp sin el- och vattenförbrukning. Vid varje månadsskifte läser man själv av sina el- och vattenmätare, ringer ett speciellt telefonnummer och knappar in siffrorna. Via posten får man sedan energibrevet, som med text och diagram visar trender i förbrukningen. Energibrevet är inte kopplat till debiteringen, utan kunderna preliminärdebiteras på traditionellt sett.

<sup>3</sup> Se t.ex. prop. 1997/98:159.

<sup>4</sup> En översikt över vad som gjorts på området ges av NUTEK-rapporterna Statistik på räkningen – bättre kontroll för kunden (B 1994:6) och Hushållens krav på elräkningen och annan energiinformation (R 1996:7).

Försöksverksamheten i Umeå omfattade 43 personer, vilka kom från energibolagets personal<sup>5</sup>. Försöksgruppens sammansättning torde till en del förklara det goda resultat som framkom vid en utvärdering av försöket 1991. Enligt undersökningen minskade försöksgruppen nämligen sin elanvändning med i genomsnitt 6 % under 1990 jämfört med 1989, och med ytterligare 5 % under 1991 jämfört med 1990.

Någon lika utförlig undersökning har inte gjorts sedan 1991. I februari 1999 jämfördes dock medelförbrukningen för ca 2 000 aktiva energibrevskunder med 11 000 kunder som inte utnyttjade energibrevet, men som i övrigt var jämförbara. Jämförelsen visade att förbrukningen för 1998 i genomsnitt var ca 1 300 kWh lägre bland de 2 000 energibrevskunderna, än bland de 11 000 icke-energibrevskunderna.

Ett försök med att presentera statistik över kundens energiförbrukning i grafisk form på räkningen genomfördes i *Helsingborg* mellan oktober 1993 och oktober 1994. Projektet, som var ett samarbete mellan Helsingborg Energi AB, NUTEK och EllipsData, gav inte upphov till någon fortsättning.

Under försökstiden fick 600 utvalda försökskunder räkningar med statistik i bl.a. grafisk form. Försökskunderna representerade olika grupper: större fjärrvärmeförbrukare, fjärrvärmevillor, elvillor samt lägenheter. Till varje försöksgrupp fanns en kontrollgrupp. Dessa liknade försöksgrupperna, men fick inte förbrukningsstatistik på räkningarna.

Den statistik som försökskunderna fick tillsammans med elräkningen omfattade bl.a. stapeldiagram som för innevarande och föregående år visade kundens förbrukning varje månad. I en tabell vid sidan om staplarna angavs dels förbrukningsuppgifterna i siffror, dels genomsnittsförbrukningen för ett likvärdigt hus i projektet.

Debiteringsmetoderna varierade mellan de olika försöksgrupperna. Större fjärrvärmekunder preliminärdebiterades 12 gånger per år. Kunder i fjärrvärmevillor debiterades för faktisk förbrukning 12 gånger per år baserat på självavläsning. Kunder i elvärmevillor respektive lägenheter preliminärdebiterades och fick 6 respektive 3 räkningar per år.

Utvärderingar av försöket i Helsingborg visade bl.a. att kunderna var nöjdare med energiräkningen efter att den kompletterats med förbrukningsstatistik. Förhållandevis få (26 % i försöksgruppen) var dock efter försöket beredda att betala för att bli debiterade för faktisk förbrukning istället för att preliminärdebiteras<sup>6</sup>. Vad beträffar energibesparing till följd av den nya räkningen fann man i utvärderingen en tendens

<sup>5</sup> Enligt Umeå Energis rapport Energibrevet – slutrapport 1992-02-12.

<sup>6</sup> I utvärderingen tillfrågades försökskunderna om de ville ha en elräkning baserad på faktisk förbrukning förutsatt att kostnaden för detta skulle vara 3 % av räkningsbeloppet.

till lägre förbrukning bland försöskunderna jämfört med kontrollgrupperna, men denna förändring var inte statistiskt säkerställd.

### 3.4 Kostnader som uppstår om elräkningen skall baseras på faktisk förbrukning

Som framgått av avsnitt 3.2 har i Norge framför allt tre typer av kostnader uppstått i samband med att preliminärdebiteringen avskaffats:

- en ränteeffekt till följd av att kunderna tidigare betalat delar av elräkningen i förskott,
- ökade kostnader till följd av att elförbrukningen skall presenteras grafiskt på elräkningen, samt
- ökade kostnader till följd av att fler mätaravläsningar måste göras.

Dessa kostnadseffekter är också enligt utredningens mening de som främst bör beaktas i överväganden om att eventuellt avskaffa preliminärdebiteringen i Sverige, låt vara att det inte kan uteslutas att även andra kostnader skulle uppstå. Kostnadseffekterna diskuteras i tur och ordning i avsnitten 3.4.1 till 3.4.3.

#### 3.4.1 Ränteeffekter

De norska nätföretagen ges kompensation för bortfallna ränteintäkter till följd av att kunderna efter reformen betalar för faktisk förbrukning i efterskott istället för att, som tidigare varit vanligt i Norge, betala en del av elräkningen i förskott. Som framgått avser räntekompensationen endast den rörliga delen av nätavgiften. Räntekompensationen har beräknats till ca 25–30 Nkr per kund och år, eller totalt ca 45 miljoner Nkr per år. Eftersom nätföretagens bortfallna ränteintäkter antas motsvaras av en lika stor räntebesparing för kunderna blir effekten samhällsekonomiskt neutral.

Ett avskaffande av preliminärdebiteringen torde medföra en ränteeffekt även i Sverige, men på ett annat sätt än i Norge. I motsats till i Norge betalar nämligen svenska elkunder i allmänhet inte i förskott. Enligt uppgift från Sveriges Elleverantörer är således det vanligaste i Sverige att betalningen avser elförbrukningen t.o.m. elräkningens förfallodatum, dvs. på förfalldagen anses kunden ha förbrukat vad som anges på fakturan. Härmed skulle ett krav på att betalningen skall ske i efterskott och avse uppmätt, faktisk förbrukning innebära att det jämfört med dagens situation tillkommer en kredittid om (sannolikt) en månad



vid varje räkningstillfälle. Denna effekt uppstår rimligen hos både nät- och elhandelsföretagen.

Hur stor ränteeffekten skulle bli i Sverige är svårt att exakt säga. Det beror bl.a. på hur ofta debitering skall ske, vilka kunder som skulle omfattas, samt vilka delar av det totala elpriset som anses relevanta att ta hänsyn till. Men om man som ett räkneexempel antar att debitering sker en gång per kvartal, att ett avskaffande av preliminärdebiteringen skulle omfatta de hushåll som har elvärme, samt att alla typer av avgifter bör räknas med (och inte bara, som i Norge, den rörliga delen av nätavgiften), så torde ränteeffekten totalt uppgå till ca 300 mkr per år<sup>7</sup>.

Det bör dock poängteras att eftersom de bortfallna räntetäkterna för företagen kan antas ge upphov till motsvarande räntetillskott för kunderna blir effekten samhällsekonomiskt sett neutral. Om dessutom elhandelsbolagen kompenserar sig via sina priser och nätföretagen, som i Norge, ges rätt att kompensera sig via nättarifferna, så blir även den privatekonomiska effekten neutral för den enskilde kunden.

### 3.4.2 Kravet på grafisk presentation av elförbrukningen

Som framgått har man i Norge parallellt med avskaffandet av preliminärdebiteringen även infört ett krav på att elräkningen skall illustrera elförbrukningen på ett grafiskt sätt. Detta mot bakgrund av att reformens syfte är att spara energi, och att den bästa effekten i detta avseende antas uppnås om åtgärderna faktisk förbrukning och grafisk presentation kombineras. De norska företagen ges dock ingen kompensation för eventuella kostnader till följd av kravet på att fakturan skall göras grafiskt tydligare, eftersom detta anses vara en del av den normala verksamheten.

Om ett eventuellt avskaffande av preliminärdebiteringen även i Sverige skulle ha som syfte att spara energi förefaller det rimligt att elräkningar baserade på faktisk förbrukning borde kombineras med grafisk presentation av elförbrukningen. En sådan åtgärd skulle innebära ökade kostnader, som bör beaktas i övervägandena. Hur stora kostnader den grafiska presentationen skulle medföra saknar utredningen dock underlag för att bedöma.

<sup>7</sup> Hushåll med elvärme torde årligen förbruka ca 27 TWh inklusive hushållsel. Räntan antas vara 5 %. För enkelhets skull baseras räkneexemplet på det totala elpriset, inkl. elskatt och moms, vilket möjligen är oegentligt. Priset har satts till 75 öre/kWh. Utförligare uppgifter om elförbrukning, priser m.m. framgår av avsnitt 3.5.2.

### 3.4.3 Uppskattning av kostnader för fler avläsningar

Ett system där elkunderna i efterhand faktureras för faktisk förbrukning skulle förutsätta att elförbrukningen avläses med tätare intervall än vad som idag sker för det stora flertalet elanvändare. I princip finns tre tänkbara metoder för att utföra tätare avläsningar:

- genom självavläsning utförd av elanvändaren,
- genom manuell avläsning utförd på plats av nätföretaget eller någon annan på dess uppdrag, eller
- genom fjärravläsning utförd av nätföretaget eller någon annan på dess uppdrag.

Med fjärravläsning avses i det här sammanhanget system som bygger på att elanvändarens vanliga elmätare kompletteras med (eller byts mot) en terminal som via t.ex. el- eller telenätet kan kommunicera med en centralt placerad dator, och på så vis tappas av på information om elförbrukningen. Informationen kan därvid avse elförbrukningen per timme, som hittills krävts vid byte av elleverantör, eller med annat tidsintervall, t.ex. per månad. Genom dessa fjärravläsningssystem skapas en kommunikationskanal till elanvändarna som också kan användas för andra ändamål än att läsa av elförbrukningen, t.ex. kan de utnyttjas för olika larm- och övervakningstjänster. Systemen ger också nätföretagen information som underlättar en effektivisering av nätdriften.

Förutsättningarna för de olika avläsningsmetoderna är givetvis i många avseenden olikartade. Till exempel är självavläsning och, i viss mån, manuell avläsning utförd av nätföretaget metoder som torde vara enkla att införa, medan däremot fjärravläsningssystem kräver omfattande installationer. Å andra sidan ger fjärravläsningssystem hög tillförlitlighet vad gäller insamling av mätvärden och värdenas korrekthet när systemet väl är i drift, medan i synnerhet självavläsning är en mindre tillförlitlig metod, eftersom vissa elanvändare torde ha svårt att läsa av själva och/eller lämnar felaktiga uppgifter.

Även i kostnadshänseende finns skillnader mellan de olika metoderna. Vilken metod som ger lägst kostnader är dock inte givet. Som nedanstående genomgång visar påverkas nämligen kostnadsjämförelsen till viss del av hur ofta avläsning skall ske.

#### **Kostnad för självavläsning**

LEKO-utredningen har inte närmare analyserat vad självavläsning skulle kosta i Sverige, utan utgår ifrån att de antaganden och beräkningar som gjorts i Norge i huvudsak är överförbara till svenska förhållanden.

Visserligen skulle självavläsning möjligen vara svårare att genomföra i stor skala i Sverige, eftersom svenska lägenhetsinnehavare mindre ofta än norska torde ha sina elmätare lättåtkomligt placerade i lägenheten. Men om å andra sidan ett eventuellt avskaffande av preliminärdebiteringen, liksom i Norge, i första hand skulle avse eluppvärmda bostäder, vilka oftast är småhus, torde denna omständighet ha mindre betydelse.

Sammantaget antar utredningen därför att kostnaden för självavläsning motsvarar det belopp de norska nätföretagen äger rätt att kompensera sig med, dvs. i svensk valuta ca 15 kronor per kund och avläsning.

### Kostnad för manuell avläsning utförd på plats av nätföretaget

Om nätföretagen utför manuella avläsningar med tätare intervall än idag torde kostnaden per avläsning bli densamma som kostnaden för dagens årliga, manuella avläsning av elmätarna.

För att få en uppfattning om bl.a. denna kostnad har LEKO-utredningen i en särskild enkät ställt vissa frågor kring kostnader för mätaravläsning till ett tjugotal lokala nätföretag (se tabell 6 nedan). Företagen har valts så att de svarande representerar såväl stora som små företag, och såväl tätorts- som landsbygds-/glesbygdsnät.

**Tabell 6.** Nätföretagens kostnader för årlig avläsning, inklusive arbetstid, resor, inmatning i datasystemet, etc.

<i>Bostadstyp</i>	<i>Företag med lägst kostnad</i>	<i>Företag med högst kostnad</i>	<i>Genomsnitt</i>	<i>Median</i>
Tätort: flerfamiljshus	6 kr/kund	200 kr/kund	54 kr/kund	30 kr/kund
Tätort: villa	8 kr/kund	250 kr/kund	65 kr/kund	42 kr/kund
Lands-/glesbygd	10 kr/kund	350 kr/kund	87 kr/kund	70 kr/kund

Bygger på svar från 17 lokala nätföretag

Med hänsyn taget till hur många hushåll som totalt finns i respektive bostadstyp torde den vägda genomsnittskostnaden grovt sett ligga på ca 60 kronor per kund och avläsning<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Varför de av företagen angivna kostnaderna varierar så pass kraftigt går inte att utläsa av enkätsvaren. Storleken på variationen talar dock för att man bör betrakta tabellens siffror med viss försiktighet.

### **Kostnad för avläsning med hjälp av fjärravläsningssystem**

Mot bakgrund av att det hittills krävts timmätning för att kunna byta elleverantör har diskussionen kring fjärravläsningssystem hittills handlat om timbaserade system i första hand.

Enligt Sveriges Elleverantörers och Svenska Kraftverksföreningens gemensamma utredning om schablonavräkning från oktober 1998 uppgår hanteringskostnaderna vid timmätning (för timmätare, terminaler, insamlingsutrustning och timmätvärden) till mellan 3 000 och 5 000 kr per kund och år. En förklaring till kostnadernas storlek är att installationerna av timmätare i allmänhet inte skett på ett storskaligt och rationellt sätt. En annan förklaring är att det i den stora mängd timvärden som slussas i avräkningssystemet ofta uppstår fel när värdena kommuniceras från de lokala nätföretagen och vidare uppåt, och att stora resurser därför åtgår för rättelser.

De rättelsekostnader som nämns i föregående stycke undviks ifall syftet med mätvärdesinsamlingen i första hand är att bilda underlag för fakturor baserade på faktisk förbrukning. I detta fall kommuniceras nämligen inte värdena vidare uppåt i avräkningssystemet från det lokala nätföretaget. Samtidigt blir också antalet mätvärden som skall hanteras avsevärt mindre, eftersom nätföretaget endast vid ett tillfälle behöver mäta den ackumulerade förbrukningen för den period faktureringen omfattar, t.ex. varannan månad.

Sammantaget blir kostnaderna för den fjärravläsning som är aktuell i det här sammanhanget väsentligt lägre än vid timmätning. Sålunda visar de kontakter LEKO-utredningen haft med Elmaterielleverantörernas förening samt några av de större mätartillverkarna att den totala kostnaden (inkl. kapital, drift och underhåll) torde ligga på ca 200–250 kronor per kund och år, förutsatt att installationen sker storskaligt. Beloppet 200–250 kronor per kund och år uppges inte påverkas av om avläsning sker t.ex. en gång varannan eller en gång varje månad.

### **Kostnadsjämförelse mellan metoderna**

För att jämföra de olika metodernas kostnader har utredningen sökt uppskatta de totala årskostnaderna vid ett avskaffande av preliminärdebiteringen respektive vilka merkostnader metoderna i sådant fall skulle medföra jämfört med dagens situation, då en årlig avläsning sker av nätföretaget. Jämförelsen redovisas nedan i tabell 7.

För förståelsen av tabellen kan sägas att även om de tillkommande avläsningarna skedde med självavläsning torde alltjämt en årlig avläsning behöva ske manuellt av nätföretaget, vilken att döma av LEKO-

utredningens enkätundersökning i genomsnitt kostar 60 kr/kund (se tabellkolumnen "självavläsning totalkostnad"). Om däremot fjärravläsningssystem installeras bortfaller behovet av den årliga manuella avläsningen (se tabellkolumnen "fjärravläsning merkostnad").

**Tabell 7.** Total årskostnad respektive merkostnad jämfört med idag för olika avläsningsmetoder och -intervall (kr/kund)

Intervall för avläsn.	Självavläsn tot.kost.	Självavläsn merkost.	Manuell avläsn tot.kost.	Manuell avläsn merkost.	Fjärravläsn tot.kost.	Fjärravläsn merkost.
Var 3:e månad	$3 * 15 + 60 = 105$	$3 * 15 = 45$	$4 * 60 = 240$	$3 * 60 = 180$	200–250	$(200-250) - 60 = 140-190$
Varannan månad	$5 * 15 + 60 = 135$	$5 * 15 = 75$	$6 * 60 = 360$	$5 * 60 = 300$	200–250	$(200-250) - 60 = 140-190$
Varje månad	$11 * 15 + 60 = 225$	$11 * 15 = 165$	$12 * 60 = 720$	$11 * 60 = 660$	200–250	$(200-250) - 60 = 140-190$

Det bör betonas att kostnadsuppskattningarna i tabell 7 är behäftade med osäkerhet. Men tabellen pekar ändå på vissa intressanta slutsatser:

- Självavläsning framstår som klart billigast, även upp till relativt många avläsningar per år. Det bör dock upprepas att denna metod kan vara svår att använda för vissa kunder och i vissa typer av bostäder (framför allt lägenheter).
- Om ett avskaffande av preliminärdebiteringen exempelvis skulle bygga på fyra avläsningar per år, dvs. kvartalsvis fakturering, så kan detta antas medföra merkostnader för ytterligare avläsningar om minst 45 kronor per kund och år, även om självavläsning utnyttjas. Till detta torde dock tillkomma ytterligare kostnader, t.ex. för att framställa grafiskt, tydligare fakturor, om krav ställs på detta<sup>9</sup>.
- Redan ett fåtal ytterligare avläsningar per år torde medföra att manuell avläsning av nätbolaget inte är en konkurrenskraftig metod.
- Fjärravläsningssystemens kostnader är oberoende av antal avläsningar (åtminstone med de intervall som här diskuteras). Härmed blir denna metod alltmer konkurrenskraftig ju fler avläsningar som görs, och jämfört med att göra ytterligare manuella avläsningar framstår den ganska snabbt som lönsam.

<sup>9</sup> Däremot kan ränteeffekten antas bli både samhälls- och privatekonomiskt neutral.

## 3.5 Vad skulle uppnås om preliminärdebiteringen avskaffades?

### 3.5.1 Inledning

Ett avskaffande av preliminärdebiteringen genom tätare mätperioder torde främst medföra tre typer av fördelar:

- att kvaliteten i schablonberäkningen kan förbättras,
- att kunden vid varje räkningstillfälle endast betalar för den el han faktiskt förbrukat, samt
- att en ökad uppmärksamhet på den egna elförbrukningen kan öka kundens benägenhet att spara energi.

Redan inledningsvis bör framhållas att LEKO-utredningen saknar underlag för att säkert avgöra storleken av dessa fördelar, och att utredningen därmed heller inte kan bedöma om fördelarna överstiger de kostnader som (i enlighet med vad som sagts i avsnitt 3.4) ofrånkomligen uppstår om preliminärdebiteringen avskaffas.

De norska erfarenheterna talar för att de största vinsterna med att avskaffa preliminärdebiteringen finns att hämta på energisparsidan<sup>10</sup>. Mot bakgrund av detta ägnas huvuddelen av avsnittet (se vidare 3.5.2) åt att söka uppskatta hur stor energibesparing ett avskaffande av preliminärdebiteringen kan antas medföra i Sverige.

Om de övriga fördelarna kan dock kort sägas följande. Att *kvaliteten i schablonberäkningen* påverkas av hur ofta insamlingen av mätvärden sker framgår av Svenska kraftnäts och Energimyndighetens slutrapport från arbetet med att ta fram en modell för schablonberäkning<sup>11</sup>. Enligt myndigheterna skulle en tätare mätvärdesinsamling än idag (då den för konsumenter sker en gång per år i normalfallet) medföra större noggrannhet både för elkunderna som kollektiv och för övriga aktörer som berörs av avräkningen.

I rapporten gör dock myndigheterna inga försök att kvantifiera hur pass mycket bättre avräkningen skulle bli om mätvärdesinsamlingen skedde oftare än en gång per år, varför LEKO-utredningen har svårt att uppskatta värdet på denna fördel. Samtidigt kan dock denna fördel knappast korrekt värderas förrän den schablonberäkning som införs den

<sup>10</sup> Det bör dock poängteras att syftet med den norska reformen helt tycks vara att spara energi, varför vi inte säkert kan säga om man i Norge åsätter de övriga fördelar som här nämns något värde.

<sup>11</sup> Schablonavräkning – förslag till modell. Slutrapport 1999-05-01.

1 november 1999 (baserat på en årlig mätaravläsning) varit i drift under någon tid.

Att ett avskaffande av preliminärdebiteringen skulle innebära att *kunden vid varje räkningstillfälle endast betalar för den el han faktiskt förbrukat* är det argument som, i olika varianter, i första hand förts fram när preliminärdebiteringen kritiserats i massmedia. Därvid har också lyfts fram enstaka fall där enskilda kunder drabbats av mycket stora efterkrav när preliminärdebiteringen i efterhand korrigerats.

Såvitt utredningen kan bedöma har de fall som speglats i media till stor del uppkommit genom att regelverket tidigare inte reglerade intervallet mellan två mätaravläsningar, varför avläsning kunde ske mera sällan än en gång per år. Genom att regelverket skärptes den 1 januari 1998 finns dock inte längre denna möjlighet. Härmed torde risken för att en situation med stora efterkrav skall uppkomma avsevärt ha reducerats. Det finns därför knappast skäl att utifrån de fall som lyfts fram av massmedia anta att varje enskild elanvändare skulle anse att värdet av en faktura baserad på faktisk förbrukning är större än de kostnader som ett ökat antal mätaravläsningar ofrånkomligen medför<sup>12</sup>.

### 3.5.2 Potential för energibesparing

Som framgått har man i Norge valt att öka antalet mätaravläsningar för hushåll med en elförbrukning som överstiger 8 000 kWh/år. Avsikten med reformen är att fakturor som dels baseras på den faktiska förbrukningen, dels på ett tydligt, grafiskt sätt illustrerar elförbrukningen skall göra kunden mer uppmärksam på sin förbrukning, vilket antas öka benägenheten att spara energi. I Norge förväntas dessa åtgärder leda till att hushållen minskar sin elförbrukning med 5 %.

Sannolikt skulle motsvarande åtgärder leda till en energibesparing även i Sverige. Enligt LEKO-utredningens mening kan dock sparpotentialen antas bli mindre i Sverige än i Norge, av framför allt två skäl. Det ena är att andelen eluppvärmda bostäder är långt mindre i Sverige än i Norge (25 % av svenska hushåll har elvärme, att jämföra med 80 % i Norge).

Det andra skälet som talar för att sparpotentialen kan vara mindre i Sverige är att de svenska elpriserna är klart högre än de norska. Således betalar ett svenskt hushåll med elvärme totalt ca 75 öre/kWh (inkl. nät,

<sup>12</sup> Visst stöd för att kundernas betalningsvilja är relativt låg ges av det tidigare refererade Helsingborgsförsöket. Utredningen har dock inte haft möjlighet att undersöka vilket värde den enskilde kunden åsätter nyttan av en faktura baserad på faktisk förbrukning.

kraft och olika skatter), medan ett norskt hushåll, överfört till svensk valuta, totalt betalar ca 55 öre/kWh. De högre svenska elpriserna kan innebära att svenska hushåll med elvärme i högre grad än norska hushåll sökt effektivisera sin elanvändning, t.ex. genom att via tidstariff styra elförbrukningen till lågpristid eller genom att installera värmepump.

Hur stor sparpotential som finns är svårt att säga. Någon tydlig indikation ges heller inte av de i avsnitt 3.3 refererade svenska försöken med att förbättra elräkningens information. Således visade försöken i Umeå respektive Tibro, vilka byggde på utvecklad förbrukningsstatistik men fortsatt preliminärdebitering, på en relativt kraftig (drygt 10 % på två år, låt vara att försöksgruppen hämtades ur energibolagets personal) respektive en mindre (2 % på två år) energibesparingseffekt. Däremot visade Helsingsborgsförsöket, som byggde på utvecklad förbrukningsstatistik och i vissa fall fakturor baserade på faktisk förbrukning, inte på någon statistiskt säkerställd besparingseffekt.

För att kunna korrekt bedöma vilken energisparpotential som finns vid ett avskaffande av preliminärdebiteringen krävs sannolikt, liksom för övrigt skedde innan reformen genomfördes i Norge, att man genomför ytterligare försök med fakturor baserade på faktisk förbrukning inom ett avgränsat geografiskt område. Mot bakgrund av de norska erfarenheterna torde därvid också finnas skäl att analysera betydelsen av att på elräkningen illustrera elförbrukningen grafiskt.

För att ändå ge en bild av energisparpotentialens möjliga storlek uppskattas denna med hjälp av ett räkneexempel i tabell 8 nedan. Mot bakgrund av vad som tidigare sagts har följande antaganden gjorts för räkneexemplet:

- Sparpotentialen torde finnas i den el som används för uppvärmning av bostäder. Att döma av uppgifter som redovisas i prop. 1996/97:84 respektive i underlagsbilaga 10 till Energikommissionens betänkande Omställning av energisystemet (SOU 1995:140) är idag ca 700 000 småhus respektive ca 200 000 lägenheter eluppvärmda. Tillsammans förbrukar de ca 23 TWh/år för uppvärmningsändamål.
- Med hänsyn bl.a. till Sveriges högre elpriser är det inte osannolikt att svenska hushåll i högre grad än norska redan sökt effektivisera sin elanvändning. Av detta skäl kan antas att sparpotentialen i svenska, eluppvärmda bostäder är mindre än i motsvarande norska (i exemplet räknar utredningen därför med sparalternativen 1 % respektive 3 %).



- Vid en minskad elförbrukning är det åtminstone på kort sikt endast den rörliga delen av det totala elpriset som går att påverka. Att döma av Energimyndighetens sammanställning av nät- och elhandelspriser per den 1 januari 1999 är det genomsnittliga totala elpriset 75,5 öre per kWh för en villavärmekund. Utifrån myndighetens sammanställning har för räkneexemplet den genomsnittliga rörliga delen av totalpriset beräknats enligt följande; el: 24,2 öre, nät: 9,8 öre, elskatt: 15,1 öre, samt moms: 12,3 öre, dvs. 25 procents pålägg på det totala rörliga beloppet per kWh. Totalt uppgår den rörliga delen av det totala elpriset för en villakund med elvärme härmed till ca 61 öre/kWh, vilket används i exemplet<sup>13</sup>.
- Även om utgiften för det enskilda hushållet härmed minskar med 61 öre för varje sparad kWh, så bör beräkningen av samhällets totala energisparpotential inte inkludera elskatt och moms (vilka utgör ca 27 av de 61 öre/kWh som exemplet bygger på). I en beräkning av den totala sparpotentialen bör varje sparad kWh således värderas till 34 öre.

Med dessa antaganden blir resultatet som i tabell 8 nedan.

**Tabell 8.** Uppskattad energisparpotential för hushåll med elvärme

	<i>Energisparpotential i TWh</i>	<i>Total energisparpotential i kronor</i>	<i>Utgiftsminskning per hushåll</i>
Alt. 1	1 % * 23 TWh = 0,23 TWh	0,23 TWh * 34 öre/kWh = ca 80 mkr	ca 155 kr/år
Alt. 2	3 % * 23 TWh = 0,69 TWh	0,69 TWh * 34 öre/kWh = ca 230 mkr	ca 465 kr/år

I avsnitt 3.4 sades att om ett avskaffande av preliminärdebiteringen t.ex. skulle bygga på fyra avläsningar per år, dvs. kvartalsvis fakturering, så kan detta antas medföra merkostnader för ytterligare avläsningar om minst 45 kronor per kund och år, även om självavläsning utnyttjas. Totalt för de 900 000 elanvändare som omfattas av räkneexemplet skulle kostnaden således i detta fall bli minst 40 mkr<sup>14</sup>. Detta kan ställas mot

<sup>13</sup> För enkelhets skull bortses i exemplet ifrån dels att priserna kan ha minskat sedan den 1 januari 1999, dels att lägenhetskunder med elvärme sannolikt betalar ett högre elpris.

<sup>14</sup> Det torde dock tillkomma ytterligare kostnader, t.ex. för att framställa grafiskt, tydligare fakturor, om krav ställs på detta.

den i tabell 8 uppskattade totala energisparpotentialen för de två alternativen om ca 80 mkr respektive ca 230 mkr<sup>15</sup>.

Med en annan typ av jämförelse med kostnadsuppskattningarna i avsnitt 3.4 kan sägas att om energisparpotentialen uppgår till 1 % torde endast självavläsning kunna bli lönsamt, medan en sparpotential på 3 % kan göra alla de metoder som diskuteras i avsnitt 3.4.4 lönsamma.

### 3.6 Överväganden och förslag

Enligt tilläggsdirektiven skall LEKO-utredningen överväga om mätperiodens längd bör regleras och om elräkningen bör baseras på faktisk förbrukning, dvs. om preliminärdebiteringen bör avskaffas. Nedan redovisas utredningens syn på detta.

Såvitt utredningen kan förstå förutsätter ett avskaffande av preliminärdebiteringen dels att elmätarna avläses oftare, dels att krav ställs på såväl nät- som elhandelsföretagen att använda de uppmätta värdena för debitering. Om man vill förvissa sig om att elräkningen verkligen baseras på uppmätt, faktisk förbrukning torde det nämligen inte vara tillräckligt att, som i Norge, i första hand ställa krav på nätföretagen.

Ett avskaffande av preliminärdebiteringen innebär ofrånkomligen ökade kostnader i vissa avseenden. I första hand handlar det om att fler mätaravläsningar måste göras. Men om, som i Norge, krav samtidigt ställs på att elförbrukningen skall presenteras tydligare på elräkningen, t.ex. genom grafiska illustrationer, så uppstår vissa kostnader för detta. Sannolikt torde även andra, i dagsläget oidentifierade, kostnader uppstå. Ett avskaffande av preliminärdebiteringen medför även vissa ränteffekter. Dessa torde dock vara såväl samhälls- som privatekonomiskt neutrala.

Storleken på de ökade kostnaderna går inte att exakt värdera i dagsläget. Utredningen har dock försökt att åtminstone uppskatta kostnaden för de ytterligare mätaravläsningar som krävs. Sålunda kan som ett exempel sägas att om ett avskaffande av preliminärdebiteringen skulle bygga på fyra avläsningar per år, dvs. kvartalsvis fakturering, så torde detta enligt utredningens bedömning medföra merkostnader för ytterligare avläsningar om minst 45 kronor per kund och år, även om självavläsning utnyttjas för de tillkommande avläsningarna.

Vissa fördelar skulle utan tvivel realiserars om elräkningen baserades på faktisk förbrukning. Således skulle kunden inte vid något räknings-

<sup>15</sup> I sammanhanget bör påpekas att om elförbrukningen, som i de två sparalternativen, minskar med 0,23 TWh resp. 0,69 TWh, så minskar också statens skatteintäkter med 60 mkr resp. 190 mkr.

tillfälle behöva betala för annat än den el han faktiskt förbrukat. Vidare torde tätare avläsningar innebära vissa fördelar för den schablonberäkning som skall införas den 1 november 1999. En ökad uppmärksamhet på den egna elförbrukningen torde också öka kundens benägenhet att spara energi.

I dagsläget saknas dock underlag för att säkert avgöra storleken av dessa fördelar. LEKO-utredningen kan därför inte bedöma om fördelarna överstiger de kostnader som ofrånkomligen uppstår vid ett avskaffande av preliminärdebiteringen.

Mot bakgrund av svårigheterna att bedöma storleken på i synnerhet fördelarna, men även på kostnaderna, som ett avskaffande av preliminärdebiteringen skulle innebära, finner utredningen inte skäl att rekommendera statsmakterna att vidta några särskilda åtgärder för att avskaffa preliminärdebiteringen. För att en sådan förändring av regelverket för närvarande inte bör vidtas talar också det faktum att elmarknadens aktörer under åtminstone det närmaste året kommer att vara fullt upptagna med att införa, och anpassa sig till, schablonberäkningen.

Även om storleken på fördelarna med att avskaffa preliminärdebiteringen är svårbedömd kan antas att de största vinsterna finns att hämta på energisparsidan, att döma av erfarenheter från Norge där preliminärdebiteringen fr.o.m. juli 1999 i huvudsak avskaffats för hushåll med större elförbrukning än 8 000 kWh/år. Dessa norska kunder skall minst fyra gånger per år faktureras i efterskott baserat på uppmätt elförbrukning, samt på elräkningen ges grafisk information om elförbrukningen. Åtgärderna antas leda till att hushållen minskar sin elförbrukning med 5 %.

Enligt LEKO-utredningens mening kan antas att om motsvarande åtgärder som i Norge genomförs i Sverige, så skulle detta leda till en energibesparingseffekt även här. Besparingspotentialen torde dock vara mindre än i Norge, låt vara att dess exakta storlek är svår att bedöma.

Enligt utredningens mening bör potentialen för att spara energi genom ett avskaffande av preliminärdebiteringen studeras närmare. Det finns därför anledning att genomföra en försöksverksamhet med fakturor baserade på faktisk förbrukning i ett avgränsat geografiskt område. Samtidigt bör även analyseras effekterna av att på ett tydligt, grafiskt sätt illustrera elförbrukningen på elräkningen. Med hänsyn till att sparpotentialen främst torde finnas bland kunder som bor i eluppvärmda bostäder bör en försöksverksamhet i första hand omfatta hushåll med elvärme. Ansvar för försöksverksamheten bör lämpligen ges till Energimyndigheten, eventuellt i samarbete med Konsumentverket.

Med hjälp av en sådan försöksverksamhet kan värdet, och behovet, av att avskaffa preliminärdebiteringen, och även av att förbättra elräkningens utseende i övrigt, lättare bedömas. Förbättrade kunskaper kring

detta torde även kunna utvinnas genom att noga följa utvecklingen av den norska reformen, och genom att följa upp de försök med att utveckla elräkningen som tidigare gjorts på olika håll i Sverige.

Utredningen anser således att det för närvarande inte finns skäl för statsmakterna att vidta några särskilda åtgärder för att avskaffa preliminärdebiteringen, men att en försöksverksamhet ändå bör genomföras. Samtidigt bör påpekas att flera skäl talar för att preliminärdebiteringen på sikt kan försvinna, även om inte statsmakterna särskilt skulle verka för detta. Ett skäl är att kundernas krav på service och på fakturering efter faktisk förbrukning torde komma att öka när de efter schablonberäkningens införande får lättare att byta elleverantör. Ett annat skäl är att systemen för att fjärravläsa elförbrukningen på sikt lär minska i pris, vilket bör leda till att fler nätföretag finner en sådan investering lönsam.

Sammanfattningsvis anser LEKO-utredningen således att det i dagsläget inte finns skäl att komplettera regelverket vad gäller krav på mätperiod eller krav på att elräkningen bör baseras på faktisk förbrukning. Den ovan skisserade försöksverksamheten, och utvecklingen i övrigt efter schablonberäkningens införande, får visa om sådana förändringar ändå på sikt bör genomföras.

## 4 Generella direktiv som gäller för utredningen

Enligt LEKO-utredningens ursprungliga direktiv (dir. 1998:37) skall utredningen beakta vad som sägs i direktiv till samtliga kommittéer och särskilda utredare om att redovisa regionalpolitiska konsekvenser (dir. 1992:50), pröva offentliga åtaganden (dir. 1994:23), redovisa jämställdhetspolitiska konsekvenser (dir. 1994:124) samt redovisa effekter för brottsligheten och för det brottsförebyggande arbetet (dir. 1996:49).

I kapitlet redogörs för hur utredningen behandlat de generella direktiv som gällt för arbetet. Redogörelsen omfattar hela utredningsarbetet. Således behandlas resonemang och förslag både från delbetänkandet Öppen elmarknad (SOU 1999:44) och det nu föreliggande slutbetänkandet.

### **Regionalpolitiska konsekvenser av förslagen**

Enligt dir. 1992:50 skall kommittéer och särskilda utredare belysa regionalpolitiska konsekvenser av sina förslag. Därvid skall särskilt beaktas hur förslagen påverkar sysselsättningen och den offentliga servicen i olika delar av landet, samt hur planerade förändringar av taxor, avgifter, skatter och bidrag påverkar de ekonomiska förutsättningarna för kommuner, näringsliv och privatpersoner i olika delar av landet.

I utredningens delbetänkande analyserades olika konsekvenser av införandet av schablonberäkning. Två av de förslag som lämnades kan sägas ha haft viss regionalpolitisk betydelse. Det ena berörde frågan om byte av elleverantör borde belastas med en avgift. Utredningen föreslog att varje kund skulle få göra fyra avgiftsfria byten per kalenderår, och att nätägaren för byten därutöver skulle ha rätt att ta ut en avgift av kunden. För att inte kunder utanför tätortsområden skulle missgynnas förordade utredningen att avgiftens storlek borde vara enhetlig för hela landet. Med hänsyn till att regeringen i prop. 1998/99:137 istället föreslog att alla byten av elleverantör skall vara kostnadsfria för kunden finns knappast skäl att här närmare belysa de regionalpolitiska konsekvenserna av utredningens förslag.

Det andra av delbetänkandets förslag som hade viss regionalpolitisk betydelse avsåg hanteringen av småskalig elproduktion under perioden den 1 november 1999 t.o.m. utgången av år 2000. För denna period föreslog LEKO-utredningen att ett för ändamålet inrättat inköpsbolag borde åläggas mottagningsplikt och att innehavare av småskaliga anläggningar borde ges en garanterad ersättning som motsvarade vad de kunde antas ha fått om schablonberäkning inte införts den 1 november 1999, vilket utredningen bedömde till 21 öre/kWh.

I prop. 1998/99:137 avvisade regeringen emellertid utredningens förslag om ett särskilt inköpsbolag. Enligt utredningens mening framstår det därför inte som meningsfullt att här belysa de regionalpolitiska konsekvenserna av detta förslag.

Beträffande förslaget om ett garantipris på 21 öre/kWh kan sägas att under de 14 månader delbetänkandets förslag var tänkt att gälla torde denna ersättningsnivå enligt utredningens bedömning ha varit tillräcklig för att merparten av de små anläggningarna skulle ha kunnat "övervintra". Några betydande negativa regionalpolitiska konsekvenser, till följd av avveckling av små kraftverk i regionalpolitiskt prioriterade områden, torde därmed inte ha kommit att uppstå.

De förslag som lämnas i det nu föreliggande slutbetänkandet saknar såvitt utredningen kan bedöma regionalpolitiska konsekvenser.

### **Prövning av offentliga åtaganden**

Dir. 1994:23 innehåller riktlinjer för hur kommittéer och särskilda utredare förutsättningslöst skall pröva offentliga åtaganden. Riktlinjer lämnas även för hur effekterna av genomförd verksamhet skall analyseras, liksom för redovisningen av hur utredningsförslag skall finansieras.

LEKO-utredningens ursprungliga uppgift var att utvärdera leveranskoncessionssystemet och analysera om det borde avskaffas eller i någon form permanentas. Med dessa utgångspunkter skulle utredningsarbetet enligt utredningens initiala planer givits en inriktning som i mycket påminde om den förutsättningslösa prövning som efterlyses i dir. 1994:23. En sådan ansats framstod också som naturlig med hänsyn till att hela det objekt utredningen tillsatts för att utvärdera (leveranskoncessionssystemet) rimligen kan betraktas som ett offentligt åtagande, i den meningen att staten med hjälp av systemet under en begränsad tid givit elanvändare vars elförbrukning inte mäts timvis och innehavare av småskaliga elproduktionsanläggningar ett särskilt skydd. Att detta skydd inte krävt offentligt finansiering torde inte förändra bedömningen i detta avseende.

Genom riksdagens beslut från den 4 december 1998, som i förlängningen kommer att leda till att schablonberäkning införs den 1 november 1999, förändrades dock förutsättningarna för utredningen på ett genomgripande sätt. Som konstaterats i såväl LEKO-utredningens särskilda skrivelse av den 22 december 1998 som i prop. 1998/99:137 kan leveranskoncessionssystemet inte upprätthållas när schablonberäkning införs. Systemet kommer därför att upphöra per den 1 november 1999. I tilläggsdirektiv (dir. 1999:19) till utredningen uttalade regeringen därför den 11 februari 1999 att uppdraget att utvärdera leveranskoncessionssystemet inte längre var aktuellt. Istället skulle utredningen i första hand analysera olika konsekvenser av införandet av schablonberäkning.

Mot bakgrund av utredningsuppdragets förändrade inriktning, och med hänsyn till att det offentliga åtagandet (leveranskoncessionssystemet) kommer att upphöra den 1 november 1999, har utredningen inte funnit det meningsfullt att genomföra de analyser som efterfrågas i dir. 1994:23. Visserligen har utredningen på framför allt en punkt, den småskaliga elproduktionen, såväl i delbetänkandet som i det nu föreliggande slutbetänkandet förordat ett fortsatt offentligt åtagande under en begränsad tidsperiod. Men utredningen har dock även i detta fall valt att inte göra någon mer ingående prövning av det offentliga åtagandet, av skäl som utvecklas nedan.

I delbetänkandet föreslog utredningen att innehavare av småskaliga produktionsanläggningar under perioden den 1 november 1999 t.o.m. utgången av år 2000 borde ges garanterad avsättning för sin el, genom att ett för ändamålet inrättat inköpsbolag skulle åläggas mottagningsplikt. Vidare föreslog utredningen att innehavare av små kraftverk borde ges ett särskilt driftstöd i form av ett garantipris på 21 öre/kWh.

Utredningen föreslog att stödet skulle finansieras genom omprioriteringar inom nuvarande anslagsramar inom energiområdet eller, om detta visade sig omöjligt, genom att en tillfällig avgift inrättades för ändamålet. Samtidigt poängterades i delbetänkandet att med den ersättningskonstruktion som leveranskoncessionen inneburit för småskalig elproduktion, så existerar redan en kostnad motsvarande vad stödet kunde antas uppgå till. Denna kostnad har dock finansierats genom att hushållskunder och andra mindre förbrukare betalat högre elpriser än vad de skulle gjort om de handlat sin el i konkurrens. Vad utredningen förordade var således att kostnaden istället borde synliggöras genom att det föreslagna stödet finansierades via statsbudgeten.

Att delbetänkandets förslag om mottagningsplikt och garantipris inte föregicks av en förutsättningslös prövning av det offentliga åtagandet berodde i första hand på att den småskaliga elproduktionen inför reformeringen av elmarknaden i praktiken utlovats ett skydd motsvarande vad leveranskoncessionen förväntades ge ända till utgången av år 2000.

Riksdagens näringsutskott hade nämligen uttalat (bet. 1993/94:NU22) att den småskaliga elproduktionen skulle ges ett sådant skydd i fem år, även om man vid en utvärdering av leveranskoncessionssystemet skulle finna att det borde avvecklas efter tre år.

I det nu föreliggande slutbetänkandet föreslår utredningen att en mottagningsplikt fortsatt bör finnas om behov uppstår av en temporär lösning under året/åren närmast efter år 2000. Mottagningsplikten föreslås i sådana fall bygga på en upphandlingsmodell, motsvarande den som regeringen initierat för perioden den 1 november 1999 t.o.m. utgången av år 2000. Något förslag om garantipris eller dylikt lämnas däremot inte i slutbetänkandet.

Att slutbetänkandets förslag om en mottagningsplikt för året/åren närmast efter år 2000 inte föregåtts av en förutsättningslös prövning av det offentliga åtagandet har framför allt två skäl. Det ena är att olika politiska beslut och uttalanden under senare år klargjort att den småskaliga elproduktionen bör ges en gynnad ställning. Således har riksdagen genom 1997 års energipolitiska beslut uttalat att volymen småskaligt producerad kraft skall öka. Vidare har regeringen i prop. 1998/99:137 uttalat att det är viktigt att förutsättningarna är goda för den småskaliga och ofta miljövänliga elproduktionen. Regeringen har också i LEKO-utredningens ursprungliga direktiv (dir. 1998:37) angivit att den småskaliga elproduktionen bör tillförsäkras rimliga ekonomiska villkor.

Det andra skälet till att utredningen i slutbetänkandet avstått från att göra en sådan förutsättningslös prövning som anges i dir. 1994:23 är att utredningen föreslår att en allmän översyn av den förnybara elproduktionens förutsättningar bör vidtas. En väsentlig fråga för en sådan översyn torde vara om det eventuellt finns behov av ett fortsatt offentligt åtagande på detta område. I avvaktan på den av utredningen föreslagna översynen avser slutbetänkandets förslag om mottagningsplikt också endast året/åren närmast efter år 2000, dvs. den tid som eventuellt kan krävas tills den föreslagna översynen kunnat genomföras och omsättas i ett nytt regelverk

### **Jämställdhetspolitiska effekter**

Enligt dir. 1994:124 skall alla förslag som läggs fram av kommittéer och särskilda utredare föregås av en analys av och innehålla en redovisning av de jämställdhetspolitiska effekterna. Om kommittén eller utredaren bedömer att en sådan analys och redovisning inte kan göras på ett meningsfullt sätt till följd av utredningsuppdragets eller ämnets karaktär, skall detta anges och särskilt motiveras.



Såvitt utredningen kan bedöma har inte de förslag som redovisats i delbetänkandet och det nu föreliggande slutbetänkandet några effekter från jämställdhetssynpunkt. Enligt utredningens mening framstår det därför inte som meningsfullt att försöka företa någon analys eller redovisning av sådana effekter.

### **Effekter för brottsligheten och för det brottsförebyggande arbetet**

I dir. 1996:49 anges att kommittéer och särskilda utredare skall ge de brottsförebyggande frågorna ökad uppmärksamhet i utredningsverksamheten. Alla förslag som läggs fram skall föregås av en analys av och innehålla en redovisning av effekterna för brottsligheten och för det brottsförebyggande arbetet. Om kommittén eller utredaren bedömer att en sådan analys och redovisning inte kan göras på ett meningsfullt sätt till följd av utredningsuppdragets eller ämnets karaktär, skall detta anges och särskilt motiveras.

De förslag utredningen redovisat saknar rimligen effekter för brottsligheten och för det brottsförebyggande arbetet. Utredningen har därför avstått från att söka analysera eller redovisa sådana effekter.

## Särskilda yttranden

### Särskilt yttrande av experten Bertil Persson

I regeringens ursprungliga utredningsdirektiv (dir. 1998:37) nämns som några av de frågor som skall behandlas av utredningen och där förslag till reglering skall lämnas, frågan om vem som bär det ekonomiska ansvaret för den el som tas ut av konsumenten då balansansvarig saknas och frågan om konsumenten skall kunna kopplas bort från nätet på grund av att ingen har balansansvaret. Härvidlag hänvisades till de förslag till lösningar som lämnades av Svenska Kraftnät i skrivelse till regeringen i februari 1997. I den skrivelsen påtalades särskilt det olämpliga i att Svenska Kraftnät skulle vara den som skall kräva den enskilde elkonsumenten som saknar balansansvarig på betalning för konsumerad el.

I Svenska Kraftnäts och Statens energimyndighets slutrapport Schablonavräkning - förslag till modell presenterades en lagteknisk lösning (6 § och 6a § i lagförslaget) av problemet. Förslaget i 6 § innebar att balansansvaret för en uttagspunkt skulle bli avgörande för att ett leverantörbyte skulle anses genomfört. Intill dess en ny balansansvarig finns skulle elleveransen anses ske från den elleverantör och balansansvarig som dittills stått för leveransen. Bortkopplingsproblematiken behandlades i 6a §.

Det lagförslag som presenterades i regeringens proposition 1998/99:137 innebär emellertid ingen lösning av dessa frågor. Av motivtexten framgår att det inte heller varit avsikten att finna en lösning.

Det kan alltså konstateras att frågan fortfarande kommer att vara olöst även om riksdagen godtar de föreslagna ändringarna i ellagen. Utredningen har inte närmare berört frågan. Det hade emellertid varit önskvärt att så skett. Enligt min mening är det olyckligt att frågan ännu inte fått en tillfredsställande lösning.

En möjlig lösning, med utgångspunkt i det lagförslag som presenteras i prop. 1998/99:137, skulle kunna vara att införa en sådan anvisningsplikt som enligt lagförslagets 8 kap 8 § gäller för elanvändare som saknar elleverantör, även för det fall balansansvarig saknas.

## Särskilt yttrande av experten Christer Söderberg

LEKO-utredningen har haft att utreda övergången till schablonberäkning för kunder med måttliga effektuttag samt villkor och behov av fortsatt skydd för små elproducenter vid en avveckling av leveranskoncessionssystemet.

Den första uppgiften har varit tidskrävande och den tid som funnits över till den andra uppgiften, de små elproducenterna, har därför ej varit möjlig att genomföra på ett tillfredsställande sätt. Detta har också angivits i slutbetänkandet där man föreslår en fortsatt utredning med en översyn av situationen för de små elproducenterna. Jag delar den uppfattningen.

I andra delar av utredningen har jag avvikande eller delvis avvikande uppfattningar i förhållande till de slutsatser LEKO-utredarna drar, vilket framgår av detta särskilda yttrande.

Detta särskilda yttrande ger även synpunkter på vad som inte tillräckligt hunnit beaktas i LEKO-utredningens slutbetänkande men bör behandlas i en kommande översyn av situationen för små elproducenter.

### Produktionskostnader i småskalig elproduktion

Det tycks inte råda entydiga regler för beräkning av produktionskostnader inom energisektorn. Därför florerar ett stort antal värden för samma anläggningstyp beroende på vem som gjort beräkningen och på vilka förutsättningar som väljs. Valet av kalkylränta och avskrivningstid har störst inverkan på produktionskostnaden men även noggrannheten i beräkningen av drifts- och administrationskostnader kan ge stora avvikelser. De specifika driftskostnaderna blir högre ju mindre en produktionsanläggning är.

Vare sig EME Analys eller SYCON har lämnat sådan information att deras beräkningsmodeller kunnat följas. Sannolikt har inte kostnader för skatter, avgifter, arrenden och eget arbete medräknats.

SERO ställer sig också tveksam till de produktionskostnader som dessa konsulter presenterat och har därför till LEKO-utredningen redovisat egna beräkningar av produktionskostnader.

Även om det kan skilja något mellan olika produktionsformer (vind, vatten, bio) så tycks produktionskostnaderna ligga kring 50 öre/kWh. Denna nivå överensstämmer även med vad LEKO-utredningen kommer fram till vid tillämpningen av den kortare av de två avskrivningstider som används i utredningen.

Det är för den fortsatta utredningen ytterst angeläget att man kan enas om en beräkningsmodell för produktionskostnader för nya an-

läggningar. Likaså är det angeläget att det görs en värdering av produktionskostnaderna för äldre anläggningar i olika åldersklasser, i synnerhet småskalig vattenkraft.

En förutsättning för bedömningen av stödbehovet är en realistisk beräkning av produktionskostnaderna.

### **Behov av mottagningsplikt för kraft från småskalig elproduktion**

I utredningsarbetet inför reformeringen av elmarknaden bedömdes det att små elproducenter skulle få svårt att hävda sig utan mottagningsplikt och en skälig ersättning. Bl.a. därför infördes leveranskoncessions-systemet under en period på fem år och innan periodens utgång skulle en utredning bedöma om små elproducenter skulle kunna agera på den reformerade elmarknaden eller om någon form av fortsatt skydd skulle vara nödvändigt. LEKO-utredningen får anses ha även detta uppdrag.

SYCON gör i sin rapport bedömningen att småskalig elproduktion ej kan klara sig utan mottagningsplikt. EME Analys lämnar en något modifierad bedömning där man antar att det går att få avsättning för småskalig kraft på marknaden bara priset är det rätta. Det rör sig då om ca 2 öre under ett normalt marknadspris vilket skulle motsvara ca 13 öre/kWh om marknadspriset skulle vara ca 15 öre de närmaste åren. En sådan ersättningsnivå kan ej överensstämma med regeringens uppfattning om "rimlig nivå" och torde därför ej vara ett alternativ.

SERO gör också bedömningen att det behövs mottagningsplikt även i framtiden till dess att det skapas regler på elmarknaden som gör det möjligt för små producenter att agera.

Nuvarande regler är till för de stora aktörerna vilket inte minst märks på alla sammanslagningar av elhandelsföretag till större enheter för att ej bli utslagna i konkurrensen på den reformerade elmarknaden. Jag delar inte LEKO-utredarnas osäkerhet om behovet av fortsatt mottagningsplikt.

### **Mottagare av småskaligt producerad el**

Sedan 1996 är leveranskoncessionärerna mottagningspliktiga för den småskaliga elproduktionen. Detta har fungerat godtagbart fränsett att uppfattningen vad som är skälig ersättning har skilt sig avsevärt mellan producenter och koncessionärer. Det stora antalet prövningsärenden visar på detta. En av anledningarna till meningsskiljaktigheterna kan vara de olika budskap som lämnades i samband med övergången till den reformerade elmarknaden. Leveranskoncessionärerna fick budskapet att

agera marknadsmässigt på en avmonopoliserad marknad och producenterna att deras villkor inte skulle försämrats. Detta har ofta lett till stora skillnader i bedömningar och skapat avsevärd irritation mellan parterna.

Det torde med detta som bakgrund vara svårt att få leveranskoncessionärerna att på frivillig basis åta sig att köpa kraft från små elproducenter till rimliga villkor. Den av Svenska Kraftnät initierade anbudsupphandlingen torde ge en uppfattning om marknadspriset på småskalig kraft, men detta förfaringssätt ger ingen säkerhet för framtiden och kan enbart betraktas som en möjlig tillfällig lösning. Även om den nu initierade upphandlingen skulle peka på en rimlig ersättningsnivå kan marknaden om något år ge helt andra nivåer och den priskänsliga småskaliga produktionen skulle därmed sakna den säkerhet som är en förutsättning för långsiktiga investeringar.

För att skapa stabilitet och säkerställa att energimålen uppfylls bör istället ansvaret för mottagande av småskalig kraft läggas på Svenska Kraftnät som i sin tur eventuellt kan organisera denna uppgift i ett dotterbolag. På detta sätt kan staten reglera de villkor som krävs för att småskalig elproduktion ska uppnå de uppsatta produktionsmålen och att de villkor som uppställdes vid övergången till den reformerade elmarknaden uppfylls.

På detta sätt får staten också insyn i och ett samlat grepp om den småskaliga elproduktionen samt skaffar sig erfarenheter av försäljning av relativt stora kvantiteter småskaligt producerad kraft på marknaden i den mån Svenska Kraftnät inte kan eller önskar använda inköpt el för att täcka egna ledningsförluster. Finansiering av stödet bör ske genom höjning av stamnätsavgiften vilket kan göras ganska flexibelt beroende på den skicklighet med vilken det statliga bolaget lyckas sälja den småskaliga elen på marknaden.

När marknadsreglerna på sikt är anpassade för småskalig förnybar elproduktion kan staten privatisera och sälja detta inköps- och försäljningsbolag. Under en övergångsperiod t.o.m. 2000-12-31 har SERO bedömt att en garanterad ersättning till producenten ska vara 26 öre/kWh (exkl. nätersättning) vilket skulle motsvara ett behov att höja stamnätsavgiften ca 0,2 öre/kWh.

För att nå energimålen och få en ersättningsnivå som bättre överensstämmer med produktionskostnaderna behöver ersättningen höjas ytterligare men sannolikt kommer även marknadspriserna att öka varför en höjning av stamnätsavgiften från år 2001 torde bli begränsad.

Elkunderna får på den avreglerade elmarknaden en sänkning av elpriset på 5–7 öre/kWh (ca 10 % av det totala priset) men får genom höjningen av stamnätsavgiften en kostnadsökning på 0,2–0,4 öre/kWh (ca 0,5 % av det totala elpriset).

En lösning av finansieringen via stamnätsavgiften som i princip drabbar alla elkunder i relation till sin elanvändning överensstämmer också med de intentioner EU har att alla elkonsumenter solidariskt skall bidra till introduktionen av mer förnybar energi.

### **Orsaker till sjunkande kraftersättning**

Bl. a. Energikommissionen uttalade att små elproducenter på den reformerade elmarknaden ej skulle få sämre villkor än tidigare. Man uttalade också att de ekonomiska villkoren skulle stimulera till nybyggnad.

Övergången till den reformerade elmarknaden gav också under 1996 i stort oförändrad ersättning, något högre ersättning från leveranskoncessionären men en något försämrad ersättning för nätnyttan. 1997 var ersättningen från leveranskoncessionären i genomsnitt 26 öre/kWh men ersättningen för nätnytta hade sjunkit ytterligare något och var 1,5–2 öre/kWh.

1997 genomfördes beslutet om takpris på entimmesmätare vilket fick prisnivån att sjunka något. Denna utveckling har fortsatt under 1998 och 1999. I augusti 1999 är ersättningsnivån från leveranskoncessionären ca 22 öre eftersom den andra ändringen, schablonberäkning, redan börjat märkas i sänkta hushållstariffer.

Två ändringar i leveranskoncessionssystemet har alltså bidragit till sjunkande elpriser för hushållskunder. Bidragande till nuvarande kostnadsänkningar för hushållskunder har givetvis även de sjunkande råkraftpriserna varit men SERO bedömer att de ej haft någon större inverkan. Hade de två ovan nämnda ändringarna ej genomförts skulle troligen prissänkningen för hushållskunder varit ganska liten.

Ytterligare en prissänkande faktor för kraftersättningen har varit Energimyndighetens beslut i ett prövningsärende 1998 att höja leveranskoncessionärens vinstmarginal till ca 2,5 öre/kWh, detta trots att en utredning utförd av Price Waterhouse till LEKO-utredningen visat att den genomsnittliga vinstmarginalen för leveranskoncessionärerna varit 1,5 öre/kWh. Denna uppgift har inte redovisats i LEKO-utredningen.

### **Vad behövs för att nå produktionsmålen?**

Det är huvudsakligen tre faktorer som kan få nuvarande stagnation i produktionstillväxten att upphöra.

- lånsiktiga energipolitiska spelregler
- en ersättningsnivå i paritet med produktionskostnaderna
- enklare tillståndsgivning för nybyggnad

Den småskaliga marknadens tilltro till energipolitiken är f.n. mycket låg. Alltför många ändringar har genomförts under 1990-talet och de flesta har varit till nackdel för de små elproducenterna. I tider av en osäker framtid väljer man att avvakta med sina investeringar.

Ersättningsnivåerna har med nuvarande regelsystem sjunkit i stället för att som tidigare stiga. Det gör att differensen till produktionskostnaderna har ökat och benägenheten hos investerarna att täcka in framtida prisökningar i kalkylen minskar.

I och med införandet av miljöbalken har tillståndsprocessen försvårats och fördröjats. Detta gäller i synnerhet vind- och vattenkraft. Detta utgör ett betydande hinder för dessa produktionsslag och en översyn av regelverket för tillståndsgivning till små produktionsanläggningar bör genomföras.

I de länder där ersättningsnivån varit hög och tillståndsprocessen normal har småskalig elproduktion fått ett betydande uppsving. Detta gäller företrädesvis Tyskland, Danmark, Portugal och Spanien. För vindkraften har uppsvinget varit kraftigt men fränsett Danmark har även vattenkraften utvecklats hyggligt i dessa länder. Tyskland och Danmark har genom stimulans av hemmamarknaden blivit världsledande i vindkraftteknik och tillverkningskapacitet samt lyckats sänka produktionskostnaderna högst avsevärt. Detta faktum motsäger den tes som EU-kommissionen framför och som redovisas i LEKO-utredningen att höga ersättningar minskar incitamentet att sänka produktionskostnaderna.

För att nå energimålen är det SERO:s bedömning att villkoren måste förbättras avseende de ovan nämnda tre faktorerna vilka utgör ett hinder för den fortsatta utvecklingen.

### **Synpunkter på framtida kraftersättning**

Elmarknaden är i kraftig turbulens efter avregleringen och marknadsreglerna gynnar storskalighet och de som har en god ekonomisk uthållighet.

Små elproducenter har mycket svårt att hävda sig på denna marknad men efter en övergångsperiod och viss anpassning av reglerna på elmarknaden bör de små producenterna ha större förutsättningar att kunna klara sig. Denna övergångsperiod bör vara tre år dvs. fram till utgången av år 2002. Under denna period bör staten ta ansvaret för ett garantipris till småskalig elproduktion så att ersättningen blir 26, 28 och 30 öre/kWh för åren 2000, 2001 resp 2002. Miljöbonus bör dessutom utgå till alla produktionsformer. Den kan dock differentieras så att den utgår med 125 % under de första 10 åren efter nybyggnad och de första fem

åren efter upprustning/modernisering, i övrigt 85 %. Krav på miljöanpassad drift för att erhålla miljöbonus bör uppställas.

När det gäller grundersättningen kan det övervägas om en viktning så att de minsta anläggningarna får en något högre ersättning för att kunna täcka sina något högre specifika driftskostnader.

Staten bör organisera köp och försäljning av den småskaliga kraften både under treårsperioden (egentligen 99-11-01 till 2002-12-31) och även efter densamma men efter hand kan inköpsbolaget sannolikt privatiseras under förutsättning att en stabil marknad finns för den småskaliga elproduktionen.

Staten bör ange kvoter av småskaligt producerad elenergi som måste ingå i elleverantörernas försäljningsvolym. Dessa kvoter kan säljas som fristående certifikat av producenterna.

Dessa åtgärder tillsammans med lämplig statlig finansiering bör på sikt kunna åstadkomma balans mellan kraftintäkter och produktionskostnader.

### **Gränsen för småskalig kraftproduktion**

Gränsen för små produktionsanläggningar i Sverige går vid 1 500 kW och den utgör också gräns för många stödåtgärder för småskalig elproduktion. Denna gräns tillkom under 1970-talet och är mycket låg i internationell jämförelse.

Den visar sig nu också vara alltför låg för att motsvara utvecklingen inom småskalig produktionsteknik och en bättre överensstämmelse med övriga EU-länder bör eftersträvas.

Ej heller inom övriga EU-länder finns enhetliga gränser men ett genomsnittsvärde är 5 000 kW. Det borde således utredas om en höjning av den svenska gränsen till 5 000 kW.

### **Finansiering**

I en utredning om de ekonomiska villkoren upptar finansieringsfrågorna en viktig plats.

I SYCON:s rapport pekas på finansiärernas krav på återbetalningstid vilket också ger den ekonomiska avskrivningstiden på anläggningen. Med hänsyn till alla förändringar på elmarknaden har finansiering via banker blivit svårare eftersom banker och andra finansieringsinstitut anser att de ekonomiska villkoren blivit sämre och därmed har möjligheterna för låntagaren att betala ränta och amorteringar försämrats. Stora anläggningar kan finansieras på obligationsmarknaden



eller via investeringsbanker och får där fördelaktiga villkor. För att åstadkomma motsvarande villkor för små produktionsanläggningar borde utredas om en motsvarighet till den tidigare vattenkraftlånefonden kunde skapas som en energilånefond för små produktionsanläggningar. Då skulle den allt dominerande posten i produktionskostnaden, kapitalkostnaden, kunna reduceras och produktionskostnaden sänkas.

### **Speciella förhållanden kring småskalig vattenkraft**

Små vattenkraftverk skiljer sig från övriga småskaliga produktionsformer dels för att beståndet har en hög genomsnittsålder dels därför att anläggningarna uppvisar en heterogen bild både avseende storlek och utförande. Det är svårt att hitta "typiska" små vattenkraftverk.

Ett förhållande som är speciellt för denna grupp är tillståndsgivningen med vattendom.

Det innebär också att om produktionsanläggningen läggs ned kvarstår ansvaret att reglera dammen i enlighet med vattendomen. 1997 tillkom dessutom strikt ansvar för dammägaren. Det innebär att denne är ansvarig för skador till tredje man oberoende av vilken orsak som förorsakade skadan. Vill en kraftstationsägare riva ut en damm som inte längre har någon kommersiell användning krävs vattendom och därmed sannolikt höga ersättningsanspråk från sakägare.

Det är därför angeläget att speciell uppmärksamhet ägnas de små vattenkraftverkens situation och att de ekonomiska villkoren kan motivera att även dammar kan rustas och behållas.

### **Speciella förhållanden för havsbaserad vindkraft**

Tidigare leveranskoncessionsområden omfattar bara landområden. Vindkraft till havs faller därför utanför alla regler som är knutna till leveranskoncession. I samband med att Svenska Kraftnät enligt SERO:s tidigare förslag ensamma får överta all mottagningsplikt för småskalig elproduktion, är det lämpligt att förhållandena för havsbaserad vindkraft också uppmärksammas så att även denna inordnas under vissa regelverk.

### **Prövning av villkorens skälighet**

Rätten att få villkoren prövade bör även fortsättningsvis finnas för de små elproducenterna.

## Sammanfattning

Jag bedömer att det ej är möjligt att nu lägga förslag om utformningen av ersättningen till små elproduktionsanläggningar från 2001-01-01. Åtskilliga frågor är ännu olösta och regeringen bör besluta om en översyn av de ekonomiska villkoren för små elproducenter. För att ge en sådan översyn tillräcklig tid bör staten ta ansvaret för ersättningen till små elproducenter under en förlängd övergångsperiod t.o.m. år 2002 med en garanterad ersättning enligt mitt och SERO:s förslag. En sådan översyn bör även innefatta regler för tillståndsgivning, skapande av en statlig energilånefond och en utredning om den speciella situationen för småskalig vattenkraft.

Det är också angeläget att göra en översyn av effektgränserna för små produktionsanläggningar. En normering av beräkningsmodellen för produktionskostnader bör arbetas fram och samtliga relevanta poster i drifts- och administrationskostnader bör definieras.

LEKO-utredningen har givits alltför kort tid att arbeta med förhållandena kring den småskaliga elproduktionen och jag bedömer att det behövs ytterligare utredningar för att klarlägga deras kostnadsbild samt deras påverkan på sysselsättning, miljö och teknisk utveckling liksom för att synkronisera våra regler med de som håller på att växa fram i EU.

# Kommittédirektiv

## Översyn av leveranskoncessionssystemet, m.m.

### **Dir. 1998:37**

Beslut vid regeringssammanträde den 20 maj 1998.

### Sammanfattning av uppdraget

En särskild utredare tillkallas med uppdrag att se över det gällande systemet med leveranskoncessioner för försäljning av el och analysera om systemet bör avskaffas eller i någon form permanentas.

I uppdraget ingår att överväga behovet av fortsatt skydd för elkunder med liten förbrukning och för små elproducenter samt att, om sådana skydd bedöms vara nödvändigt, föreslå lämpliga regleringar. Utredaren skall också behandla vissa frågor med anknytning till koncessions-systemet, däribland utformningen av reglerna för mottagningsplikt av el från små elproducenter, lämpligheten att använda schablonmätning för vissa kundkategorier samt vissa frågor om regleringen av balansansvaret på elmarknaden.

### Bakgrund

#### **Ellagstiftningen**

Riksdagen beslöt hösten 1995 att ett nytt regelverk för elmarknaden skulle träda i kraft den 1 januari 1996 (prop. 1994/95:222, bet. 1995/96:NU1, rskr. 1995/96:2). Beslutet innebar omfattande förändringar i lagen (1902:71 s. 1), innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar (ellagen). Genom beslutet infördes vidare en ny lag, lagen (1994:618) om handel med el, m.m.

I juni 1997 beslöt riksdagen i enlighet med regeringens förslag att ett tak på högst 2 500 kronor skall gälla för de kostnader som nätföretagen får debitera en enskild konsument med låg elförbrukning för timregistrerande mätutrustning och dess installation (prop 1996/97:85, bet. 1996/97:NU11, rskr. 1996/97:266).

Riksdagen beslöt i oktober 1997 att bestämmelserna i ellagen och lagen om handel med el, m.m. skulle föras samman till en ny ellag (prop

1996/97:136, bet 1997/98:NU3, rskr. 1997/98:27). Det materiella innehållet i den nya ellagen baseras i huvudsak på den från år 1996 gällande ellagstiftningen. Vissa ändringar och kompletteringar av lagstiftningen har dock gjorts utifrån förslag i Ellagstiftningsutredningens slutbetänkande Ny ellag (SOU 1995:108), Elbörsutredningens betänkande Regler för handel med el (SOU 1996:49) och betänkandet från Utredningen om konsumentskydd vid leverans av el, Konsumentskydd på elmarknaden (SOU 1996:104). Ellagen (1997:857) trädde i kraft den 1 januari 1998.

### **Utvecklingen på elmarknaderna i Europa**

Elmarknaderna i de nordiska länderna har under 1990-talet genomgått betydande strukturella förändringar. I Norge, Sverige och Finland har elmarknaderna omreglerats på ett sådant sätt att elnäten har öppnats och konkurrens har införts i produktions- och försäljningsleden. Omregleringarna har genomförts i olika takt. I Danmark har ellagstiftningen ändrats från den 1 januari 1998, vilket innebär en viss öppning av elmarknaden. Det finns nu en gemensam norsk-svensk elmarknad, på vilken även större finska och danska aktörer deltar. Principerna för elsamarbetet mellan de nordiska länderna slogs fast av de nordiska energiministrarna i ett gemensamt uttalande år 1995.

Syftet med elmarknadsreformerna har varit att effektivisera produktionen och distributionen av el genom en ökad kostnadspress och en ökad handel över gränserna.

Utvecklingen mot öppnare och effektivare elmarknader i Norden har föregått den omstruktureringsprocess som nu äger rum i de flesta industriländer. I Europeiska unionen trädde ett direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el i kraft den 19 februari 1997 (direktiv 96/92/EG). I USA, Australien och Nya Zeeland pågår omregleringar av elmarknaderna och i Japan förbereds också en sådan omstrukturering.

EG:s elmarknadsdirektiv innebär bl.a. ett krav på att medlemsstaterna gradvis skall öppna sina elmarknader för konkurrens. Detta kan ske efter olika principer, mellan vilka medlemsstaterna kan välja.

Direktivet skall genomföras i medlemsstaternas nationella lagstiftningar inom två år från det att det trädde i kraft. I svensk lagstiftning bedöms detta inte komma att kräva några ändringar eller kompletteringar, förutom att regler skall införas om offentliggörande av nättariffer. En proposition med förslag till en sådan komplettering beräknas föreläggas riksdagen inom kort.

Flera EU-länder planerar att öppna elmarknaderna snabbare än vad som krävs enligt direktivet. I Nederländerna och Spanien pågår en lika genomgripande omstrukturering som tidigare i de skandinaviska länderna. Också i Tyskland förbereder regeringen en större öppning för konkurrens än vad som krävs enligt elmarknadsdirektivet. I Storbritannien pågår ett arbete med att förstärka inslagen av konkurrens på den redan tidigare relativt öppna marknaden.

I det fortsatta arbetet med att se över och anpassa lagstiftningen för den svenska elsektorn bör det vara ett övergripande mål att elmarknaden skall organiseras så att svenska elkunder kan dra nytta av fördelarna med elhandel med andra länder. Samtidigt bör svenska elkunder skyddas från prishöjande influenser från länder med bristande marknadsfunktioner, t.ex. om ömsesidigheten är svag med avseende på elmarknadernas öppenhet.

### **Systemet med leveranskoncession**

Leveranskoncession är en särskild koncession för leverans av el till kunder inom ett område för nätkoncession utan krav på timvis mätning av elanvändningen. Det skall inom varje område finnas en leveranskoncessionär som är skyldig att leverera el för normala förbrukningsändamål till alla kunder inom området som inte önskar byta elleverantör. Kunden har rätt att få elpriset prövat. Leveransskyldigheten omfattar dock inte el för uppvärmningsändamål inom ett område där fjärrvärme eller naturgas distribueras eller avses att bli distribuerad.

Den kund som önskar köpa el från en annan leverantör än innehavaren av leveranskoncessionen för området kan göra så sex månader efter anmälan till koncessionshavaren. Om elen köps från någon annan än leveranskoncessionären krävs timvis mätning av den el som kunden förbrukar.

Vidare är leveranskoncessionären skyldig att köpa el från en elproduktionsanläggning som finns inom området och som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW. Dessa små elproducenter har möjlighet att få skäligheten i ersättningen från koncessionshavaren prövad.

Bestämmelserna om leveranskoncession innefattar också regler om meddelande och överlåtelse av leveranskoncession och ändring av gränserna för leveransområde.

Systemet med leveranskoncession föreslogs för första gången i prop. 1993/94:162 Handel med el i konkurrens. Det föreslogs som en övergångslösning i avvaktan på att förutsättningarna på elmarknaden har utvecklats dithän att kravet på timvis mätning inte längre kan anses

utgöra hinder för små kunder att byta leverantör. Leveranskoncessionen skulle därför meddelas för en tid av längst tre år.

Energikommissionen föreslog i delbetänkandet Ny elmarknad (SOU 1995:14) att systemet med leveranskoncessioner skulle förlängas till att gälla i fem år från det att lagstiftningen trädde i kraft. Den utvärdering av systemet, som skulle göras i god tid före utgången av koncessions-tiden, borde särskilt beakta de små konsumenternas och producenternas villkor.

I proposition 1994/95:222 föreslog regeringen att den vilande ellagstiftningen med vissa förändringar skulle träda i kraft den 1 januari 1996. I fråga om leveranskoncessionssystemets giltighetstid och utvärderingen av systemet följde regeringen Energikommissionens förslag. Regeringen betonade att det är ett viktigt mål för elreformen att stärka elkundernas ställning, och att regeringen avsåg att noga följa utvecklingen på elmarknaden. I propositionen sades vidare att utvecklingen för de små kunderna, och deras möjligheter att utnyttja de förändringar som reformen innebär, särskilt bör beaktas. Systemet med leveranskoncession, vars främsta syfte är att skapa trygghet för små elkunder vid övergången till den nya lagstiftningen, bör utvärderas i god tid före utgången av den femåriga koncessionsperioden. Härigenom skapas underlag för en prövning av systemet med leveranskoncession och om systemet bör avvecklas eller förändras för att tillgodose de små elkundernas och elproducenternas behov. Ett viktigt inslag i utvärderingen bör enligt propositionen vara att bedöma hur kostnaderna för mätning har utvecklats liksom övriga faktorer som kan ha betydelse för de små elanvändarnas möjligheter att dra nytta av de nya förhållandena.

Den 1 juli 1997 trädde den tidigare nämnda regeln om ett tak på högst 2 500 kronor för timregistrerande mätutrustning i kraft.

I den nya ellagen, som trädde i kraft den 1 januari 1998, har elhandelslagens bestämmelser om leveranskoncession förts över i huvudsak oförändrade och samlats i ett särskilt kapitel. En förändring har gjorts, som innebär att priset på el levererad från eller inköpt av innehavare av leveranskoncession kan prövas på nätmyndighetens eget initiativ, dvs. inte som tidigare endast på begäran av en kund som är missnöjd med leveransvillkoren.

## Uppdraget

### Skydd för mindre elkunder

Frågan om leveranskoncessionssystemets fortsatta berättigande har av många knutits till enbart de mindre elkundernas möjligheter att anlita en annan elleverantör än leveranskoncessionären. Kravet på timvis mätning har då setts som ett hinder för elanvändarna att få lägre elpriser, och en fortsatt schablonmätning för alla mindre elkunder har förespråkats.

Nätmyndigheten konstaterar i rapporten Utvecklingen på elmarknaden 1997 att införandet av takprisregeln den 1 juli 1997 har förändrat förutsättningarna för leverantörsbyten på ett påtagligt sätt. Under år 1996 fanns det endast enstaka exempel på grupper av hushåll eller andra små elanvändare som övergått till eller höll på att övergå till timmätning för att kunna byta elleverantör. Enligt en undersökning som myndigheten lät genomföra år 1997 hade då de flesta leveranskoncessionärer tagit emot anmälningar om leverantörsbyte. Elhandelsbolag har börjat marknadsföra sig direkt till villakunder med elvärme. Flera bensinbolag har börjat sälja eller planerar att sälja el på konsumentmarknaden. HSB, Villaägarnas Riksförbund, m.fl. har tecknat ramavtal med elhandelsföretag, som ger medlemmarna möjlighet att teckna enskilda avtal om elleveranser till fördelaktiga villkor.

Den ökande konkurrensen om mindre elkunder är således främst inriktad mot kunder med en förhållandevis stor elanvändning (villakunder med elvärme, jordbruksfastigheter, näringsverksamheter, etc.) eller grupper av mindre elanvändare (exempelvis villaägare och bostadsrättsföreningar).

Regeringen underströk i proposition 1994/95:222 att leveranskoncessionssystemets främsta syfte är att skapa trygghet för små elkunder vid övergången till den nya lagstiftningen. Utredaren skall därför särskilt inrikta sin utvärdering på att undersöka om det finns ett fortsatt skyddsbehov för elkunder som av olika skäl inte kan beräknas vilja eller kunna hantera en upphandling av el på den konkurrensutsatta marknaden. En sådan grupp kan vara lägenhetskunder, för vilka den ekonomiska vinsten av ett lägre elpris är avsevärt lägre än för villakunder med elvärme, och för vilka det kan vara svårt att ensamma förhandla sig till ett lägre elpris. Det kan också krävas ett betydande upphandlingsarbete för de mindre elkunderna, vilket innebär kostnader i form av tidsåtgång och besvär med att skaffa fram information. Detta reducerar den fördel som möjligheten att kunna byta elleverantör skulle innebära. Den nya möjligheten att handla el i konkurrens kan inte omedelbart beräknas vara lätthanterlig för alla elkunder.

Om utredaren finner att ett fortsatt skydd för vissa kundgrupper är önskvärt skall utredaren utarbeta ett förslag till en lämplig reglering.

### **Skydd för små elproducenter**

Småskalig elproduktion, dvs. elproduktionsanläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW, stöds såväl direkt genom investerings- och driftsstöd som indirekt genom avgiftsbefrielse. Till bio-bränslebaserade kraftvärmeanläggningar, vindkraftverk och småskalig vattenkraft kan investeringsstöd utgå, och till vindkraft betalas dessutom ett driftsstöd i form av energiskattelindring (den s.k. miljöbonusen). Mindre elproduktionsanläggningar behöver inte betala annan nätavgift för inmatning av el än engångsavgiften för anslutning och den del av nättariffen som motsvarar kostnaden för mätning och rapportering. Leveranskoncessionären i området är skyldig att köpa den el som levereras från små elproducenter inom området.

Regeringen gjorde i proposition 1994/95:222 bedömningen att den reducerade nättariff för små elproducenter som föreslogs där, i kombination med bestämmelsen om köpskyldighet för innehavaren av leveranskoncession, innebar att den småskaliga elproduktionen gavs ett lika gott skydd som tidigare.

NUTEK redovisar i Utvecklingen på elmarknaden 1997 bedömningen att de ekonomiska villkoren för den småskaliga elproduktionen har försämrats. Anledningarna till detta är bl.a. att leveranskoncessionärer och nätföretag av konkurrensskäl inte är villiga att betala mer än nödvändigt för sina elinköp respektive att regionnätstariffernas utformning har ändrats på ett sätt som är ofördelaktigt för många små elproducenter.

NUTEK pekar samtidigt på att koncentrationen av småskalig elproduktion, främst vindkraft, i vissa delar av landet har skapat problem för såväl nätkoncessionären som leveranskoncessionären i dessa områden. Det kan befaras att elkunderna i områdena kommer att få betala såväl ett högre elpris som en högre nättariff än de skulle ha gjort med en mindre omfattande etablering av småskalig elproduktion. Ett annat problem, som också lyfts fram, är att den legala gränsen för stöd till småskaliga elproduktionsanläggningar (1 500 kW) kan motverka en fortsatt utveckling mot större och effektivare vindkraftverk.

Utredaren skall vid sin utvärdering av systemet med leveranskoncession särskilt granska den småskaliga elproduktionens förutsättningar. Den småskaliga elproduktionen bör tillförsäkras rimliga ekonomiska villkor. Utredaren skall i samband därmed beakta utvecklingen av och reglerna för stöd inom EU till elproduktion från förnybara energikällor.



Mindre elproducenter har nu möjlighet att utnyttja det stöd som leveranskoncessionärens mottagningsplikt innebär, men kan också när det är ekonomiskt fördelaktigt välja att sälja el till andra. En sådan valfrihet för elproducenterna kan medföra högre kostnader för elhandelsföretag med mottagningsplikt, särskilt om det finns ett stort antal småskaliga elproducenter i företagens områden. Det kan därför ifrågasättas om de små elproducenterna skall medges en total valfrihet när det gäller att utnyttja systemet med mottagningsplikt. Elkunderna kan också utnyttja regelverket för elmarknaden för att lämna leveranskoncessionären och köpa el fritt på elmarknaden. Det finns alltså en obalans när det gäller rättigheter och skyldigheter för leveranskoncessionärer och mindre elproducenter. Utredaren skall analysera frågan om en sådan obalans är ändamålsenlig att upprätthålla på längre sikt.

Utredaren skall lämna ett förslag till stödssystem för småskalig elproduktion. En utgångspunkt skall vara att stödet skall bidra till teknikutvecklingen och stärka konkurrenskraften för energiteknik baserad på förnybara energislag. Om utredaren bedömer att det finns skäl att gå ifrån ett system som är baserat på mottagningsplikt för el från mindre elproducenter skall i stället förslag lämnas om alternativa styrmedel för att främja småskalig elproduktion med låg miljöpåverkan.

### **Timvis mätning och schablonmätning**

Kraven på mätning har setts som ett hinder för småkunder att utnyttja de möjligheter en öppen elhandel innebär. Enligt ellagen skall kostnaden för mätutrustning och dess installation debiteras den enskilda konsumenten. Regeringen uppdrog i december 1995 åt NUTEK och Affärsverket svenska kraftnät att utreda och föreslå åtgärder för att åstadkomma billiga mätsystem. Myndigheterna föreslog i rapporten Fri elmarknad för alla att avräkningen av elleveranser till hushållskunder och andra kunder med låg elförbrukning inte skall grundas på timvis mätning, utan beräknas med hjälp av s.k. typkurvor (schablonavräkning). Ett takpris föreslogs som komplement till schablonmätning för mindre elkunder. Syftet med detta var att undvika tröskeffekter för de kunder som ligger strax ovanför gränsen för schablonmätning.

I mars 1997 föreslog regeringen en ny regel i ellagen som innebär att ett tak på högst 2 500 kronor skall gälla för de kostnader som nätföretagen får debitera en enskild konsument med låg elförbrukning för timregistrerande mätutrustning och dess installation. Riksdagen beslöt i enlighet med regeringens förslag (prop 1996/97:85, bet. 1996/97:NU11, rskr. 1996/97:266). Lagändringen trädde i kraft den 1 juli 1997.

I propositionen underströk regeringen att kravet på timvis mätning också tillgodoser behovet av ett effektivt utnyttjande av elsystemet. Regeringen påpekade vidare att utvecklingen har varit snabb både när det gäller teknik för mätning och kommunikation av mätinformation. Det takpris för timregistrerande mätutrustning som regeringen föreslog, och som riksdagen beslutade om, borde kunna sänkas i takt med att den tekniska utvecklingen leder till sänkta kostnader och därmed säkerställa en fortsatt prispress på mätutrustning.

Regeringen framförde vidare, med hänvisning också till en skrivelse från Svenska kraftnät om den nationella balansavräkningen (januari 1997), att ett ställningstagande till schablonmätning bör övervägas ytterligare. Viktiga krav vid införande av ett system med schablonmätning är enligt propositionen att man kan säkerställa en effektiv elanvändning, ett effektivt utnyttjande av elsystemet och en väl fungerande handel.

Utredaren skall i detta sammanhang analysera effekterna för elmarknadens funktionssätt, bl.a. när det gäller balansansvaret och de ekonomiska konsekvenserna för de leverantörer som har leveranskoncession.

Som beskrivits ovan har regeln om ett takpris på mätutrustning påtagligt förändrat förutsättningarna för leverantörsbyten. "Inlåsningen" av elkunderna är inte längre ett lika starkt motiv för att ta bort kravet på timvis mätning och införa ett system med schablonmätning. Det kan dock av rättviseskäl, konkurrensskäl eller kostnadsskäl finnas anledning att frångå kravet på timvis mätning för kunder med låg elanvändning, dvs. lägenhetskunder och liknande. En viktig del i utredarens utvärdering är att analysera behovet och konsekvenserna av att undanta kunder med låg elanvändning från grundprincipen om timvis mätning.

### **Övriga frågor**

Utredaren skall granska ytterligare ett antal frågor i samband med utformningen av ett system för skydd för mindre elförbrukare och små elproducenter.

I proposition 1993/94:162 Handel med el i konkurrens framförde regeringen följande i samband med förslaget om att inrätta ett system med leveranskoncession. Det finns inte anledning att befara att det inte skulle finnas tillräckligt många elleverantörer som är intresserade av att få leveranskoncession. Eftersom det inom varje leveransområde bedöms komma att finnas ett stort antal kunder som inte önskar byta leverantör är det troligt att det kommer att finnas ett ekonomiskt värde i att ha den ensamrätt till leverans till dessa kunder som leveranskoncessionen medför.

En fortsatt utveckling med sjunkande mätkostnader och allt fler elkunder som väljer att lämna leveranskoncessionären kan ändra de ekonomiska förutsättningarna för leveranskoncessionssystemet. På samma sätt kan en växande småskalig elproduktion inom vissa områden öka leveranskoncessionärernas kostnader. I utredarens utvärdering skall det därför också ingå att analysera om leveranskoncessionssystemet, eller det nya system som eventuellt föreslås i stället, kan beräknas att även i framtiden ha en så god ekonomisk bas att det kan vara en kommersiellt intressant uppgift att handha det. Om utredaren lämnar förslag om konsumentskydd respektive stöd till småskalig elproduktion, som inte innefattas i en reglering av kommersiella verksamheter, skall även det framtida finansieringsbehovet belysas, och förslag lämnas om hur finansieringen skall utformas.

Frågan om ett fortsatt system med leveranskoncession eller något skyddssystem som ersätter detta hänger vidare samman med den nationella balansavräkningen för elleveranser. I det nuvarande systemet är leveranskoncessionären balansansvarig för sina elkunder gentemot Svenska kraftnät, och de kunder som önskar lämna koncessionären måste teckna kontrakt med ett annat balansansvarigt företag. Skulle leveranskoncessionssystemet föreslås att upphöra, eller ersättas med något annat system för konsumentskydd, skall utredaren i sitt förslag också redovisa hur balansansvaret för de nuvarande kunderna hos leveranskoncessionärerna skall organiseras.

I samband med dessa frågor som rör balansansvaret skall utredaren behandla ytterligare några frågor och lämna förslag till reglering. Svenska kraftnät har den 5 februari 1997 i en skrivelse till Närings- och handelsdepartementet pekat på bl.a. att en elkonsument som köper sin el från en annan än en leveranskoncessionär är skyldig att se till att det finns någon som är balansansvarig i hans uttagspunkt. Vad som gäller om konsumenten inte uppfyller denna skyldighet är dock inte reglerat. Konsumenten kan med nuvarande regler utan att ha gjort något fel bli utan balansansvarig. Då uppstår frågan om vem som bär det ekonomiska ansvaret för den el som tas ut av konsumenten, och även frågan om konsumenten skall kunna kopplas bort från nätet på grund av att ingen har balansansvaret. Svenska kraftnät har lämnat förslag till lösningar som bör övervägas.

Utredaren skall vidare behandla de frågor med anknytning till leveranskoncessionssystemet och behovet av skydd för elkunder och små elproducenter som i övrigt kan komma att aktualiseras i utredningsarbetet.

I utredningsarbetet skall utredaren följa utvecklingen i Norden och inom EU och beakta utvecklingen av EG-reglerna på elområdet samt hur

motsvarande lagstiftning utformas i andra länder, särskilt inom närområdet.

## Övrigt

Utredaren skall senast den 1 november 1999 redovisa sitt arbete och lämna förslag till ny lagstiftning.

Utredaren skall beakta vad som sägs i direktiv till kommittéer och särskilda utredare om att redovisa regionalpolitiska konsekvenser (dir. 1992:50) samt i direktiv till samtliga kommittéer och särskilda utredare att pröva offentliga åtaganden (dir. 1994:23), redovisa jämställdhetspolitiska konsekvenser (dir. 1994:124) och redovisa effekter för brottsligheten och för det brottsförebyggande arbetet (dir. 1996:49).

## Kommittédirektiv

Tilläggsdirektiv till utredningen (N 1998:03) för översyn av leveranskoncessionssystemet, m.m.

**Dir. 1998:82**

Beslut vid regeringssammanträde den 1 oktober 1998.

### Sammanfattning av uppdraget

Utredningen (N 1998:03) för översyn av systemet med leveranskoncessioner, m.m., ges genom tilläggsdirektiv uppdrag att med förtur analysera behovet och konsekvenserna av att undanta kunder med låg elförbrukning från grundprincipen om timvis mätning av elanvändningen.

### Bakgrund

Regeringen bemyndigade den 20 maj 1998 (dir. 1998:37) chefen för Närings- och handelsdepartementet att tillkalla en särskild utredare med uppdrag att se över det gällande systemet med leveranskoncessioner för försäljning av el. Utredaren skall redovisa sitt arbete senast den 1 november 1999.

Enligt utredningens direktiv är en viktig del av utredarens utvärdering att analysera behovet och konsekvenserna av att undanta kunder med låg elanvändning från grundprincipen om timvis mätning. Kravet på timvis mätning har setts som ett hinder för kunder med låg förbrukning att utnyttja de möjligheter en öppen elhandel innebär. Av rättviseskäl, konkurrensskäl och kostnadsskäl kan det finnas anledning att frångå kravet på timvis mätning för kunder med låg elanvändning, dvs. lägenhetskunder och liknande.

Inom elbranschen pågår genom Svenska Kraftverksföreningen och Sveriges Elleverantörer för närvarande en utredning av hur ett system med schablonavräkning kan införas. Enligt vad regeringen har erfarit kommer denna utredning att bli färdig under hösten 1998.

I samband med kritiken avseende kravet på timvis mätning har framförts att det nuvarande regelverket inte främjar en kostnadseffektiv och snabb installation av mätare för timvis mätning.

## Utredningsuppdraget

Det är angeläget att göra det lättare för kunder med låg elförbrukning att utnyttja de möjligheter en öppen elhandel kan innebära. Utredaren skall med förtur behandla frågan om ett undantag från grundprincipen om timvis mätning för kunder med låg elförbrukning. Utredaren skall överväga om det är möjligt att lämna ett förslag om ett sådant undantag innan uppdraget i övrigt har slutförts.

Ett sådant förslag om undantag skall innehålla en lämplig avgränsning av de elkunder som omfattas av undantaget. En utgångspunkt för utredaren skall vara att undantaget skall gälla hushåll vars elförbrukning enbart utgörs av s.k. hushållsel samt andra kundkategorier med elförbrukning på motsvarande nivå. Utredaren skall även undersöka behovet av andra avgränsningar.

Utredaren skall vidare föreslå en tidpunkt för ett ikraftträdande av eventuella regeländringar på området. I detta sammanhang skall utredaren beakta eventuella behov av teknisk och administrativ anpassning hos bl.a. elföretag, nätföretag och Affärsverket svenska kraftnät till ett system som undantar de föreslagna kundkategorierna från grundprincipen om timvis mätning.

Utredaren skall vidare analysera om det finns skäl att vidta åtgärder för att snabbt åstadkomma en allmän och kostnadseffektiv installation av timmätare och föreslå eventuella kompletterande regler som kan behövas för detta.

Utredaren skall informera sig om det arbete som nu genomförs inom elbranschen i frågan.

## Tidsplan, arbetsformer m.m.

Utredaren skall senast den 1 februari 1999 till regeringen redovisa sina resultat i fråga om undantag från grundprincipen om timvis mätning för kunder med låg elförbrukning samt eventuella förslag till åtgärder för en snabbare och mer kostnadseffektiv installation av mätare för timvis mätning.

## Kommittédirektiv

Tilläggsdirektiv till utredningen (N 1998:03) för översyn av leveranskoncessionssystemet, m.m.

### **Dir. 1999:19**

Beslut vid regeringssammanträde den 11 februari 1999.

### Sammanfattning av uppdraget

Utredningen (N1998:03) för översyn av leveranskoncessionssystemet, m.m. (leveranskoncessionsutredningen) ges genom tilläggsdirektiv i uppdrag att med förtur behandla vissa frågor som sammanhänger med införandet av ett system för schablonavräkning av elleveranser.

Genom detta tilläggsdirektiv ändras också tidpunkten för utredarens slutliga redovisning till regeringen till den 1 september 1999.

### Bakgrund

Regeringen har den 20 maj 1998 beslutat om direktiv för utvärdering av systemet med leveranskoncessioner och bemyndigat näringsministern att tillkalla en särskild utredare (dir. 1998:37). Utredaren skall redovisa sitt arbete senast den 1 november 1999.

Regeringen har den 1 oktober 1998 genom tilläggsdirektiv (dir. 1998:82) uppdragit åt utredaren att med förtur analysera behovet och konsekvenserna av att undanta kunder med låg elförbrukning från grundprincipen om timvis mätning av elanvändningen. Enligt dessa direktiv skall utredaren överväga om det är möjligt att lämna ett förslag om ett sådant undantag innan uppdraget i övrigt har slutförts. Resultatet i denna fråga skall redovisas till regeringen senast den 1 februari 1999.

I samband med beredning av prop. 1997/98:159 Genomförandet av Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el, m.m., redovisade Näringsutskottet i betänkandet 1998/99:NU4 Vissa elmarknadsfrågor följande ställningstagande beträffande frågan om timvis mätning. Leveranskoncessionsutredningen ges i uppdrag att lägga fram förslag om att undantag från grundprincipen om timvis mätning skall göras för kunder med ett säkringsabonnemang om högst 25 A. På sikt bör timmätarkravet kunna slopas även för

övriga mindre förbrukare med ett säkringsabonnemang om högst 63 A. Uppsägningstiden bör inte överstiga en månad. Vid byte av elleverantör bör inte någon administrationsavgift eller liknande tas ut av konsumenten. De nya bestämmelserna bör träda i kraft så snart som möjligt och senast den 1 november 1999. Regeringen bör återkomma till riksdagen under våren 1999 med ett förslag i frågan. Arbetet med de centrala frågeställningar gällande bl.a. effekterna på leveranskoncessions-systemet, balansansvaret och utformningen av schablonkurvor bör med hänsyn till tidplanen bedrivas parallellt med att utredningen slutför sitt arbete och regeringen lägger fram en proposition.

Riksdagen beslutade den 4 december 1998 i enlighet med Näringsutskottets förslag (rskr. 1998/99:53).

Med anledning av riksdagens ställningstagande har leveranskoncessionsutredningen i skrivelse den 22 december 1998 framfört sin syn på arbetsläget och hur det fortsatta utredningsarbetet bör bedrivas. Utredningens bedömning är att flera av de frågor som den har i uppdrag att besvara till den 1 februari 1999 är avgjorda genom riksdagens ställningstagande och att leveranskoncessionssystemet i sin nuvarande form inte kan bestå efter den 1 november 1999. Utredningen anför också att det inte är meningsfullt att utredningen avlämnar ett delbetänkande den 1 februari 1999.

Den tidplan för införande av ett system för schablonavräkning som riksdagen beslutat om kräver att det praktiska förberedelsearbetet inleds snarast. Regeringen har därför på förslag av leveranskoncessionsutredningen den 28 januari i år uppdragit åt Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) att i samråd med Statens energimyndighet föreslå och utforma ett system för schablonavräkning av elleveranser som skall träda i kraft den 1 november 1999. De delar av uppdraget som avser krav på ändrad lagstiftning eller i övrigt kräver riksdagens ställningstagande skall redovisas senast den 1 mars 1999. Arbetet skall bedrivas i nära samarbete med företrädare för företagen inom elförsörjningen och leveranskoncessionsutredningen. Uppdraget har dock så långt det är möjligt gjorts oberoende av utredningens återstående arbetsuppgifter.

## Utredningsuppdraget

Det nya regelverket på elmarknaden har inneburit konkurrens i handeln med el, vilket skapar förutsättningar för en ökad pris- och kostnadspress i elförsörjningen och en ökad valfrihet för elkunderna. Det är angeläget att samtliga kunder ges möjlighet att utnyttja de fördelar som en öppen elhandel kan innebära.



Samtliga idag beviljade leveranskoncessioner gäller t.o.m. år 2000. Regeringen delar leveranskoncessionsutredningens bedömning att leveranskoncessionssystemet i dess nuvarande form inte kan behållas då schablonavräkning införs. Utredningens ursprungliga direktiv vad avser utvärdering av leveranskoncessionssystemet är därmed inte längre aktuellt. I uppdraget till Svenska kraftnät ingår att ta fram förslag till hur övergången till ett nytt regelverk bör genomföras, i huvudsak vad gäller rapportering av schablonvärden, balansansvar och balansavräkning. Svenska kraftnät skall också identifiera behovet av eventuella övergångsbestämmelser i detta sammanhang. De författningsändringar som behövs, och som Svenska kraftnät har att föreslå, kan innebära väsentliga förändringar för leveranskoncessionärerna före koncessionstidens utgång. Leveranskoncessionsutredningen bör analysera de praktiska och juridiska konsekvenserna av detta.

Inom nuvarande system med timvis mätning har nätföretagen en nyckelroll. Införandet av schablonavräkning för vissa kunder torde innebära ökat ansvar, vidgade arbetsuppgifter och i viss mån även ökade kostnader för nätföretagen. I uppdraget till Svenska kraftnät ingår att föreslå de kompletteringar av författningar som behövs för att precisera den lokala nätägarens vidgade ansvar vid schablonavräkning. Vidare ingår att överväga behovet av förändringar av vissa nu gällande bestämmelser i syfte att tydliggöra och anpassa nätägarens roll i det nya systemet.

Nätföretagen kan förväntas få vissa administrativa kostnader i samband med leverantörsbyten. Utredningen bör överväga hur dessa kostnader skall hanteras och om förslaget påverkar gällande regelverk för nätföretagen. Vidare bör utredningen överväga om mätperiodens längd bör regleras och om elräkningen bör baseras på faktisk förbrukning samt lämna förslag på de författningar som kan behövas i ett sådant sammanhang. Härvid skall det arbete som Svenska kraftnät bedriver utgöra ett underlag för leveranskoncessionsutredningens ställningstagande.

Genom de nuvarande kravet på timvis mätning har ett antal elförbrukare erlagt avgift till nätföretaget för kostnader för utrustning för timvis mätning. Utredaren bör överväga om ägande till sådan utrustning bör hanteras på särskilt sätt och om dessa kunder skall ges rätt till ekonomisk kompensation i någon form.

En viktig del av utredningens fortsatta arbete är att analysera behovet av skydd för små elproducenter då leveranskoncessionssystemet i dess nuvarande form upphör. Vad som därvid bör behandlas framgår närmare av utredningens ursprungliga direktiv (dir. 1998:37). Vid behov skall utredningen också lämna förslag till övergångsbestämmelser i samband

med att det nuvarande regelverket ändras, för att tillförsäkra små elproducenter det skydd som bedöms nödvändigt.

När det gäller småskalig kraftproduktion finns i ellagen (1997:857) särskilda regler för anslutning till elnäten och överföring av el. Bl.a. har innehavare av den nätkoncession för område inom vilket kraftverket ligger vissa förpliktelser gentemot kraftproducenten. Dessa regler har skapats i syfte att bl.a. främja utvecklingen av kraftproduktion från förnybara energikällor. Reglerna berörs inte direkt av de förändringar i leveranskoncessionssystemet som kan förutses. Det har dock uppmärksammats att nätkoncessioner för område, liksom område för leveranskoncessioner, vanligen inte sträcker sig längre än till strandlinjen. Det kan således ifrågasättas om exempelvis havsbaserad vindkraft omfattas av dessa gynnsamma regler. Vid utredningens överväganden om behovet av skydd till små elproducenter bör dessa förhållanden beaktas.

När leveranskoncessionssystemet i dess nuvarande form upphör kan det finnas en risk att vissa kunder kan komma att sakna avtal med en elleverantör. Utredningen skall överväga behovet av skydd för dessa kunder. De synpunkter som framförts av Konsumentverket i dess särskilda yttrande till leveranskoncessionsutredningen bör övervägas i detta sammanhang.

Också vad avser övriga nu gällande bestämmelser inom leveranskoncessionssystemet bör utredningen analysera konsekvenserna av det förändrade regelverket och vid behov föreslå åtgärder. En utgångspunkt bör vara att den i ellagen föreskrivna åtskillnaden mellan produktion och handel med el och överföring av el skall kvarstå.

### **Tidplan, arbetsformer m.m.**

Utredningen skall senast den 1 april 1999 redovisa sina överväganden rörande de frågor som har en direkt koppling till införandet av schablonavräkning, inbegripet eventuella förslag till reglering. Vid detta tillfälle skall utredningen också redovisa en samlad bedömning av vägval och konsekvenser av utredningens och myndigheternas förslag beträffande utformning av system för schablonavräkning.

Vad gäller återstående frågor, dvs. i huvudsak skyddet för mindre elproducenter samt övriga konsekvenser som sammanhänger med att leveranskoncessionssystemet i dess nuvarande form upphör, skall utredningen senast den 1 september 1999 redovisa sina överväganden och vid behov lämna förslag till kompletterande regler.

(Näringsdepartementet)