



EUROPEISKA GEMENSKAPERNAS KOMMISSION

Bryssel den 7.12.2005
KOM(2005) 627 slutlig

MEDDELANDE FRÅN KOMMISSIONEN

Stöd till elektricitet från förnybara energikällor

{SEK(2005) 1571}

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1.	Inledning	3
2.	Bedömning av befintliga stödordningar	4
3.	Inre marknaden och handelsaspekter	9
4.	Samexistens eller harmonisering.....	12
5.	Administrativa hinder	13
6.	Nättillträde	15
7.	Ursprungsgarantier	16
8.	Slutsatser	17
Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources		20
Annex 2 – Inventory of current support systems		23
Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness		25
Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective		42
Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation		45
Annex 6 – Administrative barriers		47
Annex 7 – Guarantees of origin		49

MEDDELANDE FRÅN KOMMISSIONEN

Stöd till elektricitet från förnybara energikällor

(Text av betydelse för EES)

1. INLEDNING

1.1. Bakgrunden till rapporten

En ökning av andelen förnybara energikällor i EU:s elförbrukning skulle innebära kända positiva effekter som

- tryggare energiförsörjning
- ökad konkurrenskraft för EU inom sektorn för teknik för förnybar energi
- minskade utsläpp av växthusgaser från EU:s energisektor
- minskade utsläpp av regionala och lokala föroreningar
- förbättrade ekonomiska och sociala förutsättningar, särskilt på landsbygden och i isolerade områden.

Europeiska unionen siktar därför på att 21 % av elen ska komma från förnybara energikällor senast 2010 (se bilaga 1). Detta mål sattes i direktiv 2001/77/EG¹ om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el, som också fastställer olika mål för de olika medlemsstaterna. Enligt direktivet skall medlemsstaterna tillhandahålla bättre nätanslutning för producenter av förnybar energi, effektivisera och förenkla tillståndsförfarandena och inrätta ett system för ursprungsgaranti.

Riktat statligt stöd för införande av grön el på elmarknaden är motiverat, eftersom de uppräknade fördelarna inte (eller endast delvis) hamnar som nettomervärde hos operatörerna i produktionen av förnybar el.

Inom ramen för direktivet har medlemsstaterna fastställt enskilda mål för el från förnybar energikälla. De har rätt att själva välja stödordning för att uppnå målen och kan fortsätta på samma sätt under en övergångsperiod på minst sju år efter det att ett nytt EU-övergripande regelverk antas. Enligt artikel 4 skall kommissionen "senast den 27 oktober 2005, lägga fram en väldokumenterad rapport om erfarenheterna från tillämpningen och samexistensen av de olika systemen" som används i medlemsstaterna. "I rapporten skall bedömas framgången, inbegripet kostnadseffektiviteten, av de stödsystem" som främjar konsumtion av el från förnybara energikällor i enlighet med de nationella vägledande målen. I samma artikel

¹ Direktiv 2001/77/EG av den 27 september 2001 om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el. EGT L 283, 27.10.2001, s.33. Direktivet skulle genomföras senast i oktober 2003, och för de nya medlemsstaterna senast den 1 maj 2004.

fastställs att rapporten vid behov får ”åtföljas av ett förslag till ett ramverk på gemenskapsnivå avseende stödsystem”.

1.2. Tillämpningsområde

Detta meddelande fyller följande tre funktioner:

- Det utgör den rapport som kommissionen skall lägga fram i enlighet med artikel 4 i direktiv 2001/77/EG med en inventering och beskrivning av **erfarenheter** av tillämpning av och samexistensen av olika ordningar i medlemsstaterna för stöd till el från förnybara energikällor.
- Den utgör också den rapport som kommissionen skall göra enligt artikel 8 om **administrativa hinder och nätfrågor** samt genomförandet av **ursprungsgarantin** för förnybar el.
- Meddelandet innehåller en plan för samordning av befintliga ordningar på grundval av **samordning** mellan länder och **optimering** av de nationella ordningarna, vilket sannolikt kommer att leda till att ordningarna slås ihop.

2. BEDÖMNING AV BEFINTLIGA STÖDORDNINGAR

2.1. Befintliga stödordningar

I EU används för närvarande en rad olika stödordningar som i stora drag kan delas in i fyra grupper: inmatningspriser, gröna certifikat, offentlig upphandling och skatteincitament.

- En majoritet av medlemsstaterna använder sig av **inmatningspriser**. Inom dessa ordningar används ett särskilt pris som normalt fastställs för en sjuårsperiod och som måste betalas av elföretagen, vanligen distributörerna, till de inhemska producenterna av grön el. Tilläggskostnaderna för dessa ordningar betalas av leverentörerna proportionellt till deras försäljningsvolym och överförs till konsumenterna i form av premie på konsumentens kWh-pris. Ordningens fördelar är säker investering, möjligheten till finjusteringar och främjande av medel- och långsiktig teknik. Å andra sidan är den svår att harmonisera på EU-nivå, det är tveksamt om den är fullt ut förenlig med principerna för den inre marknaden och den kan innebära en risk för överfinansiering, om inte inlärningskurvan för varje teknik för grön el planar ut med tiden. En variant av inmatningspriser är ordningen för fasta premier som för närvarande tillämpas i Danmark och delvis i Spanien. Det innebär att staten fastställer en fast premie eller miljöbonus som betalas till producenter av förnybar el utöver det normala priset eller spotpriset på el.
- I ordningen med **gröna certifikat**, som för närvarande finns i Sverige, Storbritannien, Italien, Belgien och Polen, säljs el från förnybara energikällor till marknadspriser. För att finansiera merkostnaden för produktionen av grön el och för att se till att önskvärd mängd produceras åläggs samtliga förbrukare (eller, i vissa länder, samtliga producenter) att köpa ett visst antal gröna certifikat av producenter av sådan el, motsvarande en bestämd procentandel, eller kvot, av deras sammanlagda elförbrukning eller elproduktion. Böter för överträdelse överförs antingen till forskning om, utveckling och demonstration av förnybara energikällor eller till den allmänna statliga budgeten. Eftersom producenterna/förbrukarna vill köpa

certifikaten så billigt som möjligt utvecklas en andrahandsmarknad för certifikat där producenter av el från förnybara energikällor konkurrerar med varandra om försäljningen av gröna certifikat. Gröna certifikat är således marknadsbaserade instrument, som, om de fungerar väl, rent teoretiskt skulle kunna ge det bästa investeringsvärdet. Den typen av ordning skulle kunna fungera väl på den inre marknaden och medför i teorin en lägre risk för överfinansiering. Gröna certifikat kan emellertid innebära en högre risk för investerare och ordningen leder sällan till utveckling av långsiktig teknik med höga initialkostnader. Sådana ordningar medför också en högre administrativ kostnad.

- Ordningar för **offentlig upphandling** finns i två medlemsstater, Irland och Frankrike. Frankrike har emellertid nyligen gått över till en ordning med inmatningspriser kombinerat med offentlig upphandling i vissa fall, och Irland har meddelat att man har liknande planer. Vid en offentlig upphandling lägger staten ut en rad anbudsförfaranden om leverans av grön el som skall levereras på kontraktbas till det pris som anges i anbudet. Merkostnaderna för köp av grön el läggs genom en särskild avgift på slutkonsumenten av elen. Även om den offentliga upphandlingen teoretiskt sett utnyttjar marknadskrafterna maximalt leder deras oregelbundna karaktär inte till en stabil situation. Ordningen medför också en risk att låga anbud innebär att projekt inte genomförs alls.
- Ordningar med enbart **skatteincitament** tillämpas i Malta och Finland. I de flesta fall (t.ex. Cypern, Storbritannien och Tjeckien) används dock detta som ett komplement.

Indelningen i fyra grupper ger en förenklad bild av situationen. Flera ordningar har kombinationer av de olika grupperna, ofta med skatteincitament som en del. I bilaga 2 finns en översikt över stödordningarna i samtliga medlemsstater.

2.2. Bedömning av effektiviteten

Produktionskostnaderna för el från förnybara energikällor varierar stort. De nationella, regionala och jordbruksrelaterade resurserna ser mycket olika ut i de olika medlemsstaterna. En bedömning av stödordningarna bör därför inrikta sig på varje enskild sektor.

Den **nuvarande stödnivån** för grön el skiljer sig avsevärt mellan olika EU-länder. I bilaga 3 finns en detaljerad uppställning över skillnaderna mellan de totala summor som betalats för producerad grön el och produktionskostnaderna², som ger en uppfattning om de olika ordningarnas kostnadseffektivitet. Ju större skillnaderna mellan produktionskostnader och stöd är vid leverans, desto mindre kostnadseffektiv är ordningen. På grund av att de olika formerna av grön el är komplexa och att det finns skillnader mellan medlemsstaterna har man valt en analys per sektor. Om tabellerna i bilaga 3 läses parallellt ges en bild av hur kostnadseffektiv och effektiv en ordning är.

När det gäller vindkraft finns det inom ordningen med gröna certifikat en stor skillnad mellan produktion och stöd. Skälen till den högre kostnaden kan ha att göra med den höga investeringsrisken och förmodligen också med den utvecklade marknaden för gröna certifikat.

² Medelvärde för 2003 och 2004. För inmatningspriser är stödpriset samma som värdesatsen. Källan till produktionskostnaderna är Green-X.

Vindkraft ges mycket lite stöd i nio av medlemsstaterna. I de länder där producenterna får mindre sammanlagda inkomster än vad de betalar i produktionskostnader kommer ingen utveckling att ske inom sektorn.

Hälften av medlemsstaterna ersätter inte fullt ut produktionskostnaderna för energiskog. I nästan tre fjärdedelar av medlemsstaterna är stödet för biogas inte tillräckligt för vidare utveckling av sektorn.

Vid sidan av kostnaderna utgör de olika stödordningarnas **effektivitet** också en viktig del av bedömningen.

Effektiviteten handlar om i vilken utsträckning grön el faktiskt levereras inom de olika ordningarna.

Det är emellertid svårt att bedöma effekterna av nyare ordningar. I synnerhet är erfarenheterna av gröna certifikat mer begränsade än de som avser inmatningspriserna. Dessutom måste den volym grön el som levereras bedömas mot bakgrund av landets realistiska potential³.

Det framgår av bilaga 3 att alla länder som ligger över genomsnittet i effektivitet för vindkraft använder sig av inmatningspriser. Denna ordning är för närvarande den effektivaste för vindkraft.

Analyserna för biomassa ger inte lika tydliga resultat som för vindkraften. Produktionskostnaderna uppvisar stora variationer⁴. De stora variationerna beror på olika källor (skogsavfall, snabbväxande energiskog, halm, gödsel etc.), olika transformationsprocesser (samförbränning, gasifiering etc.) och olika storlekar (vissa anläggningar för biomassa kan vara 200 gånger så stora som andra). Således behövs exaktare analyser som grundar sig på de olika råvarorna och teknikerna.

Analysen visar dock att både inmatningspriser och gröna certifikat kan ge goda resultat för biogas (fyra länder med inmatningspriser och två länder med gröna certifikat har bättre resultat än EU-genomsnittet). Inom energiskogssektorn kan det inte tydligt visas att en ordning är bättre än en annan. Sektorn är mångfasetterad och det förekommer regionala variationer och många andra faktorer är därför av stor betydelse⁵. I allmänhet bör incitamenten för skogsavverkning bidra till att mer oanvänd energiskog blir tillgänglig för alla användare.

Det är också viktigt att jämföra **vinster ur ett investeringsperspektiv** liksom effektiviteten. Detta görs i bilaga 4 för ett begränsat antal medlemsstater med en långtidsprognos som utgår från dagens priser. Detta ger en indikation om huruvida en viss politisk linjes framgång främst bygger på starka ekonomiska incitament, eller om andra aspekter har stor betydelse för spridningen på marknaden i länderna i fråga.

³ Potentialen skall förstås som "realiserbar potential som skulle kunna uppnås, under antagandet att befintliga hinder kan undanröjas och alla drivkrafter verkar". Se bilaga 3 för en utförligare förklaring.

⁴ Kostnaderna för landbaserad vindkraft ligger på mellan 40–100 euro/MWh, medan biomassa⁴ varierar mellan 25 och 220 euro/MWh.

⁵ Stödnivån för biomassa är i högre grad kopplad till faktorer som politiska överväganden (stor eller liten anläggning, med eller utan sameldning) än till vilken stödform som valts (inmatningspriser eller gröna certifikat).

2.3. Slutsatser om effektiviteten (se bilagorna 3 och 4)

Vindkraft

- De gröna certifikaten ligger för närvarande på en mycket högre stödnivå än inmatningspriserna. Detta skulle kunna förklaras av den högre riskpremie som investerarna begär, de administrativa kostnaderna samt att marknaden för gröna certifikat fortfarande är outvecklad. Frågan är hur prisnivån kommer att utvecklas på medellång och lång sikt.
- De mest effektiva ordningarna för vindenergi är för närvarande ordningarna för inmatningspriser i Tyskland, Spanien och Danmark.
- Kapitalavkastningen är högre för gröna certifikat än för inmatningspriser. Denna höga avkastning (årsränta) beräknas genom en extrapolering från de aktuella priserna för certifikaten⁶. Kapitalavkastningen kommer att vara avhängig av den framtida prisutvecklingen.
- Analyserna visar att i en fjärdedel av medlemsstaterna är stödet för lågt för att verksamheten skall kunna komma i gång. I ungefär lika många medlemsstater är stödnivån tillräcklig, men resultaten är ändå skrala. Detta skulle kunna bero på administrativa hinder och otillräckliga nät.
- När det gäller vinsten har det visat sig att ordningarna med inmatningspriser är effektiva, men ger ganska låga vinster för producenterna. Gröna certifikat ger däremot för närvarande ganska höga vinstmarginaler. Det bör framhållas att idén med gröna certifikat är ganska ny. Det aktuella läget kan därför fortfarande vara påverkat av betydande övergående effekter.

Energiskog

- Danmarks ordning med inmatningspriser och centraliserade kraftvärmeverk med halmförbränning⁷ och det finska kombinationsstödet (skattelättnader och investeringar) uppvisar de klart bästa resultaten, både när det gäller stödets verkningsgrad och dess ekonomiska effektivitet. De viktigaste skälen till detta torde vara dessa länders långa tradition av att använda biomassa med avancerad teknik för att producera energi, stabila planeringsvillkor och kombinationen med värmeproduktionen.
- Även om inmatningspriser i allmänhet ger bättre resultat, eftersom investeringsriskerna verkar bromsa utvecklingen med gröna certifikat i biomassasektorn, är analysresultaten för energiskog mer komplexa. Andra faktorer än val av finansiellt instrument (infrastrukturhinder, anläggningsstorlek, optimerad skogsförvaltning och förekomsten av tilläggsinstrument etc.) påverkar i hög grad ordningarnas effektivitet.

I nästan hälften av de europeiska länderna är stödet för energiskog inte tillräckligt för att denna sektor med sin goda potential ska kunna utvecklas vidare. För att öka alla användares

⁶ Den stora frågan är hur priserna för gröna certifikat kommer att utvecklas under de kommande åren. Analyserna i denna rapport bygger på ett konstant värde för certifikaten.

⁷ Användningen av halm ingår i analysen av energiskog, även om det inte är en skogsprodukt. Danmark är det land som i störst utsträckning använder denna typ av biomassa.

tillgång till EU:s träproduktion och förhindra möjliga snedvridningar på marknaden för virkesavfall behövs i många områden incitament inriktade på skogsbruk.

Biogassektorn⁸

Sex länder har högre effektivitet än EU:s genomsnitt, fyra av dem med inmatningspriser (Danmark, Tyskland, Grekland och Luxemburg) och två av dem med gröna certifikat (Storbritannien och Italien). Liksom när det gäller energiskog påverkas dessa resultat av andra faktorer:

- Agroekonomiska möjligheter och storleken på anläggningarna. Större anläggningar är mer effektiva. Små anläggningar påstås vara av större betydelse för landsbygdsekonomin, men kostnaden är högre.
- Kompletterande stödordningar. Biogassektorn hänger ihop med miljöpolitiken för avfallshantering. Vissa länder, exempelvis Storbritannien, stöder biogassektorn med tilläggsinstrument, t.ex. skattelättnader. Kompletterande investeringsstöd bidrar också till utvecklande av den här typen av teknik.
- För biogas från jordbruket⁹ är tillverkningskostnaderna högre, men de miljömässiga fördelarna likaså. Kostnaderna för deponigas är lägre, men den medför också begränsade miljömässiga fördelar.

I nästan 70 % av EU-länderna betalas inte tillräckligt med stöd till utvecklingen av denna teknik.

Andra förnybara energikällor

Den småskaliga vattenkraftssektorn uppvisar stora variationer både när det gäller stödnivå och produktionskostnader. Utvecklingen av denna teknik påverkas kraftigt av de hinder som finns.

Solcellsenergi främjas för närvarande aktivt i Tyskland (som är världsledande), Nederländerna, Spanien, Luxemburg och Österrike.

Fullständiga analyser av småskalig vattenkraft och solcellsenergi finns i bilaga 3.

Det finns andra typer av el från förnybara energikällor som inte tas upp här. En av dem är storskalig vattenkraft, som är en välutvecklad förnybar energikälla som i allmänhet inte behöver stöd. Geotermisk energi, vågkraft, tidvattenkraft och solvärmeenergi är andra typer av el från förnybara energikällor som inte behandlas här, eftersom de endast ges stöd i några få medlemsstater eller inte produceras i industriell omfattning.

⁸ I biogas ingår alla typer av jäsningsprocesser: biogas med samjäsning, avfall från avlopp och soptippar
⁹ Biogas från jordbruket framställs genom en särskild behandling av avfall från djur- och växtproduktion eller särskilda energigrödor. Deponigas produceras av metan från soptippar.

3. INRE MARKNADEN OCH HANDELSASPEKTER

3.1. Inledning

Den inre elmarknaden och stödet till grön el hänger ihop. El från förnybara energikällor ger nya anläggningar som bidrar till en tryggad försörjning och utvidgar utbudet av olika typer av elproduktion. Samtidigt kan aspekter av den inre marknaden, som frihandel, öppenhet, åtskillnad, offentliggörande och sammanlänkningar skynda på användningen av grön el på den inre elmarknaden. I många fall omfattas stödet till förnybara energikällor av gemenskapens riktlinjer för statligt stöd till skydd för miljön¹⁰. Regler om statligt stöd kan påverka utformningen av stödordningen.

3.2. Åtskillnad, öppenhet och huvudaktörer

På en marknad med åtskillnad¹¹, måste en oberoende systemansvarig för överföringssystemet och en oberoende systemansvarig för distributionssystemet kunna garantera rimligt tillträde till nätet för alla producenter och utveckla nätinfrastrukturen enligt en långsiktig strategi, med beaktande av möjligheten att integrera förnybara energikällor.

I en del länder dominerar fortfarande några få energiföretag som ofta är vertikalt integrerade. Detta kan innebära en monopol-liknande situation som kan vara till förfång för utvecklingen av grön el.

För att **alla** stödordningar för grön el ska kunna fungera väl är det av största vikt att de systemansvariga för distributions- och överföringssystemen är fullständigt oberoende.

Regeringarna måste förbättra konsumentinformationen om hur stödkostnaden för förnybara energikällor överförs till användarna. Enligt Europeiska kommissionens uppskattningar utgör stödet till grön el mellan 4 % och 5 % av elpriserna i Spanien, Storbritannien och Tyskland. I Danmark utgör det hela 15 % av priset. Andelen grön el (utom vattenkraft) i dessa länder uppgår för närvarande till 3,5 % för Storbritannien, 9 % för Tyskland, 7 % för Spanien och 20 % för Danmark (se bilaga 5).

3.3. Produktionsvariationer och reglerkraft: Behovet av lagstiftning för att kombinera bestämmelserna om den inre marknaden med dem om förnybara energikällor

Vindkraft uppvisar produktionsvariationer i likhet med andra förnybara energikällor. Följande frågor är särskilt relevanta:

- Vindprognoser. I Danmark, Storbritannien och Spanien ska prognoser ställas upp för produktionen av grön el, likaväl som för annan elproduktion. Ju exaktare prognoserna är, desto större värde får den gröna el som kännetecknas av produktionsvariationer.

¹⁰ EGT C 37, 3.2.2001, s. 3.

¹¹ Åtskillnad beskrivs i direktiv 2003/54/EG: För att ett effektivt och icke-diskriminerade nättillträde ska kunna säkerställas ska systemen för distribution och överföring drivas genom enheter som är juridiskt åtskilda från verksamheten för produktion och leverans.

- Deadline för anbudsinlämning¹². Ju kortare tid som förlöper mellan deadline och den tidpunkt då elproduktionen kommer i gång, desto bättre kan producenterna av grön el med produktionsvariationer förutse hur mycket el de kommer att kunna leverera.
- Avgifter för reglerkraft. Storbritannien, Danmark och Spanien¹³ har ett avgiftssystem för den reglerkraft som används när elproduktionen går ned (detta gäller all el, även vindkraft). En närmare analys av kostnaderna för reglerkraft återfinns i bilaga 5.

En genomtänkt utformning av stödordningen kan bidra till att minska problemen med produktionsvariationer.

I de fall där kraftproduktionen från källor med produktionsvariationer står för en stor del av den inhemska energikonsumtionen är det viktigt att producenterna av grön el bättre kan reagera på energipriserna på spotmarknaden. En stödordning som är kopplad till spotpriserna på el kan därför underlätta ökningen av andelen grön el med produktionsvariationer på marknaden, eftersom det innebär en riskdelning. På detta sätt fungerar premieordningen¹⁴, de gröna certifikaten och vissa inmatningspriser (t.ex. i Spanien¹⁵).

3.4. Handel med elkraft

De olika stödordningarnas inverkan på handeln är av betydelse för om stödet till grön el går att kombinera med den inre marknaden. Man måste skilja den fysiska handeln med elkraft från elektricitetens värde som miljövänligare alternativ.

Den fysiska handeln med grön el omfattas av samma restriktioner som annan el¹⁶. Handel förekommer redan i dag och är möjlig i de flesta fall. Användningen av grön el kommer troligen att öka behovet av gränsöverskridande handel med elkraft och av starkare sammanlänkningsringar.

I artikel 3.6 i direktiv 2003/54/EG införs obligatoriska regler om konsumentupplysning enligt vilka slutförbrukarna måste vara informerade om hur stor andel varje enskild energikälla utgör av den genomsnittliga bränslesammansättningen. Konsumentupplysning ökar miljövärdet för el från förnybara energikällor. Upplysningar om elens ursprung ger också fördelar för de producenter som har en större andel grön el.

3.5. Regler om statligt stöd

När det gäller konkurrensen på marknaden för grön el och de europeiska ekonomierna i stort bör man beakta de snedvridande effekter som stödet kan ha på marknaden. Som det sägs i skäl 12 i direktiv 2001/77/EG gäller bestämmelserna i fördraget, och särskilt artiklarna 87 och 88, för statligt stöd. Sådant stöd omfattas normalt av gemenskapens riktlinjer för statligt stöd till skydd för miljön och skulle kunna vara motiverat ur ekonomiskt hänseende av ett antal skäl,

¹² Sista tidpunkt för när elproducenterna får lämna anbud på elmarknaden.

¹³ Storbritannien använder sig främst av gröna certifikat, och Danmark och Spanien använder inmatningspriser.

¹⁴ En premieordning klassificeras som sagt vanligen som en ordning med inmatningspriser även om det finns vissa skillnader: En premie betalas till producenter av grön el utöver spotmarknadspriserna. Slutpriset för grön el varierar med det normala elpriset på spotmarknaden.

¹⁵ Inmatningspriserna i Spanien innefattar avgifter för variationer i elproduktionen för producenter av grön el, liksom för övriga elproducenter.

¹⁶ Runt 11 % av alla el omfattas av fysisk handel över gränserna i Europa.

eftersom de positiva miljöeffekterna uppväger de snedvridande effekterna på konkurrensen. Eftersom användningen av förnybara energikällor är prioriterat inom gemenskapens politik, finns det ganska goda möjligheter att ge stöd till sådana inom ramen för riktlinjerna. På grundval av detta godkände kommissionen ca 60 statliga stödordningar mellan 2001 och 2004.

3.6. Viktiga slutsatser

Det är på medellång och lång sikt av största vikt att alla olika typer av stödordningar till förnybar energi går att förena med utvecklingen på den inre elmarknaden. EU:s inre marknad bör byggas upp genom lämplig lagstiftning som tar hänsyn till utvecklingen av grön el. Marknadens utformning är av största betydelse för utvecklingen och användningen av grön el. Reglerna om statligt stöd bör i alla tillämpliga fall beaktas när stödordningarna utformas.

4. SAMEXISTENS ELLER HARMONISERING

Eftersom de olika medlemsstaterna har olika potential och utveckling när det gäller förnybar energi blir det svårt att harmonisera på kort sikt. Ändringar av systemet på kort sikt skulle kunna störa vissa marknader och försvåra för medlemsstaterna att uppnå sina mål. Fördelar och nackdelar med en harmonisering jämfört med dagens utbud av olika ordningar i medlemsstaterna måste analyseras på djupet och följas noga på medellång och lång sikt.

4.1. Möjliga fördelar

- Ett antal studier visar att den totala kostnaden för att uppnå målet med en viss andel grön el 2010 skulle kunna bli avsevärt lägre om ordningarna med gröna certifikat eller inmatningspriser harmoniseras än om den nuvarande situationen med olika politiska linjer i olika medlemsstater fortgår. Det krävs emellertid en bättre fungerande inre elmarknad och mer sammanlänkings- och handelskapacitet om kostnadseffektiviteten ska kunna öka. Snedvridningar av marknaden i form av stöd till konventionella energikällor bör stoppas.
- Om de förnybara energikällorna integreras på den inre marknaden med en uppsättning grundläggande bestämmelser kan det medföra sådana stordriftsfördelar som behövs för en blomstrande och mer konkurrenskraftig sektor för förnybara energikällor.
- En ordning för gröna certifikat som gäller i hela EU skulle troligen leda till en större och således mer likvid marknad för certifikat, vilket skulle ge stabilare priser för gröna certifikat än vad som är fallet på de mindre marknaderna i medlemsstaterna. De administrativa kostnaderna för en sådan ordning skulle behöva bedömas och jämföras med kostnaderna för den rådande situationen.
- En gemensam ordning i EU med inmatningspriser som tar hänsyn till tillgången på lokala resurser skulle kunna pressa ner kostnaderna för all teknik som avser grön el i de olika medlemsstaterna, eftersom anläggningarna inte är begränsade till vissa medlemsstater. En sådan ordning skulle kunna bygga antingen av fasta avgifter eller premieavgifter utöver grundavgiften som är kopplad till ett genomsnittligt elpris.

4.2. Möjliga nackdelar

- En harmoniserad ordning med gröna certifikat kan endast fungera om den medför rätta certifikatspriser och böter så att anläggningar för grön el kan byggas upp enligt den mest effektiva modellen i de olika länderna. Stora variationer av priserna på gröna certifikat kan öka osäkerheten för investerarna, vilket innebär mindre omfattande utbyggnad av den gröna elen.
- Det behövs omfattande uppgifter om teknik och kostnader för att optimera avgifterna och hålla kostnaderna nere för en harmoniserad ordning med inmatningspriser. Om detta inte hanteras på rätt sätt riskerar ordningen bli både dyr och oflexibel.
- Harmonisering av en ordning med gröna certifikat och samma typ av teknik skulle minska dynamiken. Eftersom en sådan ordning skulle främja kostnadseffektiviteten i första hand skulle endast de tekniker som är mest konkurrenskraftiga expandera. Även om detta skulle vara positivt på kort sikt, skulle det inom ramen för ordningen med gröna certifikat inte göras tillräckliga investeringar i annan lovande teknik. Således skulle denna ordning behöva kompletteras med andra politiska inriktningar.
- Medlemsstater som importerar grön el inom en harmoniserad ordning kan tänkas dra sig för att betala avgifterna om de inte får del av de lokala positiva effekterna (sysselsättning och landsbygdsutveckling, diversifiering och trygghet av inhemsk energitillgång och minskade lokala föroreningar) som de skulle få om de förnybara energikällorna låg på deras territorium.
- Å andra sidan kan de exporterande länderna tänkas vara ovilliga att ha mer kapacitet från förnybara energikällor än vad de behöver för att uppnå sina egna mål, eftersom detta skulle kunna skapa motstånd bland befolkningen mot ytterligare anläggningar för grön el¹⁷).

5. ADMINISTRATIVA HINDER

Det går inte att föra en diskussion om stödordningar utan att ta upp frågan om administrativa hinder. För att målen för grön el ska kunna uppnås på ett kostnadseffektivt sätt måste det till en process som underlättar en ökad produktion av grön el på ett lämpligt och enkelt sätt.

I enlighet med artikel 6 i direktiv 2001/77/EG kommer detta kapitel att analysera olika problem och föreslå lösningar för hur den administrativa arbetsbördan ska kunna minskas (för ytterligare detaljer se bilaga 6).

5.1. Kända hinder

Projektutvecklare och investerare som installerar ny kapacitet kan stöta på hinder av olika slag: administrativa, nätrelaterade, samhälleliga och ekonomiska. Nyligen inledde kommissionen offentliga samråd om hur hindren uppfattas¹⁸.

De kända administrativa hindren kan delas in i två kategorier:

¹⁷ ”Gärna anläggningar för grön el – men inte där jag bor”.

¹⁸ Samråden med aktörerna består av en enkät på nätet och uppföljande intervjuer. Processen beskrivs närmare i den konsekvensbedömning som åtföljer meddelandet.

1. För många myndigheter och brist på samordning

Ett problem för utvidgningen av förnybara energikällor är att det finns flera instanser som är behöriga i processen för att bevilja tillstånd till produktion. Krav från många olika myndigheter (nationella, regionala och kommunala) leder ofta till förseningar, osäkerhet för investerarna, dubbelarbete och potentiellt högre krav från det utvecklande företags sida på incitament för att uppväga investeringsrisker eller stora kapitaltillskott i projektets inledande fas.

I de fall flera myndigheter är inblandade bör medlemsstaterna införa en enda instans som hanterar tillstånden och som ska samordna de olika administrativa förfarandena, t.ex. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie för havsbaserad vindkraft i Tyskland. De olika myndigheterna bör också använda sig av standardiserade blanketter och krav.

2. Långa genomloppstider för att få nödvändiga tillstånd

För landbaserade vindkraftverk kan det ta två till sju år att få besked om tillstånd¹⁹ vilket i vissa fall har lett till misstankar om att utvecklingen på marknaden har hindrats. Tillståndsförfarandena för havsbaserade vindkraftverk har varit ännu ineffektivare, eftersom det fram tills nyligen inte har funnits några tydliga förfaranden för ansvarsfördelningen mellan de olika myndigheterna.

Klara riktlinjer för tillståndsgivande rekommenderas kraftigt och en obligatorisk deadline behöver fastställas för de inblandade myndigheterna. Ett utmärkt hjälpmedel för att kontrollera om tillståndsförfarandena har förenklats är att undersöka hur stor andel av ansökningarna som godkänts²⁰.

3. Grön el beaktas inte tillräckligt i samband med rumslig planering

I många länder och regioner beaktas inte en framtida utveckling av grön el i samband med rumslig planering. Detta innebär att nya planer måste utarbetas om ett projekt för grön el ska genomföras i ett visst område. Detta kan ta mycket lång tid. Ofta är det tillstånd i relation till den rumsliga planeringen som tar längst tid att få när ett projekt ska genomföras. Detta gäller särskilt för vindkraft och biomassa. Myndigheterna bör uppmuntras att **planera i förväg för utveckling av projekt för grön el** i sina regioner genom att avsätta lämpliga områden.

Den lösning som tillämpas i Danmark och Tyskland när flera olika myndighetsinstanser är inblandade är **planering i förväg** som innebär att kommunerna måste avsätta områden som kan användas för att uppfylla målen för producerad kapacitet från förnybara energikällor. I dessa förplanerade områden är tillståndskraven lägre och genomförs snabbare. I Sverige benämns sådana områden "områden av riksintresse för vindkraft".

Planerings- och tillståndprocessen ska också följa EU:s miljölagstiftning, som vatten-, habitat- och fågeldirektiven. Kommissionen kommer att fortsätta sitt arbete för att öka öppenheten och tydligheten i tillämpningen av dessa direktiv i samband med utvecklingen av förnybara energikällor. Detta arbete inkluderar det pågående kommissionsdirektivet om

¹⁹ Detta gäller Nederländerna och Skottland.

²⁰ British Wind Energy Association offentliggör varje år hur stor andel av ansökningarna som har godkänts: Siffran för 2004 är 80 %.

kopplingen mellan ramdirektivet för vatten och direktivet om el från förnybara energikällor som vattenkraft.

5.2. Rekommendationer om administrativa hinder

Eftersom förfarandena för beviljande av tillstånd kraftigt skiljer sig åt mellan medlemsstaterna kan endast allmänna rekommendationer om förbättringar ges. Enligt direktiv 2001/77/EG bör tillståndsförfarandet förkortas. Detta kan endast ske om de nationella myndigheterna tar tag i frågan tillsammans med de regionala och kommunala myndigheterna och tydligt fördelar vilka befogenheter som de olika instanserna ska ha. Kommissionen rekommenderar följande åtgärder:

- Det bör införas **en enda instans** som hanterar ansökningarna om tillstånd och bistår de ansökande.
- Medlemsstaterna bör upprätta **tydliga riktlinjer** för tillståndsförfarandena med klara anvisningar om vilka instanser som ansvarar för olika delar i förfarandet. I enlighet med domstolens rättspraxis måste myndighetstillstånd under alla förhållanden grundas på objektiva kriterier som inte är diskriminerande. De berörda företagen måste vidare i förväg känna till dessa kriterier för att begränsa myndigheternas utrymme för skönsmässig bedömning och förhindra att bedömningen blir godtycklig²¹.
- Medlemsstaterna bör införa bestämmelser om att regioner och kommuner måste **planera i förväg** och utse lämpliga platser för förnybara energikällor.
- Det bör finnas **enklare förfaranden** för småskaliga projekt.
- Riktlinjer om EU:s miljölagstiftning.

6. NÄTTILLTRÄDE

Tanken bakom artikel 7 i direktiv 2001/77/EG är tillträde till nätet till ett rimligt pris med tydlig redovisning av avgifterna, vilket är en förutsättning för att produktionen av el från förnybara energikällor ska kunna utvecklas. Enligt artikeln ska medlemsstaterna vidta åtgärder för att underlätta den gröna elens tillträde till nätet.

Nätinfrastrukturen byggdes främst när elsektorn var statligt ägd och utformades för stora kraftverk nära gruvor och floder eller nära de största konsumenterna. Produktionen av grön el sker vanligen inte på samma ställen som den konventionella elproduktionen och är vanligen inte lika storskalig. Även om vissa elanläggningar med biomassa kommer upp i en kapacitet på cirka 200 mW och vindkraftparkerna också börjar komma upp i den storleken, brukar anläggningarna för grön el vara mindre. Produktionen av grön el är ofta ansluten till distributionsnätet och berörs ofta av nätutbyggnader och -förstärkningar liksom av investeringar i nätanslutningar. Med några få undantag har medlemsstaterna infört **lagstiftning** som ska se till att nätoperatörerna garanterar överföring och distribution av grön el. I många fall finns emellertid inte några föreskrifter om prioriterat tillträde av överföring vid inmatningsordningen.

²¹ Se domstolens dom 20/2/2001 C-205/99, ”Analir”.

Det är nödvändigt med **insynsvänliga regler** om hur investeringskostnaderna för nätet ska fördelas, eftersom frånvaron av sådana regler är orsaken till många nathinder. Både reglerna och deras grad av öppenhet skiljer sig avsevärt åt mellan medlemsstaterna. Mycket behöver göras när det gäller öppenheten i kostnadsfördelningen.

God praxis finns i flera länder, som Danmark, Finland, Tyskland och Nederländerna. I dessa länder har man infört insynsvänliga regler för kostnadsfördelning när det gäller olika nätinvesteringar. Dessa länder har valt en lägsta kostnadsgräns. Om kostnaderna för nätanslutning ligger under gränsen ska de betalas av de projektutvecklare som begärt anslutningen eller delas med nätoperatörerna. Kostnader för nödvändiga nätutbyggnad eller förstärkning av distribution eller överföring betalas av nätoperatörer och läggs som avgifter senare i nätstrukturen. I Danmark står nätoperatören också för några av anslutningskostnaderna så att den ekonomiska bördan för vindkraftsproducenterna minskas i samband med nätinvesteringskostnaderna. Även om Nederländerna inte tillämpar prioriterat tillträde betalas alla anslutningskostnader i allmänhet av nätoperatörerna.

Den gröna elen kan drabbas av bristande nätkapacitet. Detta hinder försvåras ytterligare av bristen på tydliga regler för fördelning av olika investeringskostnader för nätet, samt förekomsten av vertikal integrering och dominerande företag.

Det behövs bättre planering och övergripande förvaltning av näten om den gröna elen ska kunna utgöra en betydande andel av elutbudet. Programmet för de transeuropeiska energinäten och Europeiska unionens ramprogram för forskning och teknisk utveckling har börjat stödja studier om nätanpassning och optimering av integreringen av grön el.

Kommissionen rekommenderar för det första att principerna om kostnadsfördelning ska medge öppenhet och insyn samt vara icke-diskriminerande. För det andra bör nödvändig nätinфраstruktur byggas ut för att möjliggöra ytterligare utveckling av produktionen av grön el. För det tredje bör kostnaderna för utbyggnad av nätinфраstrukturen betalas av nätoperatörerna. För det fjärde bör prissättningen för el i hela elnätet vara rimlig och insynsvänlig och ta hänsyn till fördelarna med integrerad elproduktion.

7. URSPRUNGSGARANTIER

Medlemsstaterna ska genomföra ett system som ger garantier för att el som marknadsförs som grön el verkligen kommer från förnybara energikällor, av omsorg om handeln och konsumenterna²². De ska se till att en ursprungsgaranti utfärdas på begäran. För närvarande varierar rutinerna för ursprungsgarantier i medlemsstaterna (se bilaga 7).

Det nya direktivet om den inre elmarknaden²³ antogs efter direktiv 2001/77/EG. Enligt artikel 3.6 i direktiv 2003/54/EG ska medlemsstaterna se till att elleverantörerna upplyser om bränslesammansättningen. Kommissionen anser att detta är en viktig åtgärd för att uppnå målet om konsumentupplysning, eftersom åtgärden gäller hela elsektorn och inte bara el från förnybara energikällor. Ursprungsgarantin kan ligga till grund för den informationen.

²² Artikel 5 i direktiv 2001/77/EG.

²³ Direktiv 2003/54/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG.

Handel med grön el pågår, men har ännu inte lett till att grön el levererats från ett land till ett annat för att det landet ska kunna uppnå sina mål. För att undvika att samma gröna el räknas två gånger är det av yttersta vikt att det finns en enhetlig ursprungsgaranti. Det behövs emellertid också ett vattentätt system för inlösen av använda gröna certifikat. Den typen av system finns i flera medlemsstater och skulle kunna samordnas eller rentav harmoniseras om så krävs vid omfattande gränsöverskridande handel.

8. SLUTSATSER

Dags för samordning

Det kan vara bra med konkurrerande nationella stödordningar under en övergångsperiod, medan unionen ser effekten av de olika stödordningarna för förnybara energikällor. En sådan konkurrens bör resultera i olika lösningar med olika nytta. T.ex. fungerar gröna certifikat bättre tillsammans med inmatningspriser, eftersom de tekniska kostnaderna sjunker efterhand som tekniken utvecklas, vilket i sin tur ger konsumenterna lägre överföringskostnader. Det är också för tidigt att jämföra välkända stödmekanismers för- och nackdelar med nyare mekanismers. Av denna anledning – och med beaktande av övrig utredning som läggs fram i detta meddelande – tycker kommissionen att tiden inte är inne för en harmoniserat europeisk ordning.

Kommissionen förordar sålunda att arbetet med stödordningar för förnybara energikällor **samordnas**, med två grundstenar: **samarbete** mellan länderna och **optimering** av de nationella ordningarna.

8.1 Samarbete

De olika stödordningarna i Europa skulle gynnas av en bättre samordning mellan länderna, i form av **samarbete**. Några föredömen är det växande samarbetet mellan länder med inmatningspriser (Tyskland, Spanien och Frankrike) och på den iberiska marknaden, och det planerade gemensamma svensk-norska gröna certifikatet. Medlemsstater med liknande ordningar kan sedan arbeta för inbördes harmonisering.

8.2 Optimering

Kommissionen föreslår en metod för **optimering av de nationella ordningarna**, och vill samtidigt erinra om att ordningar som ändras ofta eller fungerar dåligt nästan alltid resulterar i högre kostnader för konsumenterna. Optimeringen rör främst ekonomiska mekanismer och kostnadseffektivitet, men förutsätter också att vissa administrativa hinder försvinner och att nättillträdet förenklas.

Medlemsstaterna bör alltså optimera och finjustera sina stödordningar med följande medel:

- **Rättsläget måste bli förutsebart, och investeringsrisken måste bli mindre.** Nationella stödordningar måste vara stabila. I ordningar som ändras ofta är investeringsrisken hög, vilket resulterar i högre kostnader för konsumenterna. Marknaden måste alltså betrakta ordningen som stabil och tillförlitlig på längre sikt. Behovet av att minska investeringsrisken och öka likviditeten är särskilt stor på marknaden för gröna certifikat. Stödordningen måste minimera onödiga marknadsrisker. Bättre likviditet kan göra kontrakt med lång löptid attraktivare, och ge ett klarare marknadspris.

- **Administrativa hinder måste undanröjas.** De administrativa förfarandena måste rationaliseras. Sänkta administrativa krav för stödordningar för tillträde skulle minska konsumenternas börda. Rent konkret föreslår kommissionen att medlemsstaterna – utöver att fullborda genomförandet av direktivet om grön el – tar fram tydliga riktlinjer, låter ett enda organ sköta tillståndsfrågor, inrättar planeringsmekanismer och förenklar förfarandena.
- **Nätfrågorna måste lösas,** och sammankopplingsvillkoren måste bli offentliga. Utbyggnaden av överföringarna måste planeras i förväg, med tillräcklig finansiering. Kommissionen rekommenderar, för det första, att principerna för kostnadsfördelning skall vara offentliga och icke-diskriminerande. För det andra måste nätinfrastrukturen byggas ut för att kunna hantera större mängder grön el. För det tredje bör utbyggnaden av näten normalt bekostas av de nätansvariga. För det fjärde bör hela nätets elprissättningen vara rättvis och skötas öppet, med beaktande av fördelarna med elproduktion som är kopplad direkt till distributionsnätet.
- **Teknisk diversifiering måste uppmuntras.** Vissa stödordningar stöder bara de tekniker för förnybara energikällor som är mest kostnadseffektiva. T.ex. skulle havsbaserad vindkraft knappast finansieras om den skulle konkurrera med landbaserad vindkraft om pengarna. Sådana stödordningar kan därför kompletteras med andra mekanismer som kan användas för att stödja en diversifiering av teknikutvecklingen. En bra stödordning bör alltså täcka flera olika tekniker för energiutvinning ur förnybara källor.
- Medlemsstaterna bör använda de **skatteincitament** som möjliggörs genom direktivet om beskattning av energiprodukter²⁴.
- **Stödordningen måste vara förenlig med den inre elmarknaden.** Medlemsstaterna håller på att liberalisera energimarknaderna. Kan stödordningen integreras i en liberaliserad energimarknad, och går den ihop med befintliga och nya politiska idéer?
- **Stödordningen bör stimulera sysselsättningen och ge lokala och regionala fördelar.** Stödet till förnybara energikällor kommer allmänheten till stor del även genom att sysselsättningen, arbetsrättsliga aspekter och landsbygdsutvecklingen gynnas, men även andra nationella politiska målsättningar bör beaktas.
- **Stödordningen bör ha en koppling till åtgärder om energieffektivitet och efterfrågestyrning.** Effekten av att produktionen av grön el ökar undergrävs av att den totala elkonsumtionen ökar. Denna ökning måste motverkas. Europa kan alltså bara nå uppställda mål på energiområdet om stödet till grön el kombineras med åtgärder för att höja energieffektiviteten hos slutanvändarna.

8.3 Det fortsatta arbetet

Med tanke på målsättningarna för 2010 bör gemenskapen inte göra några större lagändringar på kort sikt. Däremot måste den inre elmarknaden förverkligas och kostnadseffektiviteten förbättras, och kommissionen fortsätter därför utredningen av alternativ och konsekvenser i fråga om optimering, samordning, harmonisering, mål för liberalisering och

²⁴ Rådets direktiv 2003/96/EG om en omstrukturering av gemenskapsramen för beskattning av energiprodukter och elektricitet (EUT 283, 31.10.2003, s. 51).

överföringskapacitet. Kommissionen kommer också att dra slutsatser av medlemsstaternas stödordningar.

Kommissionen följer också noga utvecklingen av EU:s politik för förnybara energikällor, och kommer att lägga fram en rapport om hur medlemsstaterna främjar grön el. Detta kommer att ske senast december 2007, inom ramen för den pågående utvärderingen av målsättningarna för 2020 och arbetet med de nya politiska riktlinjerna för förnybara energikällor för tiden efter 2010. Kommissionen får med utgångspunkt i den här utvärderingen föreslå ett annat tillvägagångssätt och andra ramar för stödordningar för el från förnybara energikällor i EU, med beaktande av rimliga övergångsperioder och -bestämmelser. I synnerhet kommer för- och nackdelar med ytterligare harmonisering att analyseras.

Europaparlamentet antog nyligen en resolution om förnybara energikällor²⁵ som tydliggör kriterierna för en möjlig framtida harmoniserad ordning för incitament i EU.

I enlighet med artikel 4 i direktiv 2001/77/EG kommer kommissionen fortsätta att utvärdera stödordningarna, även kostnadseffektiviteten av dem. Rapporten ska vid behov åtföljas av ett förslag till gemenskapsramar om stödordningar för el från förnybara energikällor. Ett ramförslag ska

- a) *bidra till att de nationella vägledande målen uppnås,*
- b) *vara förenligt med principerna för den inre elmarknaden,*
- c) *beakta de olika särdragen för olika förnybara energikällor, de olika typerna av teknik och geografiska skillnader,*
- d) *främja användningen av förnybara energikällor på ett effektivt sätt, vara lättillgängligt och samtidigt så effektivt som möjligt, särskilt när det gäller kostnaderna,*
- e) *innehålla övergångsperioder på minst sju år för de nationella stödordningarna och se till att investerarnas förtroende bibehålls.*

²⁵ Europaparlamentets resolution, 28 september 2005 (Turmes rapport om andelen förnybara energikällor)

Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources

Renewable energies promise to bring about strategic improvements in the security of supply, reducing the long-term price volatility to which the EU is subject as a price-taker for fossil fuels, and could offer an enhanced competitive edge for the EU's renewable technology industry. Renewable energies reduce air pollution and greenhouse gas emissions. They could also help improve economic and social prospects in the rural and isolated regions of industrialised countries and provide a better means of meeting basic energy needs in developing countries. The cumulative effect of all these benefits makes a robust case for supporting renewables. The EU aims at having renewable sources provide for 21% of the electricity consumed in its 25 member states by 2010. Romania and Bulgaria have set up a target by 2010, maintaining the objective for the enlarged Union at 21%²⁶. This target is formulated in the EU Renewables Directive 2001/77/EC, which sets individual national targets to this end. The electricity produced by renewable energy sources (RES-E) in the EU-25 countries accounted for 394 TWh in 2003, corresponding to a share of 14% in electricity generation (see Figure 1). The recent very dry years and the considerable growth of electricity consumption affect the percentage of RES-E in consumption as a whole. One percentage point of the objective on renewable electricity has been missed in the last three years due to the important draughts occurring in Europe. Electricity consumption is growing at 2% per year.

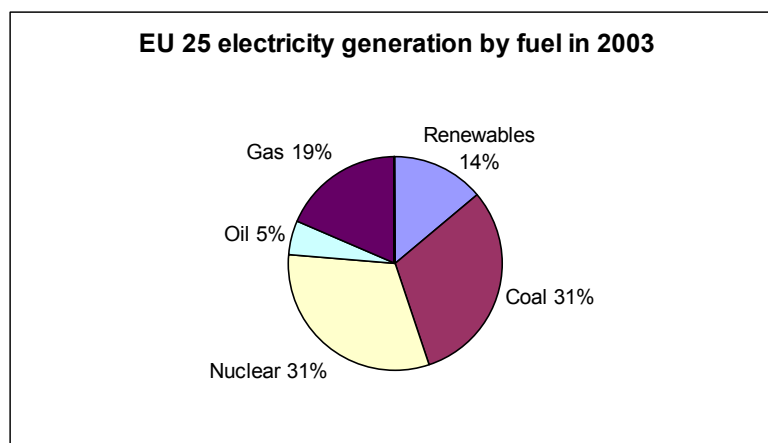


Figure 1:
EU25 electricity generation by fuel in 2003.

To avoid the interference due to the variability of rain conditions in recent years, Figure 2 shows all renewable energies apart from hydropower. In recent years, the growth in renewable electricity has been faster with the non-hydro sources. Figure 2 shows the impressive evolution of wind (three countries were mainly responsible for the growth of this sector up to 2003) and the other sectors such as biomass, geothermal and photovoltaic solar energy.

²⁶ Romania has set up a target for passing from 28% to 33% by 2010 and Bulgaria from 6% to 11% by 2010.

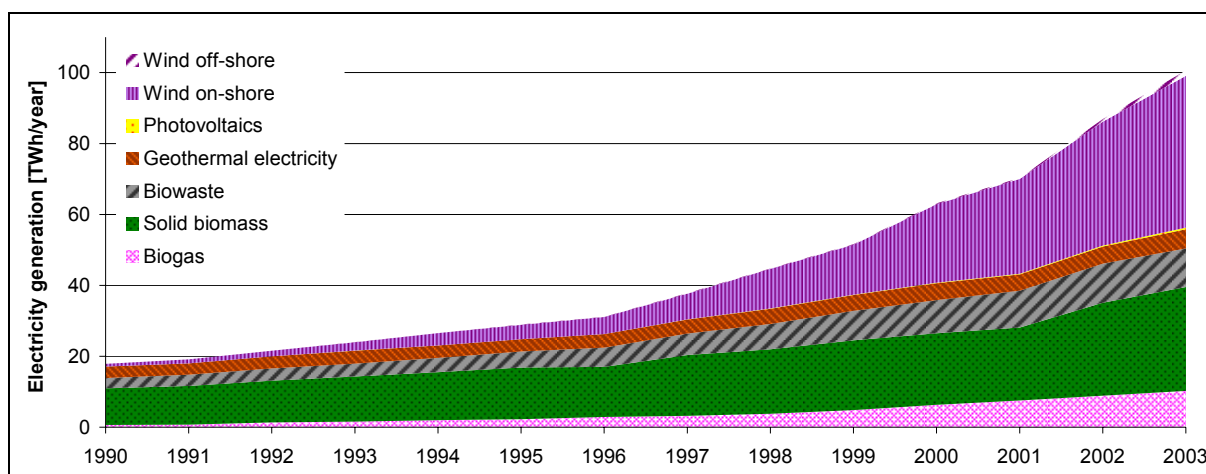


Figure 2:
Historical development of electricity generation from ‘new’ RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.

Hydropower remains the dominant source, but new renewable sources such as biomass or wind are starting to play a role. Especially in the EU-15 countries, wind energy is the most important of the new renewable sources in recent portfolios with a yearly growth of 35% in the last ten years while biomass is prominently represented in some of the new Member States.

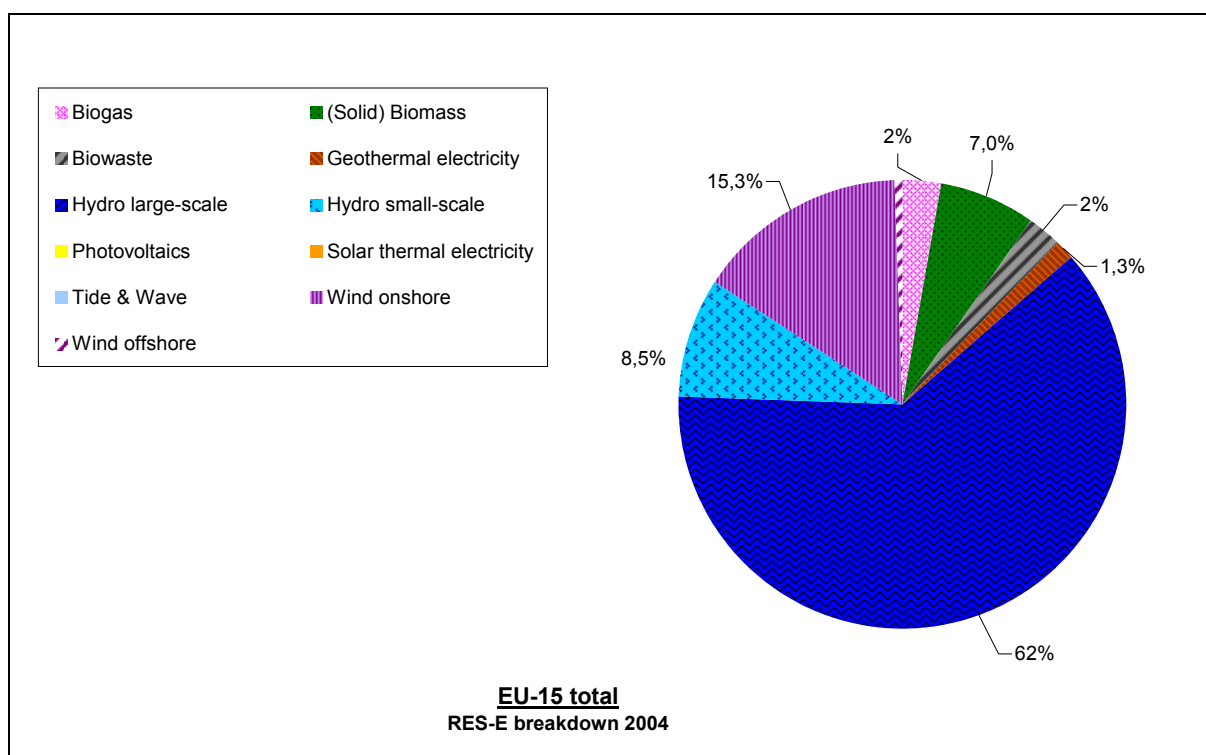


Figure 3:
RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.

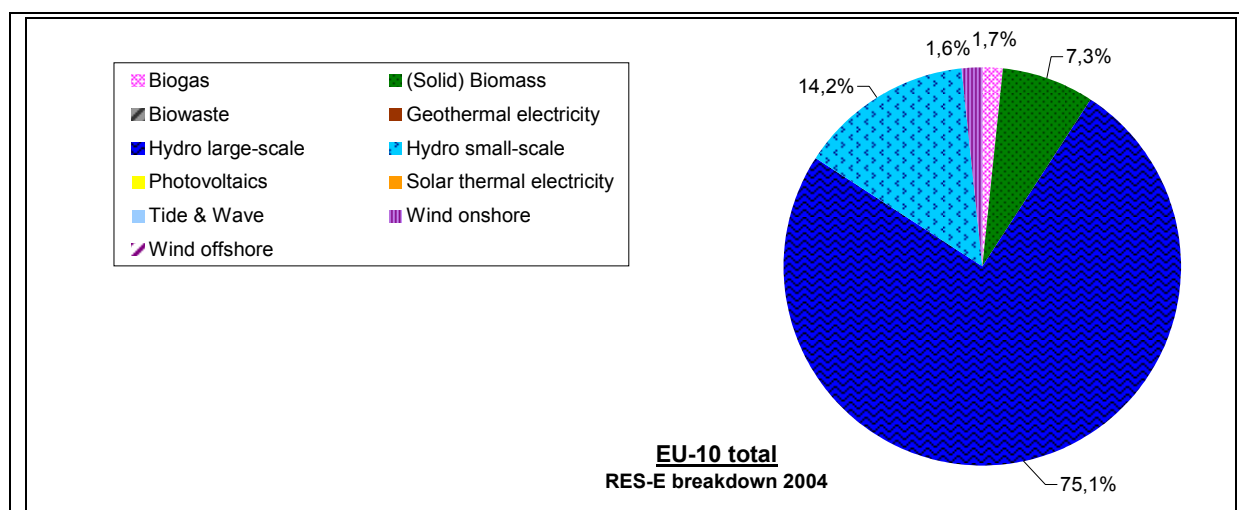


Figure 4:
Breakdown of RES-E in 2004 for the EU-10.

Annex 2 – Inventory of current support systems

Table 1: Overview of the main policies for renewable electricity in EU-15

Country	Main electricity support schemes	Comments
Austria	Feed-in tariffs (now terminated) combined with regional investment incentives.	Feed-in tariffs have been guaranteed for 13 years. The instrument was only effective for new installations with permission until December 2004. The active period of the system has not been extended nor has the instrument been replaced by an alternative one.
Belgium	Quota obligation system / TGC ²⁷ combined with minimum prices for electricity from RES.	The Federal government has set minimum prices for electricity from RES. Flanders and Wallonia have introduced a quota obligation system (based on TGCs) with the obligation on electricity suppliers. In Brussels no support scheme has been implemented yet. Wind offshore is supported at federal level.
Denmark	Premium feed-in tariffs (environmental adder) and tender schemes for wind offshore.	Settlement prices are valid for 10 years. The tariff level is generally rather low compared to the previously high feed-in tariffs.
Finland	Energy tax exemption combined with investment incentives.	Tax refund and investment incentives of up to 40% for wind, and up to 30% for electricity generation from other RES.
France	Feed-in tariffs.	For power plants < 12 MW feed-in tariffs are guaranteed for 15 years or 20 years (hydro and PV). For power plants > 12 MW a tendering scheme is in place.
Germany	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs are guaranteed for 20 years (Renewable Energy Act). Furthermore soft loans and tax incentives are available.
Greece	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Feed-in tariffs are guaranteed for 10 years. Investment incentives up to 40%.
Ireland	Tendering scheme. It has been announced that the tendering scheme will be replaced by a feed-in tariff scheme.	Tendering schemes with technology bands and price caps. Also tax incentives for investment in electricity from RES.
Italy	Quota obligation system / TGC. A new feed-in tariff system for photovoltaic valid since 5 th August 2005.	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Certificates are only issued for new RES-E capacity during the first eight years of operation.
Luxembourg	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years (for PV for 20 years). Investment incentives also available.
Netherlands	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years. Fiscal incentives for investment in RES are available. The energy tax exemption on electricity from RES ended on 1 January 2005.
Portugal	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Investment incentives up to 40%.
Spain	Feed-in tariffs.	Electricity producers can choose between a fixed feed-in tariff or a premium on top of the conventional electricity price, both are available over the entire lifetime of a RES power plant. Soft loans, tax incentives and regional investment incentives are available.
Sweden	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity consumers. For wind energy, investment incentives and a small environmental bonus are available.
UK	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Electricity companies which do not comply with the obligation have to pay a buy-out penalty. A tax exemption for electricity generated from RES is available (Levy Exemption Certificates which give exemption from the Climate Change Levy).

²⁷ TGC = tradable green certificates.

Table 2: Overview of the main policies for renewable electricity in EU-10

Country	Main electricity support schemes	Comments
Cyprus	Grant scheme for the promotion of RES (since February 2004) financed through an electricity consumption tax of 0.22 E/kWh (since Aug. 2003).	Promotion scheme is fixed only for a 3-year period.
Czech Republic	Feed-in tariffs (since 2002), supported by investment grants. Revision and improvement of the tariffs in February 2005.	Relatively high feed-in tariffs with 15-year guaranteed support. Producer can choose between a fixed feed-in tariff or a premium tariff (green bonus). For biomass cogeneration, only the green bonus applies..
Estonia	Feed-in tariff system with purchase obligation.	Feed-in tariffs paid for up to 7 years for biomass and hydro and up to 12 years for wind and other technologies. All support schemes are scheduled to end in 2015. Together with relatively low feed-in tariffs this makes renewable investments very difficult.
Hungary	Feed-in tariff (since January 2003) combined with purchase obligation and tenders for grants.	Medium tariffs (6 to 6.8 ct/kWh) but no differentiation among technologies. Actions to support RES are not coordinated, and political support varies. All this results in high investment risks and low penetration.
Latvia	Quota obligation system (since 2002) combined with feed-in tariffs.	Frequent policy changes and the short duration of guaranteed feed-in tariffs result in high investment uncertainty. The high feed-in tariff scheme for wind and small hydropower plants (less than 2 MW) was phased out in January 2003.
Lithuania	Relatively high feed-in tariffs combined with a purchase obligation. In addition good conditions for grid connections and investment programmes.	Closure of the Ignalina nuclear plant will strongly affect electricity prices and thus the competitive position of renewables as well as renewable support. Investment programmes limited to companies registered in Lithuania.
Malta	Low VAT rate for solar.	Very little attention to RES-E so far.
Poland	Green power purchase obligation with targets specified until 2010. In addition renewables are exempted from the (small) excise tax.	No penalties defined and lack of target enforcement.
Slovak Republic	Programme supporting RES and energy efficiency, including feed-in tariffs and tax incentives.	Very little support for renewables. The main support programme runs from 2000, but there is no certainty as to the time frame or tariffs. The low support, lack of funding and lack of longer-term certainty make investors very reluctant.
Slovenia	Feed-in system combined with long-term guaranteed contracts, CO ₂ taxation and public funds for environmental investments.	None.

Bulgaria	Combination of feed-in tariffs, tax incentives and purchase obligation.	Relatively low levels of incentive make penetration of renewables especially difficult as the current commodity prices for electricity are still relatively low. A green certificate system to support renewable electricity developments has been proposed. Bulgaria recently agreed upon an indicative target for renewable electricity, which is expected to provide a good incentive for further promotion of renewable support schemes.
Romania	Subsidy fund (since 2000), feed-in tariffs.	Normal feed-in tariff modest, but high tariff for autonomous small wind systems (up to 110-130 €/MWh). Romania recently agreed upon an indicative target for renewable electricity, which is expected to provide a good incentive for further promotion of renewable support schemes.

Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness

The generation cost for renewable energies shows a wide variation (see Figure 1). Any assessment of support schemes should therefore be carried out for each sector.

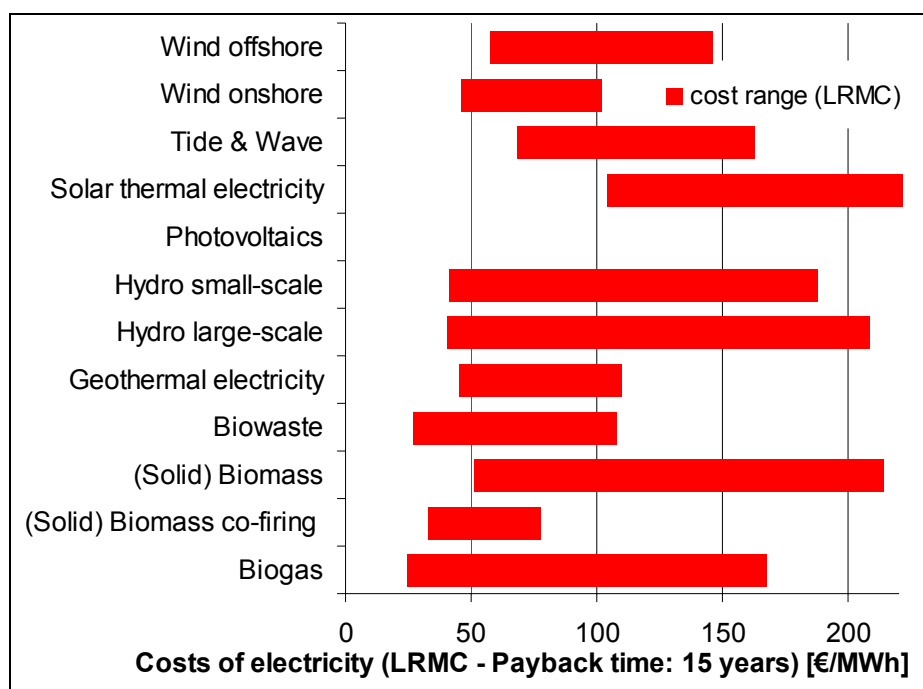


Figure 1:
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

The **current level of support** for RES-E differs significantly among the different EU Member States. This is due to the different country-specific cost-resource conditions and the considerable differences in the support instruments applied in these countries. In order to compare the prices paid for the different RES-E generation options with the costs in each Member State, both quantities are analysed and shown simultaneously for wind onshore, agricultural biogas, biomass forestry, small-scale hydropower and solar photovoltaic.

Before comparing costs and support levels among the countries, we have to make sure we are dealing with comparable quantities. In particular, the support level in each country needs to be normalised according to the duration of support in each country, e.g. the duration of green certificates in Italy is only eight years compared to 20 years for guaranteed feed-in tariffs in Germany. The support level under each instrument has therefore been normalised to a common duration of 15 years. The conversion between the country-specific duration and the harmonised support duration of 15 years is performed assuming a 6.6% interest rate.

Only minimum to average generation costs are shown because the readability of the graphs would suffer if the upper cost range for the different RES-E were shown as well.

Effectiveness²⁸ can be defined in simple terms as the outcome in renewable electricity compared to what's remains of the 2020 potential. This means that a country with an 8%

²⁸ The source of the indicators for Annexes 3 and 4 is the work carried out under the OPTRES contract of the European Commission, Contract EIE-2003-073.

yearly average effectiveness indicator over a six-year period has been delivering 8% of the 2020 potential every year over that period – as is the case for Germany in Figure 5 (wind). Over the complete six-year period, therefore, 48% of Germany's 2020 potential has been deployed.

In more complex terms, effectiveness is defined as the ratio of the change in the electricity generation potential over a given period of time to the additional realisable mid-term potential by 2020 for a specific technology, where the exact definition of effectiveness reads as follows:

$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_n^i}$$

E_n^i Effectiveness Indicator for RES technology i for the year n
 G_n^i Electricity generation potential by RES technology i in year n
 $ADD - POT_n^i$ Additional generation potential of RES technology i in year n until 2020

This definition of effectiveness is a measure of the available potentials of a specific country for individual technologies. This appears to be the correct approach since Member State targets as determined in the RES-E directive are based mainly on the realisable generation potential of each country.

The yearly effectiveness of a Member State policy is the ratio of the change of the electricity generation potential in that year compared to the remaining additional realisable mid-term potential until 2020 for a specific technology.

Figure 2 below shows the concept of the yearly effectiveness indicator:

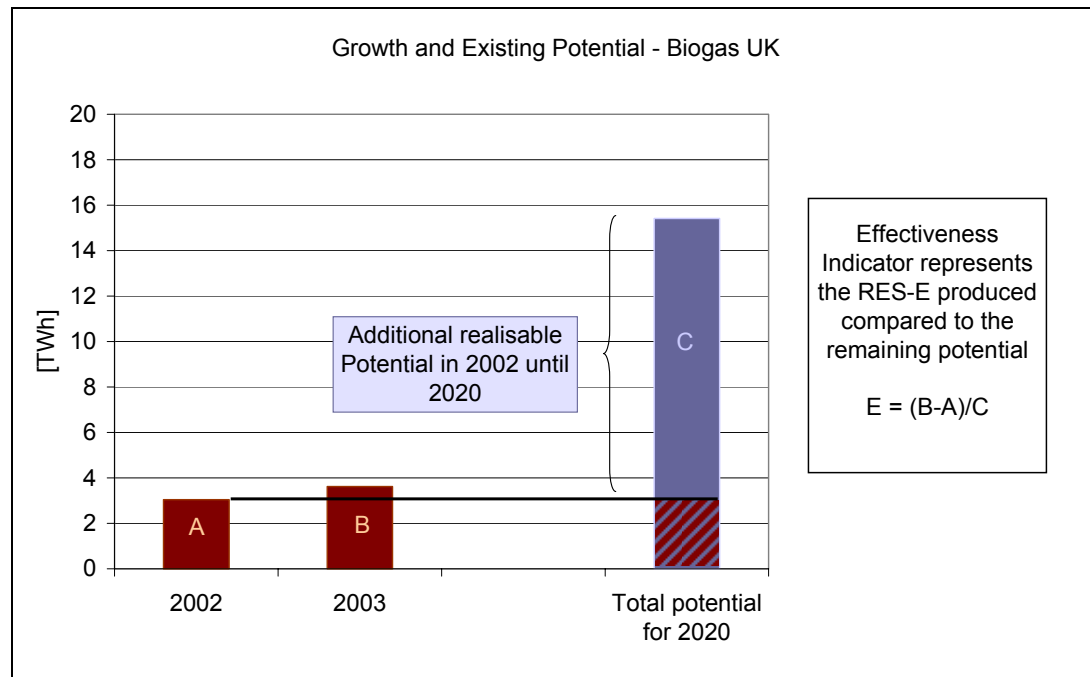


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

The indicators included in this Communication are calculated in an average period of six or seven years²⁹. In figure 2, we show the annual effectiveness indicator for the particular example of biogas in UK for the years 1998 until 2003 as well as the average during the period. The interpretation of this indicator can be pursued as follows: if a country has an average effectiveness indicator of 3% - as indicated by the dot line in figure 3 - it means that it has already mobilised a 17% of its additional potential until 2020³⁰ in a linear manner.

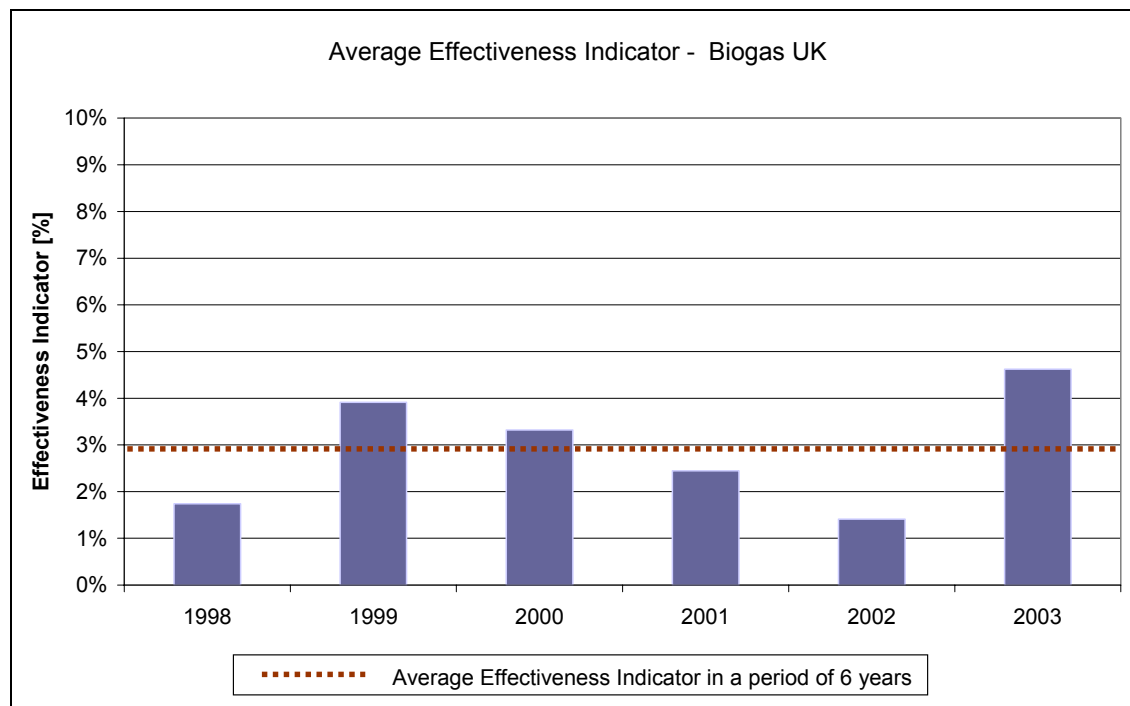


Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK

In the following section, effectiveness indicators are shown for the sectors wind onshore and solar photovoltaic for the period 1998-2004, and solid biomass, biogas and small hydro for the period 1998-2003. It must be clarified that in the subsequent section for the period 1997-2003, over which the effectiveness indicator is analysed, a mixed policy is considered in Belgium, France, Italy, the Netherlands, Sweden and the UK.

Wind energy

Figure 4 and figure 6 show the generation cost of wind energy and the level of the supported prices in each country. Support schemes for wind vary considerably throughout Europe with values ranging from €30/MWh in Slovakia to €110 per MWh in the UK. These differences – as seen in Figures 4 and 6 – are not justified by the differences in generation costs. Generation costs are shown in a range based – in the case of wind – on the different bands of wind potential.

²⁹ The period of seven years applies to the case of wind energy and PV.

³⁰ As the remaining potential decreases every year that more renewable electricity is generated, the complete figure is 17% instead of 18% (3% x 6 years).

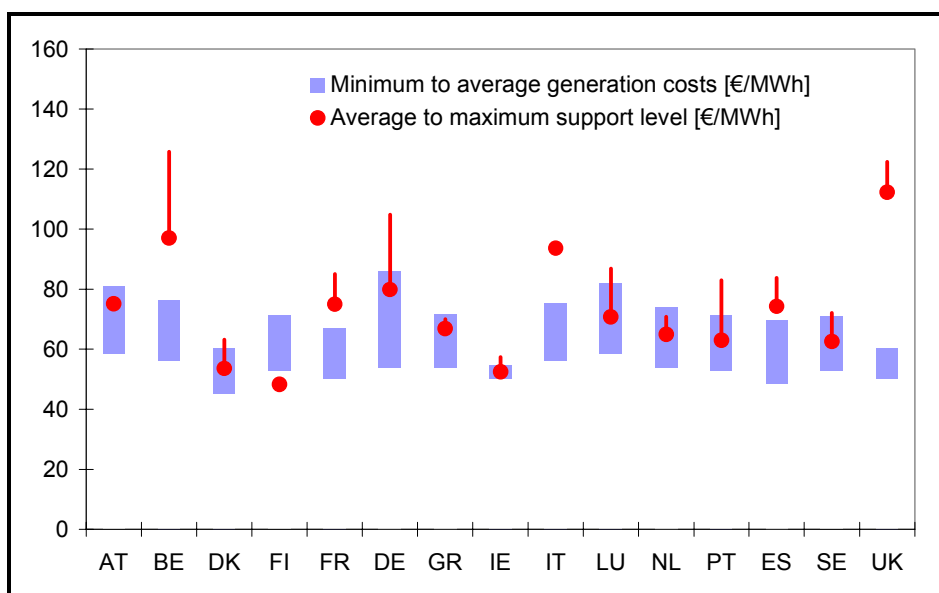


Figure 4:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.

How effective are these support schemes? The definition of effectiveness has been taken as the electricity delivered in GWh compared to the potential of the country for each technology.

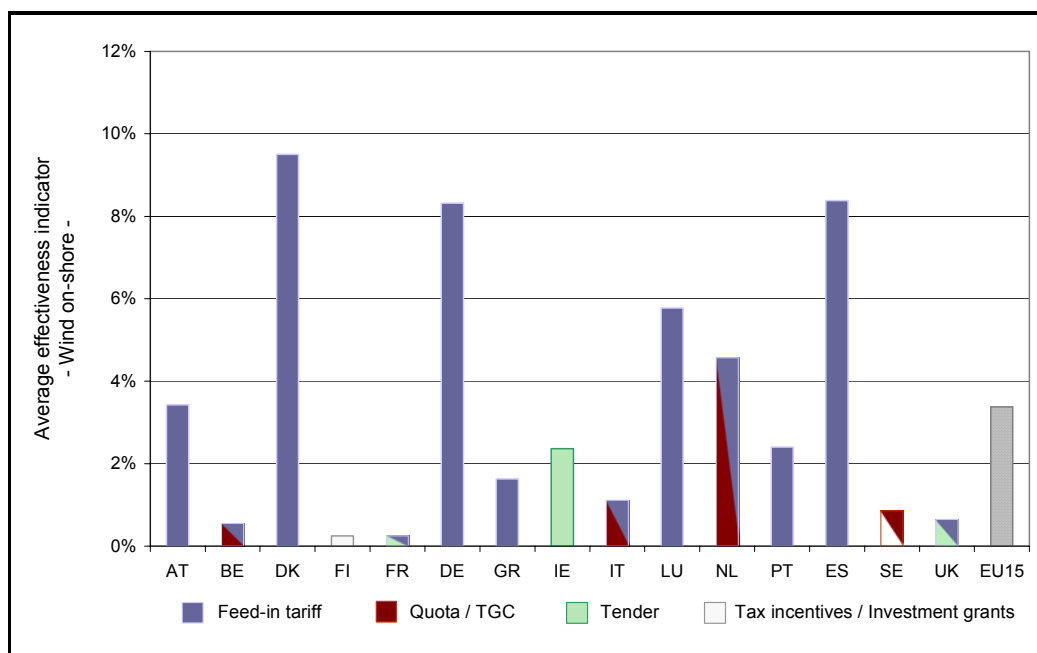


Figure 5:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

The three countries that are most effective in delivering wind energy are Denmark, Germany and Spain as can be seen in Figure 5.

Germany applies a stepped tariff with different values depending on wind resources. France uses the same system. This stepped support scheme – although controversial as it does not use only the best potentials – is justified at national level in order to extend potential resources in the country and avoid concentration in one region and hence NIMBY effect. The values used in Figure 4 consider the maximum tariff for Germany³¹.

It is commonly stated that the high level of feed-in tariffs is the main driver for investment in wind energy especially in Spain and Germany. As can be seen, the level of support is rather well adjusted to generation cost. A long-term stable policy environment seems to be the key to success in developing RES markets, especially in the first stage.

The three quota systems in Belgium, Italy and the UK, currently have a higher support level than the feed-in tariff systems. The reason for this higher support level, as reflected in currently observed green certificate prices, can be found in the higher risk premium requested by investors, the administrative costs and the still immature green certificate market. The question is how the price level will develop in the medium and long term.

Figure 4 shows the three countries with the lowest support: FI, DK and IE. The situations in these countries are very different. DK has a very mature market with the highest rate per capita of wind installations in the world and current support is concentrated in re-powering³², while IE has the best wind potential in Europe but only 200 MW installed capacity, and Finland has chosen a policy of biomass promotion and provides too little support to initiate stable growth in wind.

For the EU-10, the comparison of costs and prices for wind onshore as shown in Figure 6 leads to the conclusion that the supported price level is clearly insufficient in Slovakia, Latvia, Estonia and Slovenia, as the level is below marginal generation costs.

The level seems to be sufficient in at least Cyprus and Czech Republic. For countries like Hungary and Lithuania, support is just enough to stimulate investment³³.

³¹ Germany wind onshore: tariff €87/MWh (maximum tariff). Duration of support is 20 years. Interest rate: 4.8% (considering the soft loans granted by the German federal government). Wind conditions: 1 750 full load hours (country-specific average).

³² The DK system is now concentrating on re-powering (replacement of old turbines by more efficient ones) and offshore which is not included in this text.

³³ For Poland no figures are shown since a green certificate price cannot yet be given.

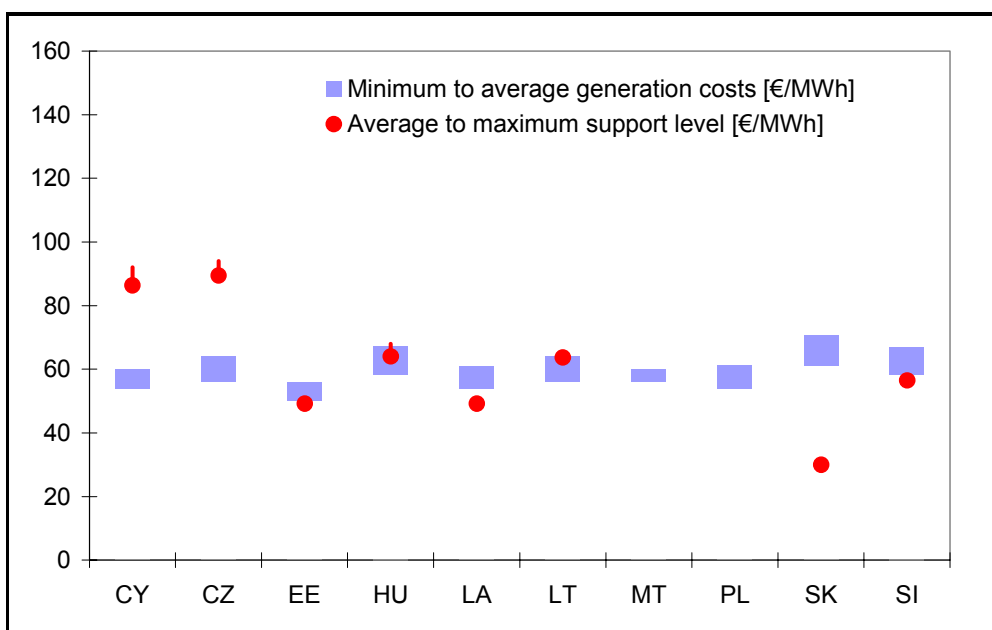


Figure 6:
Price ranges (average to maximum support) for supported wind onshore in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).

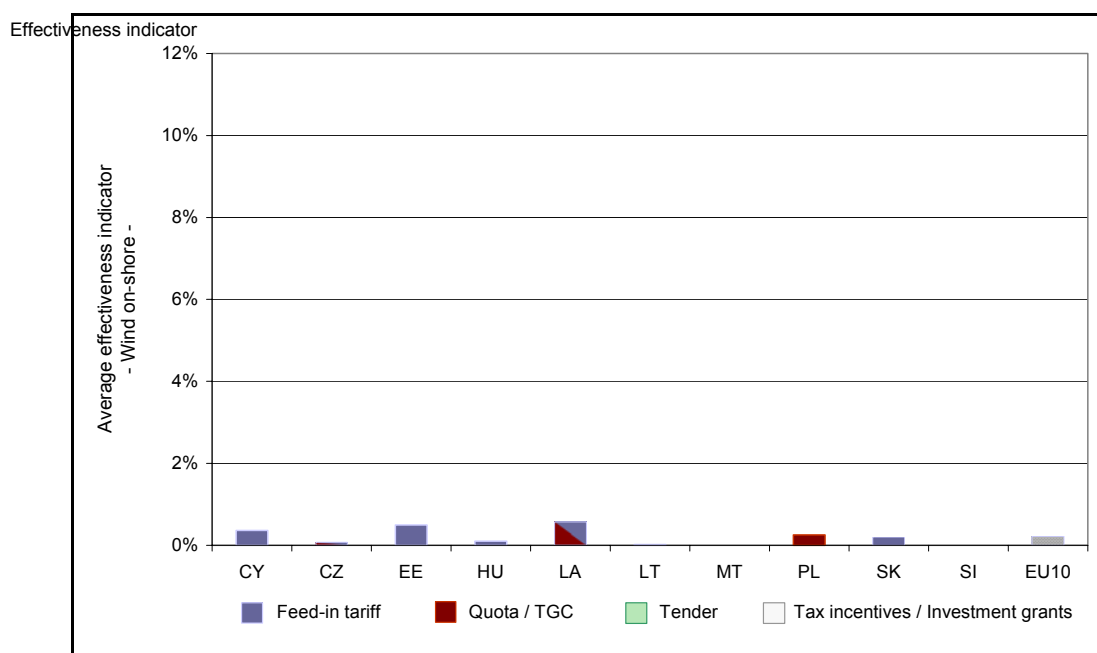


Figure 7:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Biogas³⁴

Comparing apples and pears sometimes seems easier than analysing the biomass sector – as the latter is like comparing cows and trees. Biomass is a very complex sector as it covers wastes, products and residues from very different sources: agriculture, forests, cities, animals, etc. Analysis of the support schemes becomes even more complex when 25 countries are considered.

This report is intended to give an overview of two main biomass sectors in Europe: biogas and forest residues.

The different support levels are shown for agricultural biogas electricity generation in Figure 8 for EU-15 and Figure 10 for EU-10. The effectiveness indicators are depicted in Figures 9 and 11.

Among the EU-15 level, the level of promotion in France and Sweden appears to be insufficient when compared to long-run marginal generation costs. Finland clearly does not specifically promote this technology. For Greece, Ireland, and Portugal, the support level is at the lower end of the cost range. In Austria, the tariffs³⁵ are relatively high with policy aiming to support small-scale agricultural applications (average range of 70-100 kW) as compared to large centralised plants. Germany also promotes small-scale installations with a high effectiveness (Figure 9). UK has a rather high support (TGC + CCL exemption)³⁶, resulting in a high effectiveness. Denmark has a medium support with a fairly high effectiveness. The Danish support scheme prioritises large central power plants. The Swedish and Finnish tax rebates have been unable to trigger relevant investment in biogas plants. Similarly, the Irish tender rounds seem to have ignored biogas as an option for increasing RES-E generation capacity. It should be noted here that the high growth in Italy and the UK has been based mainly on the expansion of landfill gas capacity, whereas in Austria, Denmark, and Germany agricultural biogas has had a significant share in the observed growth.

³⁴ Biogas includes all biomass fermentation processes: biogas with co-fermentation, sewage and landfill gas.

³⁵ Paid for new installations until December 2004. The system has now stopped.

³⁶ The total level of support in the UK is about: €110/MWh = €68/MWh certificate price + €6.9/MWh CCL + €36/MWh market price. Before 2002, the UK had different tender rounds for biogas applications.

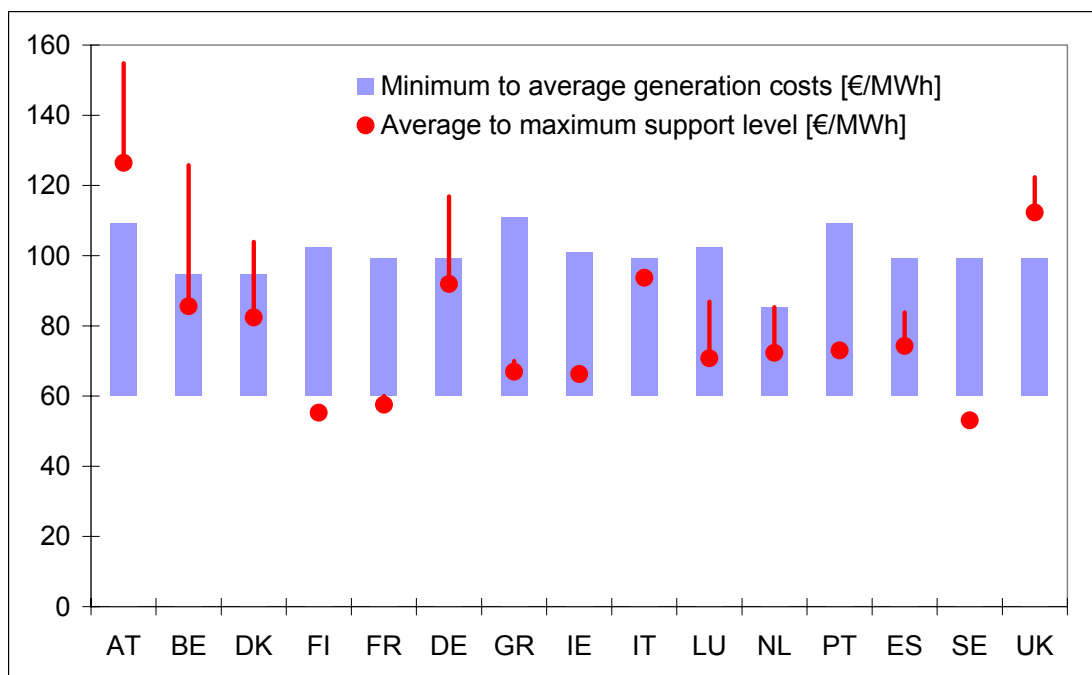


Figure 8:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

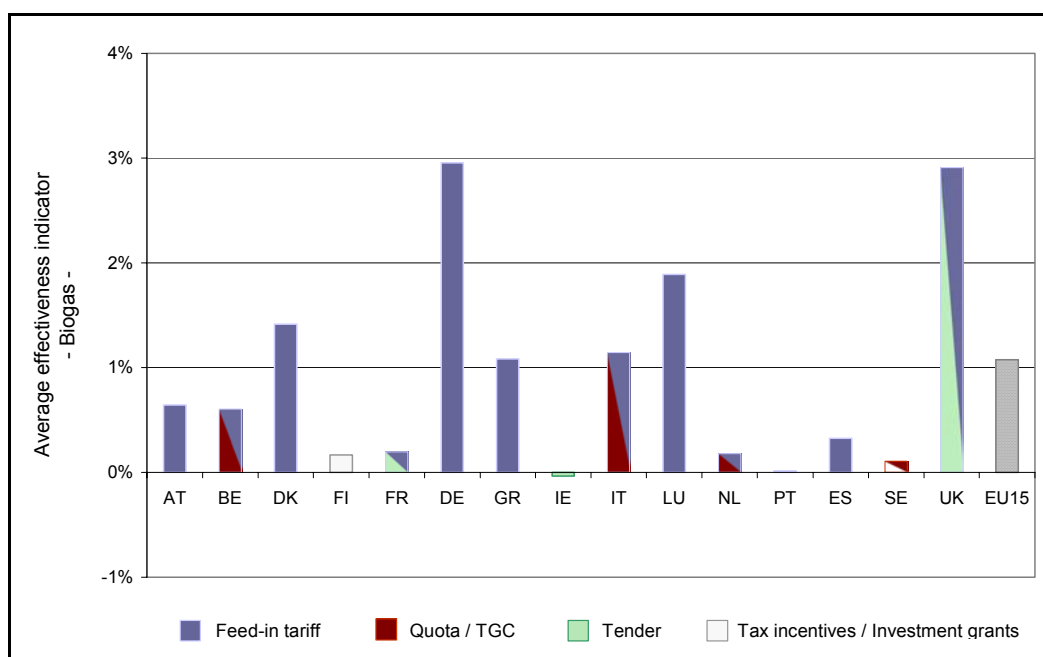


Figure 9:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

The effectiveness of the biogas support level is influenced by the following factors, rather than the choice of support scheme:

- The choice of small or large plants: large plants yield a higher effectiveness. Small plants are supposed to be more important for the rural economy, but the cost is higher.
- The existence of a complementary support scheme. The biogas sector is intimately linked to environmental policy for waste treatment. Countries like the UK support biogas with a secondary instrument such as tax relief (CCL exemption)³⁷. A complementary investment aid is a good catalyst for this technology.
- If a country supports agricultural biogas, generation costs are higher but so are environmental benefits. For supporting landfill gas, the cost is 'cheaper' but the environmental benefit is reduced.
- The existence of district heating networks has proved to be an important aspect in the successful development of the biogas sector, e.g. Denmark.

The EU-15 figures lead to the conclusion that, when the feed-in tariffs are set correctly, the support scheme is able to start market development. The green certificate systems seem to need a secondary instrument (based on environmental benefits) for a real market effect.

The picture for the new Member States looks rather different from the EU-15. For most EU-10 countries, the supported price is low compared to the long-run marginal generation costs. Except in the Czech Republic and Slovenia, financial support is insufficient to trigger significant investment into biogas technology. Effectiveness is nearly zero due to the lack of sufficient support.

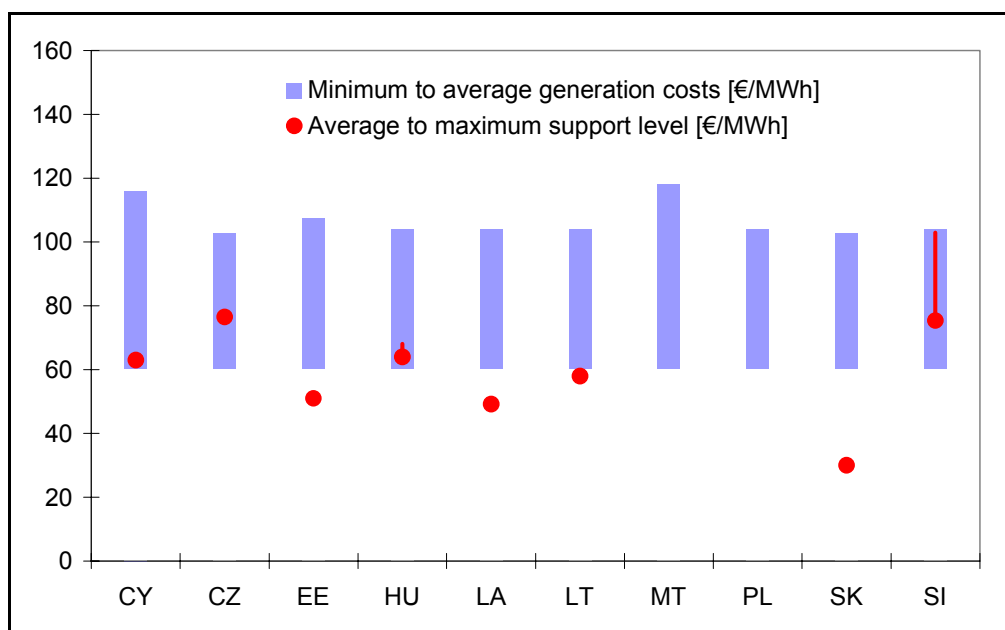


Figure 10:
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

³⁷ The total level of support in the UK is about: €110/MWh = €68/MWh certificate price + €6.9/MWh CCL + €36/MWh market price. Before 2002, the UK had different tender rounds for biogas applications.

(average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

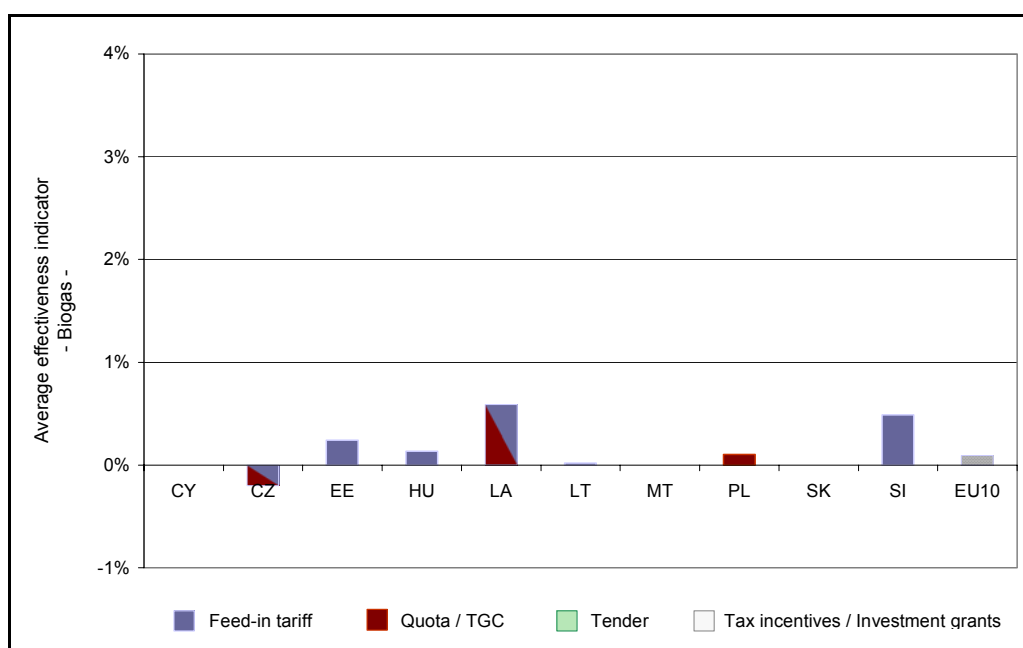


Figure 11:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Biomass/forestry residues

Before any analysis is carried out, the complexity of this sector should be recalled as it includes small combined heat and power systems, the big pulp and paper industry, the co-firing of wood residues, etc.

Figures 12 and 13 show the differences between support schemes around EU-15 and also the variation in generation costs³⁸. The level of Member States support in the EU-10 is generally relatively lower than in the EU-15.

³⁸ The support for combined heat and power (CHP) is not included in this figure.

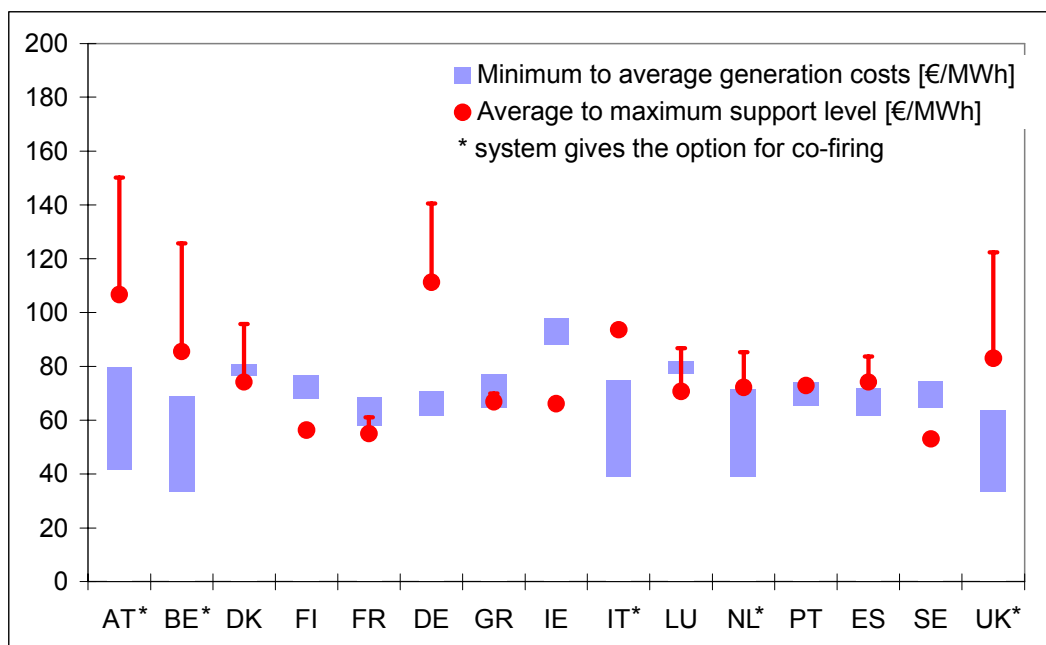


Figure 12:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

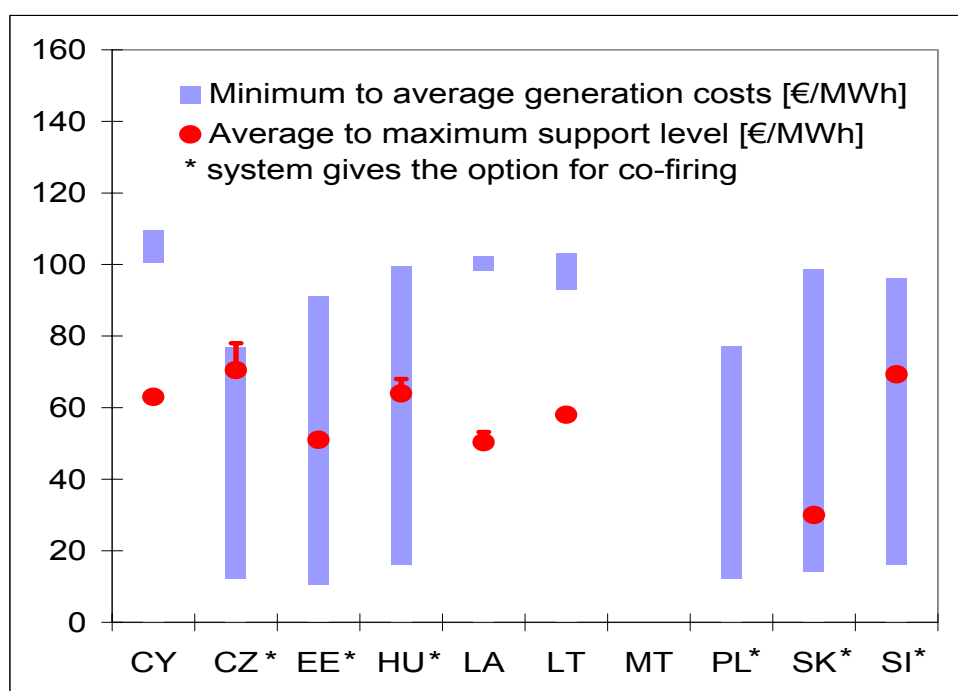


Figure 13:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

* = countries with co-firing.

Figures 14 and 15 show the effectiveness of RES support for electricity produced from **solid biomass**. The first conclusion is that at EU-15 level, only a small part of the available

potential was exploited on an annual basis during the period 1998-2003. The effectiveness indicator for solid biomass electricity is significantly lower compared with wind exploitation³⁹. This confirms the conclusion of the Communication of May 2004⁴⁰ that the development of biomass electricity is lagging behind expectations at EU level.

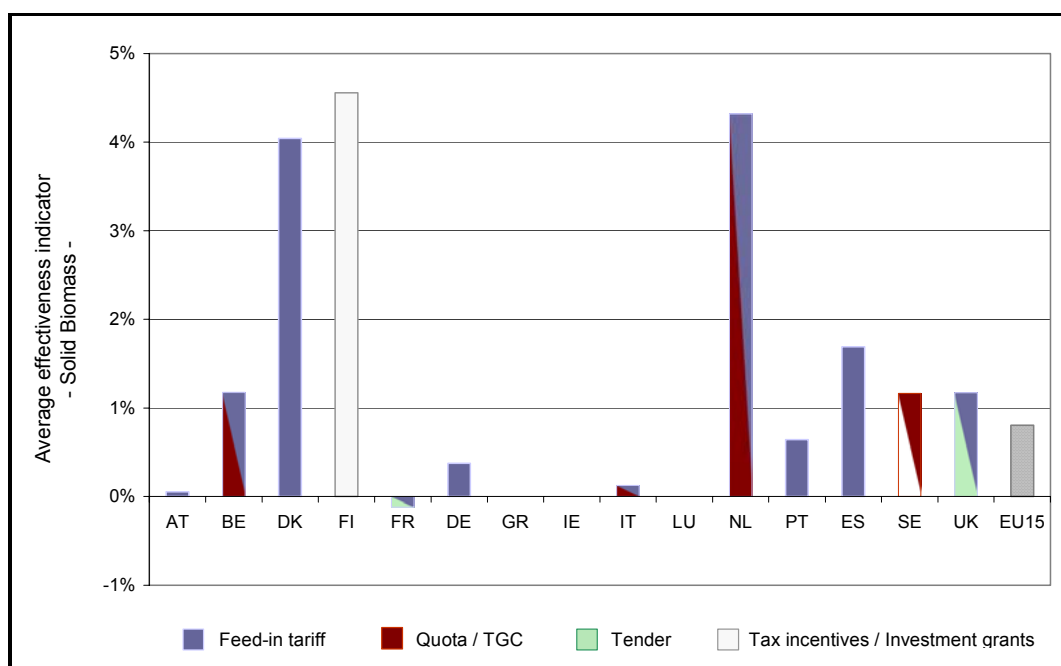
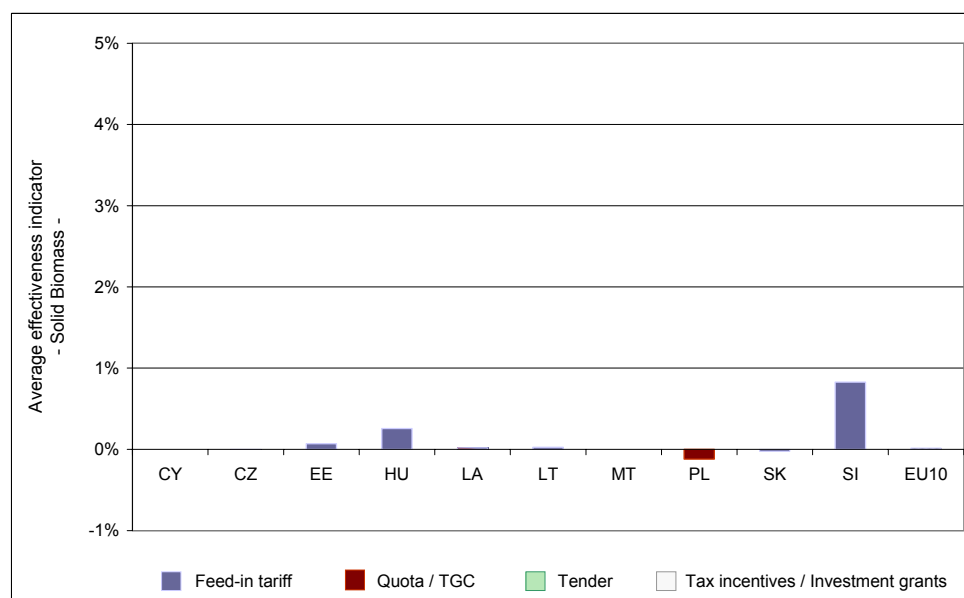


Figure 14:
Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



³⁹ Countries with a high effectiveness in wind energy have an indicator between 6-8%. For biomass, the top figures are around 4%.

⁴⁰ Communication on the share of renewable energy in the EU - COM(2004) 366.

Figure 15:
Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

It must be clarified that, for Denmark, Figure 14 covers not only forest residues but also straw, which represents half of their solid biomass market. The figure for the Netherlands also includes the co-firing of palm oil, which in 2003 represented 3% of the total solid biomass market.

Denmark saw strong growth in biomass until 2001 with large centralised CHP plants, initiated by the relatively high feed-in tariffs and a stable policy framework.

In the Netherlands, a partial tax exemption was introduced in July 2003 for a feed-in tariff system. Additional support was given by investment grants. Co-firing is the main technology in NL. It is highly likely that the Netherlands will already reach their 9% target for 2010 by 2006.

In Finland, the tax refund for forestry chips has been the main driver of market growth in recent years. An additional 25% investment incentive is available for CHP plants based on wood fuels. The key element in the success of this mix of tax relief and investment incentives is the important traditional wood and paper industry.

In 2002, Sweden switched from investment grants to a TGC system and tax refunds.

Austria and Germany have chosen a policy of medium- and small-scale biomass installations, which has higher costs but is driven not only by energy policy but also by environment and rural development considerations.

The new German support system shows a larger gap between support and generation costs. This new level was adopted in August 2004. Effectiveness in the biomass forestry sector needs still to be demonstrated in this country.

The main barriers to the development of this RES-E source are both economic and infrastructural. Denmark, Finland and NL show the best effectiveness and a smaller gap between support and generation costs. Denmark and the Netherlands have implemented feed-in tariffs and Finland has tax relief as the main support scheme. The common characteristic in these three countries is that centralised power stations using solid biomass attract the largest share of RES-E investment.

Nevertheless, biomass features a large band of options, uses and costs. The promotion of large biomass installations should not ignore promising technology options with a significant potential for technology learning.

To conclude on this sector:

- In UK, BE, IT and to some extent SE, the level of support is just enough. Nevertheless, it looks like that the biomass sector is not yet able to cope with the risk of green certificate schemes.
- Denmark, Finland and NL show the best effectiveness and the smallest gap between support and generation costs. Denmark and the Netherlands have implemented feed-

in tariffs and Finland has tax relief and 25% investment support. Centralised power stations using solid biomass attract the largest share of RES-E investment.

- In France, Greece, Ireland, Luxembourg, Portugal and Spain, the feed-in tariff support is not enough to bring about a real take-off in the biomass sector.
- Secondary instruments especially small investment-plant support and tax relief are good catalysts for kicking off biomass. They also have the advantage of less interference with the wood market.
- CHP support is very good for the biomass development, adding higher energy efficiency.
- It is not a matter of demand: good management of agriculture and forest residues is an important factor for good biomass exploitation.

Hydropower

As our third example, we provide the same analysis for **small-scale hydropower**. In this case, country-specific costs show very large differences. The technology is also especially relevant for some of the new member states. Again, it can be seen that existing feed-in tariffs are quite well adjusted to the costs of generation, with the Austrian and the Portuguese tariffs at the lower end of the cost spectrum. The Finnish tax measure is again unable to cover the costs needed to stimulate investment in new generation capacity. Very good financial conditions for small hydropower exist in France and in Slovenia. For Cyprus, the support level might be higher than shown in the figure, since additional investment grants are not considered.

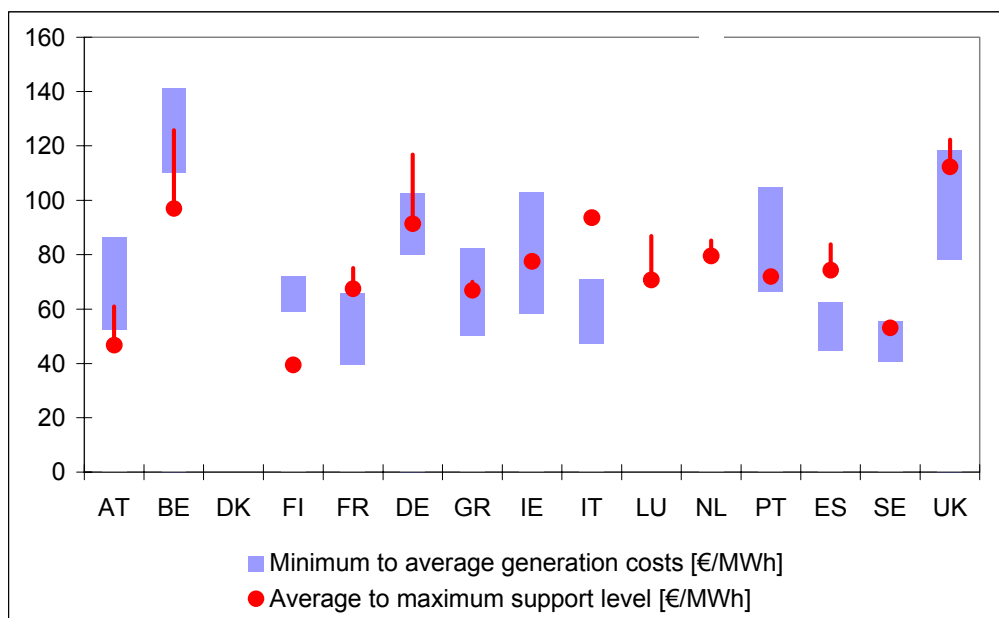


Figure 16:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

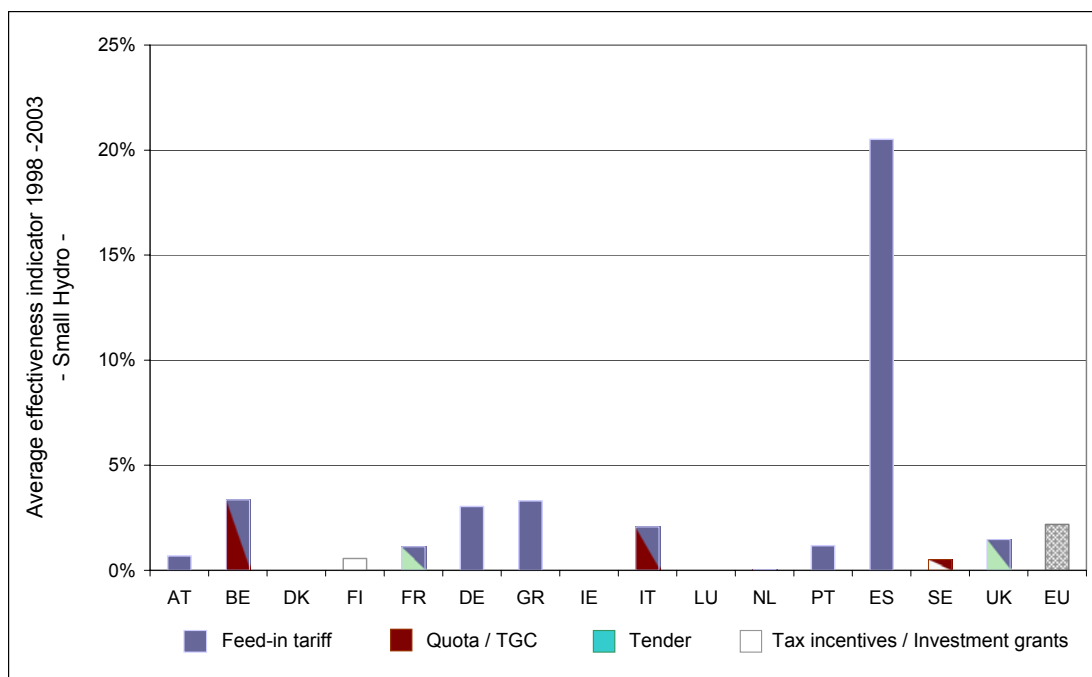


Figure 17:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

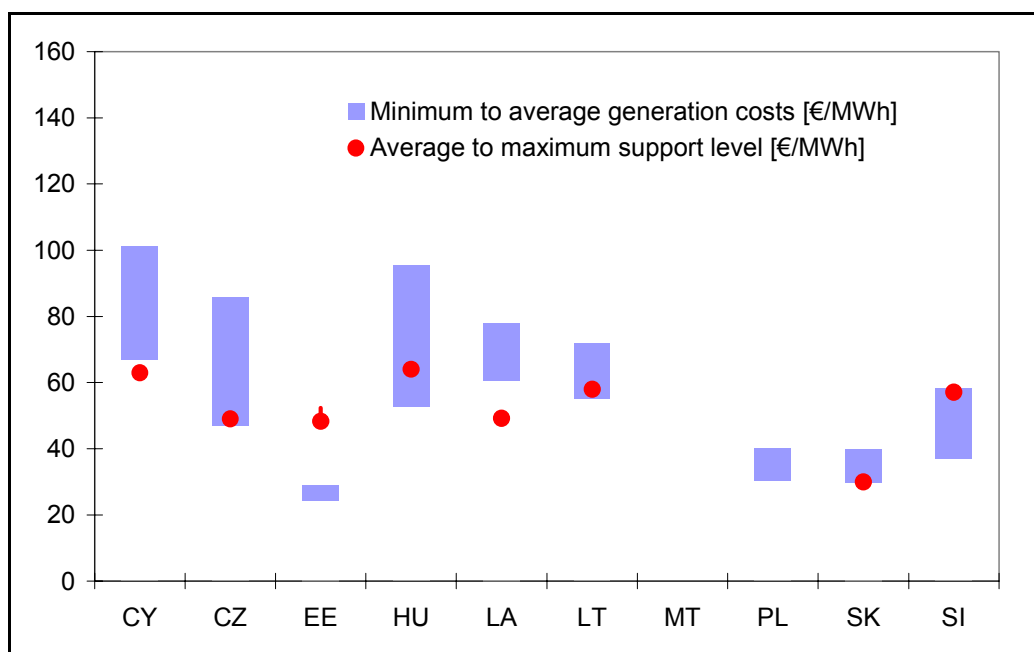


Figure 18:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

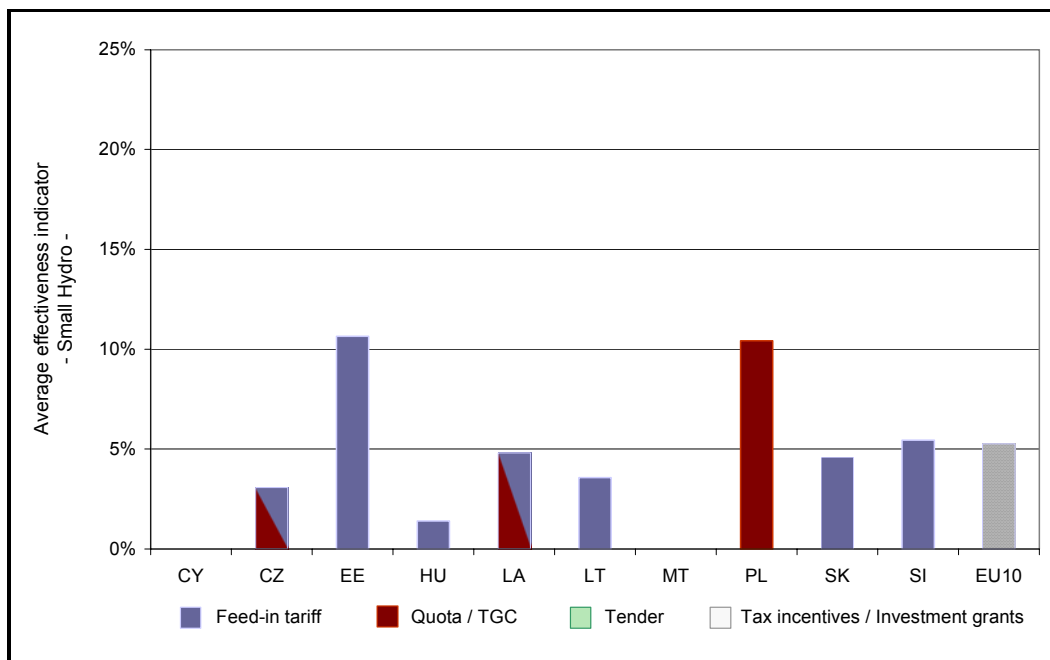


Figure 19:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Photovoltaic solar energy

As can be seen from Figure 21, photovoltaic electricity generation showed the strongest growth in Germany⁴¹ followed by the Netherlands and Austria over the period considered. The support system in these three countries consists of fixed feed-in tariffs supplemented by additional mechanisms such as the soft loans in Germany. As expected, quota obligations and tax measures provide little incentive for investment in PV technology, since these schemes generally promote only the cheapest available technology. The PV support scheme in DE, NL, ES and AT is implemented as part of a long-term policy for the market development of this technology.

⁴¹ DE has just become the world leader, overtaking Japan.

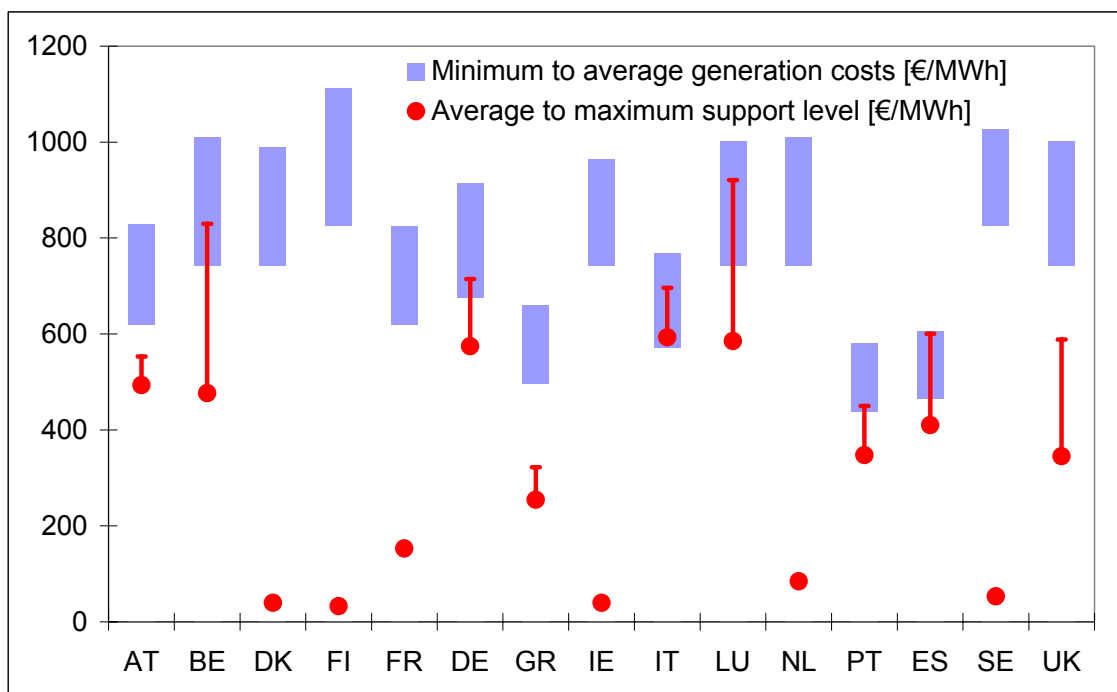


Figure 20:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

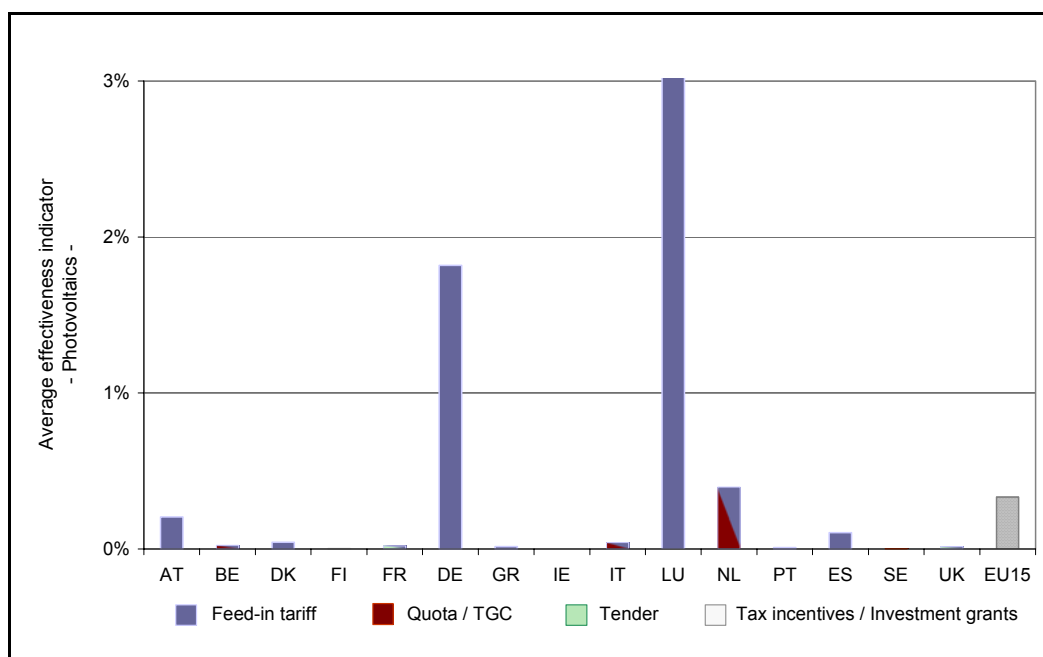


Figure 21:
Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective

We define the effectiveness of a member state policy in the following as the ratio of the change in electricity generation potential during a given period of time to the additional realisable mid-term potential by 2020 for a specific technology, where the exact definition of effectiveness reads as follows:

$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_{n-1}^i}$$

E_n^i Effectiveness Indicator for RES technology i for the year n

G_n^i Electricity generation potential by RES technology i in year n

$ADD - POT_n^i$ Additional generation potential of RES technology i in year n until 2020

Annuity

One possible approach for calculating actual support over the entire lifetime from an investor’s perspective is to determine **the average expected annuity of the renewable investment**. The annuity calculates the specific discounted average return on every produced kWh by taking into account income and expenditure throughout the entire lifetime of a technology.

$$A = \frac{i}{(1 - (1 + i)^{-n})} * \sum_{t=1}^n \frac{Income_t - Expenditure_t}{(1 + i)^t}$$

A= annuity; i=interest rate; t=year; n=technical lifetime

The average expected annuity of wind energy investment for Germany, Spain, France, Austria, Belgium, Italy, Sweden, the UK and Ireland is calculated based on the expected support level during the period of promotion. The level of support in the German system is annually adjusted according to the degression implemented in the German EEG. For the four countries using quota obligation systems, the certificate prices of the year 2004 are extrapolated for the entire active period of support.⁴² Furthermore, an interest rate of 6.6% is assumed⁴³ and country-specific prices of wind technology are used, taking the average market prices of wind turbines in those countries in 2004. Therefore, the expected annuity considers country-specific wind resources, the duration the support is given as well as additional promotion instruments, such as soft loans and investment incentives. An important limitation of this approach is that an estimate of the future evolution of certificate prices in quota systems is needed. Such an estimate typically does not exist. We therefore assume that TGC prices will remain constant at 2004 levels.

⁴² This assumption might be questionable because certificate prices might reduce as the certificate markets in those countries mature. However, only very little knowledge exists about the temporal development of prices in these markets.

⁴³ For Germany only, an interest rate of 4% was used based on the soft loans granted.

In this section, a comparison of profits from an investor perspective and effectiveness has been made for a limited number of Member States and assuming current prices over a longer period.

Therefore, the effectiveness indicator as defined in Annex 3 is shown against the expected annuity of investment in wind and biomass energy for each country. In this way one can correlate the effectiveness of a policy with the average expected annuity of investment. This gives an indication as to whether the success of a specific policy is primarily based on the high financial incentives, or whether other aspects have a crucial impact on market diffusion in the considered countries.

Wind energy

This analysis has been carried out only for a selection of countries in order to show the principal differences between the different policy schemes. The reference year for both the effectiveness indicators and the expected annuity is 2003. This analysis covers the country-specific costs of generation and the duration of payments. Furthermore, country-specific wind yields are used to calculate the income generated during the lifetime of plants.

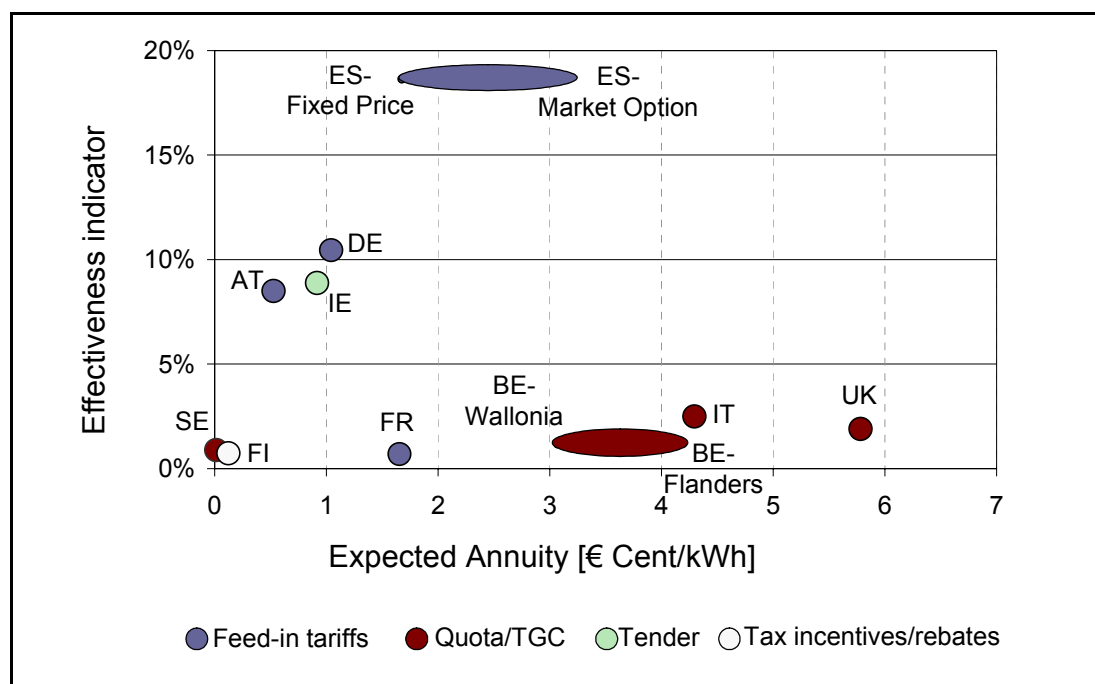


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

Forestry Biomass

The same analysis has been carried out for electricity generation from biomass. However, the biomass sector is influenced by other factors, such as secondary instruments⁴⁴, the combination of heat and electricity generation or an optimal forest management.

The final result of this exercise, carried out for the year 2003⁴⁵, is shown in Figure 2.

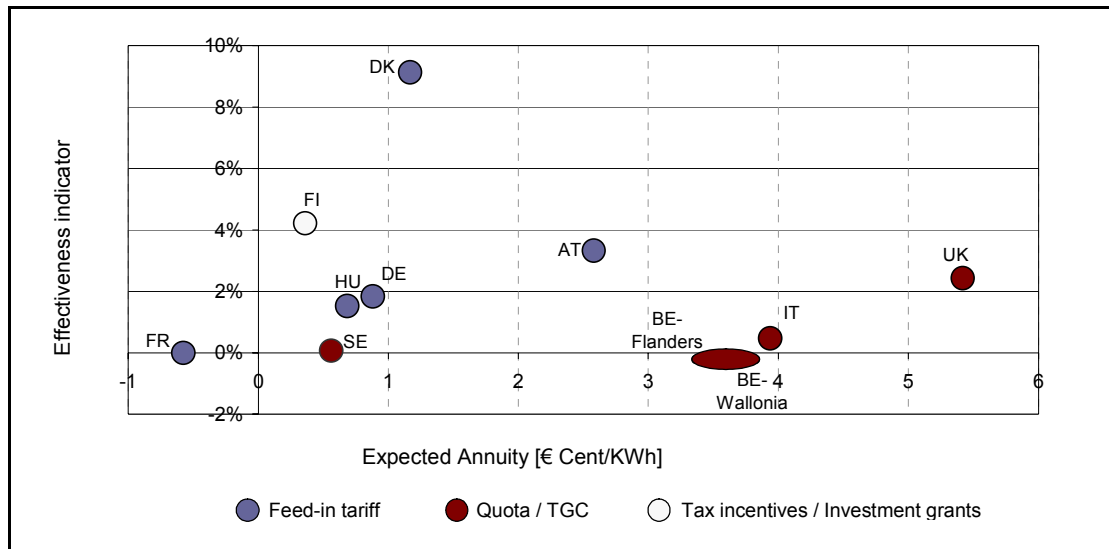


Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS

The economic data regarding investment costs and operation and maintenance costs are based on biomass electricity generation using CHP⁴⁶ technologies. The sale of heat as a by-product is therefore also taken into account for the economic assessment.

⁴⁴ Some Member States 'reinforce' the main instrument (normally feed-in tariff or green certificate) by tax relief or investment support. These instruments are good ways of catalysing the kick-off of biomass. They also have the advantage of less interference with the wood market.

⁴⁵ Again, as in the case of wind, the reference year for both effectiveness indicators and the expected annuity is 2003.

⁴⁶ CHP = Combined Heat and Power generation.

Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation

As previously stated in Chapter 3.3, balancing costs will of course depend on the volume of intermittent power that has to be balanced, which again depends on the prediction of renewable production, gate closure etc. Moreover, the cost will also depend on the availability of balancing power, which will in turn depend on the generating system (energy mix) and interconnectors to other countries. As said before, an appropriate forecast of wind generation so as to minimise deviations will optimise system costs and regulation services. Under certain conditions, RES-E integration can match with local and regional demand peaks (e.g., solar energy with respect to peaking and grid-destabilizing air-condition demand in Mediterranean countries during daytime).

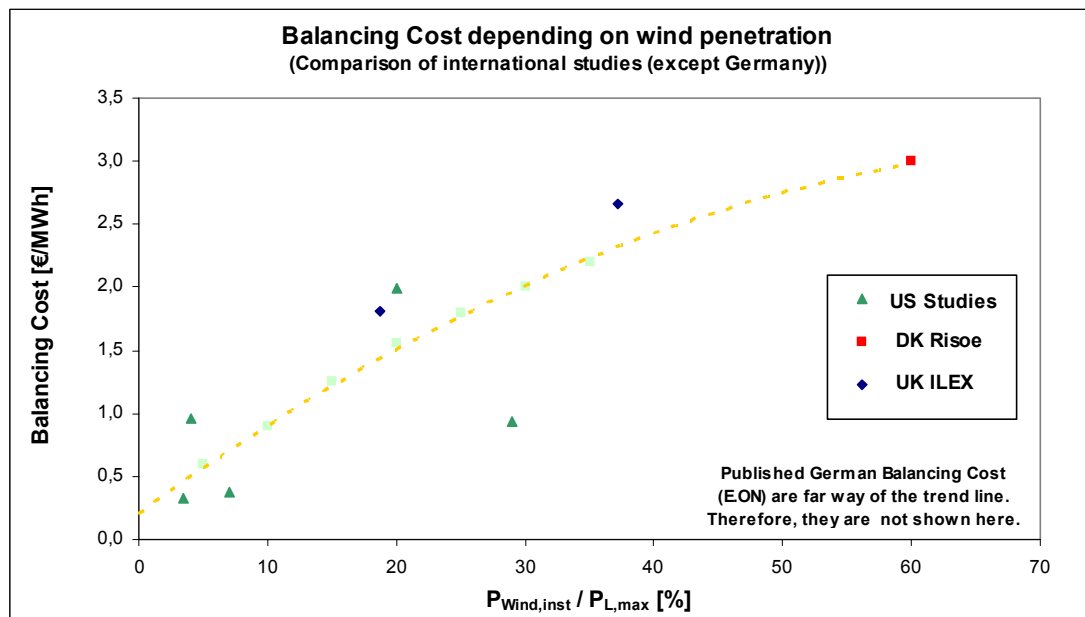


Figure 1:
Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.

It should be stressed that most existing power markets are designed to cater to the needs of conventional thermal and hydropower, and therefore only to a very limited degree take into account the needs of new renewables. At EU level, therefore, the need for rules and other measures to integrate intermittent RES-E technologies should be considered.

The influence of wind power on cross-border bottlenecks between Germany and its neighbours has created some disturbances in the Netherlands and Poland. Arrangements for power plant scheduling, the possible rigidity of the structure of electricity market, reserve capacity for cross-border transmission and congestion management seem to be crucial points requiring further analysis.

If developed in a more intensive manner, demand flexibility can also handle some of the fluctuations in power production from intermittent sources. At the same time, this flexible demand which could ensure a better balance between supply and demand, may offer advantages not only for integrating RES-E capacity, but also for the general operation of a liberalised power market.

How is the cost of support systems reflected in the electricity tariff? The consumer's point of view.

The transparency of consumers of the different support systems depends almost entirely on the design of the system, especially the flexibility of the market. The majority of countries in the EU do not give the explicit cost of renewable energies in electricity bills.

The transfer of the cost of renewable electricity depends on national regulation aspects and the tariff structure.

The structure of the electricity market and the design aspects are very different in Europe, so the following graph should be considered an estimate of the inclusion of RES support in electricity prices. The cost of the renewable support systems as reflected in the tariff is between 4% and 5% for Germany, Spain and UK and around 15% for Denmark. The share of renewable electricity in Denmark is currently higher than 20%.

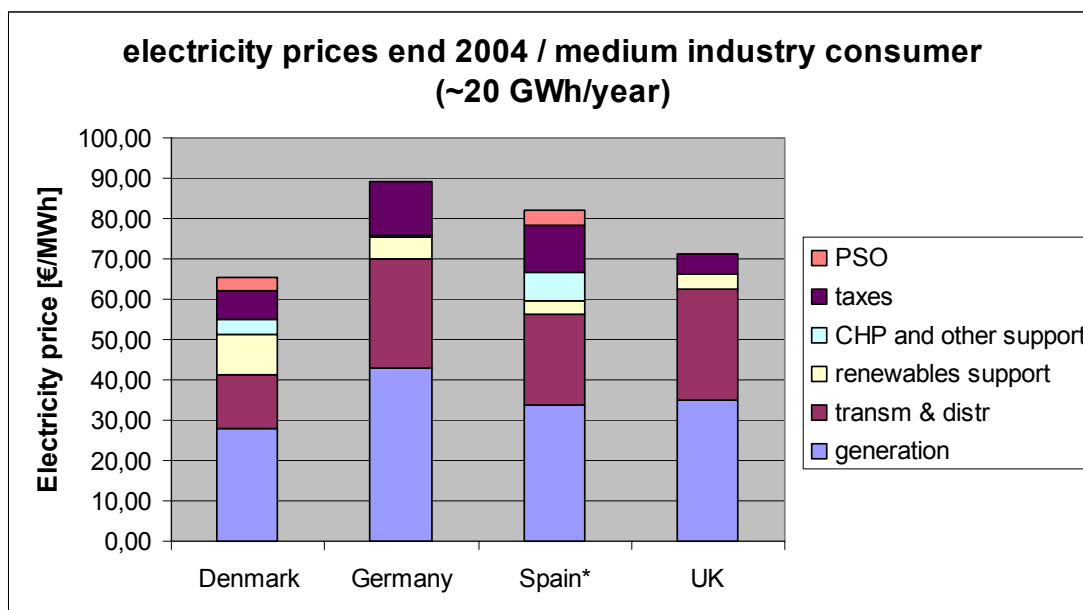


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation⁴⁷. * No tax is considered for Spain.

⁴⁷

The structure of the electricity tariff varies between countries in Europe. The figures included in this table are based on data from Member States and further elaborated by Commission services in order to compare different countries.

Annex 6 – Administrative barriers

Many Member States recognise the problem that renewable energies come in many cases under different codes and legislations. This multiple regulation leads to extra work for both applicants and the authorities concerned.

Complex legislation concerning renewable projects:

- Spatial planning laws involve competent authorities at different hierarchical levels (e.g. central, provincial and local government); civil construction works law and building codes involve local government as the competent authority.
- Environmental laws justify a favourable environmental impact assessment for granting environmental permits.
- Noise disturbance laws (in the case of wind) are intended to limit noise ‘pollution’. Competent authorities are typically at local and/or provincial level.
- Nature diversity laws aim at protecting indigenous plants and animals, notably birds. The competent authority is typically central government.
- Laws for the management of water and road infrastructure seek to protect and promote the efficient use of public infrastructure. The competent authority is central government. (More problematic in the case of small hydropower plants).
- Electricity laws governing the transmission, distribution and supply of electricity.

Pre-planning: the experience in Denmark and Germany

In the 90s, more systematic planning procedures were initially developed at national level in Denmark, with directives for local planners. In addition, an executive order from the Minister of Environment and Energy ordered municipalities to find suitable sites for wind turbines through the country. This “**pre-planning**” with public hearings in advance of any actual applications for turbine sites was a considerable help in gaining public acceptance of subsequent sites for wind turbines.

Around 1997, another set of planning regulations were developed for offshore wind farms, with a central, national authority, the Danish Energy Agency, designated to hear all interested parties, public and private. This “**one-stop shop**” method has facilitated the planning process considerably, and is being widely studied around the globe.

In Germany, under the principle of proportionality, small projects may be authorized by the local authorities. Large projects are subject to authorization by a national body under the Federal Emission Control Act (BImSchG).

Under the national building code (Federal Building Code, BauGB), wind power installations are privileged and therefore generally permitted outside residential areas. However, the *Länder* (Federal states) can designate specific areas in which wind energy use is restricted.

Success rates and average approval timing – a good evaluation method

The British Wind Energy Association publishes overall planning approval rates. From the outset, the approval rate in the UK as a whole has been around 80%. The statistics also include figures for different parts of the UK: Scotland has had an approval rate of over 90% compared with less than 20% in Wales. The time taken to decide on wind farm applications is also publicly available: this is currently around 13 months for local decisions and over 2 years for national or federal decisions.

Estimation of administrative barriers to renewable energy deployment in the EU, excluding grid barriers

A T	B E	C Y	C Z	D K	E E	F I	F R	D E	G R	H U	I E	I T	L V	L T	L U	M T	N L	P L	P T	S K	S I	E S	S E	U K
☹	☹	-	☹	☺	-	☺	☹	☺	☹	☹	☺	☹	☹	☹	-	-	☹	☹	☹	-	☹	☹	☺	☺

Member States have to report again – new Member States for the first time – on the existing administrative barriers by October 2005.

Annex 7 – Guarantees of origin

Article 5 of Directive 2011/77/EC requires Member States to implement a guarantee of origin system (hereafter GO system) by 27 October 2003 for EU-15. For the 10 new Member States, the deadline for implementing such a system was, in accordance with the Treaty of Accession of 2003, 1 May 2004. The main objectives of such a system are to facilitate trade in electricity from renewable energy sources and to increase consumer transparency by distinguishing between electricity from renewable and non-renewable energy sources. This Annex contains an overview of the different stages reached with of GO systems in Europe.

The main stages in the implementation of a GO system are:

- implementing legislation,
- appointing an issuing body,
- setting up an accurate and reliable operational system for issuing guarantee of origins.

In accordance with Article 5 of the Directive, a guarantee of origin is issued on request. It is not an obligation for renewable electricity sources.

Based on national reports and supplementary information, the situation in September 2005 was as follows:

	Legislation	Issuing body	Ready to GO
<i>EU-15</i>			
Austria	Passed	DSO	Operational
Belgium	Passed	Regulator	Operational
Denmark	Passed	TSO	Operational
Finland	Passed	TSO	Operational
France	In process	TSO	In process
Germany	Passed	Auditors	Operational
Greece	In process	TSO	In process
Ireland	Passed	Regulator	In process
Italy	Passed	TSO	Operational
Luxembourg	Passed	Regulator	In process
Netherlands	Passed	TSO	Operational
Portugal	In process	TSO	In process
Spain	In process	Regulator	In process
Sweden	Passed	TSO	Operational
UK	Passed	Regulator	Operational

EU-10			
Cyprus	In process	Not appointed	In process
Czech Republic	Passed	Government organisation	In process
Estonia	Passed	Not appointed	Not started
Hungary	In process	Not appointed	Not started
Latvia	Not started	Not appointed	Not started
Lithuania	In process	TSO	In process
Malta	Passed	Regulator	In process
Poland	Passed	Regulator	In process
Slovenia	Passed	Regulator	In process
Slovakia	In process	Regulator	In process

In total only 9 of the 25 Member States have fully transposed this article into national legislation and put in place an operational system for issuing guarantees of origin. At present, none of the new Member States has an operational system issuing guarantees of origin.

Most of the EU-15 have passed legislation concerning a system of guarantees of origins, the exceptions being France, Greece and Portugal. However, these countries are in the process of adopting legislation. Of the new Member States, only the Czech Republic, Estonia, Malta, Poland and Slovakia have passed legislation regarding a system of guarantees of origin. The remaining new Member States, with the exception of Latvia, are in the process of preparing or have proposed legislation.

Altogether 21 countries have designated an issuing body. The majority of countries have appointed either a transmission system operator (TSO) (9 countries) or a regulator (8 countries) as the issuing body. The exceptions are Austria, Germany and Czech Republic, which have opted for a distribution system operator (DSO), a group of auditors and a governmental organisation, respectively. The tasks assigned to the issuing body also vary from country to country. In some countries, issuing bodies maintain a national register of guarantees of origin, while in others they are also responsible for accrediting the power generating plants. However, the task of plant accreditation and verification of eligibility is more often assigned to an institution other than the issuing body. All 9 countries with an operational system in place, with the exception of Germany, have established a national registry for keeping track of ownership of guarantees of origin and to facilitate redemption, if required. Only 3 countries, Austria, Belgium and the Netherlands have introduced redemption. Registry and redemption requirements help reduce the problems of multiple counting.

Other design features, also regarding applications for guarantees of origin, vary greatly from country to country. All countries with a fully operational system in place, with the exception of Italy and Germany, allow for the transferability of guarantees of origin. Italy requires transferability to be linked with the physical electricity, whereas Germany does not allow the transfer of guarantees of origin issued to production eligible for the German feed-in system. A few countries have introduced earmarking of guarantees of origin. In addition to Germany,

Austria, Denmark and the Netherlands require that the guarantee of origin is earmarked for support received or for tax benefits.

Under Article 5 of the directive, the Commission has to consider the desirability of proposing common rules for guarantees of origin. At present, the Commission does not see the need for proposing common rules. There are several reasons for this. Firstly, regarding the objective of facilitating trade, a necessary clarification was made in COM(2004) 366 on the role of the guarantee of origin and under what conditions a Member State can consider that imported renewable electricity can contribute to the achievement of the RES-E targets:

The Commission has decided to apply the following principle in assessing the extent to which national targets are met:

A Member State can only include a contribution from imports from another Member State if the exporting state has accepted explicitly, and stated on a guarantee of origin, that it will not use the specified amount of renewable electricity to meet its own target and has thereby also accepted that this electricity can be counted towards the importing Member State's target.

This agreement should be included in a mutually recognised guarantee of origin. Currently, it seems there are no transfers of guarantees of origin between Member States in order to achieve targets.

Secondly, Directive 2003/54/EC⁴⁸ was adopted after Directive 2001/77/EC. Under Article 3(6) of Directive 2003/54/EC, Member States are required to implement a scheme for the disclosure of the fuel mix and selected environmental indicators on electricity sold to final consumers. The Commission regards this provision as an important measure in meeting the objective of consumer transparency as it covers the whole electricity sector, not only electricity from renewable energy sources. Several countries with legislation on the disclosure of generation details have already indicated that they will use the guarantee of origin to track information on renewable electricity generation. The guarantee of origin can therefore facilitate the implementation of electricity disclosure. The further development of disclosure would clearly increase consumer transparency.

Thirdly, a few countries have opted for a mandatory renewable energy quota obligation as the main support mechanism for renewable electricity. The quota obligation is administered by a system of tradable renewable energy certificates and there can be significant similarities between the guarantee of origin and tradable green certificates.

Nevertheless, the majority of Member States have chosen feed-in tariffs as the main instrument for promoting renewable electricity. Although there may be similar tasks required for the feed-in tariff system as for the issuance of a guarantee of origin, such as accreditation and verification procedures for renewable electricity production, the issuance of a guarantee of origin is not strictly necessary to facilitate feed-in tariff system.

The Commission considers that for the moment, the further development of disclosure would clearly increase consumer transparency.

⁴⁸ Directive 2003/54/EC concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.