



EUROPOS BENDRIJŲ KOMISIJA

Briuselis, 7.12.2005
KOM(2005) 627 galutinis

KOMISIJOS KOMUNIKATAS

Parama elektros energijai iš atsinaujinančių energijos šaltinių gaminti

{SEK(2005) 1571}

TURINYS

1.	Įvadas	3
2.	Esamų paramos sistemų įvertinimas	4
3.	Vidaus rinkos ir prekybos aspektai	9
4.	Bendras veikimas arba suderinimas	11
5.	Administracinės kliūtys.....	13
6.	Prisijungimo prie tinklo klausimai	15
7.	Kilmės garantijos	16
8.	Išvados.....	16
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

KOMISIJOS KOMUNIKATAS

Parama elektros energijai iš atsinaujinančių energijos šaltinių gaminti

(Tekstas svarbus EEE)

1. ĮVADAS

1.1. Ataskaitos pateikimo priežastys

Elektros, gaminamos iš atsinaujinančių energijos šaltinių, dalies didinimas ES duoda visuotinai pripažintos naudos, visų pirma:

- Padidėja energijos tiekimo saugumas.
- Sustiprėja ES konkurencinis pranašumas atsinaujinančios energijos technologijų sektoriuose.
- Sumažėja šiltnamio efektą sukeliančių išmetamųjų dujų kiekis ES energijos sektoriuje.
- Sumažėja regionuose ir vietose išmetamų teršalų kiekiai.
- Pagerėja kaimo ir atokių regionų ekonominės bei socialinės galimybės.

Dėl to Europos Sąjunga siekia, kad iki 2010 m. iš atsinaujinančių energijos šaltinių būtų pagaminama 21% elektros (žr. 1 priedą). Šis tikslas yra nustatytas Direktyvoje 2001/77/EB¹ dėl elektros, pagamintos iš atsinaujinančių energijos išteklių, skatinimo elektros energijos vidaus rinkoje, kurioje taip pat yra nustatyti skirtingi tikslai kiekvienai valstybei narėi. Minėtoje direktyvoje taip pat nurodoma, kad valstybės narės elektros iš atsinaujinančių energijos šaltinių gamintojams turi užtikrinti geresnę prieigą prie tinklo, taikyti paprastesnes ir lengvesnes leidimų išdavimo procedūras bei kilmės garantijų sistemą.

Speciali valstybės parama ekologinės elektros energijos prasiskverbimui į elektros rinką yra pateisinama, kadangi grynoji pridėtinė vertė, kurią gauna operatoriai elektros gamybos ir atsinaujinančių energijos šaltinių išlaidų grandinėje, pirmiau išvardytų pranašumų neapima (arba apima tik iš dalies).

Pagal minėtą direktyvą valstybės narės užsibrėžė individualius AEŠ-E (elektros gamybos iš atsinaujinančio energijos šaltinio) tikslus. Jos gali laisvai pasirinkti sau tinkamiausią paramos mechanizmą užsibrėžtiems tikslams pasiekti ir (arba) tai toliau daryti pereinamuoju laikotarpiu, kuris tęsis mažiausiai septynerius metus nuo visos Europos teisinio reguliavimo sistemos patvirtinimo. Minėtos direktyvos 4 straipsnyje nustatyta, kad *Komisija ne vėliau kaip iki 2005 m. spalio 27 d. pateikia dokumentais tinkamai paremtą ataskaitą apie patirtį, įgytą taikant ir derinant šio straipsnio 1 dalyje nurodytus įvairius mechanizmus, naudojamus*

¹ 2001 m. rugsėjo 27 d. Direktyva 2001/77/EB dėl elektros, pagamintos iš atsinaujinančiosios energijos išteklių, skatinimo elektros energijos vidaus rinkoje. OL 2001.10.27, L 283/33. Ši direktyva turėjo būti įgyvendinta 2003 m. spalį, o naujosiose valstybėse narėse – 2004 m. gegužės 1 d.

valstybėse narėse. *Ataskaitoje įvertinama šio straipsnio 1 dalyje minėtų paramos sistemų sėkmė, įskaitant ekonominį efektyvumą, skatinant elektros, pagamintos iš atsinaujinančių energijos šaltinių, vartojimą laikantis nacionalinių orientacinių tikslų. Šiame straipsnyje taip pat nurodoma, kad prireikus kartu su ataskaita gali būti pateiktas pasiūlymas dėl Bendrijos rėmimo programų sistemos.*

1.2. Aprėptis

Šiuo komunikatu siekiama trijų tikslų:

- Pateikti Direktyvos 2001/77/EB 4 straipsnyje nurodytą Komisijos ataskaitą, apibendrinančią informaciją ir **patirtį, sukaupą** įvairių elektros gamybos iš atsinaujinančių energijos šaltinių rėmimo mechanizmų taikymo ir egzistavimo valstybėse narėse srityje.
- Pateikti 8 straipsnyje nurodytą ataskaitą apie **administracines kliūtis ir tinklo naudojimo klausimus** bei elektros energijos, pagamintos iš atsinaujinančių energijos šaltinių, **kilmės garantijos** išdavimą.
- Parengti esamų sistemų koordinavimo planą, kurio pagrindą sudaro du ramsčiai: šalių **bendradarbiavimas** ir nacionalinių sistemų **tobulinimas**, kurie galėtų padėti suvienodinti minėtas sistemas.

2. ESAMŲ PARAMOS SISTEMŲ ĮVERTINIMAS

2.1. Esamos paramos sistemos

Šiuo metu ES veikia įvairios paramos sistemos, kurias plačiai galima suskirstyti į keturias grupes: supirkimo tarifus, žaliuosius sertifikatus, konkurso sistemas ir mokesčių lengvatas.

- **Supirkimo tarifų sistemos** yra taikomos beveik visose valstybėse narėse. Joms būdinga speciali kaina, dažniausiai nustatoma maždaug keleriems metams, kurią ekologinės elektros energijos gamintojams moka elektros bendrovės, paprastai paskirstančios elektros energiją. Papildomas šių sistemų išlaidas padengia tiekėjai proporcingai savo pardavimų apimčiai, o paskui jos perduodamos energijos vartotojams galutinio vartotojo mokamos kWh kainos priemokos forma. Šių sistemų pranašumai yra investicijų saugumas, galimybė koordinuoti ir vidutinės trukmės bei ilgalaikių technologijų rėmimas. Kita vertus, tokias sistemas sunku suderinti ES lygmeniu, joms gali trukdyti vidaus rinkos principai, ir jos gali kelti perteklinio finansavimo riziką, jeigu kiekvienos AEŠ-E technologijos mokymosi kreivė laikui bėgant nepradės mažėti. Vienas iš supirkimo tarifų sistemos variantų yra fiksuotų priemokų mechanizmas, kuris šiuo metu įgyvendinamas Danijoje ir iš dalies Ispanijoje. Pagal šią sistemą vyriausybė nustato fiksuotą priemoką arba priemoką už aplinką, kuri mokama AEŠ-E gamintojams kartu su normalia arba dabartine rinkos kaina.
- Pagal **žaliųjų sertifikatų** sistemą, šiuo metu veikiančią Švedijoje, Jungtinėje Karalystėje, Italijoje, Belgijoje ir Lenkijoje, AEŠ-E yra parduodama už sutartines elektros energijos rinkos kainas. Siekiant finansuoti papildomas ekologinės elektros energijos gamybos išlaidas ir užtikrinti šios reikalingos elektros energijos gamybą, visi vartotojai (arba kai kuriose šalyse – gamintojai) iš AEŠ-E gamintojų privalo

įsigyti tam tikrą skaičių žaliųjų sertifikatų pagal procentinę dalį arba kvotą, nustatytą atsižvelgiant į visą jų suvartojamą (pagaminamą) elektros kiekį. Baudos už šio reikalavimo nevykdymą mokamos į atsinaujinančių energijos šaltinių tyrimo, plėtos ir nustatymo (TPN) fondą arba į vyriausybės biudžetą. Kadangi gamintojai (vartotojai) nori šiuos sertifikatus įsigyti kuo pigiau, atsiranda antrinė sertifikatų rinka, kurioje AEŠ-E gamintojai tarpusavyje konkuruoja kaip žaliųjų sertifikatų pardavėjai. Dėl to žalieji sertifikatai yra rinkos priemonės, kurios, jeigu gerai veikia, teoriškai gali užtikrinti didžiausią investicijų vertę. Šios sistemos gali gerai veikti vienoje bendroje Europos rinkoje ir teoriškai kelia mažesnę perteklinio finansavimo riziką. Tačiau žalieji sertifikatai gali kelti didesnę riziką ir ilgalaikę riziką investuotojams, o šiuo metu pagal tokias sistemas sunku kurti brangiai kainuojančias technologijas. Šios sistemos reikalauja didesnių administracinių išlaidų.

- Tik **konkurso** procedūros buvo taikomos dviejose valstybėse narėse (Airijoje ir Prancūzijoje). Tačiau Prancūzija savo sistemą neseniai pakeitė į supirkimo tarifų sistemą, kai kuriais atvejais derinamą su konkurso sistema, o Airija taip pat neseniai pranešė apie panašų pasikeitimą. Pagal dalyvavimo paraiškų konkurse tvarką valstybė pateikia kelis AEŠ-E tiekimo pasiūlymus, o paskui ši elektros energija tiekama pagal sutartį už konkurso pasiūlyme nurodytą kainą. Papildomas AEŠ-E pirkimo išlaidas padengia galutinis elektros vartotojas, kuriam taikomas specialus mokestis. Nors teoriškai konkurso sistemos optimaliai išnaudoja rinkos jėgas, jos yra skatinančio ir kartu stabdančio pobūdžio ir neužtikrina stabilių sąlygų. Šios rūšies sistema taip pat kelia riziką, kad projektai, kurių pasiūlymuose nurodyta kaina yra maža, nebus įgyvendinti.
- **Mokesčių lengvatomis** paremtos sistemos taikomos Maltoje ir Suomijoje. Tačiau daugeliu atvejų (pvz., Kipre, JK ir Čekijoje) jos yra naudojamos kaip papildoma strateginė priemonė.

Pirmiau pateiktas suskirstymas į keturias grupes yra visai paprastas aptariamoms padėties apibūdinimas. Yra keletas sistemų, kurioms būdingi įvairūs elementai, ypač derinami su mokesčių lengvatomis. 2 priede apžvelgiamos ES-25 taikomos paramos sistemos.

2.2. Naudingumo įvertinimas

Elektros gamybos iš atsinaujinančių energijos šaltinių kaina yra labai nevienoda. Valstybių narių nacionaliniai, regioniniai ir žemės ūkio ištekliai yra gan skirtingi. Dėl to visų paramos sistemų įvertinimą reikėtų atlikti pagal kiekvieną atskirą sektorių.

Esamos paramos AEŠ-E lygis ES valstybėse narėse labai skiriasi. 3 priede pateikiamas išsamus skirtumų tarp visų pinigų, gautų už pagamintą atsinaujinančią energiją, ir gamybos sąnaudų², įvertinimas, kuris parodo įvairių sistemų ekonominį efektyvumą. Kuo didesnis skirtumas tarp „gamybos sąnaudų“ ir „paramos“, tuo mažesnis sistemos ekonominis efektyvumas. Dėl įvairių atsinaujinančių energijos šaltinių sudėtingumo ir nacionalinės padėties skirtumų buvo pasirinkta analizė pagal sektorius. Kartu pateikiamas 3 priedo schemų paaiškinimas gali padėti įvertinti tokios sistemos ekonomiškumą ir veiksmingumą.

² 2003 ir 2004 m. vidutinis lygis. Supirkimo tarifų sistemoje paramos kaina yra lygi tarifo vertei. Šiame komunikate nurodytos gamybos išlaidos paimitos iš *Green-X* šaltinio.

Naudojant vėjo energiją, žaliųjų sertifikatų sistemos rodo didelį skirtumą tarp gamybos ir paramos. Didesnės sąnaudos gali būti patiriamos dėl didesnės investicijų rizikos, tokių sistemų ir galbūt dėl dar nebaigtos kurti žaliųjų sertifikatų rinkos.

Devyniose iš dvidešimt penkių valstybių narių vėjo energijai yra skiriama nedidelė parama. Jei galutinė suma, kurią gauna gamintojai, yra mažesnė už gamybos sąnaudas, tokiose valstybėse šiame sektoriuje joks pasikeitimas neįvyks.

Miškų biomasės gamybos sąnaudoms padengti pusė valstybių narių skiria nepakankamą paramą. Biodujų naudojimui nepakankama parama skiriama beveik trijuose ketvirtadaliuose valstybių narių.

Be sąnaudų, esminis vertinimo rodiklis yra įvairių paramos sistemų **veiksmingumas**.

Veiksmingumas rodo, kaip paramos sistema skatina ekologinės elektros energijos gamybą.

Vertinant veiksmingumą, sunku nustatyti naujausių sistemų poveikį. Visų pirma turima žaliųjų sertifikatų išdavimo patirtis yra mažesnė nei supirkimo tarifų taikymo. Be to, pagamintą ekologinės elektros energijos kiekį reikia įvertinti atsižvelgiant į tikrąjį šalies potencialą³.

3 priede parodyta, kad, naudodamos vėjo energiją, visos šalys, kuriose veiksmingumas yra didesnis už ES vidurkį, taiko supirkimo tarifų sistemą. Didžiausią naudą šios rūšies sistema šiuo metu duoda gaminant elektrą iš vėjo energijos.

Biomasės sektorių analizės nėra tokios aiškos kaip vėjo energijos atveju. Biomasės gamybos sąnaudos yra labai nevienodos⁴. Šių didelių skirtumų priežastys yra nevienodi šaltiniai (miško atliekos, trumpos vegetacijos jaunuolynai, šiaudai, gyvūninės atliekos ir kt.), įvairūs perdirbimo procesai, transformuojant energiją (bendrasis degimas, dujinimas ir kt.), bei skirtingi dydžiai (esamų biomasę naudojančių jėgainių dydžiai gali skirtis 200 kartų). Dėl to reikia daug tikslesnių analizių, paremtų konkrečiomis superkamos energijos atsargomis ir technologijomis.

Vis dėlto analizė rodo, kad, naudojant biodujas, supirkimo tarifai ir žalieji sertifikatai duoda gerų rezultatų (keturiuose šalyse, kuriose taikomi supirkimo tarifai, ir dviejose šalyse, kuriose naudojami žalieji sertifikatai, veiksmingumas yra didesnis už Europos vidurkį). Remiantis miškų biomasės sektoriaus rezultatais, negalima daryti išvados, kad viena sistema yra geresnė už kitą. Šio sektoriaus sudėtingumas ir regioninė įvairovė reiškia, kad labai svarbūs yra kiti veiksniai⁵. Apskritai materialus skatinimas, ruošiant medieną, turėtų padėti visiems vartotojams sukaupti daugiau nepanaudotos biomasės.

Be to, svarbu palyginti **investuotojų pelną** ir veiksmingumą. Šis palyginimas, apibūdintas 4 priede, buvo atliktas keliose valstybėse narėse, remiantis prielaida, kad esamos kainos galios

³ Potencialą reikėtų suprasti kaip „realizuojamą papildomą potencialą, kurį galima pasiekti, darant prielaidą, kad bus įveiktos visos kliūtys ir aktyviai veiks visos varomosios jėgos“. Išsamesnį paaiškinimą rasite. 3 priede.

⁴ Pakrantės vėjo energijos kaina įvairuoja nuo 40 iki 100 EUR/MWh, o biomasės⁴ – nuo 25 iki 220 EUR/MWh.

⁵ Paramos biomasei lygis yra labiau susijęs su kitais veiksniais, tokiais kaip strategijos pasirinkimas (didelės arba mažos jėgainės, bendrojo deginimo naudojimas arba nenaudojimas...), nei su pasirinkta priemone (supirkimo tarifu arba žaliuoju sertifikatu).

ilgesnį laikotarpį. Jis parodo, ar konkrečios strategijos sėkmę pirmiausia nulėmė didelės finansinės paskatos, ar prasiskverbimui į rinką aptariamose šalyse turėjo poveikį kiti veiksniai.

2.3. Pagrindinės išvados dėl sistemų naudingumo (žr. 3 ir 4 priedus)

Vėjo energija

- Žaliųjų sertifikatų sistemos dabartiniu metu yra susijusios su gerokai didesne parama nei supirkimo tarifai, kadangi priemoka už riziką, kurios reikalauja investuotojai, ir administracinės išlaidos yra didesnės, o žaliųjų sertifikatų rinka dar nebaigta kurti. Kyla klausimas, kokie bus vidutinės trukmės ir ilgalaikiai kainų lygio pokyčiai.
- Veiksmingiausios vėjo energetikos sistemos šiuo metu yra Vokietijoje, Ispanijoje ir Danijoje veikiančios supirkimo tarifų sistemos.
- Žaliųjų sertifikatų kapitalo grąža yra didesnė nei supirkimo tarifų. Šis didelis pelnas (kasmetinė renta) yra skaičiuojamas ekstrapoliuojant pagal šiuo metu galiojančias sertifikatų kainas.⁶ Kapitalo grąža priklausys nuo būsimų kainų pokyčių.
- Analizių rezultatai rodo, kad ketvirtadaliui valstybių narių teikiama parama yra per maža, kad jos galėtų pradėti kokią nors veiklą. Kitas ketvirtadalis gauna pakankamą paramą, tačiau pasiekia vidutinių rezultatų. Taip yra dėl tinklo ir administracinių kliūčių.
- Kalbant apie pelną, reikia pažymėti, kad tiriamos supirkimo tarifų sistemos yra veiksmingos, tačiau gamintojai gauna nedidelį pelną. Kita vertus, šiuo metu naudojamų žaliųjų sertifikatų pelningumo koeficientas yra didelis. Reikėtų atkreipti dėmesį į tai, kad šios žaliųjų sertifikatų sistemos yra gana naujos priemonės. Dėl to susidariusią padėtį vis dar galima apibūdinti kaip didelį trumpalaikį poveikį.

Miškų biomasė

- Akivaizdu, kad paramos veiksmingumo ir ekonominio našumo požiūriu naudingiausia yra Danijos sistema, paremta supirkimo tarifais ir centralizuotomis kombinuotos gamybos jėgainėmis, kurios degina šiaudus⁷ bei mišri Suomijos paramos sistema (paremta mokesčių lengvatomis ir investicijomis). Ilgalaike aukštųjų biomasės technologijų naudojimo energijos tikslams tradiciją, pastovias planavimo sąlygas ir kombinuotą elektros bei šilumos gamybą galima laikyti pagrindinėmis šio pasiekimo priežastimis.
- Nors supirkimo tarifų taikymas apskritai duoda geresnių rezultatų, miškų biomasės sektoriaus analizę atlikti yra sunkiau, kadangi investuotojų rizika, kurią kelia žaliųjų sertifikatų naudojimas, trukdo iš tikrųjų sukurti miškų biomasės sektorių. Sistemų veiksmingumui didelį poveikį turi kiti veiksniai nei finansinės priemonės pasirinkimas (infrastruktūros kliūtys, įrenginių dydis, optimali miškotvarka, antrinių priemonių egzistavimas ir kt.).

⁶ Svarbiausia tai, kaip ateinančiais metais keisis žaliųjų sertifikatų kaina. Šiame dokumente pateiktos analizės yra paremtos pastovia sertifikatų verte.

⁷ Biomasei naudojami šiaudai yra įtraukti į miškų biomasės analizę, tačiau pagal kilmę jie nėra miškininkystės produktas. Danija yra pagrindinė šalis, naudojanti šios rūšies biomasę.

Beveik pusėje Europos valstybių parama miškų biomasės sektoriui yra nepakankama, siekiant toliau plėtoti šį didelį potencialą turintį sektorių. Daugelyje regionų reikėtų paremti medienos ruošą, kad visi vartotojai būtų labiau aprūpinti ES miškų mediena, taip išvengiant galimų medienos atliekų rinkos iškraipymų.

Biodujų⁸ sektorius

Šešiose valstybėse veiksmingumas yra didesnis už ES vidurkį, keturiose iš jų yra taikomi supirkimo tarifai (Danijoje, Vokietijoje, Graikijoje, Liuksemburge), dviejose – naudojami žalieji sertifikatai (Jungtinėje Karalystėje, Italijoje). Tokius rezultatus, kaip ir miškų biomasės sektoriuje, lemia kiti veiksniai:

- Agroekonominės galimybės ir jėgainių dydžio pasirinkimas. Didelių jėgainių veiksmingumas yra didesnis. Mažos jėgainės turėtų būti svarbesnės kaimo ekonomikai, tačiau jų sąnaudos yra didesnės.
- Papildomos paramos sistemos egzistavimas. Biodujų sektorius yra glaudžiai susijęs su atliekų tvarkymo aplinkos strategija. Pavyzdžiui, JK biodujoms remti yra naudojama tokia antrinė priemonė kaip mokesčių lengvata. Papildoma investicinė pagalba taip pat yra gera šios technologijos varomoji jėga.
- Žemės ūkio biodujų⁹ gamybos sąnaudos yra didesnės, tačiau šios dujos yra naudingesnės aplinkos požiūriu. Sąvartynų dujų kaina yra mažesnė, tačiau jos labiau kenkia aplinkai.

Beveik 70% ES valstybių skiria nepakankamai paramos šiai technologijai tobulinti.

Kiti atsinaujinantys energijos šaltiniai

Nedideliame hidroenergijos sektoriuje paramos ir gamybos išlaidų įvairovė labai didelė. Šios atsinaujinančios technologijos tobulinimui labai didelį poveikį daro egzistuojančios kliūtys.

Fotovoltinės saulės energijos naudojimas šiuo metu yra aktyviai remiamas Vokietijoje (kuri pirmauja pasaulyje), Nyderlanduose, Ispanijoje, Liuksemburge ir Austrijoje.

Išsamios nedidelių apimčių hidroenergijos ir fotovoltinės saulės energijos gamybos analizių rezultatai pateikiami 3 priede.

Šiame dokumente yra nurodyti ne visi atsinaujinantys energijos šaltiniai, naudojami elektros energijai gaminti. Vienas iš jų yra hidroenergija – tai didelis ir gerai išvystytas atsinaujinantis energijos šaltinis, kuriam apskritai nereikia jokios paramos. Kiti, šioje ataskaitoje nenurodyti, atsinaujinantys energijos šaltiniai (kadangi jie remiami tik kai kuriose valstybėse narėse arba pramoniniu lygiu dar netaikomi) yra geoterminė, bangų ir potvynių bei saulės šiluminė koncentruojanti energija.

⁸ Biodujos apima visus biomasės fermentacijos procesus: biodujas, pagamintas kofermentacijos būdu, kanalizacijos ir sąvartynų dujas.

⁹ Žemės ūkio biodujos gaminamos, specialiai tvarkant atliekas, iš gyvūninės arba augalinės produkcijos arba iš specialių energetinių pasėlių. Sąvartyno biodujos gaminamos iš sąvartyne esančių atliekų išskiriant metaną.

3. VIDAUS RINKOS IR PREKYBOS ASPEKTAI

3.1. Įvadas

Elektros energijos vidaus rinka yra labai glaudžiai susijusi su parama AEŠ-E. Atsinaujinančių energijos šaltinių naudojimas yra susijęs su naujais įrenginiais, padidinančiais tiekimo saugumą ir elektros gamintojų gaminamos elektros energijos rūšių įvairovę. O vidaus rinkos aspektai, tokie kaip laisvoji prekyba, skaidrumas, atskyrimas, informacijos pateikimas, jungiamosios linijos, gali paspartinti AEŠ-E naudojimą vidaus elektros rinkoje. Daugeliu atvejų parama atsinaujinantiems energijos šaltiniams yra numatyta Bendrijos rekomendacijose dėl valstybės pagalbos aplinkosaugai.¹⁰ Valstybės pagalbos taisyklės gali paveikti paramos sistemos organizavimą.

3.2. Suskaldymas, skaidrumas ir dominuojančios įmonės

Suskaldytoje rinkoje¹¹, nepriklausomas perdavimo sistemos operatorius (TSO) ir nepriklausomas paskirstymo sistemos operatorius (DSO) privalo užtikrinti sąžiningą prieigą prie tinklo visiems gamintojams ir sukurti tinklo infrastruktūrą pagal ilgalaikę strategiją, atsižvelgdami į atsinaujinančių energijos šaltinių integravimą.

Kai kuriose šalyse vis dar dominuoja viena arba kelios energetikos įmonės, kurios dažnai būna vertikaliai integruotos. Jos gali įgyti monopolinę padėtį, trukdančią AEŠ-E plėtrai.

Svarbiausias veiksnys, užtikrinant gerą visų AEŠ-E paramos sistemų veikimą, yra visiškai savarankiški TSO ir DSO.

Vyriausybėms reikia geriau informuoti vartotojus apie paramos atsinaujinančiai energijai išlaidų perdavimą naudotojui. Pagal Europos Komisijos apskaičiavimus parama atsinaujinantiems energijos šaltiniams sudaro 4–5% elektros tarifų Ispanijoje, JK ir Vokietijoje ir net 15% tarifų išlaidų Danijoje. Minėtose šalyse AEŠ-E, išskyrus hidroenergią, šiuo metu sudaro: 3,5% – Jungtinėje Karalystėje, 9% – Vokietijoje, 7% – Ispanijoje ir 20% – Danijoje (žr. 5 priedą).

3.3. Gamybos ir balansinės energijos vertės kitimas: atitinkamo teisinio reguliavimo poreikis, siekiant suderinti vidaus rinką ir atsinaujinančius energijos šaltinius

Vėjo energija – kaip ir kiti atsinaujinantys šaltiniai – yra kintantis energijos šaltinis. Toliau išvardyti klausimai yra ypač svarbūs:

- Vėjo prognozavimas. Danijoje, Jungtinėje Karalystėje ir Ispanijoje AEŠ-E gamintojai turi prognozuoti savo gamybą kaip ir kiti elektros gamintojai. Kuo tikslesnės yra šis prognozavimas, tuo didesnė AEŠ-E šaltinių vertė.

¹⁰ OL C 37, 2001.2.3, p. 3.

¹¹ Direktyvoje 2003/54/EB atskyrimas yra apibūdintas taip: siekiant užtikrinti veiksmingą prieigą prie tinklo nediskriminuojant, paskirstymo ir perdavimo sistemas turi naudoti įmonės, kurios teisiniu ir nuosavybės požiūriu yra atskirtos visų pirma nuo gamybos ir tiekimo veiklos.

- Konkurso paraiškų pateikimo galutinis terminas.¹² Kuo šis terminas yra arčiau gamybos pradžios, tuo tiksliau galima prognozuoti, kiek elektros bus įmanoma pagaminti naudojant kintančias AEŠ-E technologijas.
- Balansavimo sąnaudų apmokestinimas. Jungtinėje Karalystėje, Danijoje ir Ispanijoje¹³ yra taikomos sistemos, pagal kurias už nukrypimą nuo prognozuoto bet kokios kilmės elektros kiekio, įskaitant iš vėjo energijos gaminamą elektrą, yra mokamas mokestis. Išsamesnė balansavimo sąnaudų analizė pateikiama 5 priede.

Protingai suplanuota paramos sistema gali padėti sumažinti kintamumo problemą.

Tais atvejais, kai iš kintančių šaltinių pagaminta energija sudaro didelę suvartojamos vidaus energijos dalį, svarbu, kad AEŠ-E gamintojai sugebėtų geriau reaguoti į veikiančios rinkos kainas. Dėl to didelių kintančios AEŠ-E energijos dalių integravimą į sistemą galima paskatinti naudojant paramą, susietą su veikiančios rinkos kaina, tuo pačiu ir su rizikos pasidalijimu. Tai būdinga priemokų sistemai¹⁴, žaliųjų sertifikatų sistemai ir kai kurioms supirkimo tarifų sistemoms, tokioms kaip, pavyzdžiui, Ispanijoje taikoma sistema.¹⁵

3.4. Prekyba energija

Įvairių paramos sistemų poveikis prekybai yra svarbus AEŠ rėmimo priemonių suderinamumo su vidaus rinka aspektas. Realią prekybą energija (elektra) būtina skirti nuo ekologinės elektros energijos vertės.

Realiai prekybai AEŠ-E yra taikomi tokie patys apribojimai, kaip prekybai įprastine elektros energija¹⁶. Apskritai tai įmanoma ir šiuo metu daroma. AEŠ-E naudojimas turėtų padidinti tarptautinės prekybos energija ir stipresnių jungiamųjų linijų poreikį.

Direktyvos 2003/54/EB 3 straipsnio 6 dalyje yra nustatyta privalomo informacijos pateikimo sistema, reikalaujanti informuoti vartotojus apie tai, kokią visų rūšių kuro dalį sudaro kiekvienas energijos šaltinis. Pateikus visą reikiamą informaciją, padidėtų atsinaujinančios elektros energijos ekologinė vertė. Be to, nurodžius elektros energijos kilmę, būtų sukurta pridėtinė vertė elektros energijos gamintojo portfeliui, kuriame AEŠ sudaro didesnę dalį.

3.5. Valstybės pagalbos taisyklės

Kalbant apie konkurenciją AEŠ rinkoje ir visose Europos valstybėse apskritai, taip pat reikėtų atkreipti dėmesį į iškreipiantį poveikį, kurį parama gali padaryti sklandžiam rinkos veikimui. Kaip nustatyta Direktyvos 2001/77/EB konstatuojamosios dalies 12 pastraipoje, valstybės pagalbai yra taikomos taisyklės, nustatytos Sutartyje, ypač jos 87 ir 88 straipsniuose. Tokia

¹² Galutinis terminas, iki kurio energijos rinkose priimamos elektros gamintojų konkurso paraiškos.

¹³ JK pagrindinė atsinaujinančiųjų šaltinių rėmimo sistema yra žalieji sertifikatai. Danijoje ir Ispanijoje – supirkimo tarifai.

¹⁴ Nereikia pamiršti, kad priemokų sistema paprastai laikoma panašia į supirkimo tarifų sistemą, tačiau yra ir skirtumų: priemoka taikoma AEŠ-E gamintojams ir mokama kartu su veikiančios rinkos kaina. Už AEŠ-E mokamos galutinės kainos svyravimai priklauso nuo normalios veikiančios rinkos elektros kainos pokyčių.

¹⁵ Pagal Ispanijos supirkimo tarifų sistemą AEŠ ir kitiems elektros gamintojams yra taikomi vienodi mokesčiai už nustatytą elektros gamybos apimčių nevykdymą.

¹⁶ Šiuo metu apie 11% visos elektros energijos sudaro elektra, kuria fiziškai prekiaujama tarptautiniu lygiu Europoje.

pagalba paprastai būna numatyta Bendrijos rekomendacijose dėl valstybės pagalbos aplinkosaugai ir gali būti ekonomiškai pagrįsta dėl daugelio priežasčių, kadangi tokių priemonių naudingumas aplinkosaugai yra didesnis už iškreipiantį poveikį, kurį jos daro konkurencijai. Kadangi Bendrijos strategijoje atsinaujinančių energijos šaltinių naudojimas yra laikomas prioritetu, pirmiau paminėtos rekomendacijos tokioms paramos sistemoms yra gan palankios. Atsižvelgdama į tai, 2001–2004 m. Komisija patvirtino apie 60 valstybės pagalbos sistemų atsinaujinantiems energijos šaltiniams.

3.6. Pagrindinė išvada

Įvairių atsinaujinančios energijos paramos sistemų suderinamumo su elektros energijos vidaus rinkos plėtra užtikrinimas yra būtinas vidutinės trukmės ir ilgalaikis uždavinys. Europos vidaus rinka turėtų būti kuriama vykdant atitinkamą teisinį reguliavimą, atsižvelgiant į būtinus AEŠ-E plėtros etapus. Siekiant užtikrinti AEŠ-E plėtrą ir naudojimą, rinkos organizavimas yra labai svarbus. Organizuojant paramos sistemas, prireikus būtina atsižvelgti į valstybės pagalbos taisykles.

4. BENDRAS VEIKIMAS ARBA SUDERINIMAS

Kadangi valstybių narių galimybės ir pasiekimai atsinaujinančios energijos šaltinių srityje yra labai nevienodi, artimiausioje ateityje arba per vidutinės trukmės laikotarpį juos suderinti bus labai sunku. Be to, trumpalaikiai sistemos pokyčiai gali pakenkti tam tikroms rinkoms ir apsunkinti valstybių narių užsibrėžtų tikslų įgyvendinimą. Nepaisant to, įvairių šiuo metu egzistuojančių sistemų derinimo pranašumus ir trūkumus taip pat reikia analizuoti ir stebėti, ypač vidutinės trukmės ir ilgalaikės plėtros srityse.

4.1. Galimi pranašumai

- Kai kurie tyrimai rodo, kad, suderinus žaliųjų sertifikatų arba supirkimo tarifų sistemas, bendrosios sąnaudos, susijusios su reikalavimo iki 2010 m. pasiekti nustatytą AEŠ-E dalį įvykdymu, galėtų būti daug mažesnės už šiuo metu taikomų įvairių nacionalinių strategijų išlaidas. Tačiau siekiant tokio ekonominio efektyvumo, reikia sukurti geriau veikiančią elektros energijos vidaus rinką ir didesnę jungiamųjų linijų bei prekybos pajėgumą bei pašalinti rinkos iškraipymus teikiant paramą įprastiniams energijos šaltiniams.
- Atsinaujinančių energijos šaltinių integravimas į vidaus rinką, taikant vieną pagrindinį taisyklių rinkinį, galėtų sukurti masto ekonomijas, reikalingas klestinčiai ir konkurencingesnei atsinaujinančios elektros energijos pramonei.
- Europoje taikoma žaliųjų sertifikatų sistema gali padėti sukurti didesnę, tuo pačiu ir likvidesnę sertifikatų rinką, kurioje žaliųjų sertifikatų kainos būtų stabilesnės nei mažesnėse (nacionalinėse) rinkose. Tačiau tokios sistemos administracinės išlaidos reikės įvertinti, atsižvelgiant į dabartines tokias išlaidas.
- Bendra Europos supirkimo tarifų sistema, kurioje atsižvelgiama į galimybę naudotis vietiniais šaltiniais, gali sumažinti visų AEŠ technologijų sąnaudas įvairiose valstybėse narėse, nes reikiamus įrenginius turinčių valstybių narių skaičius nėra ribotas. Tokią supirkimo tarifų sistemą galėtų sudaryti fiksuoti arba „papildomi“ tarifai, taikomi bazinei kainai, atsižvelgiant į vidutinę elektros energijos kainą.

4.2. Galimi trūkumai

- Suderinta žaliųjų sertifikatų sistema gali būti veiksminga tik tuo atveju, jeigu ji užtikrina teisingas sertifikatų kainas ir sankcijas visoje ES, tuo pačiu ir veiksmingiausią AEŠ įrenginių sukūrimą įvairiose šalyse. Dideli žaliųjų sertifikatų kainos svyravimai gali padidinti investuotojų abejones ir sumažinti AEŠ kūrimą.
- Siekiant nustatyti optimalius tarifus ir išlaikyti nedideles suderintos supirkimo tarifų sistemos sąnaudas, reikia daug informacijos apie technologijas. Jeigu į šiuos klausimus nebus deramai atsižvelgta, kyla rizika, kad sistema taps brangia ir nelanksčia.
- Suderinimas, naudojant žaliųjų sertifikatų sistemą, neskirstant pagal technologijas trukdytų siekti didesnio veiksmingumo. Kadangi tokia sistema pirmiausia skatintų ekonominį efektyvumą, būtų plėtojamos tik šiuo metu konkurencingiausios technologijos. Nors netolimoje ateityje toks žaliųjų sertifikatų sistemos taikymas gali būti naudingas, ji gali nepakankamai skatinti investicijas į kitas perspektyvias technologijas. Dėl to reiktų taikyti kitas, šią sistemą papildančias, strategijas.
- Valstybės narės, kurios suderintoje sistemoje tampa AEŠ-E importuotojomis, gali nenorėti apmokėti sąskaitos, jeigu tokia sistema joms neduos tokios naudos (užimtumas ir kaimo plėtra, vietinių energijos išteklių įvairovė, tuo pačiu ir jų saugumo bei taršos mažinimas vietose), kokią jos gautų, jeigu elektros energija iš atsinaujinančių energijos šaltinių būtų gaminama jų teritorijoje.
- Kita vertus, net ir eksportuojančios šalys gali nenorėti turėti didesnių AEŠ pajėgumų nei reikia jų užsibrėžtiems tikslams pasiekti, kadangi tai gali sukelti gyventojų pasipriešinimą būsimų AEŠ įrenginių statybai (NIMBY-izmas¹⁷).

5. ADMINISTRACINĖS KLIŪTYS

Diskusijos dėl paramos sistemų yra neatskiriamos nuo administracinių kliūčių klausimo. Siekiant ekonomiškai efektyviai įgyvendinti AEŠ-E skvarbos tikslus, būtina sukurti procesą, kuris laiku ir paprastai skatintų didesnes AEŠ-E gamybos apimtis.

Šiame skyriuje pagal Direktyvos 2001/77/EB 6 straipsnį bus analizuojamos įvairios problemos ir siūlomi sprendimai, kaip sumažinti administracinę naštą (daugiau informacijos rasite 6 priede).

5.1. Nustatytos kliūtys

Kliūtys, su kuriomis susiduria projektų kūrėjai ir investuotojai, diegdami naujus pajėgumus, gali būti administravimo, tinklo, socialinės ir finansinės. Neseniai Komisija pradėjo viešųjų konsultacijų procesą, kad išsiaiškintų, kaip tokios kliūtys buvo suprantamos¹⁸.

Nustatytas administravimo kliūtis galima suskirstyti į šias kategorijas:

¹⁷ NIMBY – tai frazės „Not In My Back Yard“ (Tik ne mano kieme) akronimas

¹⁸ Suinteresuotų šalių konsultacijų procesą sudarė internetinis klausimynas ir paskesni pokalbiai. Šis procesas apibūdinamas poveikio įvertinime, kuris pridedamas prie šio komunikato.

1. *Daug dalyvaujančių institucijų ir nepakankamas jų veiksmų koordinavimas*

Svarbus klausimas, kuris gali trukdyti didinti atsinaujinančių energijos šaltinių naudojimą, yra keli kompetencijos lygiai išduodant leidimus gamybos įmonėms. Dėl įvairių dalyvaujančių institucijų (nacionalinių, regioninių ir vietos valdžios) keliamų reikalavimų leidimai išduodami pavėluotai, atsiranda daugiau abejonių dėl investicijų, reikia didesnių projektų kūrėjų pastangų ir paskatų investicijų rizikai arba projekto pradinio kapitalo dydžiui kompensuoti.

Jei dalyvauja įvairių lygių valdžios institucijos, valstybės narės turėtų paskirti „vienos stotelės“ principu veikiančias leidimų išdavimo tarnybas, atsakingas už kelių administracinių procedūrų koordinavimą, tokias kaip Vokietijoje jūros vėjo energijos naudojimo srityje veikianti *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie*. Be to, įvairios institucijos turėtų taikyti standartines formas ir reikalavimus.

2. *Reikiamų leidimų išdavimo vilkinimas*

Kadangi leidimų pakrantės vėjo energijos projektams išdavimo procedūros gali užsitęsti nuo dvejų iki septynerių metų,¹⁹ kartais tai gali visai sustabdyti rinkos augimą. Patirtis rodo, kad leidimų jūros vėjo energijos projektams išdavimas dar lėtesnis, kadangi dar neseniai nebuvo nustatyta jokių aiškių įvairių susijusių vyriausybinių agentūrų atsakomybės pasidalijimo procedūrų.

Labai rekomenduojama parengti aiškias rekomendacijas dėl leidimų išdavimo procedūrų ir jose numatyti privalomus laikotarpius, per kuriuos dalyvaujančios institucijos turi imtis atsakomųjų veiksmų. Patvirtinimo normų nustatymas²⁰ yra puiki priemonė patikrinti, kaip taikomos paprastesnės leidimų išdavimo procedūros.

3. *Rengiant strateginius planus, nepakankamai atsižvelgiama į AEŠ*

Daugelyje šalių ir regionų, sudarant strateginius planus, nepakankamai atsižvelgiama į būsimų AEŠ projektų kūrimą. Tai reiškia, kad norint įgyvendinti AEŠ-E projektą konkrečioje srityje, reikia patvirtinti naujus strateginius planus. Šis procesas gali užsitęsti labai ilgai. Dažnai laikotarpis, reikalingas su strateginiu planavimu susijusiems leidimams gauti, užima didžiausią viso projekto kūrimo laiko dalį. Paprastai taip būna kuriant vėjo ir biomasės energijos projektus. Institucijas reikėtų skatinti iš anksto ruošti **būsimųjų AEŠ projektų kūrimui (išankstinis planavimas)** savo regione ir numatyti jiems tinkamas vietas.

Jei dalyvauja įvairių lygių valdžios institucijos, viena iš galimybių yra **išankstinis planavimas**, atliekamas Danijoje ir Vokietijoje, kur savivaldybės turi paskirti projektų kūrėjams vietas, tinkamas numatytam atsinaujinančios elektros energijos kūrimo lygiui pasiekti. Tokioms iš anksto numatytoms vietoms taikomi mažesni ir greičiau įgyvendinami leidimų išdavimo reikalavimai. Švedijoje jos vadinamos „vėjo energetikos nacionalinės svarbos sritimis“.

Planavimo ir leidimų išdavimo procesas yra susijęs ir su Europos aplinkos teisės aktu, tokių kaip Vandens pagrindų direktyva, Buveinių ir Paukščių direktyvos, vykdymu. Komisija toliau

¹⁹ Šis laikotarpis taikomas Nyderlanduose ir Škotijoje.

²⁰ Britanijos vėjo energetikos asociacija kiekvienais metais skelbia patvirtinimo normas: pernai, t.y. 2004 m., patvirtinimo norma buvo 80 %.

dirbs – pavyzdžiui, nuolatinė Komisijos iniciatyva dėl ryšio tarp Vandens pagrindų direktyvos ir Direktyvos dėl elektros gamybos iš atsinaujinančios energijos, tokios kaip hidroenergija – siekdama padidinti šių direktyvų taikymo skaidrumą ir aiškumą atsinaujinančios energijos plėtros srityje.

5.2. Rekomendacijos dėl administravimo kliūčių

Kadangi leidimų išdavimo procedūros valstybėse narėse yra labai nevienodos, galima pateikti tik bendro pobūdžio rekomendacijas padėčiai pagerinti. Atsinaujinančių energijos šaltinių direktyvoje (2001/77/EB) raginama sutrumpinti visą leidimų išdavimo procesą. Tai galima pasiekti tik tvirtai įsipareigojus bei dalyvaujant vyriausybėms ir regionų bei savivaldos institucijoms, tačiau labai aiškiai nustačius kiekvieno lygio kompetencijas. Komisija rekomenduoja šiuos veiksmus:

- Reikėtų įsteigti „vienos stotelės“ principu veikiančias leidimus išduodančias tarnybas, atsakingas už leidimų prašymų tvarkymą ir pagalbos pareiškėjams teikimą.
- Valstybės narės turėtų parengti aiškias leidimo išdavimų procedūrų rekomendacijas su aiškiai paskirstyta atsakomybe. Pagal Teisingumo Teismo praktiką leidimų išdavimo procedūros turi būti paremtos objektyviais nediskriminaciniais kriterijais, su kuriais suinteresuotos įmonės turi būti supažindintos iš anksto, siekiant apriboti nacionalinių valdžios institucijų veiksmų laisvę taip, kad jos ja nesinaudotų savavališkai.²¹
- Valstybės narės turėtų parengti išankstinio planavimo mechanizmus, reikalaujančius, kad regioninės ir vietos valdžios institucijos paskirtų vietas atsinaujinančiai energijai gaminti.
- Mažiems projektams reikėtų parengti paprastesnes procedūras.
- Reikėtų parengti rekomendacijas dėl ryšių su Europos aplinkos teisės aktais.

6. PRISIJUNGIMO PRIE TINKLO KLAUSIMAI

Prisijungimas prie tinklo už prieinamą ir skaidrią kainą yra pagrindinis tikslas, nustatytas Direktyvos 2001/77/EB 7 straipsnyje, būtinas atsinaujinančios elektros energijos gamybos plėtrai. Šiame straipsnyje reikalaujama, kad valstybės narės taikytų atsinaujinančios elektros energijos prisijungimą prie tinklo palengvinančias priemones.

Tinklo infrastruktūra iš esmės buvo sukurta tada, kai elektros sektorius priklausė valstybei, ir buvo suplanuota taip, kad didelės jėgainės būtų galima išdėstyti prie kasyklų ir upių arba netoli nuo pagrindinių naudojimo centrų. Atsinaujinanti elektros energija paprastai gaminama kitose vietose nei įprastinė, ir šių rūšių elektros gamybos apimtys apskritai skiriasi. Kai kurios biomasę naudojančios jėgainės gali būti maždaug 200 MW pajėgumo, kaip ir augantys vėjo parkai, kurie jau yra panašaus dydžio, tačiau atsinaujinančios elektros gamybos jėgainės paprastai būna mažesnės. Atsinaujinančios elektros gamyba dažnai būna sujungta su paskirstymo tinklu ir priklauso nuo investicijų į tinklo sujungimus bei jo išplėtimą ir

²¹ Žr. Teisingumo Teismo sprendimą byloje C-205/99, 2001.2.20, „Analir“.

sutvirtinimų. Valstybės narės, su nedidelėmis išimtimis, įgyvendino **teisines nuostatas**, reikalaujančias, kad tinklo operatoriai užtikrintų atsinaujinančios elektros perdavimą ir paskirstymą. Tačiau daugeliu atvejų nėra numatyta, kas turi pirmenybę prisijungti prie tinklo tiekiant elektros energiją perdavimo sistemose.

Reikia parengti **skaidrias taisykles** dėl būtinų tinklo investicijų išlaidų padengimo ir pasidalijimo, kadangi daugelis tinklo kliūčių atsiranda dėl to, kad tokių taisyklių nėra. Nustatytos taisyklės ir jų skaidrumo lygis valstybėse narėse labai skiriasi. Dar ne viskas padaryta užtikrinant skaidrų išlaidų pasidalijimą.

Kai kurios šalys, tokios kaip Danija, Suomija, Vokietija ir Nyderlandai, šioje srityje turi **geros praktikos**. Šiose šalyse taikomos skaidrios įvairių tinklo investicijų išlaidų padengimo ir pasidalijimo taisyklės. Minėtos šalys pasirinko „nedidelių“ išlaidų metodą, pagal kurį tinklo sujungimo išlaidas sumoka projektų kūrėjai, kurie kreipiasi dėl sujungimo, arba pastarieji jas sumoka kartu su tinklo operatoriais, o būtinų tinklo išplėtimų ir papildymų išlaidas perdavimo arba paskirstymo lygiu sumoka tinklo operatoriai ir perduoda jas toliau per tinklo tarifų infrastruktūrą. Danijoje kai kurias sujungimo išlaidas vėjo energijos srityje taip pat padengia tinklo operatorius, taip sumažindamas elektros iš vėjo energijos gamintojų ekonomines prievoles, susijusias su tinklo investicijų išlaidomis. Nors Nyderlanduose prioritetinė prisijungimo teisė nenumatyta, visas sujungimo išlaidas apskritai padengia tinklo operatoriai.

AEŠ-E gali tekti susidurti su nepakankamu tinklo pajėgumu. Šią kliūtį dar labiau padidina tai, kad nėra taikomos aiškios taisyklės, reglamentuojančios tokių įvairių tinklo investicijų išlaidų padengimą ir pasidalijimą, taip pat vertikalios integracijos egzistavimas ir komunalinių paslaugų įmonių dominavimas.

Siekiant užtikrinti, kad AEŠ-E dalis tarp įvairių elektros energijos rūšių, būtų didelė, būtinas geresnis planavimas ir bendras tinklų valdymas. Europos energijos tinklų programa bei Europos Sąjungos tyrimų ir technologijų plėtros pagrindų programos pradėjo remti tinklų pritaikymo ir tobulinimo tyrimus AEŠ-E projektams integruoti.

Pirma, Komisija rekomenduoja užtikrinti visišką išlaidų padengimo ir pasidalijimo skaidrumą bei nediskriminacinį pobūdį. Antra, reikėtų sukurti reikiamą tinklo infrastruktūrą, kad būtų sudarytos sąlygos tolesnei atsinaujinančios elektros gamybos plėtrai. Trečia, išlaidas, susijusias su tinklo infrastruktūros kūrimu, turėtų padengti tinklo operatoriai. Ketvirta, elektros kaina visame elektros tinkle turėtų būti nustatoma sąžiningai ir skaidriai, atsižvelgiant į integruotos gamybos pranašumus.

7. KILMĖS GARANTIJOS

Valstybės narės, skatindamos prekybą ir skaidrumą vartotojams, turi įgyvendinti sistemą, garantuojančią elektros, pagamintos iš atsinaujinančių energijos šaltinių, kilmę²². Jos privalo užtikrinti, kad, pateikus prašymą, būtų išduota kilmės garantija. Šiuo metu valstybėse narėse taikomos kilmės garantijos yra nevienodos, kaip nurodoma 7 priede.

²² Direktyvos 2001/77/EB 5 straipsnis.

Naujoji Direktyva dėl elektros energijos vidaus rinkos²³ buvo priimta po Direktyvos 2001/77/EB. Pagal Direktyvos 2003/54/EB 3 straipsnio 6 straipsnio dalį valstybės narės turi įgyvendinti informavimo apie įvairias kuro rūšis sistemą. Šią nuostatą Komisija laiko svarbia priemone, užtikrinant skaidrumą vartotojams, kadangi ji apima ne tik elektros gamybą iš atsinaujinančių energijos šaltinių, bet visą elektros energijos sektorių. Kilmės garantiją būtų galima naudoti kaip pagrindą teikiant šią informaciją.

Prekyba ekologiška elektros energija vyksta, tačiau kol kas vienoje šalyje pagaminta ekologiška elektra dar neperduodama į kitą šalį, siekiant pastarojoje užsibrėžtų tikslų. Siekiant išvengti dvigubos apskaitos, visai nebūtina naudoti vienodą kilmės garantiją. Tačiau būtina patvirtinti patikimą „panaudotų“ žaliųjų sertifikatų išpirkimo sistemą. Tokia sistema veikia keliose valstybėse narėse, ir ją galima labiau koordinuoti ar net suderinti, jei to reikės didesnėms tarptautinės prekybos apimtims.

8. IŠVADOS

Koordinavimui skirtas laikas

Nors įgyvendinant atsinaujinančios energijos rėmimo sistemas ES įgyjama nemažai patirties, konkuruojančias nacionalines sistemas galima laikyti naudingomis bent jau pereinamuoju laikotarpiu, sistemų konkurencija turėtų paskatinti priimti daugiau įvairių sprendimų ir kartu duoti daugiau naudos: pavyzdžiui, supirkimo tarifų sistema yra naudinga žaliųjų sertifikatų sistemai, kadangi technologijų mokymosi procesas sumažina išlaidas mažesnio efektyvumo technologijoms, o dėl to sumažėja ir vartotojų padengiama išlaidų dalis. Be to, patikimų paramos mechanizmų pranašumus ir trūkumus dar per anksti lyginti su gan trumpai veikiančiomis sistemomis. Atsižvelgdama į tai ir į visas šiame komunikate pateiktas analizes, Komisija mano, kad šis etapas dar nėra tinkamas suderintai Europos sistemai pristatyti.

Komisijos nuomone, atsinaujinančių energijos šaltinių paramos sistemoms reikėtų taikyti **koordinuotą** metodą, kurio pagrindą sudaro du ramsčiai: šalių **bendradarbiavimas** ir optimalaus nacionalinių sistemų poveikio užtikrinimas.

8.1. Bendradarbiavimas

Intensyvesnis šalių „**bendradarbiavimo**“ koordinavimas gali būti naudingas kuriant įvairias paramos sistemas Europoje. Atsirandantis bendradarbiavimas tarp supirkimo tarifų sistemų Vokietijoje, Ispanijoje ir Prancūzijoje arba Pirėnų rinkoje ir naujai suplanuota bendra švedų ir norvegų žaliųjų sertifikatų sistema gali būti pavyzdžiai kitoms šalims. Valstybės narės, kurių sistemos yra pakankamai panašios, paskui galėtų jas iš dalies suderinti.

8.2. Tobulinimas

Komisija siūlo taikyti **nacionalinių sistemų tobulinimo** procesą, primindama, kad sistemų nestabilumas arba neveiksmingumas paprastai didina vartotojų išlaidas. Tobulinimas ne tik apima ekonominius mechanizmus ir ekonominį efektyvumą, bet kartu skatina šalinėti administravimo bei tinklo kliūtis.

²³ Direktyva 2003/54/EB, nustatanti elektros energijos vidaus rinkos bendrąsias taisykles ir panaikinanti Direktyvą 96/92/EB.

Valstybės narės tobulina ir užtikrina savo paramos sistemų teisinį reguliavimą:

- **Didindamos teisėkūros stabilumą ir mažindamos investicijų riziką.** Viena iš pagrindinių nacionalinių paramos sistemų problemų yra ta, kad jos skatina ir kartu stabdo augimą. Bet koks nestabilumas sistemoje sukelia didelę investicijų riziką, dėl kurios paprastai padidėja vartotojų išlaidos. Dėl to, siekiant sumažinti numatomą riziką, reikia, kad rinkos dalyviai šią sistemą laikytų stabilia ir patikima ilgą laiką. Svarbus klausimas yra investicijų rizikos mažinimas ir likvidumo didinimas, ypač žaliųjų sertifikatų rinkoje. Paramos mechanizmas turi būti organizuotas taip, kad mažintų pernelyg didelę rinkos riziką. Padidėjus likvidumui, būtų pasirenkama daugiau ilgalaikių sutarčių ir taptų aiškesnė rinkos kaina.
- **Mažindamos administravimo kliūtis,** įskaitant paprastesnių administravimo procedūrų taikymą. Siekiant sumažinti prievoles vartotojams, reikėtų sumažinti administracinius teisės naudotis paramos sistemomis reikalavimus. Aiškos rekomendacijos, „vienos stotelės“ principu veikiančios leidimus išduodančios tarnybos, išankstinio planavimo mechanizmų taikymas ir paprastesnės procedūros – tai konkretūs pasiūlymai valstybėms narėms, kurios taip pat privalo tiksliai įgyvendinti AEŠ-E direktyvą.
- **Sprendamos tinklo klausimus** ir didindamos sujungimo sąlygų skaidrumą. Perdavimo stiprinimą reikia planuoti ir plėtoti iš anksto, skiriant pakankamą finansavimą. Pirma, Komisija rekomenduoja taikyti absoliučiai skaidrius ir nediskriminuojančius išlaidų padengimo bei pasidalijimo principus. Antra, reikėtų sukurti reikiamą tinklo infrastruktūrą, kad būtų galima toliau plėtoti atsinaujinančios elektros energijos gamybą. Trečia, tinklo infrastruktūros kūrimo išlaidas paprastai turėtų padengti tinklo operatoriai. Ketvirta, elektros kainos visame elektros tinkle turėtų būti nustatytos sąžiningai ir skaidriai, atsižvelgiant į integruotos gamybos pranašumus.
- **Skatindamos technologijų įvairovę.** Kai kurios paramos sistemos remia tik tas atsinaujinančios elektros energijos gamybos technologijas, kurios išlaidų konkurencingumo požiūriu yra stipriausios. Pavyzdžiui, jūros vėjo energija paprastai nebūtų naudojama, jeigu jai būtų taikoma ta pati finansinė sistema, kaip pakrantės vėjo energijai. Atsižvelgiant į tai, tokias sistemas būtų galima papildyti kitomis paramos priemonėmis, siekiant padidinti kuriamų technologijų įvairovę. Pageidautina, kad gera bendra atsinaujinančios elektros energijos rėmimo politika apimtų įvairias atsinaujinančios elektros energijos gamybos technologijas.
- Valstybės narės turėtų geriau išnaudoti **mokesčių netaikymų ir sumažinimų** galimybes, numatytas atsinaujinančios energijos šaltiniams pagal minėtą **direktyvą dėl energetikos produktų mokesčių struktūros**²⁴.
- **Užtikrindamos suderinamumą su vidaus elektros rinka.** ES valstybėse narėse vyksta energijos rinkų liberalizavimo procesas. Šis kriterijus padeda įvertinti, ar paramos sistemą galima lengvai integruoti į liberalizuotą energijos rinką ir ar ji yra veiksminga, kai veikia kartu su esamomis ir naujomis strateginėmis priemonėmis.

²⁴ Direktyva 2003/96/EB dėl energetikos produktų ir elektros mokesčių struktūros (OL 283/51, 2003.10.31).

- **Skatindamos išnaudoti vietas ir regioninius pranašumus.** Didelė naudos, kurios siekiama vykdant atsinaujinančių šaltinių rėmimo politiką, valstybei dalis yra susijusi su užimtumo ir socialine politika bei kaimo plėtra, tačiau nereikėtų pamiršti ir kitų nacionalinės politikos tikslų bei deramai į juos atsižvelgti.
- **Derindamos energijos veiksmingumo ir paklausos valdymo priemonės.** Pažangą atsinaujinančios energijos gamybos srityje mažina pernelyg greitai augantis elektros vartojimas, kurio būtina vengti. Tik derindama AES-E rėmimo ir galutinio elektros vartojimo veiksmingumo priemonės Europa galės toliau siekti savo energetikos strategijos tikslų.

8.3. Kiti etapai

Siekiant įgyvendinti 2010 m. tikslus, keisti pagrindinį teisinį reguliavimą Bendrijos lygmeniu artimiausiu metu nerekomenduojama. Tačiau, atsižvelgdama į būtinumą sukurti elektros energijos vidaus rinką ir į ekonominio efektyvumo didinimo potencialą, Komisija tęs tolesnio tobulinimo, koordinavimo ir galimo derinimo sąlygų galimybių ir poveikio analizę, siekiant pažangos liberalizavimo ir perdavimo pajėgumo srityje, ir mokysis iš papildomos patirties, sukauptos įgyvendinant įvairias paramos sistemas valstybėse narėse.

Komisija atidžiai stebės padėtį ES atsinaujinančios energijos strategijos srityje ir ne vėliau kaip 2007 m. gruodį parengs ataskaitą apie elektros energijos gamybos iš atsinaujinančių energijos šaltinių paramos sistemų lygį valstybėse narėse atsižvelgiant į nuolatinį vertinimą, susijusį su 2020 m. tikslų įgyvendinimu ir pagrindinėmis politikos nuostatomis dėl atsinaujinančios energijos po 2010 m. Remdamasi šio vertinimo rezultatais, Komisija gali pasiūlyti kitokią iš atsinaujinančių energijos šaltinių gaminamos elektros energijos paramos sistemų Europos Sąjungoje metodą ir struktūrą, atsižvelgdama į pakankamo pereinamojo laikotarpio ir nuostatų būtinumą. Visų pirma bus analizuojami tolesnio derinimo pranašumai ir trūkumai.

Europos Parlamentas neseniai priėmė Rezoliuciją dėl atsinaujinančių energijos šaltinių²⁵, paaiškinančią galimos būsimos suderintos Europos paskatų sistemos kriterijus.

Pagal Direktyvos 2001/77/EB 4 straipsnį Komisija ir toliau vertins paramos sistemų sėkmingumą, įskaitant jų ekonomiškumą. Ataskaita, prireikus, pateikiama kartu su pasiūlymu dėl Bendrijos programos, susijusios su iš atsinaujinančių energijos šaltinių gaminamos energijos paramos sistemomis. Bet kuris pasiūlymas dėl programos turėtų:

- padėti siekti nacionalinių orientacinių tikslų;*
- atitikti vidaus elektros energijos rinkos principus;*
- atsižvelgti į skirtingų atsinaujinančių energijos šaltinių ypatumus, taip pat į įvairias technologijas ir geografinius skirtumus;*
- skatinti efektyvų atsinaujinančių energijos šaltinių naudojimą, būti paprastas ir kartu kuo veiksmingesnis, ypač kalbant apie sąnaudas;*

²⁵ 2005 m. rugsėjo 28 d. EP rezoliucija (Turmes ataskaita dėl atsinaujinančiosios energijos šaltinių dalies).

- e) *apimti ne trumpesnius kaip septynerių metų pakankamus pereinamuosius laikotarpius nacionalinėms paramos sistemoms ir išlaikyti investuotojų pasitikėjimą.*

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.

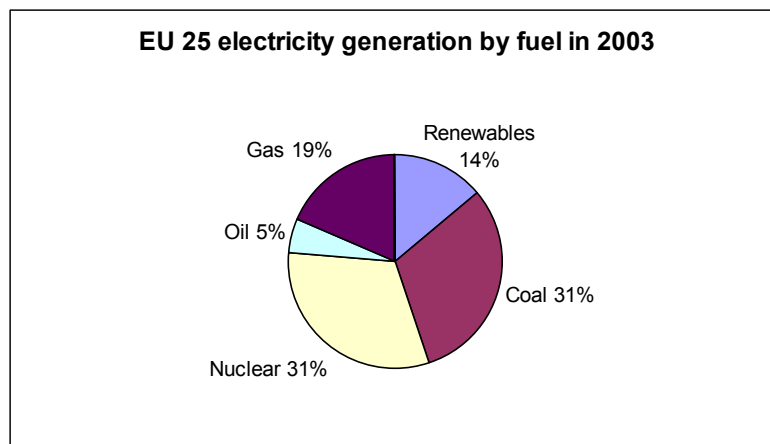


Figure 1:
EU25 electricity generation by fuel in 2003.

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.

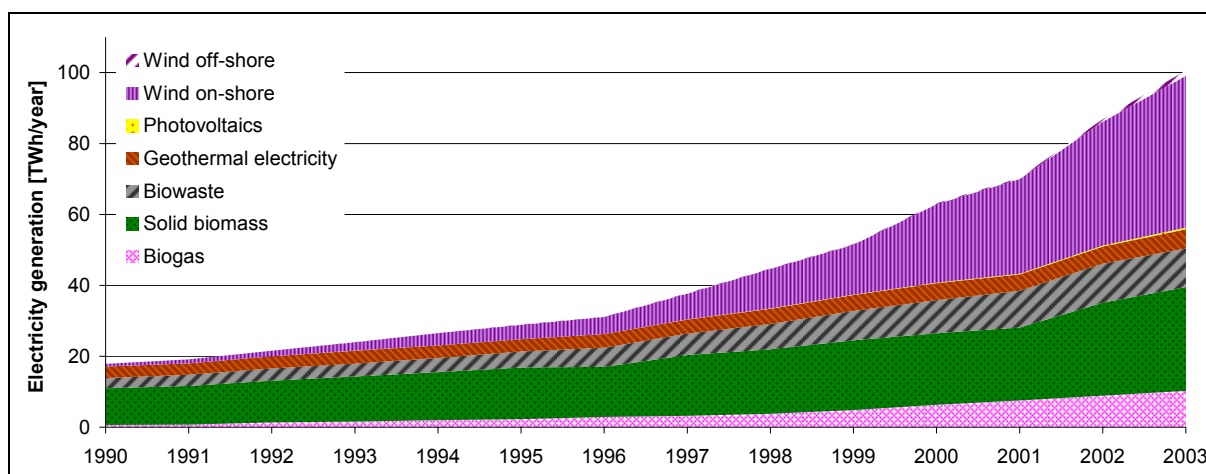


Figure 2:
Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.

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.

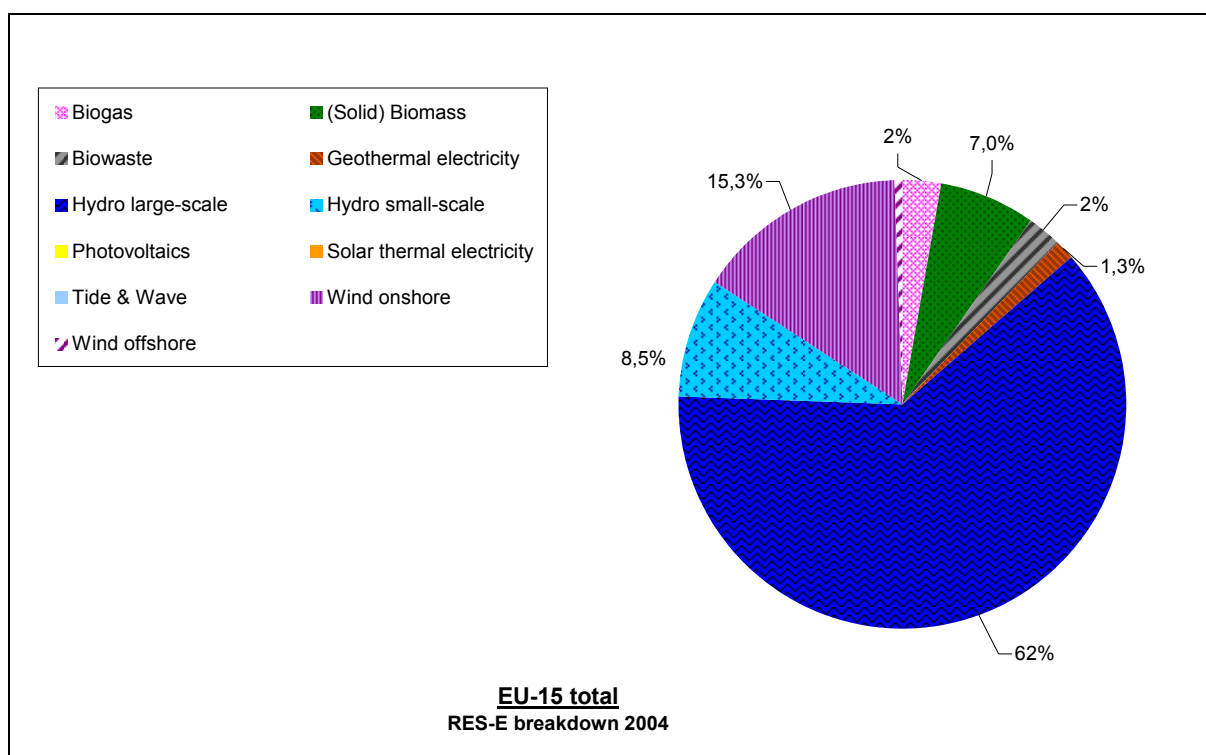


Figure 3:
RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.

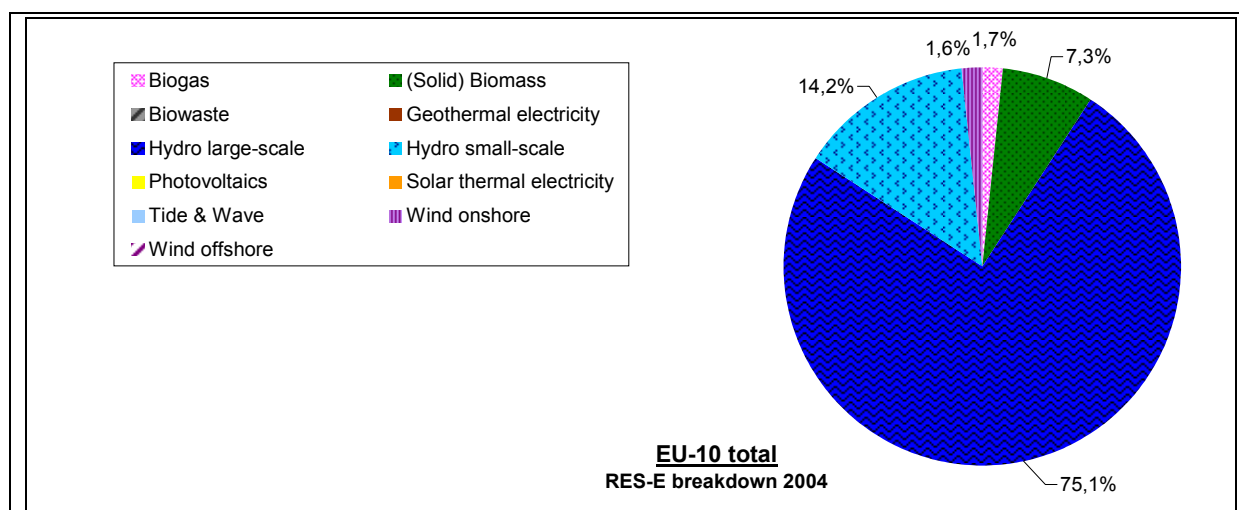


Figure 4:
Breakdown of RES-E in 2004 for the EU-10.

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.

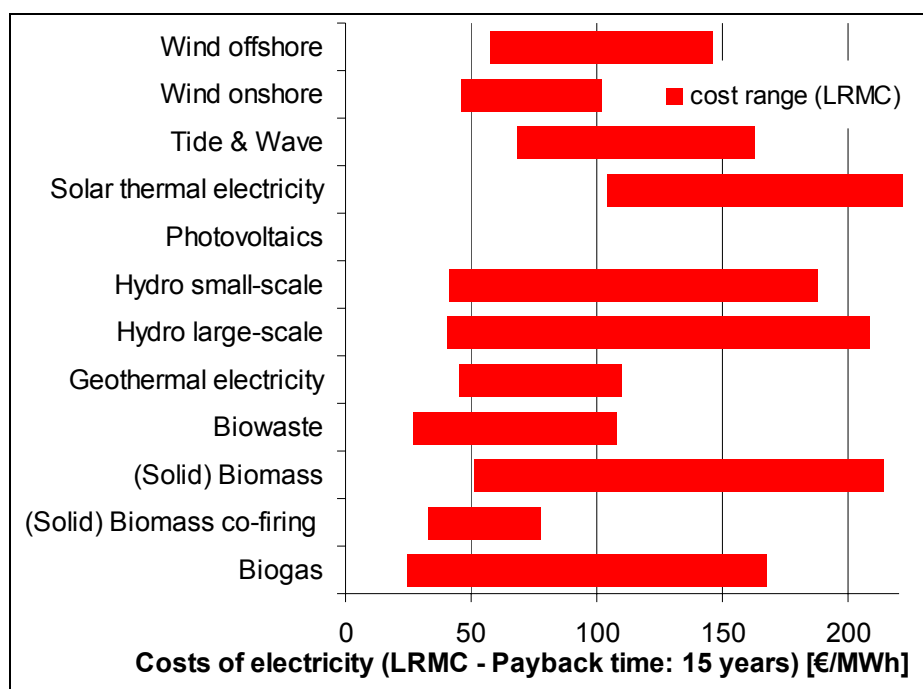


Figure 1:
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

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:

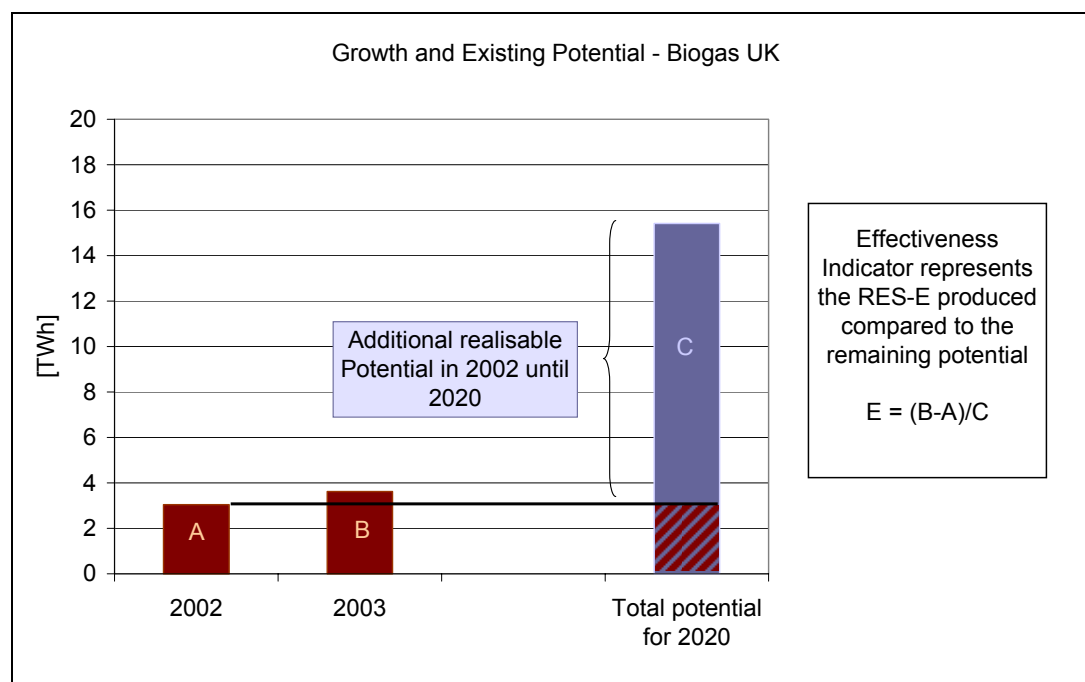


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

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.

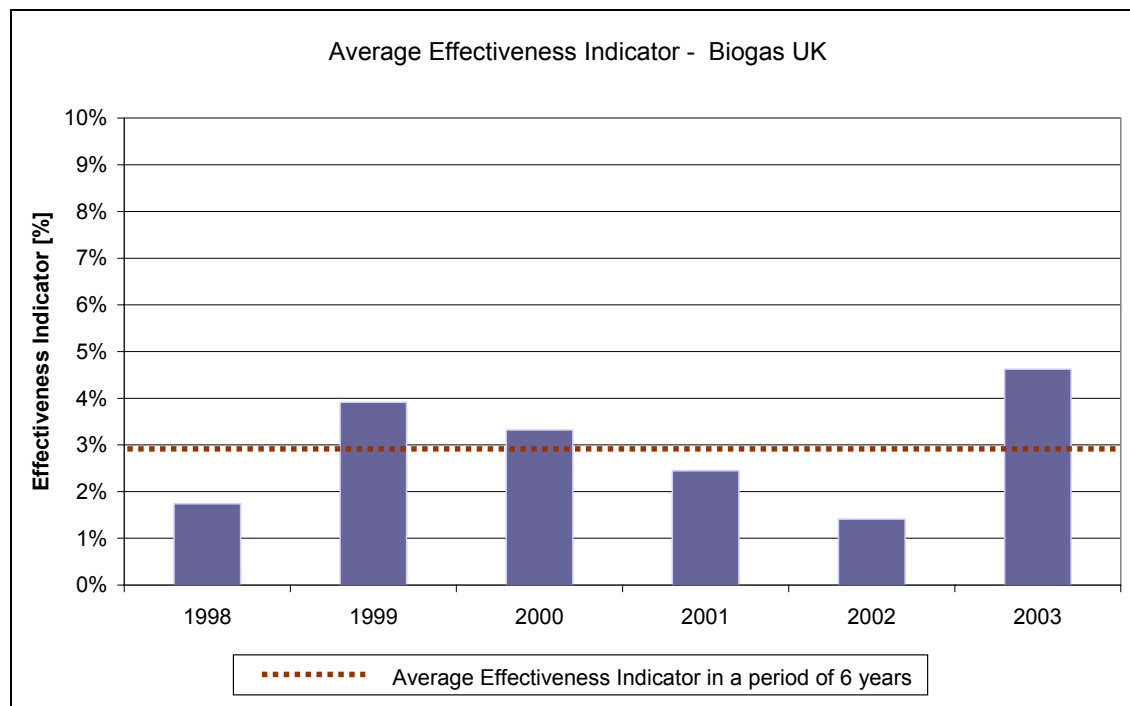


Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK

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).

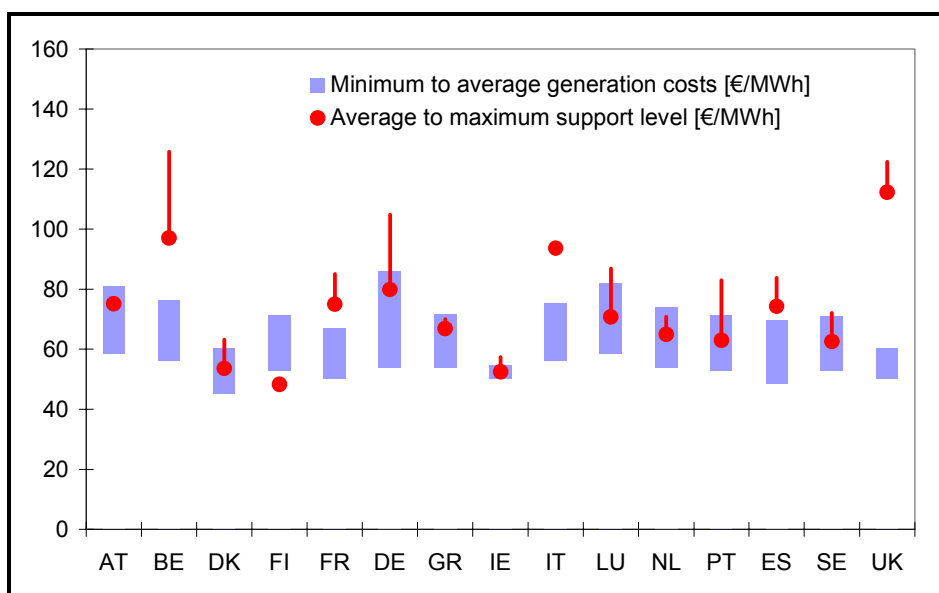


Figure 4:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.

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.

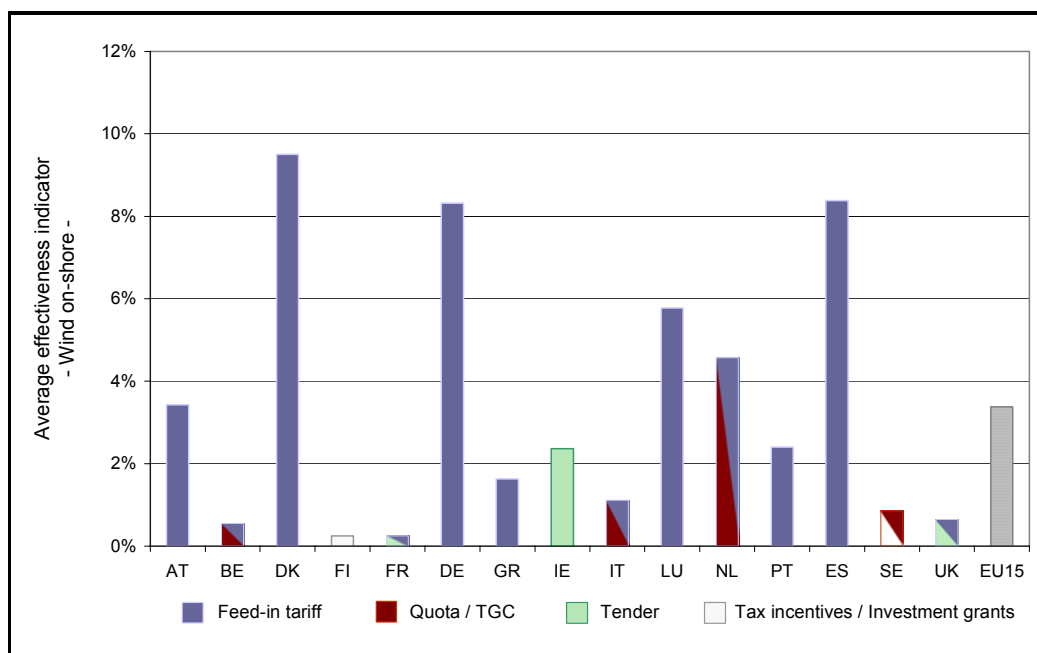


Figure 5:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

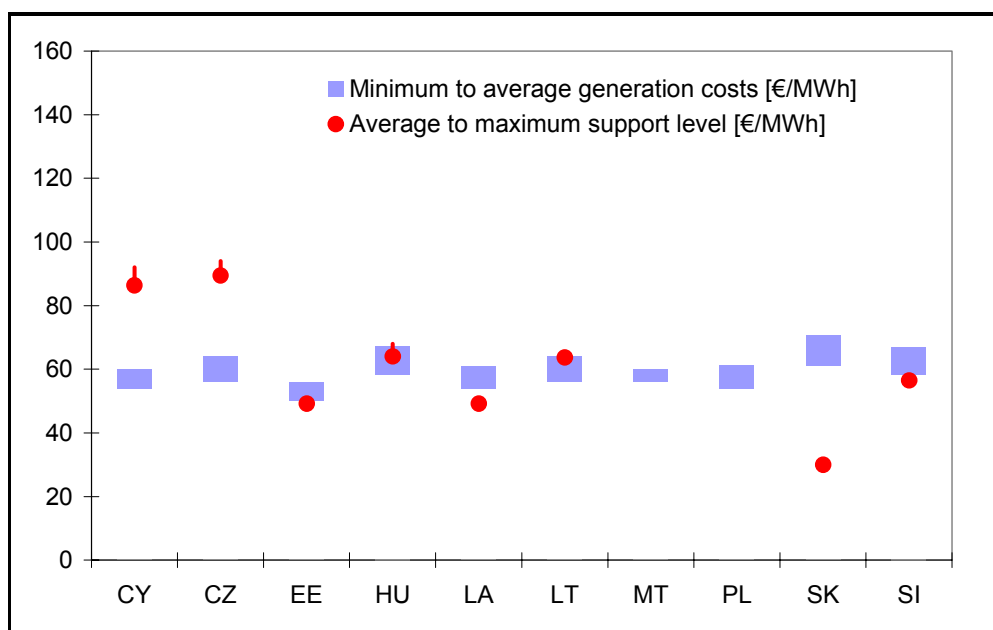


Figure 6:
Price ranges (average to maximum support) for supported wind onshore in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).

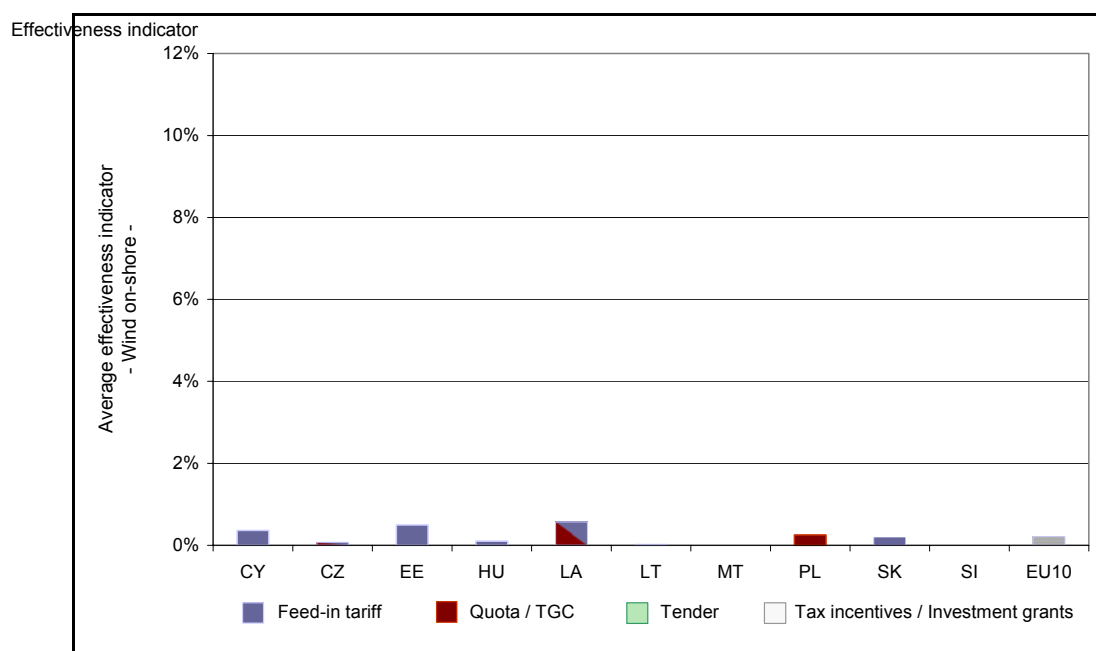


Figure 7:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

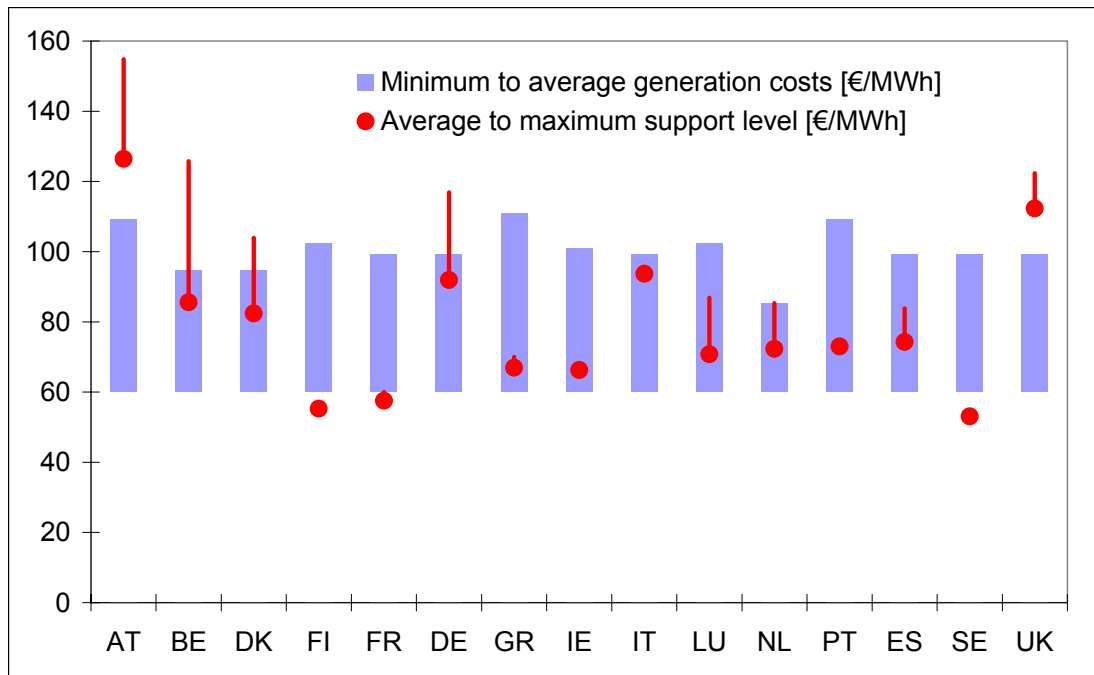


Figure 8:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

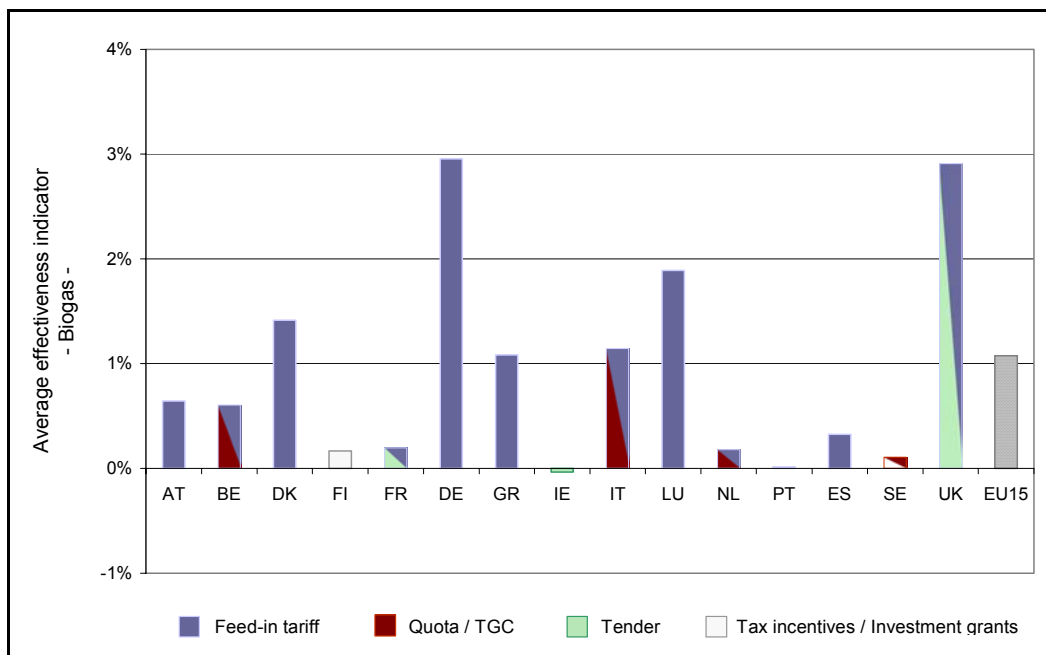


Figure 9:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

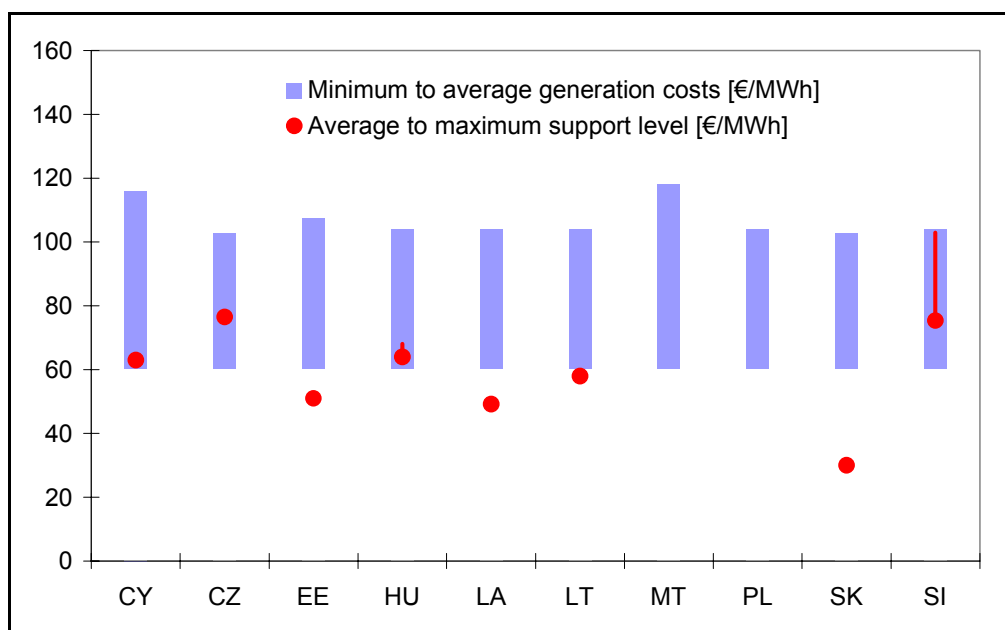


Figure 10:
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

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).

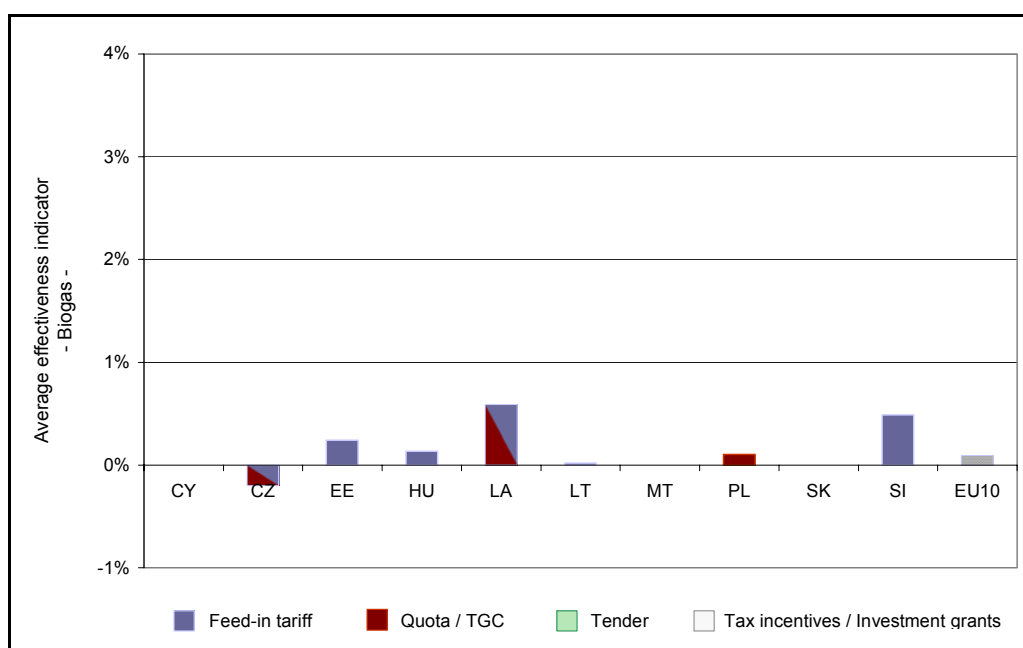


Figure 11:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

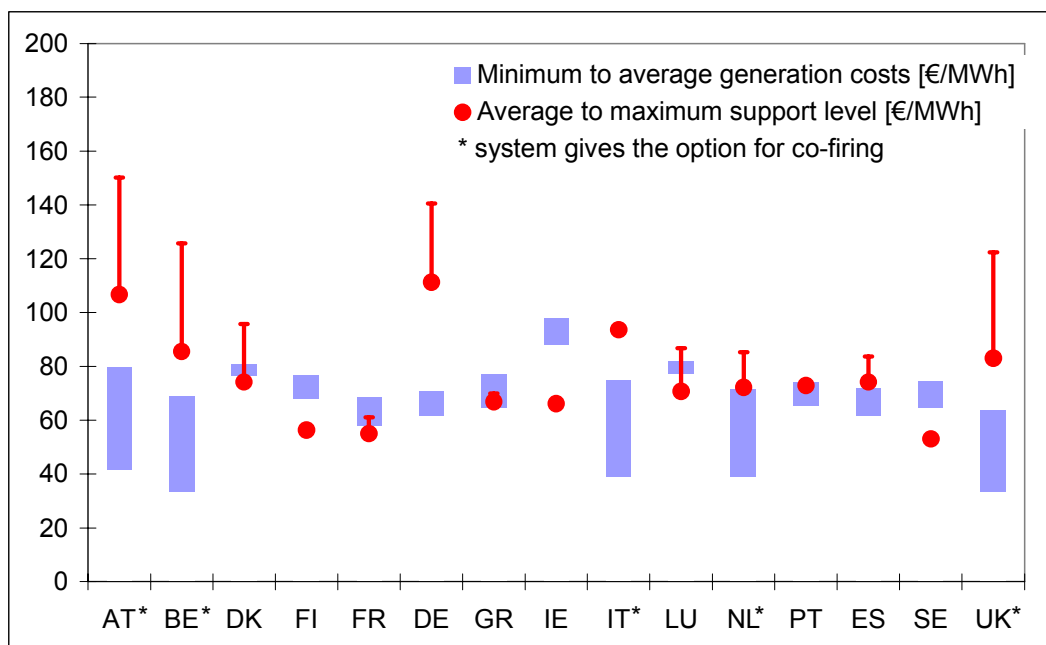


Figure 12:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

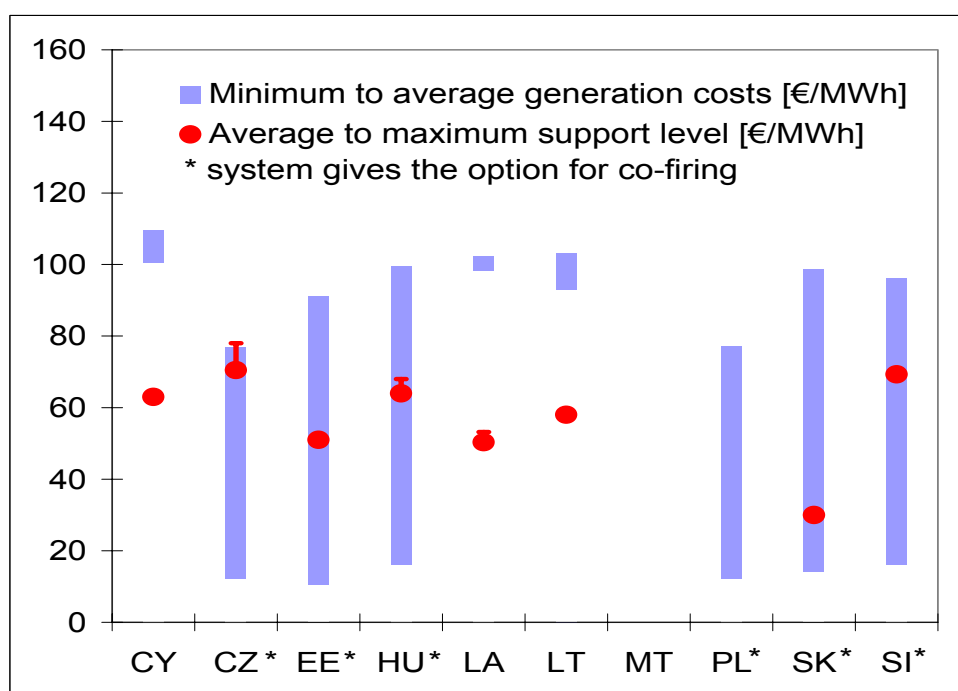


Figure 13:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

* = 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.

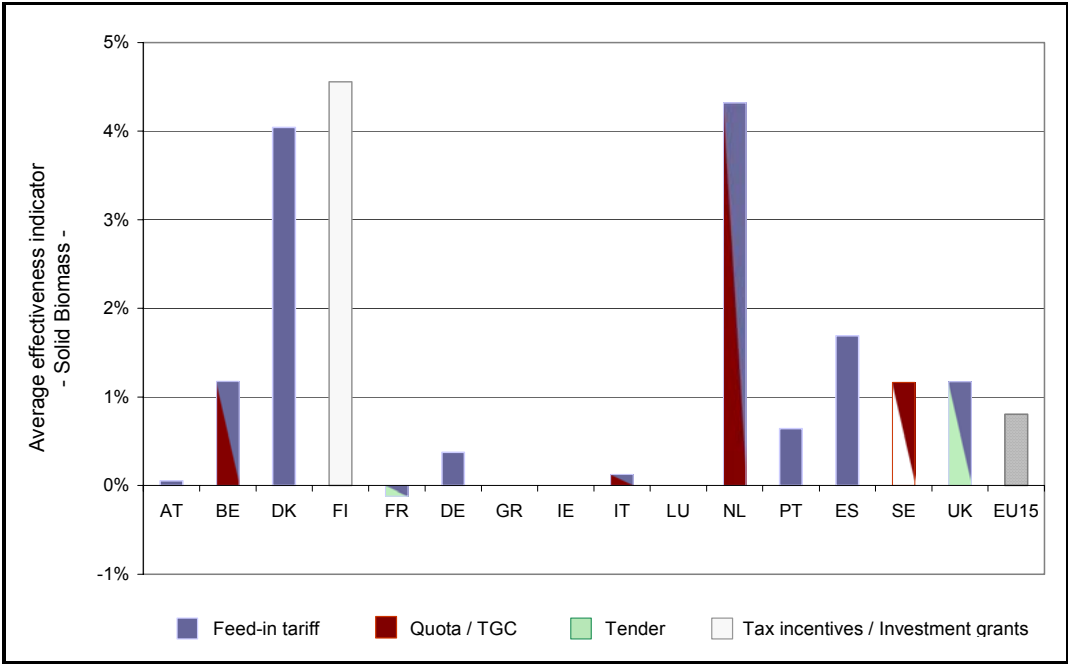
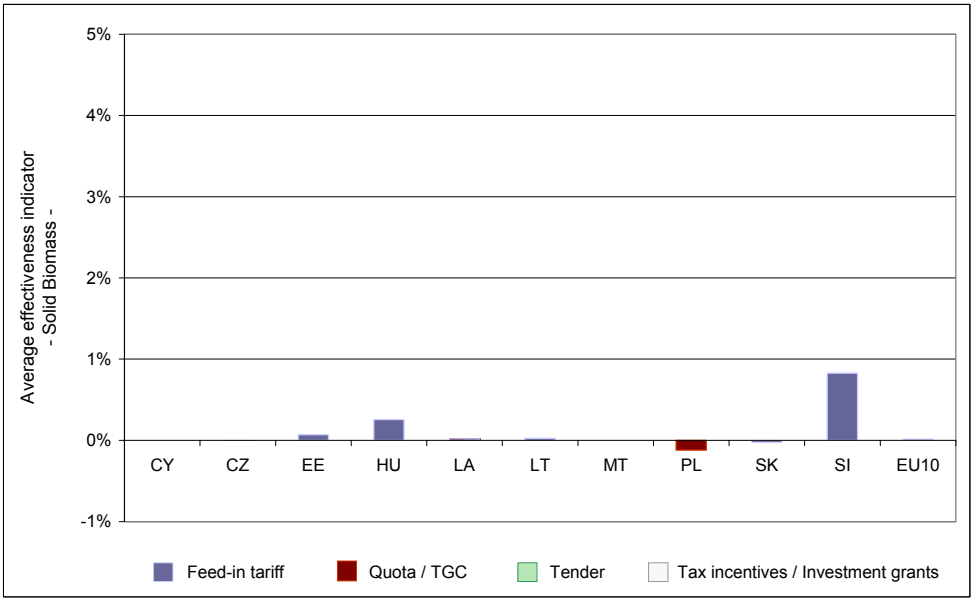


Figure 14:
Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



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.

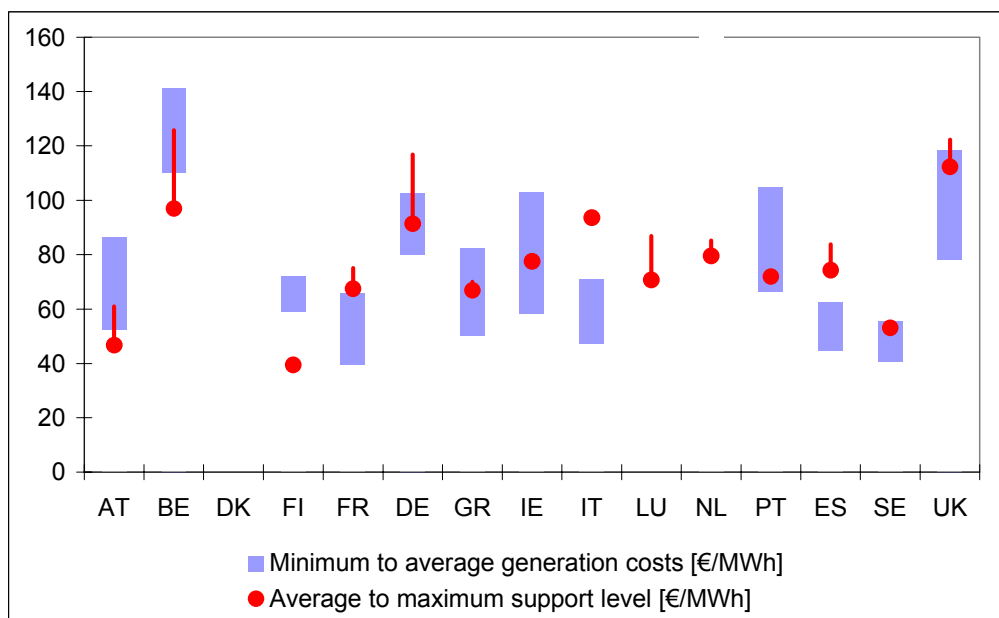


Figure 16:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

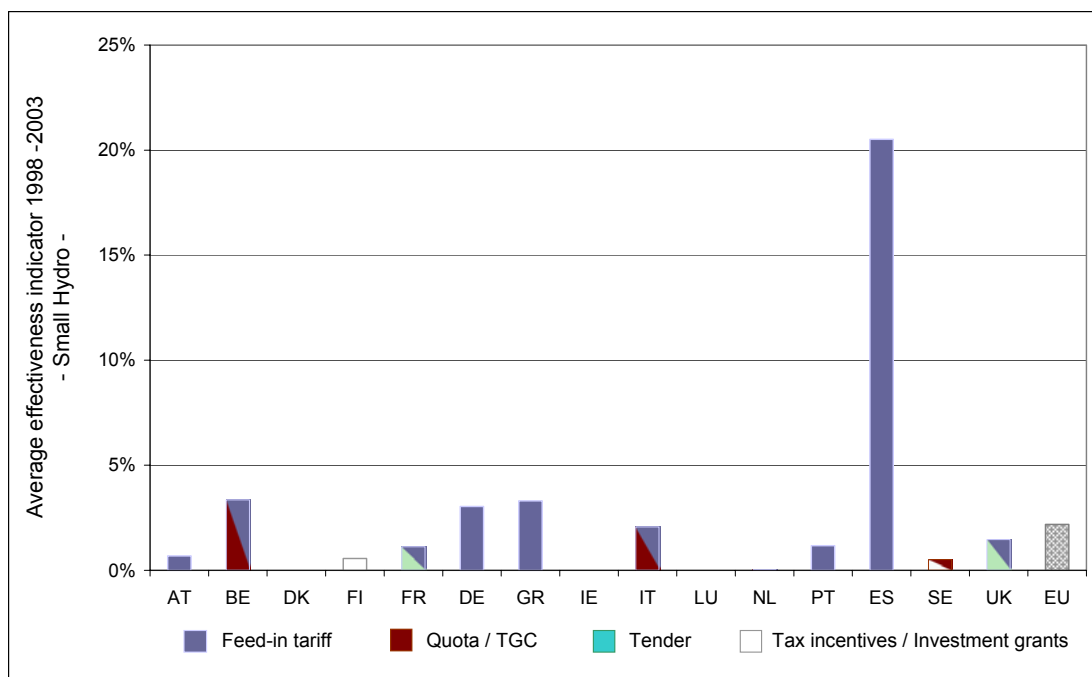


Figure 17:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

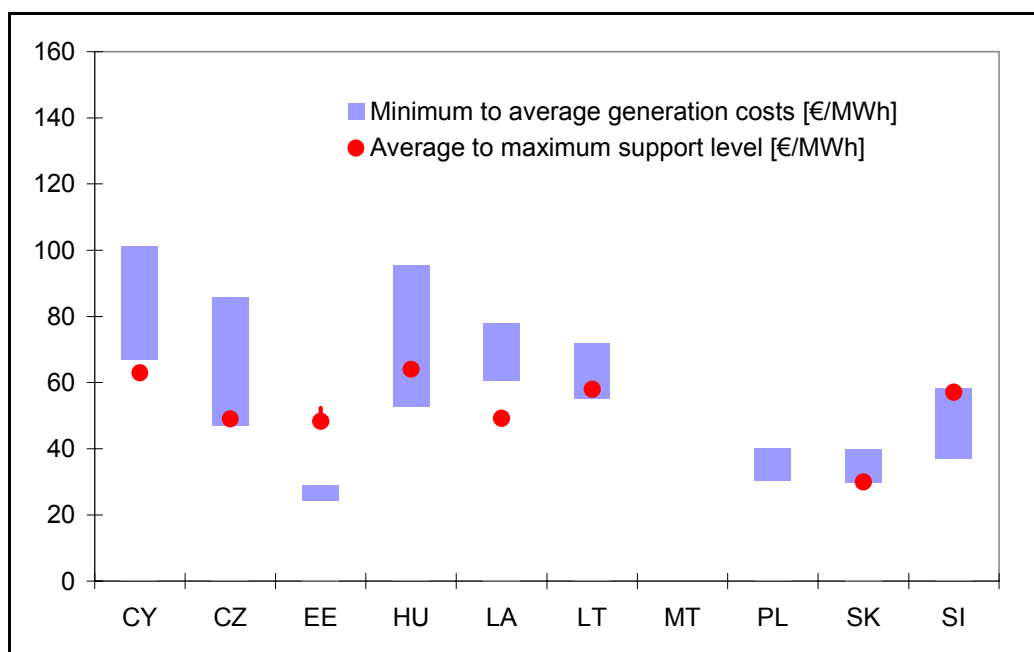


Figure 18:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

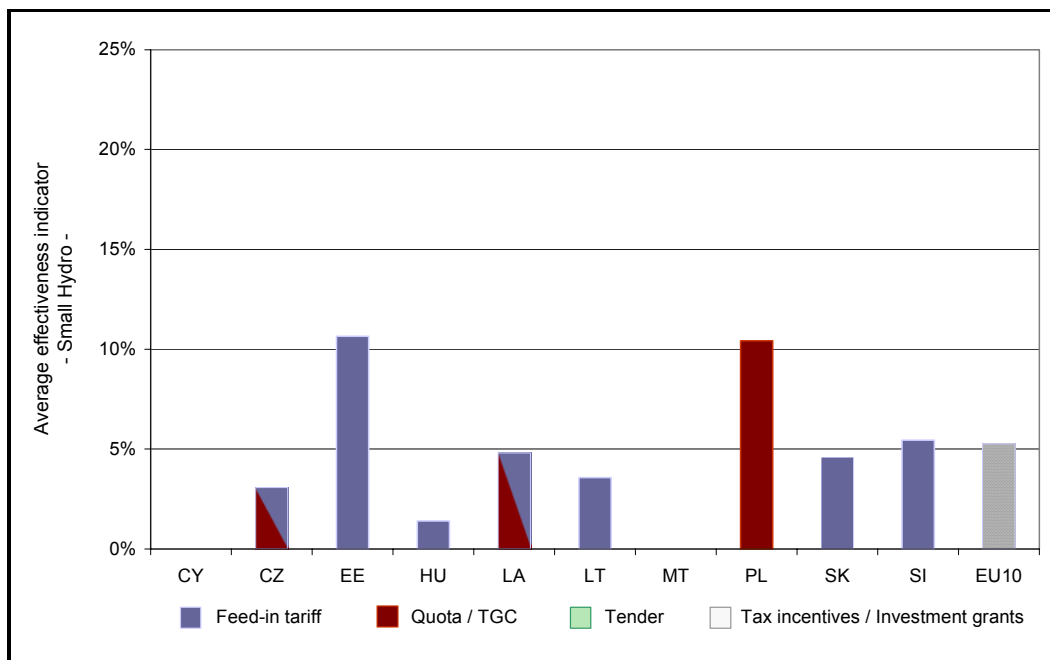


Figure 19:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

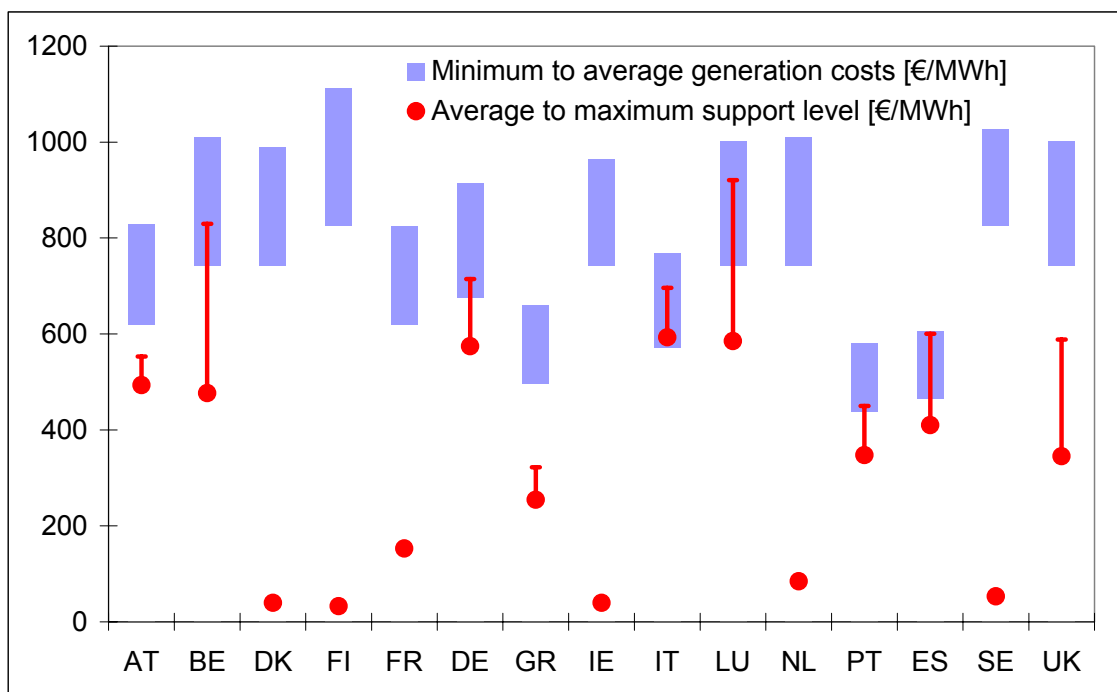


Figure 20:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

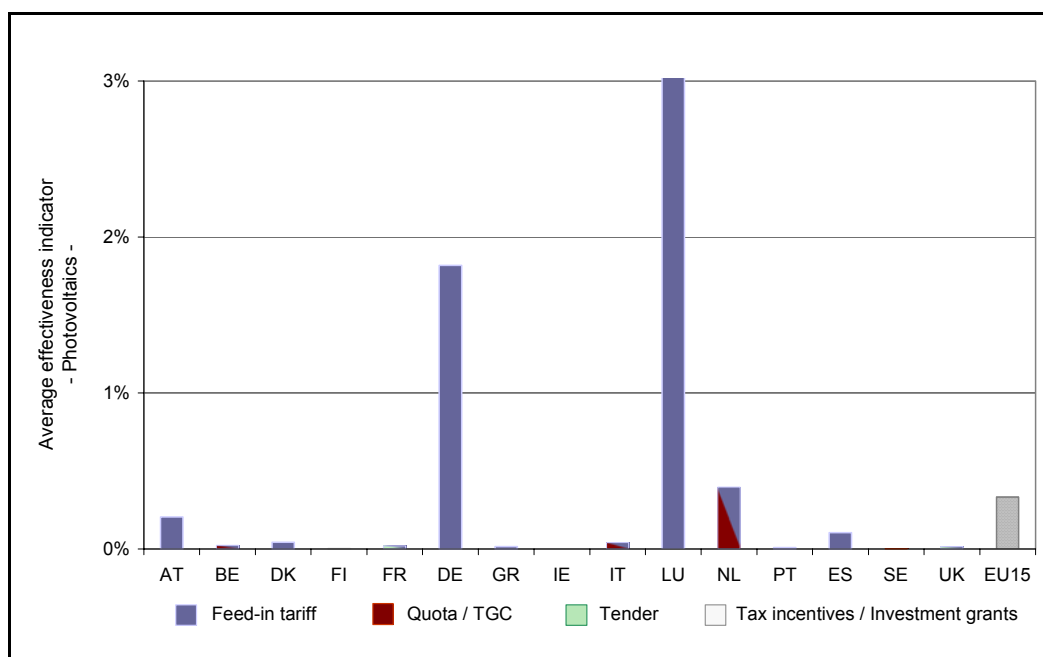


Figure 21:
Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

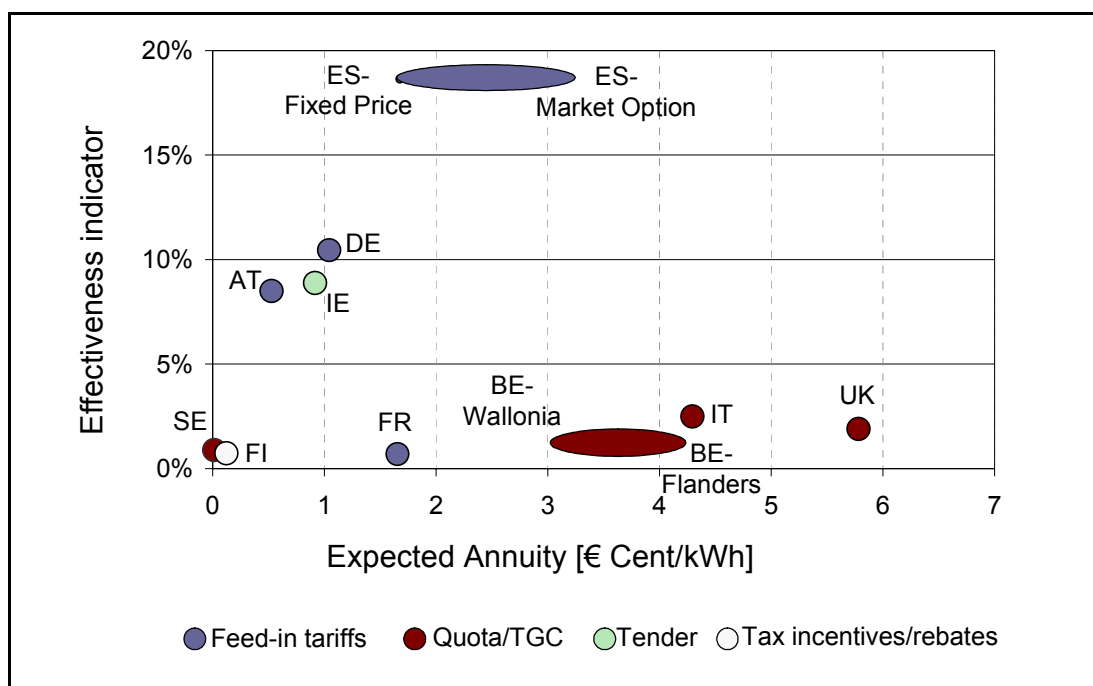


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

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.

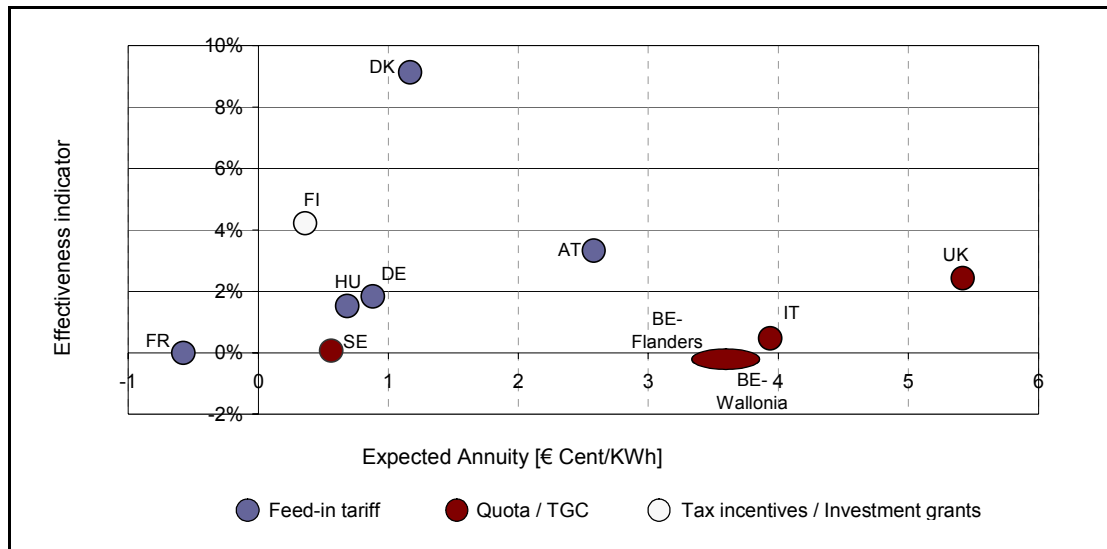


Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS

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).

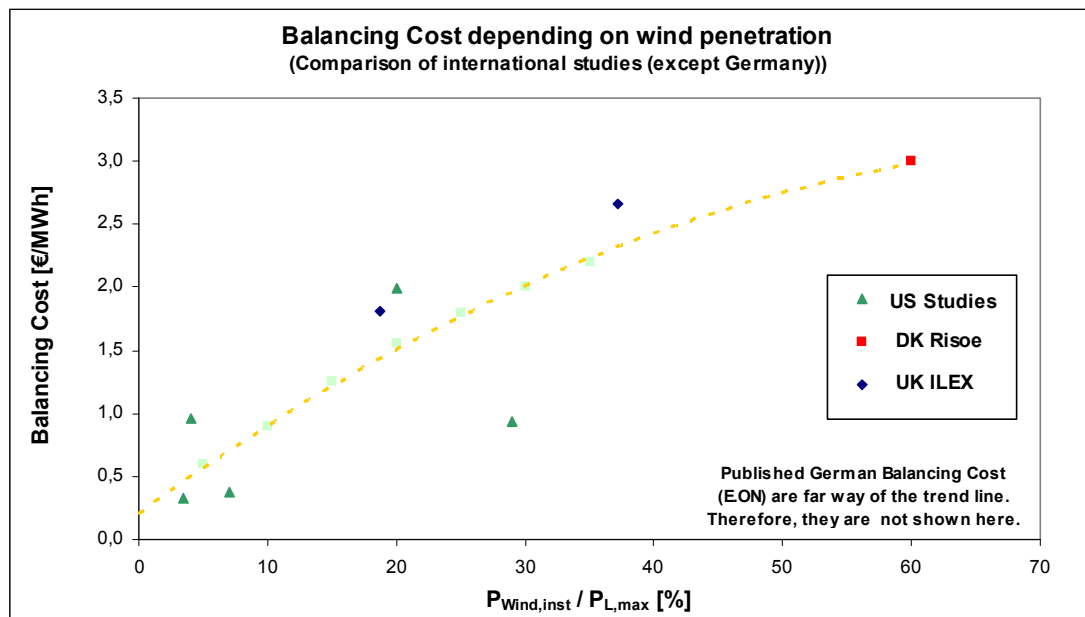


Figure 1:
Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.

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%.

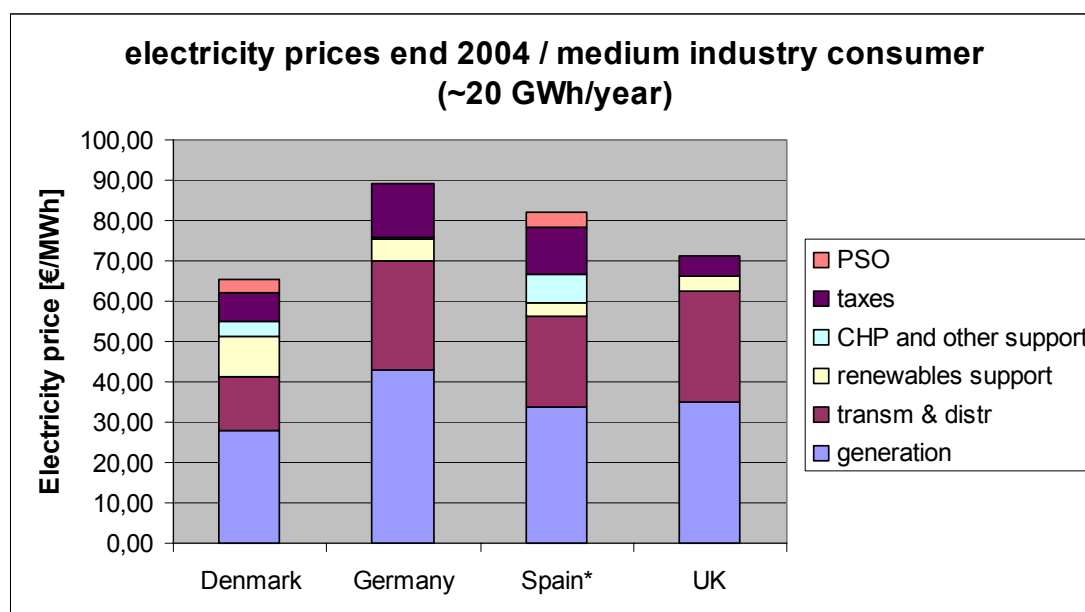


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation⁴⁷. * No tax is considered for Spain.

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.