



ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΤΩΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΩΝ ΚΟΙΝΟΤΗΤΩΝ

Βρυξέλλες, 7.12.2005  
COM(2005) 627 τελικό

## **ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ**

**Στήριξη της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας**

{SEC(2005) 1571}

## ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

|                                                                                                                                                      |                                                              |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|----|
| 1.                                                                                                                                                   | Εισαγωγή.....                                                | 3  |
| 2.                                                                                                                                                   | Αξιολογηση των υφισταμένων συστημάτων στηριξης .....         | 5  |
| 3.                                                                                                                                                   | Εσωτερική αγορά και εμπορικές πτυχές .....                   | 11 |
| 4.                                                                                                                                                   | Συνυπαρξη ή εναρμονιση .....                                 | 14 |
| 5.                                                                                                                                                   | Διοικητικά εμπόδια .....                                     | 15 |
| 6.                                                                                                                                                   | Ζητήματα πρόσβασης στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο ..... | 18 |
| 7.                                                                                                                                                   | Εγγυήσεις προελεύσεως .....                                  | 19 |
| 8.                                                                                                                                                   | Συμπεράσματα .....                                           | 20 |
| Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources .....                                                                           |                                                              | 24 |
| Annex 2 – Inventory of current support systems .....                                                                                                 |                                                              | 27 |
| Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness .....                                                                                   |                                                              | 29 |
| Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective .....                                                                                           |                                                              | 46 |
| Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate<br>combination of internal market and renewables regulation ..... |                                                              | 49 |
| Annex 6 – Administrative barriers .....                                                                                                              |                                                              | 51 |
| Annex 7 – Guarantees of origin .....                                                                                                                 |                                                              | 5  |

## ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ

### Στήριξη της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

(Κείμενο που παρουσιάζει ενδιαφέρον για τον ΕΟΧ)

#### 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

##### 1.1. Λόγοι που υπαγορεύουν τη σύνταξη της έκθεσης

Η αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην κοινοτική ηλεκτροπαραγωγή αποφέρει γνωστά οφέλη, κυρίως στα εξής επιμέρους πεδία:

- Βελτιωμένη ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού.
- Μεγαλύτερο ανταγωνιστικό πλεονέκτημα για την ΕΕ στους βιομηχανικούς κλάδους τεχνολογίας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).
- Άμβλυνση της εκπομπής αερίων θερμοκηπίου από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού της ΕΕ.
- Άμβλυνση της εκπομπής ρύπων σε περιφερειακό και τοπικό επίπεδο.
- Βελτιωμένες οικονομικές και κοινωνικές προοπτικές, ειδικώς για αγροτικές και απομονωμένες περιφέρειες.

Ως εκ τούτου, η Ευρωπαϊκή Ένωση στοχεύει σε ποσοστό 21% ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατά το έτος 2010 (βλ. παράρτημα 1). Ο στόχος αυτός διατυπώθηκε στην οδηγία 2001/77/ΕΚ<sup>1</sup> σχετικά με την προαγωγή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρισμού, με την οποία ορίστηκαν επίσης διαφοροποιημένοι στόχοι για κάθε κράτος μέλος. Η οδηγία ορίζει επιπλέον ότι τα κράτη μέλη οφείλουν να παρέχουν καλύτερη πρόσβαση στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο για τις εταιρείες ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, να απλουστεύσουν και διευκολύνουν τις διαδικασίες έγκρισης και να θεσπίσουν σύστημα εγγυήσεων προέλευσης.

Η εκδηλωμένη στήριξη του κοινού για τη διείσδυση οικολογικώς αποδεκτής ηλεκτροπαραγωγής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας δικαιολογείται από το γεγονός ότι τα ανωτέρω παρατιθέμενα οφέλη δεν αντλούνται καθόλου (ή αντλούνται μόνο μερικώς) από την καθαρά προστιθέμενη αξία την οποία εισπράττουν οι φορείς εκμετάλλευσης στην αλυσίδα σχηματισμού αξίας της ηλεκτροπαραγωγής που βασίζεται σε ανανεώσιμες πηγές.

Με βάση την οδηγία, τα κράτη μέλη έχουν ορίσει μεμονωμένους στόχους ΗΑΠΕ (ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας). Είναι ελεύθερα να επιλέξουν τον

---

<sup>1</sup> Οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 27ης Σεπτεμβρίου 2001, για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. ΕΕ L 283 της 27.10.2001, σ. 33. Η ημερομηνία εφαρμογής της εν λόγω οδηγίας ήταν ο Οκτώβριος 2003, για δε τα νέα κράτη μέλη η 1η Μαΐου 2004.

προτιμώμενο από αυτά μηχανισμό στήριξης ώστε να επιτύχουν τους στόχους ή/και να είναι ικανά να συνεχίσουν να το πράττουν για μεταβατική περίοδο διάρκειας τουλάχιστον επτά ετών μετά τη θέσπιση του νέου, κοινοτικών διαστάσεων, ρυθμιστικού πλαισίου. Το άρθρο 4 της οδηγίας αναφέρει ότι: *Η Επιτροπή, το αργότερο στις 27 Οκτωβρίου 2005, υποβάλλει καλά τεκμηριωμένη έκθεση σχετικά με την πείρα που αποκτήθηκε όσον αφορά την εφαρμογή και τη συνύπαρξη των διαφόρων μηχανισμών που χρησιμοποιούνται στα κράτη μέλη. Στην έκθεση αυτή αξιολογείται η επιτυχία, συμπεριλαμβανομένης της σχέσης κόστους-αποτελεσματικότητας, των συστημάτων στήριξης όσον αφορά την προώθηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παράγεται από ανανεώσιμες πηγές σύμφωνα με τους εθνικούς ενδεικτικούς στόχους. Το άρθρο αναφέρει επίσης ότι η έκθεση συνοδεύεται, ενδεχομένως, από πρόταση κοινοτικού πλαισίου για τα συστήματα στήριξης, εφόσον ενδείκνυται.*

## 1.2. Πεδίο εφαρμογής

Η παρούσα ανακοίνωση εξυπηρετεί τρεις σκοπούς:

- Ως έκθεση την οποία υποχρεούται η Επιτροπή να συντάξει με βάση το άρθρο 4 της οδηγίας 2001/77/EK, στην οποία παρουσιάζεται απογραφή και η **αποκτηθείσα πείρα** με την εφαρμογή και συνύπαρξη των διαφορετικών μηχανισμών που χρησιμοποιούνται στα κράτη μέλη για τη στήριξη της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.
- Ως έκθεση την οποία υποχρεούται η Επιτροπή να συντάξει με βάση το άρθρο 8 όσον αφορά **διοικητικά εμπόδια και ζητήματα διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου** και την εφαρμογή της **εγγύησης προέλευσης** για την ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές.
- Ως σχέδιο για το συντονισμό των υφιστάμενων συστημάτων με βάση τους εξής δύο πυλώνες: **συνεργασία** μεταξύ χωρών και **βελτιστοποίηση** των εθνικών μηχανισμών, οι οποίες κατά πάσα πιθανότητα θα οδηγήσουν σε σύγκλιση των συστημάτων.

## 2. ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΤΗΡΙΞΗΣ

### 2.1. Υφιστάμενα συστήματα στήριξης

Σήμερα υπάρχει στην ΕΕ ένα φάσμα διαφορετικών επιχειρησιακών συστημάτων στήριξης που μπορούν ευρέως να καταταχθούν σε τέσσερις ομάδες: τιμολόγια τροφοδότησης, πράσινα πιστοποιητικά, συστήματα δημοπρασίας και φορολογικά κίνητρα.

- Στα περισσότερα κράτη μέλη υπάρχουν **τιμολόγια τροφοδότησης**. Τα συστήματα αυτά χαρακτηρίζονται από ιδιαίτερη τιμή, που κανονικά ορίζεται για περίοδο γύρω στην επταετία, η οποία πρέπει να καταβάλλεται από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού, συνήθως επιχειρήσεις διανομής, σε εγχώριους παραγωγούς οικολογικώς συμβατής («πράσινης») ηλεκτρικής ενέργειας. Το επιπρόσθετο κόστος των εν λόγω μηχανισμών καλύπτεται από τους προμηθευτές αναλογικώς προς τον όγκο πωλήσεών τους, μεταβιβάζεται δε περαιτέρω στους καταναλωτές ηλεκτρισμού μέσω πριμοδότησης της τιμής kWh στον τελικό χρήστη. Οι μηχανισμοί αυτοί παρουσιάζουν πλεονεκτήματα ως προς την επενδυτική ασφάλεια, τη δυνατότητα λεπτής ρύθμισης και την προαγωγή τεχνολογιών μέσο – και μακροπρόθεσμα. Από το

άλλο όμως μέρος, είναι δύσκολο να εναρμονιστούν σε κοινοτικό επίπεδο, μπορεί να αμφισβητηθούν με βάση τις αρχές για την εσωτερική αγορά και συνεπάγονται κίνδυνο χρηματοδότησης πλέον του δέοντος (υπερχρηματοδότησης), αν η καμπύλη μάθησης για κάθε τεχνολογία ΗΑΠΕ δεν έχει λάβει φθίνουσα μορφή με την πάροδο του χρόνου. Παραλλαγή του μηχανισμού τιμολογίων τροφοδότησης είναι ο μηχανισμός σταθερής πριμοδότησης που εφαρμόζεται τώρα στη Δανία και εν μέρει στην Ισπανία. Με βάση το εν λόγω σύστημα, η κυβέρνηση ορίζει σταθερή πριμοδότηση ή περιβαλλοντικό δώρο, το οποίο καταβάλλεται πέραν της κανονικής ή τιμής άμεσης παράδοσης ηλεκτρικής ενέργειας στις επιχειρήσεις ΗΑΠΕ.

- Με βάση το σύστημα **πράσινων πιστοποιητικών**, που τώρα υφίσταται στη Σουηδία, το Ηνωμένο Βασίλειο, την Ιταλία, το Βέλγιο και την Πολωνία, η ΗΑΠΕ πωλείται σε συμβατικές τιμές όπως στην αγορά ηλεκτρισμού. Προκειμένου να χρηματοδοτηθεί το επιπρόσθετο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά οικολογικώς συμβατό τρόπο, και για να διασφαλιστεί ότι πράγματι παράγεται η επιθυμητή οικολογικώς συμβατή ηλεκτρική ενέργεια, όλοι οι καταναλωτές (ή σε ορισμένες χώρες οι παραγωγοί) υποχρεούνται να αγοράσουν ορισμένο αριθμό πράσινων πιστοποιητικών από παραγωγούς ΗΑΠΕ, σύμφωνα με καθορισμένο εκατοστιαίο ποσοστό, ή ποσόστωση, της συνολικής τους κατανάλωσης/παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα χρηματικά πρόστιμα για μη συμμόρφωση μεταβιβάζονται είτε σε ταμείο έρευνας, ανάπτυξης και επίδειξης (ΕΑ&Ε) με αντικείμενο τις ανανεώσιμες πηγές ή εισρέουν στο γενικό δημόσιο προϋπολογισμό. Επειδή οι παραγωγοί/καταναλωτές επιθυμούν να αγοράσουν τα πιστοποιητικά αυτά κατά το δυνατόν φθηνότερα, αναπτύσσεται δευτερογενής αγορά πιστοποιητικών, στην οποία οι παραγωγοί ΗΑΠΕ ανταγωνίζονται μεταξύ τους για να πωλήσουν πράσινα πιστοποιητικά. Ως εκ τούτου, τα πράσινα πιστοποιητικά αποτελούν μέσα βασιζόμενα στις δυνάμεις της αγοράς, τα οποία είναι θεωρητικώς εν δυνάμει ικανά, εάν λειτουργήσουν ορθώς, να διασφαλίσουν την καλύτερη αξιοποίηση των επενδύσεων. Τα συστήματα αυτά μπορούν να λειτουργήσουν καλώς σε μία ενιαία ευρωπαϊκή αγορά και παρουσιάζουν, θεωρητικώς, χαμηλότερο κίνδυνο υπερχρηματοδότησης. Ωστόσο, τα πράσινα πιστοποιητικά πιθανώς να συνεπάγονται υψηλότερο κίνδυνο για τους επενδυτές, στο πλαίσιο δε των μηχανισμών αυτών δεν αναπτύσσονται εύκολα απώτερου ορίζοντα, υψηλού κόστους επί του παρόντος, τεχνολογίες. Τα συστήματα αυτά συνεπάγονται υψηλότερο κόστος διοικητικής διαχείρισης.
- Γνήσιες διαδικασίες **δημοπρασίας** υπήρχαν σε δύο κράτη μέλη (Ιρλανδία και Γαλλία). Ωστόσο, η Γαλλία άλλαξε πρόσφατα το σύστημά της σε τιμολόγιο τροφοδότησης σε συνδυασμό με σύστημα δημοπρασίας σε ορισμένες περιπτώσεις, η δε Ιρλανδία μόλις ανήγγειλε παρόμοια κίνηση. Με βάση τη διαδικασία δημοπρασίας, το κράτος προκηρύσσει σειρά δημοπρασιών για την παροχή ΗΑΠΕ, η οποία παρέχεται έπειτα με βάση σύμβαση σε τιμή προκύπτουσα από τη δημοπρασία. Το επιπρόσθετο κόστος που δημιουργεί η αγορά ΗΑΠΕ μεταβιβάζεται στον τελικό καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω ειδικού τέλους. Ενώ τα συστήματα δημοπρασίας θεωρητικά χρησιμοποιούν κατά βέλτιστο τρόπο τις δυνάμεις της αγοράς, από τη φύση τους άλλοτε σταματούν και άλλοτε ξεκινούν πράγμα που δεν οδηγεί στη διαμόρφωση σταθερών συνθηκών. Ο τύπος αυτός μηχανισμού συνεπάγεται επίσης τον κίνδυνο μη υλοποίησης των έργων λόγω χαμηλών προσφορών.
- Συστήματα βασιζόμενα μόνο σε **φορολογικά κίνητρα** εφαρμόζονται στη Μάλτα και στη Φινλανδία. Στις περισσότερες περιπτώσεις (π.χ. Κύπρος, Ηνωμένο Βασίλειο και

Τσεχική Δημοκρατία) όμως, το μέσο αυτό χρησιμοποιείται ως πρόσθετο εργαλείο άσκησης πολιτικής.

Η ανωτέρω κατηγοριοποίηση σε τέσσερις ομάδες αποτελεί αρκετά απλουστευμένη παρουσίαση της κατάστασης. Υπάρχουν διάφορα συστήματα με ανάμεικτα στοιχεία, ειδικώς σε συνδυασμό με φορολογικά κίνητρα. Στο παράρτημα 2 δίνεται γενική εικόνα των μηχανισμών στήριξης στην ΕΕ-25.

## 2.2. Αξιολόγηση των επιδόσεων

Το κόστος ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κυμαίνεται ευρέως. Οι εθνικοί, περιφερειακοί και γεωργικοί πόροι διαφέρουν αρκετά μεταξύ των κρατών μελών. Θα πρέπει επομένως, όταν αξιολογούμε τους μηχανισμούς στήριξης, να εξετάζουμε κάθε μεμονωμένο τομέα χωριστά.

Το **τρέχον επίπεδο στήριξης** για ΗΑΠΕ διαφέρει σημαντικά μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ. Στο παράρτημα 3 δίνεται αναλυτική εκτίμηση των διαφορών μεταξύ του συνολικού χρηματικού ποσού που εισπράττεται για την παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια και του κόστους παραγωγής<sup>2</sup>, συμπεραίνοντας διαφορές στην απόδοση των διαφόρων μηχανισμών συγκριτικά προς το κόστος. Κατά την παράδοση ηλεκτρικής ενέργειας, όσο μεγαλύτερη είναι η διαφορά μεταξύ “κόστους παραγωγής” και “στήριξης”, τόσο λιγότερο αποδοτικό συγκριτικά με το κόστος είναι το σύστημα. Λόγω του πολύπλοκου χαρακτήρα των διαφόρων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των διαφορών στην επικρατούσα σε εθνικό πλαίσιο κατάσταση, προτιμήθηκε ανάλυση ανά τομέα. Μια παράλληλη ανάγνωση των γραφικών παραστάσεων του παραρτήματος 3 μπορεί να δείξει πόσο αποτελεσματικό και αποδοτικό συγκριτικά προς το κόστος είναι το σύστημα.

Στην περίπτωση της αιολικής ενέργειας, τα συστήματα πράσινων πιστοποιητικών δείχνουν τεράστια διαφορά μεταξύ παραγωγής και στήριξης. Οι λόγοι για το υψηλότερο κόστος μπορεί να αποδοθούν στον υψηλότερο επενδυτικό κίνδυνο των εν λόγω μηχανισμών και πιθανώς στην ανώριμη ακόμη αγορά για πράσινα πιστοποιητικά.

Η αιολική ενέργεια τυγχάνει ασθενούς στήριξης σε εννέα από τα εικοσιπέντε κράτη μέλη. Σε όσες περιπτώσεις το συνολικό χρηματικό ποσό που εισπράττεται από τους παραγωγούς είναι χαμηλότερο από το κόστος παραγωγής, στον τομέα αυτό δεν θα σημειωθεί κίνηση για τις αντίστοιχες χώρες.

Για τη δασική βιομάζα, τα μισά από τα κράτη μέλη δεν προσφέρουν αρκετή στήριξη για να καλύψουν το κόστος παραγωγής. Στην περίπτωση του βιοαερίου, σχεδόν τα τρία τέταρτα από τα κράτη μέλη προσφέρουν ανεπαρκή στήριξη για την εφαρμογή του.

Παράλληλα με το κόστος, ουσιαστική παράμετρο της αξιολόγησης αποτελεί επίσης η **αποτελεσματικότητα** των διαφόρων συστημάτων στήριξης.

Η αποτελεσματικότητα αφορά την ικανότητα του μηχανισμού στήριξης να αποδώσει οικολογικός συμβατή ηλεκτρική ενέργεια.

---

<sup>2</sup> Χρησιμοποιείται ο μέσος όρος του επιπέδου για τα έτη 2003 και 2004. Στο σύστημα τροφοδότησης, το επίπεδο της τιμής στήριξης ισούται προς τη χρηματική αξία που προβλέπεται στο τιμολόγιο. Ως πηγή για το κόστος παραγωγής στην παρούσα ανακοίνωση χρησιμοποιήθηκε η Green-X.

Κατά την εκτίμηση της αποτελεσματικότητας, είναι δύσκολο να κριθούν οι επενέργειες των πλέον πρόσφατων συστημάτων. Ειδικότερα, η πείρα με τα πράσινα πιστοποιητικά είναι πιο περιορισμένη απ'ό,τι με τα τιμολόγια τροφοδότησης. Επιπλέον, η ποσότητα της αποδιδόμενης οικολογικώς συμβατής ηλεκτρικής ενέργειας χρειάζεται να αξιολογηθεί έναντι των ρεαλιστικών δυνατοτήτων<sup>3</sup> της χώρας.

Για την αιολική ενέργεια, στο παράρτημα 3 φαίνεται ότι όλες οι χώρες με αποτελεσματικότητα υψηλότερη από τον κοινοτικό μέσο όρο χρησιμοποιούν τιμολόγια τροφοδότησης. Ο τύπος αυτός συστήματος παρουσιάζει τώρα τις καλύτερες επιδόσεις για την αιολική ενέργεια.

Οι αναλύσεις για τους τομείς βιομάζας δεν είναι τόσο σαφείς όπως στην περίπτωση της αιολικής ενέργειας. Το κόστος παραγωγής της βιομάζας παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις<sup>4</sup>. Οι ευρύτατες αυτές διακυμάνσεις προκαλούνται από: τις διαφορετικές πηγές (δασικά υπολείμματα, ξυλεία βραδείας εναλλαγής, άχυρο, ζωικά απόβλητα κλπ.), τις διαφορετικές διεργασίες μετατροπής του ενεργειακού μετασχηματισμού (συνδυασμένη καύση, αεριοποίηση κλπ.) και τα διαφορετικά μεγέθη (το υφιστάμενο μέγεθος σταθμών βιομάζας μπορεί να ποικίλλει σε κλίμακα 1 προς 200). Τοιουτοτρόπως, χρειάζονται πολύ ακριβέστερες αναλύσεις, με βάση τις συγκεκριμένες πρώτες ύλες τροφοδοσίας και τεχνολογίες.

Εν πάση περιπτώσει, η ανάλυση δείχνει ότι, για το βιοαέριο, αμφότερα τα τιμολόγια τροφοδότησης και τα πράσινα πιστοποιητικά παράγουν ικανοποιητικά αποτελέσματα (τέσσερις χώρες με τιμολόγια τροφοδότησης και δύο χώρες με πράσινα πιστοποιητικά παρουσιάζουν την υψηλότερη αποτελεσματικότητα από τον ευρωπαϊκό μέσο όρο). Στον τομέα της δασικής βιομάζας δεν μπορεί να συναχθεί το συμπέρασμα ότι κάποιο σύστημα είναι καλύτερο από άλλο. Η πολύπλοκη φύση του τομέα και οι περιφερειακές διαφοροποιήσεις σημαίνουν ότι άλλοι παράγοντες επηρεάζουν σημαντικά<sup>5</sup>. Εν γένει, τα κίνητρα για συγκομιδή δασικής ύλης αναμένεται να βοηθήσουν στην κινητοποίηση περισσότερης αχρησιμοποίητης δασικής βιομάζας για όλους τους χρήστες.

Έχει επίσης σημασία να συγκριθούν **τα κέρδη από τη σκοπιά του επενδυτή** και η αποτελεσματικότητα. Η εργασία αυτή διενεργείται για περιορισμένο αριθμό κρατών μελών στο παράρτημα 4, με την παραδοχή ότι θα ισχύουν επί μακρά χρονική περίοδο οι τρέχουσες τιμές. Η σύγκριση δίνει μια ένδειξη του κατά πόσο η επιτυχία μιας συγκεκριμένης πολιτικής βασίζεται κατά κύριο λόγο στα υψηλά χρηματοοικονομικά κίνητρα ή μάλλον άλλες πλευρές επηρέασαν ζωτικώς τη διείδυση στην αγορά στις εξεταζόμενες χώρες.

---

<sup>3</sup> Ως δυνατότητες νοούνται οι “πραγματοποιήσιμες επιπρόσθετες επιτεύξιμες δυνατότητες, με την παραδοχή ότι όλα τα υφιστάμενα εμπόδια μπορούν να αρθούν και είναι ενεργοποιημένες όλες οι κινητήριες δυνάμεις”. Για αναλυτικότερη επεξήγηση βλέπε παράρτημα 3.

<sup>4</sup> Το κόστος αιολικής ενέργειας στη ξηρά κυμαίνεται μεταξύ 40-100€/MWh, ενώ της βιομάζας<sup>4</sup> κυμαίνεται μεταξύ 25 € και 220 €/MWh.

<sup>5</sup> Το επίπεδο στήριξης για τη βιομάζα συνδέεται περισσότερο με άλλους παράγοντες όπως η επιλεγόμενη πολιτική (μεγάλοι ή μικροί σταθμοί, με ή χωρίς συνδυασμό καύσιμης ύλης...) απ'ό,τι το επιλεγόμενο μέσο (τιμολόγιο τροφοδότησης ή πράσινο πιστοποιητικό).

## 2.3. Κυριότερα συμπεράσματα όσον αφορά τις επιδόσεις (βλ. παραρτήματα 3 και 4)

### Αιολική ενέργεια

- Τα συστήματα πράσινων πιστοποιητικών εμφανίζουν σήμερα σημαντικό υψηλότερο επίπεδο στήριξης απ'ό,τι τα τιμολόγια τροφοδότησης. Αυτό μπορεί να εξηγηθεί από την πριμοδότηση υψηλότερου επιχειρηματικού κινδύνου που ζητούν οι επενδυτές, το κόστος διοικητικής διαχείρισης, όπως και την ακόμη ανώριμη αγορά για πράσινα πιστοποιητικά. Το ερώτημα είναι το πώς θα εξελιχθεί το επίπεδο τιμών στο μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα.
- Τα αποτελεσματικότερα συστήματα για την αιολική ενέργεια είναι σήμερα τα συστήματα τιμολογίων τροφοδότησης στη Γερμανία, την Ισπανία και τη Δανία.
- Η κεφαλαιακή απόδοση με τα πράσινα πιστοποιητικά είναι υψηλότερη απ'ό,τι για τα τιμολόγια τροφοδότησης. Η υψηλή αυτή απόδοση (ετησίως) υπολογίζεται παρεκβάλλοντας από τις σήμερα παρατηρούμενες τιμές πιστοποιητικών<sup>6</sup>. Η κεφαλαιακή απόδοση θα εξαρτηθεί από τις μελλοντικές εξελίξεις ως προς την τιμή.
- Οι αναλύσεις δείχνουν ότι στο ένα τέταρτο από τα κράτη μέλη η στήριξη είναι πολύ χαμηλή για να σημειωθεί τυχόν απογείωση. Ένα ακόμη τέταρτο από τα κράτη μέλη παρέχει αρκετή στήριξη, εξακολουθεί όμως να επιτυγχάνει μέτρια αποτελέσματα. Αυτό μπορεί να εξηγηθεί από την ύπαρξη δικτυακών και διοικητικών εμποδίων.
- Όσον αφορά το κέρδος, τα διερευνηθέντα συστήματα τιμολογίων τροφοδότησης είναι αποτελεσματικά με σχετικά χαμηλό κέρδος παραγωγού. Στο άλλο άκρο, τα πράσινα πιστοποιητικά παρουσιάζουν επί του παρόντος υψηλά περιθώρια κέρδους. Θα πρέπει να τονιστεί ότι αυτά τα συστήματα πράσινων πιστοποιητικών αποτελούν νέα μάλλον μέσα. Ως εκ τούτου, η παρατηρούμενη κατάσταση μπορεί να εξακολουθεί να χαρακτηρίζεται από σημαντικές μεταβατικές επενέργειες.

### Δασική βιομάζα

- Το σύστημα της Δανίας με τιμολόγια τροφοδότησης και κεντρικούς σταθμούς συμπαραγωγής όπου χρησιμοποιείται ως καύσιμο το άχυρο<sup>7</sup> και το φινλανδικό υβριδικό σύστημα στήριξης (φοροαπαλλαγές και επενδύσεις) δείχνουν σαφώς τις καλύτερες επιδόσεις, από πλευράς τόσο αποτελεσματικότητας όσο και οικονομικής απόδοσης της στήριξης. Καίριας σημασίας λόγοι για την εξέλιξη αυτή μπορεί να θεωρηθούν η μακρά παράδοση στην υψηλής τεχνολογίας χρήση βιομάζας για ενεργειακούς σκοπούς, οι σταθερές συνθήκες προγραμματισμού και ο συνδυασμός με την παραγωγή θερμότητας.
- Μολονότι τα τιμολόγια τροφοδότησης εν γένει δείχνουν καλύτερα αποτελέσματα, επειδή οι επενδυτικοί κίνδυνοι στις περιπτώσεις που χρησιμοποιούνται πράσινα πιστοποιητικά φαίνεται ότι εμποδίζουν την πραγματική απογείωση του κλάδου της βιομάζας, η ανάλυση

<sup>6</sup> Το μεγάλο ερώτημα είναι το πώς θα εξελιχθεί κατά τα επόμενα έτη η τιμή των πράσινων πιστοποιητικών. Οι αναλύσεις που δείχνονται στο παρόν έγγραφο βασίζονται σε σταθερή τιμή για τα πιστοποιητικά.

<sup>7</sup> Η χρήση άχυρου για βιομάζα περιλαμβάνεται στις αναλύσεις της δασικής βιομάζας, μολονότι ως εκ της προελεύσεώς της δεν αποτελεί δασικό προϊόν. Η Δανία αποτελεί την κυριότερη χώρα που χρησιμοποιεί τον τύπο αυτό βιομάζας.



είναι πλέον σύνθετη στον τομέα της δασικής βιομάζας. Παράγοντες διαφορετικοί από την επιλογή του χρηματοδοτικού μέσου (εμπόδια στην υποδομή, μεγέθη εγκατάστασης, βέλτιστη δασική διαχείριση και ύπαρξη δευτερογενών μέσων κλπ.) επηρεάζουν σοβαρά την αποτελεσματικότητα των συστημάτων.

Στο ήμισυ σχεδόν των ευρωπαϊκών χωρών, η στήριξη για τη δασική βιομάζα δεν επαρκεί για να αναπτυχθεί περαιτέρω ο τομέας αυτός υψηλών δυνατοτήτων. Σε πολλές περιφέρειες χρειάζονται κίνητρα, με στόχο τη δασική συγκομιδή, για να αυξηθεί η ροή ξύλου από τα δάση της ΕΕ σε όλους τους χρήστες, προλαμβάνοντας τοιουτοτρόπως πιθανές στρεβλώσεις της αγοράς για υπολείμματα ξυλείας.

### **Τομέας βιοαερίου<sup>8</sup>**

Έξι χώρες παρουσιάζουν αποτελεσματικότητα υψηλότερη από τον κοινοτικό μέσο όρο, τέσσερις από αυτές χρησιμοποιούν τιμολόγια τροφοδότησης (Δανία, Γερμανία, Ελλάδα, Λιθουανία) και δύο χρησιμοποιούν πράσινα πιστοποιητικά (Ηνωμένο Βασίλειο, Ιταλία). Όπως και στον τομέα της δασικής βιομάζας, τα αποτελέσματα αυτά επηρεάζονται και από άλλους παράγοντες:

- Αγρο-οικονομικές δυνατότητες και επιλογή του μεγέθους των σταθμών. Οι μεγάλοι σταθμοί παρουσιάζουν υψηλότερη αποτελεσματικότητα. Οι μικροί σταθμοί θεωρούνται ότι είναι σημαντικότεροι για την αγροτική οικονομία, αλλά συνεπάγονται υψηλότερο κόστος.
- Ύπαρξη συμπληρωματικού μηχανισμού στήριξης. Ο τομέας του βιοαερίου συνδέεται στενά με την περιβαλλοντική πολιτική για την επεξεργασία των αποβλήτων. Χώρες όπως το Ηνωμένο Βασίλειο στηρίζουν το βιοαέριο με δευτερογενές μέσο, όπως φοροαπαλλαγή. Η συμπληρωματική επενδυτική ενίσχυση αποτελεί επίσης καλό καταλύτη για την εν λόγω τεχνολογία.
- Για το γεωργικό βιοαέριο<sup>9</sup>, το κόστος παραγωγής είναι υψηλότερο, αλλά υψηλότερα είναι επίσης και τα περιβαλλοντικά οφέλη. Με το αέριο τόπων υγειονομικής ταφής απορριμμάτων, το κόστος είναι χαμηλότερο, με μειωμένο όμως το περιβαλλοντικό όφελος.

Ποσοστό σχεδόν 70% των χωρών της ΕΕ δεν παρέχουν αρκετή στήριξη για την ανάπτυξη της υπόψη τεχνολογίας.

### **Λοιπές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας**

Ο τομέας των μικρών υδροηλεκτρικών παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις σε αμφότερα τη στήριξη και το κόστος παραγωγής. Η ανάπτυξη αυτής της τεχνολογίας ανανεώσιμων πηγών επηρεάζεται σημαντικά από την ύπαρξη εμποδίων.

---

<sup>8</sup> Το βιοαέριο περιλαμβάνει όλες τις διεργασίες ζύμωσης της βιομάζας: βιοαέριο με συνδυασμένη ζύμωση, αέριο λυμάτων και τόπων υγειονομικής ταφής απορριμμάτων.

<sup>9</sup> Το γεωργικό βιοαέριο είναι το αποτέλεσμα της ειδικής επεξεργασίας των αποβλήτων από τη ζωική και τη φυτική παραγωγή ή από ειδικές ενεργειακές καλλιέργειες. Το βιοαέριο από τόπους υγειονομικής ταφής απορριμμάτων συνεπάγεται την απόληψη μεθανίου από πεταμένα απορρίμματα.

Ενεργός ώθηση στην ηλιακή φωτοβολταϊκή ενέργεια δίνεται σήμερα στη Γερμανία (παγκόσμιος ηγέτης), τις Κάτω Χώρες, την Ισπανία, τη Λιθουανία και την Αυστρία.

Στο παράρτημα 3 δίνονται πλήρεις αναλύσεις της ενεργειακής παραγωγής από μικρά υδροηλεκτρικά και ηλιακά φωτοβολταϊκά συστήματα.

Υπάρχουν και άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που παράγουν ηλεκτρισμό, οι οποίες δεν περιλαμβάνονται στο παρόν έγγραφο. Μια από αυτές είναι τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα που αποτελεί καλώς αναπτυγμένη πηγή ανανεώσιμης ενέργειας και εν γένει δεν χρειάζεται τυχόν στήριξη. Η γεωθερμική ενέργεια, η ενέργεια των κυμάτων και της παλίρροιας και τα ηλιακά συστήματα με συγκέντρωση της θερμικής ισχύος αποτελούν άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που δεν περιλαμβάνονται στην παρούσα έκθεση, επειδή τυγχάνουν στήριξης σε ορισμένα μόνο κράτη μέλη ή δεν εφαρμόζονται ακόμη σε βιομηχανικό επίπεδο.

### **3. ΕΣΩΤΕΡΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΚΕΣ ΠΤΥΧΕΣ**

#### **3.1. Εισαγωγή**

Η εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και η στήριξη στην ΗΑΠΕ συνδέονται στενά μεταξύ τους. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας προσφέρουν νέες εγκαταστάσεις που συμβάλλουν στην ασφάλεια του εφοδιασμού και διευρύνουν τη σύνδεση ενεργειακών πηγών των επιχειρήσεων ηλεκτροπαραγωγής. Αντιστρόφως, οι πτυχές της εσωτερικής αγοράς όπως η ελευθερία του εμπορίου, η διαφάνεια, ο διαχωρισμός δραστηριοτήτων, η αποκάλυψη της πηγής και οι διασυνδέσεις ηλεκτρικών συστημάτων μπορούν να επιταχύνουν την εφαρμογή της ΗΑΠΕ στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Σε πολλές περιπτώσεις, η στήριξη στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καλύπτεται από τις κοινοτικές κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με κρατικές ενισχύσεις για την προστασία του περιβάλλοντος<sup>10</sup>. Οι κανόνες για τις κρατικές ενισχύσεις μπορεί να επηρεάσουν τη σχεδίαση του μηχανισμού στήριξης.

#### **3.2. Διαχωρισμός δραστηριοτήτων, διαφάνεια και παράγοντες με δεσπόζουσα θέση**

Σε μια αγορά με διαχωρισμό δραστηριοτήτων<sup>11</sup>, ένας ανεξάρτητος διαχειριστής δικτύου μεταφοράς (ΔΔΜ) και ένας ανεξάρτητος διαχειριστής δικτύου διανομής (ΔΔΔ) υποχρεούνται να εγγυώνται ισότιμη πρόσβαση στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο για όλους τους παραγωγούς, οφείλουν δε να αναπτύσσουν την υποδομή δικτύου σύμφωνα με μακροπρόθεσμη στρατηγική, συνεκτιμώντας την ένταξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Ορισμένες χώρες εξακολουθούν να χαρακτηρίζονται από την κυριαρχία μίας ή ολίγων εταιρειών ηλεκτρισμού, συχνά κάθετα ολοκληρωμένων. Αυτό μπορεί να συνεπάγεται κατάσταση που μοιάζει με μονοπώλιο, η οποία μπορεί να εμποδίζει την ανάπτυξη της ΗΑΠΕ.

Για την εύρυθμη λειτουργία **όλων** των συστημάτων στήριξης ΗΑΠΕ, αποτελούν ουσιαστικής σημασίας παράγοντα οι αληθώς ανεξάρτητοι ΔΔΜ και ΔΔΔ.

---

<sup>10</sup> ΕΕ C 37, 3.2.2001, σ. 3

<sup>11</sup> Ο διαχωρισμός δραστηριοτήτων περιγράφεται στην οδηγία 2003/54/ΕΚ ως εξής: προκειμένου να διασφαλισθεί η δίκαιη και αμερόληπτη πρόσβαση στο δίκτυο, πρέπει οι φορείς εκμετάλλευσης των δικτύων διανομής και μεταφοράς να έχουν νομικά και λειτουργικά διακριτή προσωπικότητα, ειδικά σε σχέση με τις δραστηριότητες παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρισμού.

Οι κυβερνήσεις οφείλουν να βελτιώσουν τις πληροφορίες προς τους καταναλωτές για τον τρόπο κατά τον οποίο το κόστος της στήριξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μεταβιβάζεται στο χρήστη. Σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, η στήριξη στις ανανεώσιμες πηγές αντιπροσωπεύει ποσοστό μεταξύ 4% και 5% των τιμολογίων ηλεκτρικής ενέργειας στην Ισπανία, το Ηνωμένο Βασίλειο και τη Γερμανία, αναλογεί δε έως και ποσοστό 15% του τιμολογιακού κόστους στη Δανία. Το μερίδιο της ΗΑΠΕ εκτός υδροηλεκτρικής στις εν λόγω χώρες ανέρχεται σήμερα σε 3,5% για το Ηνωμένο Βασίλειο, 9% για τη Γερμανία, 7% για την Ισπανία και 20% για τη Δανία (βλ. παράρτημα 5).

### **3.3. Παραγωγή με διαλείψεις και ισχύς εξισορρόπησης: χρειάζεται ενδεδειγμένος συνδυασμός κανονιστικών ρυθμίσεων για την εσωτερική αγορά και τις ανανεώσιμες πηγές**

Η αιολική ενέργεια – όπως και άλλες ανανεώσιμες πηγές – αποτελεί πηγή ενέργειας με διαλείψεις. Τα ακόλουθα ζητήματα έχουν ιδιαίτερη σημασία:

- Πρόρρηση που ανέμου. Σε χώρες όπως η Δανία, το Ηνωμένο Βασίλειο και η Ισπανία, οι επιχειρήσεις παραγωγής ΗΑΠΕ οφείλουν να προλέγουν την παραγωγή τους, ακριβώς όπως οι άλλοι φορείς ηλεκτροπαραγωγής. Όσο οριστικότερη είναι η πρόρρηση αυτή, τόσο μεγαλύτερη η αξία των διαλείπουσών πηγών ΗΑΠΕ.
- Χρονική στιγμή τερματισμού προσφορών<sup>12</sup>. Όσο πλησιέστερα στην ώρα λειτουργίας είναι η χρονική αυτή στιγμή, τόσο καλύτερη πρόρρηση μπορούν να κάνουν οι τεχνολογίες διαλείπουσας ΗΑΠΕ για το πόση ηλεκτρική ενέργεια είναι ικανές να παραδώσουν.
- Χρέωση του κόστους εξισορρόπησης. Το Ηνωμένο Βασίλειο, η Δανία και η Ισπανία<sup>13</sup> έχουν συστήματα για τη χρέωση της απόκλισης από την ποσότητα ηλεκτροπαραγωγής που προέβλεπε, οποιασδήποτε προέλευσης, συμπεριλαμβανομένης της ηλεκτροπαραγωγής από αιολική ενέργεια. Στο παράρτημα 5 δίνεται λεπτομερέστερη ανάλυση του κόστους εξισορρόπησης.

Μια ευφυής σχεδίαση του μηχανισμού στήριξης μπορεί να συμβάλλει στην ελάφρυνση του προβλήματος της διαλείπουσας λειτουργίας.

Σε περιπτώσεις όπου η ηλεκτροπαραγωγή από διαλείπουσες πηγές καλύπτει ένα μεγάλο μερίδιο της εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρισμού, έχει σημασία για τους παραγωγούς ΗΑΠΕ να είναι ικανοί να αντιδράσουν καλύτερα στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά άμεσης παράδοσης. Η ένταξη υψηλού ποσοστού σταθμών ΗΑΠΕ διαλείπουσας λειτουργίας στο σύστημα μπορεί ως εκ τούτου να διευκολυνθεί από ένα σύστημα στήριξης που περιλαμβάνει ρήτρα εξάρτησης από την τιμή ηλεκτρικής ενέργειας άμεσης παράδοσης και επομένως προσέγγιση επιμερισμού του κινδύνου. Αυτό συμβαίνει με σύστημα πριμοδότησης<sup>14</sup>,

---

<sup>12</sup> Η προθεσμία για τις αγορές ηλεκτρισμού να παραλαμβάνουν προσφορές από τις εταιρείες ηλεκτροπαραγωγής.

<sup>13</sup> Το Ηνωμένο Βασίλειο διαθέτει πράσινα πιστοποιητικά ως τον κυριότερο μηχανισμό στήριξης των ανανεώσιμων πηγών. Η Δανία και η Ισπανία έχουν τιμολόγια τροφοδότησης.

<sup>14</sup> Προς υπόμνηση, ένα σύστημα πριμοδότησης κανονικά κατατάσσεται στα συστήματα τιμολογίων τροφοδότησης, μολονότι υπάρχουν διαφορές: Εφαρμόζεται πριμοδότηση στις εταιρείες παραγωγής ΗΑΠΕ, πλέον της αγοραίας τιμής άμεσης παράδοσης. Η τελική τιμή που καταβάλλεται για την ΗΑΠΕ κυμαίνεται συναρτήσει της κανονικής τιμής αγοράς άμεσης παράδοσης ηλεκτρικής ενέργειας.

σύστημα πράσινων πιστοποιητικών και ορισμένους μηχανισμούς τιμολογίων τροφοδότησης, όπως εκείνος της Ισπανίας<sup>15</sup>.

### **3.4. Εμπόριο ηλεκτρισμού**

Ο αντίκτυπος των διαφόρων μηχανισμών στήριξης στο εμπόριο αποτελεί σημαντική πτυχή της συμβατότητας των μέτρων στήριξης των ΑΠΕ με τους κανόνες για την εσωτερική αγορά. Χρειάζεται να γίνει διάκριση μεταξύ του φυσικού εμπορίου ηλεκτρισμού (ηλεκτρικής ενέργειας) και της οικολογικώς αποδεκτής αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας.

Το φυσικό εμπόριο ΗΑΠΕ υπόκειται στους ίδιους περιορισμούς που ισχύουν για τη συμβατικώς παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια<sup>16</sup>. Αυτό είναι εν γένει δυνατό και συμβαίνει σήμερα. Η εφαρμογή ΗΑΠΕ πιθανώς να αυξήσει την ανάγκη για διασυννοριακό εμπόριο ηλεκτρισμού και ισχυρότερες διασυνδέσεις ηλεκτρικών δικτύων.

Με το άρθρο 3 παράγραφος 6 της οδηγίας 2003/54/EK θεσπίζεται υποχρεωτικό σύστημα αποκάλυψης πηγής, βάσει του οποίου οι καταναλωτές οφείλουν να ενημερώνονται για τη συμβολή εκάστης ενεργειακής πηγής στη συνολική σύνθεση καυσίμων. Με την πλήρη εφαρμογή της υποχρέωσης αποκάλυψης θα αυξηθεί η οικολογικώς αποδεκτή αξία της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές. Η αποκάλυψη της προέλευσης της ηλεκτρικής ενέργειας θα δώσει επίσης προστιθέμενη αξία στο χαρτοφυλάκιο της επιχείρησης που έχει υψηλότερο μερίδιο ΑΠΕ.

### **3.5. Κανόνες για τις κρατικές ενισχύσεις**

Όταν γίνεται συζήτηση για τον ανταγωνισμό στην αγορά ΑΠΕ και γενικότερα στις ευρωπαϊκές οικονομίες, θα πρέπει κανείς επίσης να αποδώσει προσοχή στις στρεβλωτικές επενέργειες που μπορεί να έχει η στήριξη για την ομαλή λειτουργία της αγοράς. Όπως αναφέρεται στο εδάφιο 12 του προλόγου της οδηγίας 2001/77/EK, οι κανόνες της συνθήκης, και ιδίως τα άρθρα 87 και 88, ισχύουν για τη στήριξη από το δημόσιο. Μια τέτοια στήριξη καλύπτεται κανονικά από τις κοινοτικές κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τις κρατικές ενισχύσεις για την προστασία του περιβάλλοντος και πιθανώς να είναι οικονομικώς δικαιολογημένη για διαφόρους λόγους, επειδή τα ευεργετικά αποτελέσματα των εν λόγω μέτρων για το περιβάλλον αντισταθμίζουν τις στρεβλωτικές επενέργειες στον ανταγωνισμό. Επειδή η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί προτεραιότητα της κοινοτικής πολιτικής, οι αναφερθείσες κατευθυντήριες γραμμές είναι μάλλον γενναιοδωρες για τέτοιους μηχανισμούς στήριξης. Με αυτό το επιχείρημα, στο διάστημα μεταξύ 2001 και 2004 η Επιτροπή ενέκρινε περίπου 60 μηχανισμούς κρατικών ενισχύσεων για τη στήριξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

### **3.6. Κυριότερο συμπέρασμα**

Η συμβατότητα των πάσης φύσεως διαφορετικών μηχανισμών στήριξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με την ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι ουσιαστικής σημασίας στο μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα. Η οικοδόμηση μιας ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς αναμένεται να επιτευχθεί μέσω επαρκούς

<sup>15</sup> Το σύστημα τιμολογίων τροφοδότησης στην Ισπανία περιλαμβάνει χρεώσεις για την απόκλιση της ηλεκτροπαραγωγής για τις επιχειρήσεις ΗΑΠΕ, όπως και για τις υπόλοιπες επιχειρήσεις ηλεκτρισμού.

<sup>16</sup> Σήμερα ποσοστό περίπου 11% της πάσης φύσεως ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί αντικείμενο φυσικού διασυννοριακού εμπορίου στην Ευρώπη.

κανονιστικής ρύθμισης στην οποία συνεκτιμώνται τα βήματα που χρειάζονται για την ανάπτυξη της ΗΑΠΕ. Η σχεδίαση της αγοράς είναι ουσιαστικής σημασίας για την ανάπτυξη και αφομοίωση της ΗΑΠΕ. Σε όσες περιπτώσεις έχουν εφαρμογή, οι κανόνες για τις κρατικές ενισχύσεις πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά τη σχεδίαση των μηχανισμών στήριξης.

#### **4. ΣΥΝΥΠΑΡΞΗ Ή ΕΝΑΡΜΟΝΙΣΗ**

Λόγω των ευρέως κυμαινόμενων δυνατοτήτων και εξελίξεων στα διάφορα κράτη μέλη όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, φαίνεται ότι είναι πολύ δύσκολο να επιτευχθεί εναρμόνιση στο βραχυπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα. Επιπλέον, βραχυχρόνιες αλλαγές του συστήματος μπορεί δυνητικώς να ταραξούν ορισμένες αγορές και να καταστήσουν για τα κράτη μέλη δυσκολότερη την επίτευξη των στόχων τους. Ωστόσο, τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της εναρμόνισης έναντι των διαφορετικών συστημάτων που επικρατούν σήμερα πρέπει να αναλυθούν και μείνουν υπό παρακολούθηση, επίσης ιδίως για τις μεσοπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες εξελίξεις.

##### **4.1. Δυνητικά πλεονεκτήματα**

- Ορισμένες μελέτες δείχνουν ότι το συνολικό κόστος της συμμόρφωσης προς το στοχευόμενο μερίδιο ΗΑΠΕ το 2010 θα μπορούσε να είναι ουσιαστικά χαμηλότερο με την εναρμόνιση των συστημάτων πράσινων πιστοποιητικών ή τιμολογίων τροφοδότησης, απ'ό,τι εάν συνεχιστεί η σημερινή κατάσταση με τις διαφορετικές εθνικές πολιτικές. Ωστόσο, απαιτούνται καλύτερη λειτουργία της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και υψηλότερη δυναμικότητα διασύνδεσης και εμπορίου, ώστε να δοθεί η δυνατότητα να πραγματοποιηθούν οι βελτιώσεις αυτές απόδοσης συγκριτικά με το κόστος και να εξαλειφθούν οι στρεβλώσεις της αγοράς που λαμβάνουν τη μορφή στήριξης για συμβατικές πηγές ενέργειας.
- Η ένταξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην εσωτερική αγορά με ένα βασικό πλέγμα κανόνων μπορεί να δημιουργήσει οικονομίες κλίμακας που χρειάζονται για να ανθήσει και καταστεί ανταγωνιστικότερος ο τομέας ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές.
- Ένας ευρωπαϊκών διαστάσεων μηχανισμός πράσινων πιστοποιητικών είναι πιθανό να οδηγήσει σε ογκωδέστερη και τοιουτοτρόπως ρευστότερη αγορά πιστοποιητικών, πράγμα το οποίο θα συνεπάγεται σταθερότητες τιμές πράσινων πιστοποιητικών σε σύγκριση με εκείνες που επικρατούν σε μικρότερες (εθνικές) αγορές. Το διοικητικό όμως κόστος ενός τέτοιου συστήματος θα πρέπει να εκτιμηθεί σε σύγκριση με το αντίστοιχο στην τρέχουσα κατάσταση.
- Ένας ευρωπαϊκών διαστάσεων κοινός μηχανισμός τιμολογίων τροφοδότησης, ο οποίος λαμβάνει υπόψη το βαθμό διάθεσης τοπικών πόρων, μπορεί να ταπεινώσει το κόστος όλων των τεχνολογιών ΑΠΕ στα διάφορα κράτη μέλη, καθώς οι εγκαταστάσεις δεν περιορίζονται σε ορισμένα μόνο κράτη μέλη. Ένα τέτοιο σύστημα τιμολογίων τροφοδότησης θα μπορούσε να συνίσταται είτε από σταθερά τιμολόγια είτε από τιμολόγια “πριμοδότησης” τιμής που προστίθεται στη βασική, η οποία εξαρτάται από τη μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας.

## 4.2. Δυνητικά μειονεκτήματα

- Ένας εναρμονισμένος μηχανισμός πράσινων πιστοποιητικών μπορεί να λειτουργήσει μόνο αν συνεπάγεται τις ορθές τιμές πιστοποιητικών και προστίμων σε όλα τα σημεία της ΕΕ και τοιουτοτρόπως την πλέον αποδοτική συγκέντρωση εγκαταστάσεων ΑΠΕ στις διάφορες χώρες. Σημαντικές διακυμάνσεις στην τιμή των πράσινων πιστοποιητικών μπορεί να οδηγήσει σε αυξημένη επενδυτική αβεβαιότητα και μειωμένη συγκέντρωση εγκαταστάσεων ΑΠΕ.
- Χρειάζονται πολλές πληροφορίες για τις τεχνολογίες και το κόστος, ώστε να βελτιστοποιηθούν τα τιμολόγια και να συμπειστούν οι δαπάνες για ένα εναρμονισμένο σύστημα τιμολογίων τροφοδότησης. Επομένως, αν δεν γίνει σωστός χειρισμός των ζητημάτων αυτών, το σύστημα ενέχει τον κίνδυνο να καταστεί δαπανηρό και ανελαστικό.
- Η εναρμόνιση μέσω μηχανισμού πράσινων πιστοποιητικών χωρίς καμία διαφοροποίηση από την τεχνολογία θα επηρέαζε αρνητικά τη δυναμική απόδοση. Επειδή ένας τέτοιος μηχανισμός θα έδινε ώθηση κατά πρώτο στην απόδοση συγκριτικά με το κόστος, θα εξαπλώνονταν μόνο οι σήμερα ανταγωνιστικότερες τεχνολογίες. Μολονότι η έκβαση αυτή θα ήταν ευεργετική στο βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, πιθανώς να μην τονώνονταν επαρκώς οι επενδύσεις σε άλλες ελπιδοφόρες τεχνολογίες μέσω του μηχανισμού πράσινων πιστοποιητικών. Χρειάζονται επομένως και άλλες πολιτικές για να συμπληρώσουν το μηχανισμό αυτό.
- Τα κράτη μέλη που καθίστανται εισαγωγείς ΗΑΠΕ σε ένα εναρμονισμένο σύστημα πιθανώς να είναι απρόθυμα να πληρώσουν το λογαριασμό αν δεν αντλούν όφελος από τις τοπικές θετικές επενέργειες (απασχόληση και αγροτική ανάπτυξη, ποικιλομορφία και τοιουτοτρόπως ασφάλεια εφοδιασμού από εγχώριες πηγές ενέργειας και μειωμένη τοπική ρύπανση) που θα επιτυγχάνονταν αν παραγόταν ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές στο έδαφός τους.
- Αφετέρου, ακόμη και οι χώρες εξαγωγής μπορεί να ήσαν απρόθυμες να αναπτύξουν μεγαλύτερη δυναμικότητα ΑΠΕ απ'ότι χρειάζεται για τους δικούς των στόχους, επειδή αυτό θα δημιουργούσε αντίθεση του πληθυσμού για μελλοντικές εγκαταστάσεις ΑΠΕ (συμπεριφορά NIMBY<sup>17</sup>).

## 5. ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΑ ΕΜΠΟΔΙΑ

Είναι αδύνατο να απομονωθούν οι συζητήσεις για τους μηχανισμούς στήριξης από το ζήτημα των διοικητικών εμποδίων. Για να επιτευχθούν οι στόχοι διείσδυσης ΗΑΠΕ κατά τρόπο αποδοτικό συγκριτικά με το κόστος, είναι ανάγκη να δημιουργηθεί διαδικασία που θα διευκολύνει την αύξηση της παραγωγής ΗΑΠΕ κατά τρόπο έγκαιρο και απλό.

Στο παρόν κεφάλαιο – σύμφωνα με το άρθρο 6 της οδηγίας 2001/77/ΕΚ – αναλύονται τα διάφορα προβλήματα και προτείνονται ορισμένες λύσεις για τη περιστολή του διοικητικού φόρτου (για περισσότερες πληροφορίες βλέπε παράρτημα 6).

---

<sup>17</sup> Συμπεριφορά NIMBY είναι τα αρχικά του “Not In My Back Yard” (όχι στην αυλή μου).

## 5.1. Εντοπισμένα εμπόδια

Τα εμπόδια που αντιμετωπίζουν οι φορείς ανάπτυξης έργων και οι επενδυτές όταν εγκαθιστούν νέες δυναμικότητες μπορεί να είναι διοικητικής, δικτυακής, κοινωνικής και οικονομικής φύσης. Πρόσφατα, η Επιτροπή ξεκίνησε διαδικασία διαβούλευσης του κοινού για τον τρόπο κατά τον οποίο αντιλαμβάνεται τα εμπόδια<sup>18</sup>.

Τα εντοπισμένα διοικητικά εμπόδια μπορούν να καταταχθούν στις εξής κατηγορίες:

### 1. Μεγάλο πλήθος εμπλεκόμενων αρχών και έλλειψη συντονισμού μεταξύ τους

Ένα σημαντικό ζήτημα που μπορεί να εμποδίσει την μεγαλύτερη παρουσία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι η ύπαρξη διαφόρων επιπέδων αρμοδιοτήτων για την έγκριση μονάδων παραγωγής. Οι επιβαλλόμενες απαιτήσεις από τις πολυάριθμες εμπλεκόμενες αρχές (εθνικές, περιφερειακές και δημοτικές) οδηγούν συχνά σε καθυστερήσεις, επενδυτική αβεβαιότητα, επανάληψη προσπαθειών και δυνητικώς μεγαλύτερα αιτήματα για κίνητρα από τους φορείς ανάπτυξης, ώστε να αντισταθμιστεί ο επενδυτικός κίνδυνος ή η αρχική ένταση κεφαλαίου του έργου.

Στις περιπτώσεις που εμπλέκονται διάφορα επίπεδα διοικητικών υπηρεσιών, θα πρέπει τα κράτη μέλη να ορίσουν **μοναπευθυντικούς οργανισμούς έγκρισης**, υπεύθυνους για τον συντονισμό των διαφόρων διοικητικών διαδικασιών, όπως το γραφείο Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie για την υπεράκτια αιολική ενέργεια στη Γερμανία. Θα πρέπει επίσης να χρησιμοποιούνται από τις διάφορες αρχές τυποποιημένα έντυπα και απαιτήσεις.

### 2. Μακροί χρόνοι προπορείας που χρειάζονται για την απόκτηση των αναγκαίων αδειών

Για τα αιολικά έργα στην ξηρά μπορεί να χρειαστούν περίοδος δύο έως επτά ετών για τις διαδικασίες έγκρισης<sup>19</sup>, η οποία σε ορισμένες περιπτώσεις οδήγησε σε υπαινιγμούς πλήρους 'παγώματος' της ανάπτυξης της αγοράς. Το καταγεγραμμένο ιστορικό των διαδικασιών έγκρισης για υπεράκτια αιολικά έργα είναι ακόμη ανεπαρκέστερο, επειδή μέχρι πρόσφατα δεν είχαν θεσπιστεί σαφείς διαδικασίες για τον επιμερισμό των ευθυνών μεταξύ των διαφόρων οικείων κυβερνητικών αρχών.

Συνιστάται ένθερμα η πρόβλεψη σαφών κατευθυντήριων γραμμών για τις διαδικασίες έγκρισης, ενώ στις διαδικασίες αυτές χρειάζεται να ενσωματωθούν υποχρεωτικές περίοδοι απάντησης για τις εμπλεκόμενες αρχές. Ο καθορισμός ποσοστών έγκρισης<sup>20</sup> αποτελεί εξαίρετο εργαλείο για τον έλεγχο της απλούστευσης των εγκρίσεων.

### 3. ΑΠΕ ανεπαρκώς συνεκτιμημένες στο χωροταξικό σχεδιασμό

<sup>18</sup> Η διαβούλευση των παραγόντων του κλάδου συνίστατο από ερωτηματολόγιο στο Διαδίκτυο και συνεντεύξεις που ακολούθησαν. Η διαδικασία αυτή περιγράφεται στην εκτίμηση επιπτώσεων η οποία συνοδεύει την παρούσα ανακοίνωση.

<sup>19</sup> Το χρονικό αυτό διάστημα ισχύει στις Κάτω Χώρες και τη Σκωτία.

<sup>20</sup> Ο βρετανικός σύνδεσμος αιολικής ενέργειας (British Wind Energy Association) δημοσιεύει ετήσια ποσοστά εγκρίσεων: Κατά το παρελθόν έτος, δηλαδή το 2004, το ποσοστό εγκρίσεως ανερχόταν σε 80%.

Σε πολλές χώρες και περιφέρειες, κατά την εκπόνηση χωροταξικών σχεδίων δεν λαμβάνεται υπόψη η μελλοντική ανάπτυξη έργων ΑΠΕ. Αυτό σημαίνει ότι πρέπει να εγκριθούν νέα χωροταξικά σχέδια ώστε να δοθεί η δυνατότητα υλοποίησης ενός έργου ΗΑΠΕ σε συγκεκριμένη περιοχή. Η διαδικασία αυτή μπορεί να απαιτήσει πάρα πολύ χρόνο. Η απόκτηση των αδειών σχετικά με το χωροταξικό σχεδιασμό συχνά αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο μέρος της συνολικής χρονικής περιόδου που χρειάζεται για την ανάπτυξη ενός έργου. Τούτο συμβαίνει ιδιαίτερα σε έργα στο πεδίο της αιολικής ενέργειας και της βιομάζας. Θα πρέπει να ενθαρρυνθούν οι αρχές να **είναι προετοιμασμένες για την ανάπτυξη μελλοντικών έργων ΑΠΕ (προσχεδιασμός)** στην περιφέρειά τους, διαθέτοντας κατάλληλες εκτάσεις.

Στις περιπτώσεις που υπεισέρχονται διαφορετικά επίπεδα αρχών, δυνατή λύση μπορεί να είναι ο **προσχεδιασμός** όπως διενεργείται στη Δανία και στη Γερμανία, όπου απαιτείται για τους δήμους να διαθέτουν τόπους σε φορείς ανάπτυξης έργων για στοχευόμενο επίπεδο δυναμικότητας ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές. Στις προσχεδιασμένες αυτές περιοχές, είναι μειωμένες οι απαιτήσεις για τις άδειες, εκδίδονται δε ταχύτερα. Στη Σουηδία, οι περιοχές αυτές αποκαλούνται “περιοχές εθνικού ενδιαφέροντος για την αιολική ενέργεια”.

Η διαδικασία προγραμματισμού και άδειας σχετίζεται επίσης με την τήρηση της ευρωπαϊκής περιβαλλοντικής νομοθεσίας, όπως η οδηγία πλαίσιο για τα ύδατα, η οδηγία για τα ενδιαιτήματα και η οδηγία για την περωτή πανίδα. Η Επιτροπή θα εξακολουθήσει να εργάζεται – για παράδειγμα στην υπό εξέλιξη πρωτοβουλία της Επιτροπής σε σχέση με τη σύνδεση μεταξύ της οδηγίας πλαισίου για τα ύδατα και της οδηγίας για την ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως τα υδροηλεκτρικά – ώστε να αυξήσει τη διαφάνεια και σαφήνεια σχετικά με την εφαρμογή των ανωτέρω οδηγιών σε σχέση με την ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

## **5.2. Συστάσεις όσον αφορά τα διοικητικά εμπόδια**

Επειδή διαφέρει σημαντικά μεταξύ των κρατών μελών η κατάσταση ως προς τις διαδικασίες έγκρισης, μόνο κατά γενικό τρόπο μπορούν να διατυπωθούν συστάσεις για βελτίωση. Η οδηγία για τις ανανεώσιμες πηγές (2001/77/EK) επιβάλλει την επιβράχυνση της συνολικής διαδικασίας έγκρισης. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί μόνο με μεγάλη αποφασιστικότητα και εμπλοκή των κεντρικών κυβερνήσεων, μαζί με τις περιφερειακές και τις δημοτικές αρχές – αλλά με πολύ σαφείς αρμοδιότητες για κάθε επίπεδο. Η Επιτροπή συνιστά τις ακόλουθες δράσεις:

- Θα πρέπει να ιδρυθούν **οργανισμοί εγκρίσεων μοναπευθυντικής διαδικασίας (one-stop)** για να αναλάβουν το έργο της επεξεργασίας των αιτήσεων έγκρισης και παροχής αρωγής στους αιτούντες.
- Θα πρέπει να θεσπιστούν από τα κράτη μέλη **σαφείς κατευθυντήριες γραμμές** για τις διαδικασίες έγκρισης, με σαφή καθορισμό ευθυνών. Όπως ορίζει η νομολογία του Δικαστηρίου, οι διαδικασίες έγκρισης πρέπει να βασίζονται σε αντικειμενικά και αμερόληπτα κριτήρια τα οποία είναι εκ των προτέρων γνωστά στις οικείες επιχειρήσεις, κατά τρόπο που περιορίζουν την άσκηση της διακριτικής ευχέρειας των διοικητικών αρχών, ώστε αυτή να μη χρησιμοποιείται αυθαίρετα.<sup>21</sup>

<sup>21</sup> Βλέπε απόφαση Ευρωπαϊκού Δικαστηρίου 20/2/2001 C-205/99, “Analir”



- Θα πρέπει τα κράτη μέλη να θεσπίσουν **μηχανισμούς προσχεδιασμού**, στους οποίους απαιτείται για τις περιφέρειες και τους δήμους να προβλέπουν τρόπους εγκατάστασης των διαφόρων μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Θα πρέπει να δημιουργηθούν **ελαφρύτερες διαδικασίες** για μικρά έργα.
- Οδηγίες σχετικά με τη σχέση με την ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία.

## 6. ΖΗΤΗΜΑΤΑ ΠΡΟΣΒΑΣΗΣ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

Η πρόσβαση στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο, σε εύλογη και διαφανή τιμή, αποτελεί τον κύριο στόχο του άρθρου 7 της οδηγίας 2001/77/ΕΚ και είναι ουσιαστικής σημασίας για την ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές. Απαιτεί από τα κράτη μέλη να προβλέψουν μέτρα διευκόλυνσης της πρόσβασης της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Η δικτυακή υποδομή κατασκευάστηκε κυρίως την εποχή που ο τομέας του ηλεκτρισμού ανήκε στο δημόσιο και είναι σχεδιασμένη έτσι ώστε να επιτρέπει στους μεγάλους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής να ευρίσκονται πλησίον των ορυχείων και ποταμών ή των κυριότερων καταναλωτικών κέντρων. Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές κανονικά δεν ευρίσκονται στα ίδια μέρη όπως οι συμβατικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής και, εν γένει, το μέγεθός τους είναι διαφορετικής κλίμακας. Μολονότι ορισμένοι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα μπορούν να έχουν ισχύ περίπου 200 MW και τα αιολικά πάρκα αυξάνουν ώστε να φθάσουν σε παρόμοια μεγέθη, η συνήθης κλίμακα των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές είναι μικρότερη. Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές συχνά συνδέονται με το δίκτυο διανομής και συνδυάζονται με επεκτάσεις και ενισχύσεις του ηλεκτρικού δικτύου, πέραν των επενδύσεων για σύνδεση με το δίκτυο. Τα κράτη μέλη, με ελάχιστες εξαιρέσεις, έχουν προβλέψει **νομοθετικές διατάξεις** με τις οποίες διασφαλίζεται ότι οι φορείς εκμετάλλευσης του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου εγγυώνται τη μεταφορά και διανομή της μέσω αυτού διακινούμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Σε πολλές περιπτώσεις όμως δεν προβλέπεται κατά προτεραιότητα πρόσβαση όταν διενεργείται κατανομή σε επίπεδο μεταφοράς.

Είναι αναγκαίοι **διαφανείς κανόνες** για την ανάληψη και τον επιμερισμό των αναγκαίων επενδυτικών δαπανών σε ηλεκτρικό δίκτυο, επειδή η έλλειψη τέτοιων κανόνων συνεπάγεται πολλά δικτυακά εμπόδια. Οι κανόνες που έχουν θεσπιστεί και ο βαθμός διαφάνειας των κανόνων αυτών ποικίλει σημαντικά μεταξύ των κρατών μελών. Πολλά χρειάζεται ακόμη να γίνουν στο ζήτημα της διαφάνειας για τον επιμερισμό του κόστους.

Διαπιστώνεται **ορθή πρακτική** σε ορισμένες χώρες όπως η Δανία, η Φινλανδία, η Γερμανία και οι Κάτω Χώρες. Στις χώρες αυτές έχουν θεσπιστεί κανόνες διαφάνειας για την ανάληψη και τον επιμερισμό των δαπανών για τις διάφορες επενδύσεις σε διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο. Οι χώρες αυτές έχουν επιλέξει “ρηγή” θεώρηση κόστους, βάσει της οποίας οι δαπάνες σύνδεσης με το διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο βαρύνουν τους φορείς ανάπτυξης των έργων που ζητούν σύνδεση ή τις μοιράζονται με τους φορείς εκμετάλλευσης του δικτύου, ενώ οι δαπάνες σχετικά με τις αναγκαίες επεκτάσεις και ενισχύσεις του ηλεκτρικού δικτύου σε επίπεδο διανομής ή μεταφοράς καλύπτονται από τους φορείς εκμετάλλευσης του διασυνδεδεμένου δικτύου και μεταβιβάζονται περαιτέρω μέσω της τιμολογιακής διάρθρωσης για τη χρήση του δικτύου. Στη Δανία, ορισμένες δαπάνες σύνδεσης για την αιολική ενέργεια βαρύνουν επίσης το φορέα εκμετάλλευσης του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου,

μειώνοντας το οικονομικό βάρος για τους παραγωγούς από αιολική ενέργεια από πλευράς επενδυτικών δαπανών σε ηλεκτρικό δίκτυο. Μολονότι οι Κάτω Χώρες δεν προσφέρουν κατά προτεραιότητα πρόσβαση, το σύνολο των δαπανών σύνδεσης καλύπτεται εν γένει από τους φορείς εκμετάλλευσης του δικτύου.

Η ΗΑΠΕ μπορεί να έρθει αντιμέτωπη με έλλειψη επαρκούς δυναμικότητας διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου. Το εμπόδιο αυτό επιδεινώνεται από την έλλειψη σαφών επιβαλλόμενων κανόνων για την ανάληψη και τον επιμερισμό των διαφόρων επενδυτικών δαπανών σε ηλεκτρικό δίκτυο, καθώς και από την ύπαρξη κάθετα ολοκληρωμένων και δεσποζουσών επιχειρήσεων κοινής ωφελείας.

Προκειμένου να διασφαλιστεί ότι η ΗΑΠΕ θα αντιπροσωπεύει σημαντικό μερίδιο της σύνθεσης πηγών ηλεκτρικής ενέργειας, χρειάζεται καλύτερος προγραμματισμός και συνολική διαχείριση των δικτύων. Το Πρόγραμμα Διευρωπαϊκών Δικτύων Ενέργειας, καθώς και τα προγράμματα πλαίσια έρευνας και τεχνολογικής ανάπτυξης της Ευρωπαϊκής Ένωσης έχουν αρχίσει να προσφέρουν στήριξη στην εκπόνηση μελετών για την προσαρμογή και βελτιστοποίηση του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου για την ένταξη έργων ΗΑΠΕ.

Η Επιτροπή συνιστά, κατά πρώτον, να είναι πλήρως διαφανείς και αμερόληπτες οι αρχές της ανάληψης και του επιμερισμού των δαπανών. Κατά δεύτερο, η αναγκαία ανάπτυξη δικτυακής υποδομής θα πρέπει να αναλαμβάνεται ώστε να επιτρέπεται περαιτέρω ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές. Κατά τρίτον, οι δαπάνες που συνδέονται με την ανάπτυξη δικτυακής υποδομής θα πρέπει να καλύπτονται από τους φορείς εκμετάλλευσης του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου. Κατά τέταρτο, θα πρέπει να είναι ακριβοδίκαιη και διαφανής η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλο το ηλεκτρικό δίκτυο, λαμβάνοντας υπόψη τα οφέλη της ενσωματωμένης ηλεκτροπαραγωγής.

## **7. ΕΓΓΥΗΣΕΙΣ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ**

Τα κράτη μέλη οφείλουν να εφαρμόζουν σύστημα το οποίο εγγυάται την προέλευση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές, ώστε να διευκολύνουν το εμπόριο και τη διαφάνεια στον πελάτη<sup>22</sup>. Πρέπει να διασφαλίζουν ότι, σε ανταπόκριση σχετικού αιτήματος, εκδίδεται εγγύηση προέλευσης. Επί του παρόντος, ποικίλει από ένα κράτος μέλος σε άλλο η εφαρμογή των εγγυήσεων προέλευσης, όπως διαπιστώνεται στο παράρτημα 7.

Η νέα οδηγία για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας<sup>23</sup> εκδόθηκε μετά την οδηγία 2001/77/EK. Σύμφωνα με το άρθρο 3 παράγραφος 6 της οδηγίας 2003/54/EK, απαιτείται από τα κράτη μέλη να εφαρμόσουν μηχανισμό για την αποκάλυψη της σύνθεσης καυσίμων που χρησιμοποιούν. Η Επιτροπή θεωρεί τη διάταξη αυτή ως σημαντικό μέτρο για την επίτευξη του στόχου της διαφάνειας στον καταναλωτή, επειδή καλύπτει ολόκληρο τον τομέα του ηλεκτρισμού και όχι μόνο την ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η εγγύηση προέλευσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως βάση για τις ανωτέρω πληροφορίες.

Συνεχίζεται το εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης κατά οικολογικός αποδεκτό τρόπο, αλλά μέχρι τώρα δεν έχει οδηγήσει σε μεταβιβάσεις τέτοιας παραγόμενης σε μια χώρα

<sup>22</sup> Άρθρο 5 της οδηγίας 2001/77/EK.

<sup>23</sup> Οδηγία 2003/54/EK σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της οδηγίας 96/92/EK.

ηλεκτρικής ενέργειας προς μία άλλη χώρα, για να επιτευχθούν οι εκεί στόχοι. Προκειμένου να αποφευχθεί ο διπλός υπολογισμός, δεν είναι απόλυτα απαραίτητο να υπάρχει ενιαία εγγύηση προέλευσης. Ωστόσο, χρειάζεται να συμφωνηθεί ασφαλές έναντι παρακάμψεων σύστημα για την εξαγορά “χρησιμοποιημένων” πράσινων πιστοποιητικών. Ένα τέτοιο σύστημα υπάρχει σε διάφορα κράτη μέλη και θα μπορούσε να τύχει περαιτέρω συντονισμού ή ακόμη και εναρμόνισης, αν είναι ανάγκη, για να επιτρέπει μεγαλύτερους όγκους διασυνοριακού εμπορίου.

## 8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

### Χρόνος για συντονισμό

Ενώ στην ΕΕ αποκτάται σημαντική πείρα με τους μηχανισμούς στήριξης στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οι ανταγωνιζόμενοι εθνικοί μηχανισμοί θα μπορούσαν να θεωρηθούν υγιείς, τουλάχιστον κατά τη μεταβατική περίοδο. Ο ανταγωνισμός μεταξύ μηχανισμών θα μπορούσε να οδηγήσει σε μεγαλύτερη ποικιλία λύσεων, όπως και σε οφέλη: για παράδειγμα, ένα σύστημα πράσινων πιστοποιητικών κερδίζει από την ύπαρξη μηχανισμού τιμολογίων τροφοδότησης, επειδή πέφτει το κόστος τεχνολογιών μικρότερης απόδοσης λόγω της διαδικασίας τεχνολογικής μάθησης, η οποία με τη σειρά της οδηγεί σε χαμηλότερο μεταφερόμενο κόστος για τους καταναλωτές. Επιπλέον, είναι ακόμη πολύ νωρίς για να συγκριθούν τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των καλώς καθιερωμένων μηχανισμών στήριξης με συστήματα που είναι σχετικά πρόσφατα. Ως εκ τούτου, και συνεκτιμώντας όλες τις αναλύσεις που έγιναν στην παρούσα ανακοίνωση, η Επιτροπή δεν θεωρεί ότι ενδείκνυται να παρουσιάσει, στο παρόν στάδιο, εναρμονισμένο ευρωπαϊκό σύστημα.

Η Επιτροπή θεωρεί ενδεδειγμένη μια **συντονισμένη** θεώρηση των μηχανισμών στήριξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με βάση δύο πυλώνες: τη **συνεργασία** μεταξύ των χωρών και τη βελτιστοποίηση του αντίκτυπου των εθνικών μηχανισμών.

#### 8.1. Συνεργασία

Ο εντεταμένος συντονισμός μεταξύ των χωρών υπό τη μορφή “**συνεργασίας**” θα μπορούσε να είναι επωφελής για την ανάπτυξη των διαφόρων συστημάτων στήριξης μέσα στην Ευρώπη. Η αναφαινόμενη συνεργασία μεταξύ των συστημάτων τιμολογίων τροφοδότησης στη Γερμανία, την Ισπανία και τη Γαλλία, ή για την αγορά της Ιβηρικής Χερσονήσου και το προβλεπόμενο νέο κοινό σύστημα πράσινων πιστοποιητικών Σουηδίας – Νορβηγίας μπορούν να αποτελέσουν παραδείγματα για τους άλλους. Τα κράτη μέλη με συστήματα που παρουσιάζουν επαρκή βαθμό ομοιότητας μπορούν έπειτα να εναρμονιστούν επιμέρους.

#### 8.2. Βελτιστοποίηση

Η Επιτροπή προτείνει διαδικασία για **βελτιστοποίηση των εθνικών συστημάτων**, υπενθυμίζει δε ότι η αστάθεια ή η μη αποτελεσματικότητα των συστημάτων συνήθως μεταφράζεται σε υψηλότερο κόστος για τους καταναλωτές. Η βελτιστοποίηση αφορά οικονομικούς μηχανισμούς και αποτελεσματικότητα συγκριτικά με το κόστος, επιβάλλει όμως επίσης την άρση διοικητικών και δικτυακών εμποδίων.

Τα κράτη μέλη οφείλουν να βελτιστοποιήσουν και τελειοποιήσουν τους μηχανισμούς των στήριξης:

- **Αυξάνοντας τη νομοθετική σταθερότητα και μειώνοντας των επενδυτικό κίνδυνο.** Μία από τις κυριότερες ανησυχίες για τους εθνικούς μηχανισμούς στήριξης είναι η διαλείπουσα φύση του συστήματος. Τυχόν αστάθεια του συστήματος δημιουργεί υψηλούς επενδυτικούς κινδύνους, που λαμβάνουν συνήθως τη μορφή υψηλότερου κόστους για τους καταναλωτές. Τοιούτοτρόπως, το σύστημα χρειάζεται να θεωρηθεί μακροχρόνια σταθερό και αξιόπιστο από τους παράγοντες της αγοράς, ώστε να μειωθούν οι αντιληπτοί κίνδυνοι. Η μείωση του επενδυτικού κινδύνου και η αύξηση της ρευστότητας αποτελεί σημαντικό ζήτημα, ιδίως στην αγορά πράσινων πιστοποιητικών. Η σχεδίαση ενός μηχανισμού στήριξης πρέπει να ελαχιστοποιεί τον άσκοπο κίνδυνο που πλανάται στην αγορά. Η αυξημένη ρευστότητα μπορεί να βελτιώσει τη δυνατότητα επιλογής μακροχρόνιων συμβάσεων και θα προσφέρει σαφέστερη αγοραία τιμή.
- **Μείωση των διοικητικών εμποδίων,** συμπεριλαμβανομένης της απλούστευσης των διοικητικών διαδικασιών. Οι διοικητικές απαιτήσεις για τους μηχανισμούς στήριξης της πρόσβασης θα πρέπει να περισταλούν ώστε να ελαχιστοποιηθεί το βάρος για τους καταναλωτές. Οι σαφείς κατευθυντήριες γραμμές, οι μοναπευθυντικής διαδικασίας οργανισμοί έγκρισης, η θέσπιση μηχανισμών προσχεδιασμού και πλέον ευκίνητες διαδικασίες αποτελούν συγκεκριμένες προτάσεις προς τα κράτη μέλη, πέραν της πλήρους εφαρμογής της οδηγίας ΗΑΠΕ.
- **Χειρισμός ζητημάτων διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου** και διαφάνεια των προϋποθέσεων σύνδεσης. Η ενίσχυση της δυναμικότητας μεταφοράς χρειάζεται να είναι προγραμματισμένη και να αναπτύσσεται εκ των προτέρων με την ενδεδειγμένη χρηματοδότηση. Η Επιτροπή συνιστά, κατά πρώτον, να είναι πλήρως διαφανείς και αμερόληπτες οι αρχές της ανάληψης και του επιμερισμού του κόστους. Κατά δεύτερον, η αναγκαία ανάπτυξη της δικτυακής υποδομής θα πρέπει να αναλαμβάνεται κατά τρόπο που να επιτρέπει την περαιτέρω ανάπτυξη μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές. Κατά τρίτον, οι συναφείς με την ανάπτυξη δικτυακής υποδομής δαπάνες θα πρέπει κανονικά να καλύπτονται από τους φορείς εκμετάλλευσης του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου. Κατά τέταρτο, η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλο το δίκτυο ηλεκτρισμού θα πρέπει να είναι ακριβοδίκαιη και διαφανής, λαμβάνοντας υπόψη τα οφέλη της ενσωματωμένης ηλεκτροπαραγωγής.
- **Ενθάρρυνση της τεχνολογικής ποικιλομορφίας.** Ορισμένοι μηχανισμοί στήριξης τείνουν να ενισχύουν μόνο την ισχυρότερη από τις τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών από πλευράς ανταγωνιστικότητας κόστους. Για παράδειγμα, συνήθως δεν αναπτύσσεται η υπεράκτια αιολική ενέργεια αν εντάσσεται στο ίδιο οικονομικό πλαίσιο όπως η αιολική ενέργεια στην ξηρά. Οι μηχανισμοί αυτοί θα πρέπει επομένως να συμπληρώνονται με άλλα μέσα στήριξης, ώστε να διαφοροποιείται η τεχνολογική εξέλιξη. Μια σωστή συνολική πολιτική στήριξης για την ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές θα πρέπει κατά προτίμηση να καλύπτει διάφορες τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών.

- Τα κράτη μέλη θα πρέπει να χρησιμοποιήσουν καλύτερα τις δυνατότητες των **φοροαπαλλαγών και μειώσεων φόρου** που προσφέρονται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με βάση την οδηγία σχετικά με τη φορολόγηση ενεργειακών προϊόντων<sup>24</sup>.
- **Διασφάλιση συμβατότητας με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.** Τα κράτη μέλη της ΕΕ ευρίσκονται σε διαδικασία απελευθέρωσης των αγορών τους ηλεκτρισμού. Με το κριτήριο αυτό εκτιμάται η ευχέρεια με την οποία ένας μηχανισμός στήριξης μπορεί να ενταχθεί σε μια απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρισμού και η αποτελεσματικότητά του όταν λειτουργεί μαζί με υφιστάμενα και νέα μέσα άσκησης πολιτικής.
- **Ενθάρρυνση της απασχόλησης και τοπικά και περιφερειακά οφέλη.** Ουσιώδες μέρος των οφελών για το κοινό, τα οποία επιδιώκονται με πολιτικές στήριξης των ανανεώσιμων πηγών, σχετίζονται με πολιτικές απασχόλησης και κοινωνικής πρόνοιας, την αγροτική ανάπτυξη, όπου παράλληλα θα πρέπει να τηρούνται άλλοι εθνικοί στόχοι πολιτικής και να λαμβάνονται δεόντως υπόψη.
- **Συνδυασμός με δράσεις για ενεργειακό βαθμό απόδοσης και διαχείριση ζήτησης.** Η πρόοδος της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές αναιρείται από υπέρμετρη διόγκωση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, πράγμα που πρέπει να αποφεύγεται. Μόνο ο συνδυασμός μέτρων στήριξης της ΗΑΠΕ με μέτρα απόδοσης κατά την τελική χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας θα φέρει την Ευρώπη πλησιέστερα στους στόχους της ενεργειακής της πολιτικής.

### 8.3. Επόμενα βήματα

Δεν συνιστάται μείζων κανονιστική αλλαγή βραχυπρόθεσμα σε κοινοτικό επίπεδο για να επιτευχθούν οι στόχοι του 2010. Ωστόσο, συνεκτιμώντας το δυναμισμό προς την ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και τις δυνατότητες για αυξημένη απόδοση συγκριτικά με το κόστος, η Επιτροπή θα αναλύσει περαιτέρω τις δυνατές επιλογές και τις επιπτώσεις της αυξημένης βελτιστοποίησης, συντονισμού και πιθανής εναρμόνισης, τους όρους από πλευράς προόδου στην απελευθέρωση και δυναμικότητα μεταφοράς, και θα διδαχθεί από την αποκτηθείσα επιπλέον πείρα με τους διάφορους μηχανισμούς στήριξης στα κράτη μέλη.

Η Επιτροπή θα παρακολουθεί στενά την επικρατούσα κατάσταση στην πολιτική ανανεώσιμων πηγών ενέργειας της ΕΕ και τον Δεκέμβριο του 2007, το αργότερο, θα συντάξει έκθεση για το επίπεδο που με τα συστήματα των κρατών μελών προωθείται η ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές στο πλαίσιο της υπό εξέλιξη αξιολόγησης που σχετίζεται με τους στόχους του 2020 και το πλαίσιο πολιτικής για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μετά το 2010. Με βάση τα αποτελέσματα της αξιολόγησης αυτής, η Επιτροπή μπορεί να προτείνει διαφορετική θεώρηση και πλαίσιο για τους μηχανισμούς στήριξης της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση, συνεκτιμώντας την ανάγκη για επαρκή μεταβατική περίοδο και μεταβατικές διατάξεις. Ειδικότερα, θα αναλυθούν τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της περαιτέρω εναρμόνισης.

<sup>24</sup> Οδηγία 2003/96/ΕΚ για τη φορολόγηση των ενεργειακών προϊόντων και της ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΕ 283/51, 31.10.2003)

Το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο εξέδωσε πρόσφατα ψήφισμα για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας<sup>25</sup>, όπου διευκρινίζονται τα κριτήρια για πιθανό μελλοντικό εναρμονισμένο ευρωπαϊκό σύστημα κινήτρων.

Σύμφωνα με το άρθρο 4 της οδηγίας 2001/77/EK, η Επιτροπή θα εξακολουθήσει να αποτιμά την επιτυχία, συμπεριλαμβανομένης της απόδοσης συγκριτικά με το κόστος, των συστημάτων στήριξης. Η έκθεση θα συνοδεύεται, αν είναι ανάγκη, από πρόταση για κοινοτικό πλαίσιο ως προς τους μηχανισμούς στήριξης για την ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Τυχόν πρόταση για πλαίσιο θα πρέπει να:

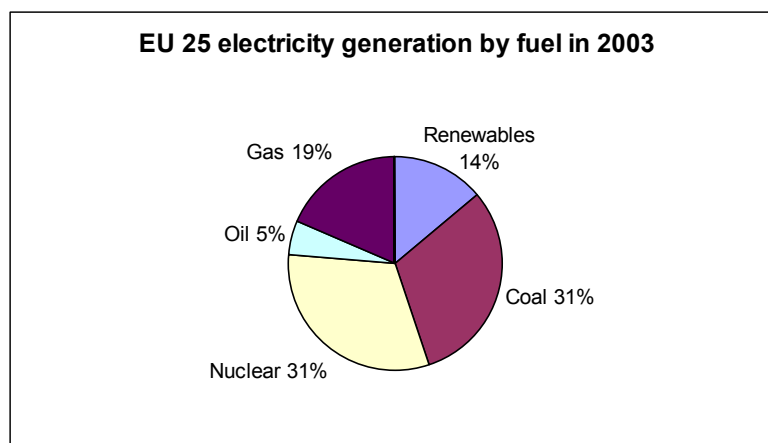
- (α) συμβάλλει στην επίτευξη των εθνικών ενδεικτικών στόχων·
- (β) είναι συμβατή με τις αρχές της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας·
- (γ) λαμβάνει υπόψη τα χαρακτηριστικά των διαφόρων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, μαζί με τις διάφορες τεχνολογίες και τις γεωγραφικές διαφορές·
- (δ) δίνει ώθηση στη χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κατά αποτελεσματικό τρόπο, όντας απλή και, συγχρόνως, κατά το δυνατόν αποδοτική, ιδιαίτερα από πλευράς κόστους·
- (ε) περιλαμβάνει επαρκείς μεταβατικές περιόδους για τα εθνικά συστήματα στήριξης, διάρκειας τουλάχιστον επτά ετών, και διατηρεί τη εμπιστοσύνη των επενδυτών.

---

<sup>25</sup> Ψήφισμα του ΕΚ, 28 Σεπτεμβρίου 2005 (έκθεση Turmes για το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας)

## **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%<sup>26</sup>. 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.

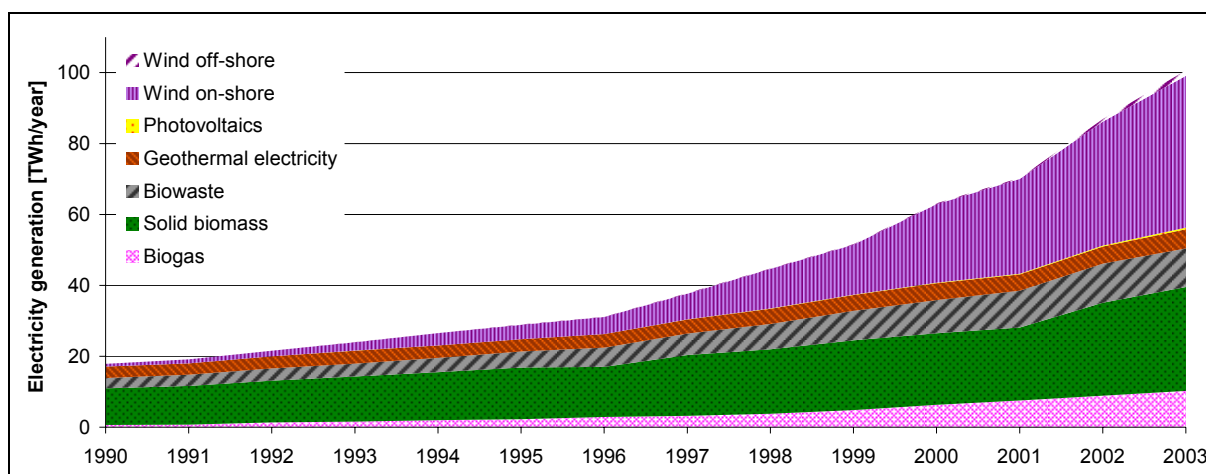


**Figure 1:**  
**EU25 electricity generation by fuel in 2003.**

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.

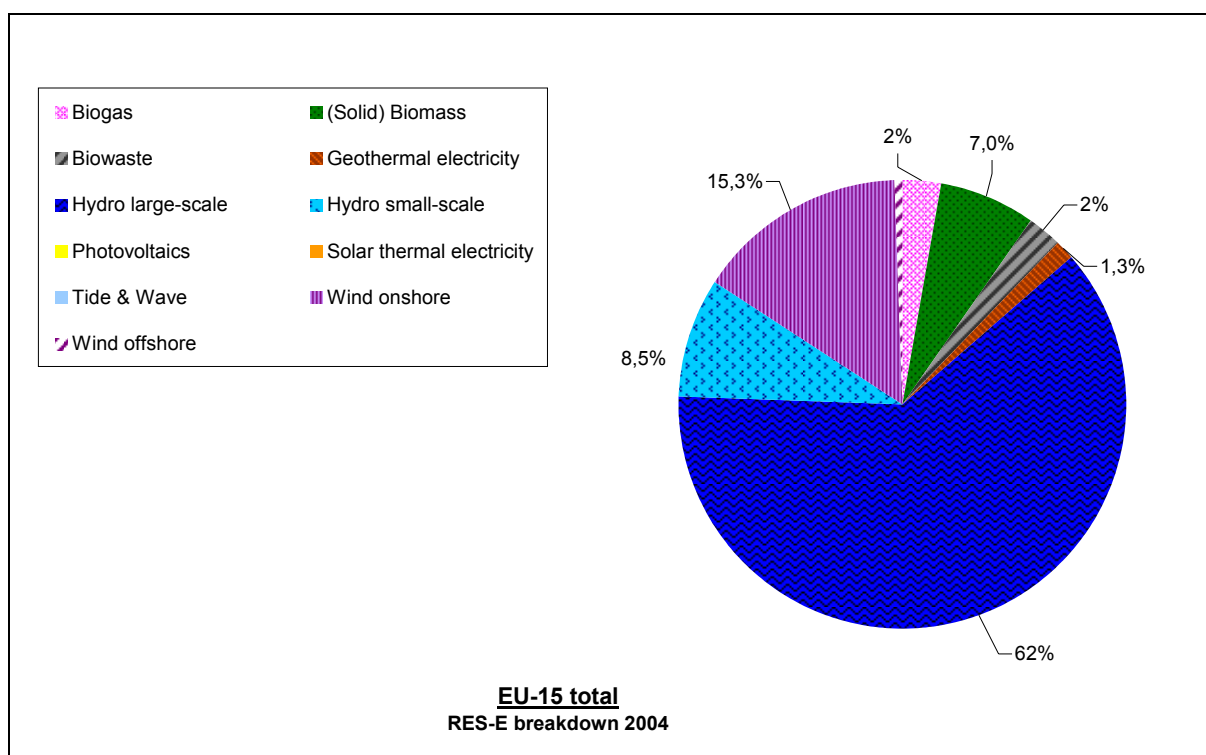
---

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



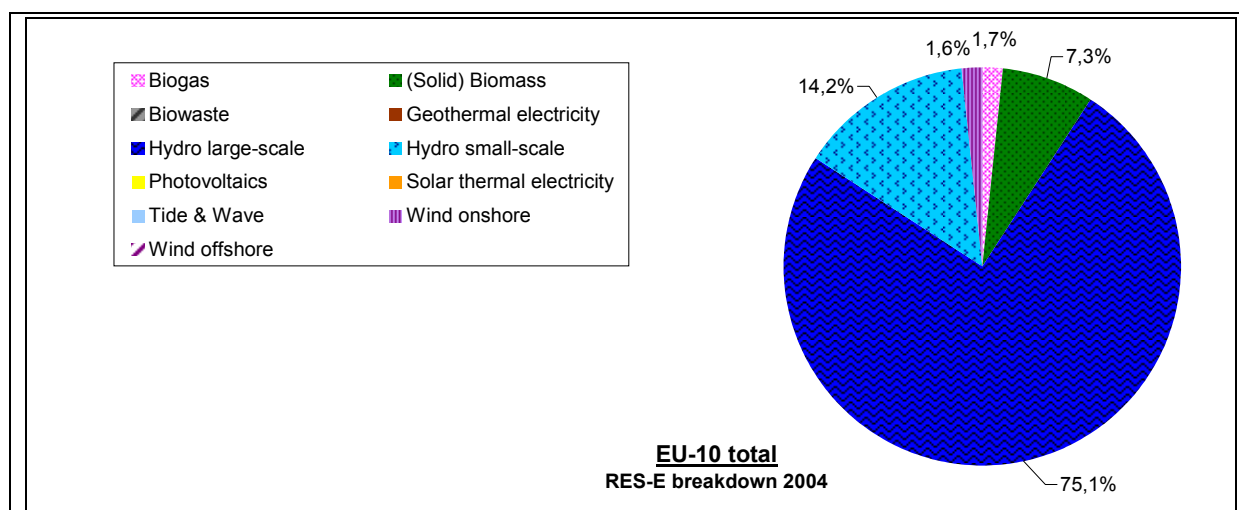
**Figure 2:**  
**Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.**

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                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Austria</b>     | 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.                                                 |
| <b>Belgium</b>     | Quota obligation system / TGC <sup>27</sup> combined with minimum prices for electricity from RES.                      | The Federal government has set minimum prices for electricity from RES.<br><br>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. |
| <b>Denmark</b>     | 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.                                                                                                                                                                               |
| <b>Finland</b>     | 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.                                                                                                                                                                                              |
| <b>France</b>      | Feed-in tariffs.                                                                                                        | For power plants < 12 MW feed-in tariffs are guaranteed for 15 years or 20 years (hydro and PV).<br><br>For power plants > 12 MW a tendering scheme is in place.                                                                                                                                                  |
| <b>Germany</b>     | Feed-in tariffs.                                                                                                        | Feed-in tariffs are guaranteed for 20 years (Renewable Energy Act). Furthermore soft loans and tax incentives are available.                                                                                                                                                                                      |
| <b>Greece</b>      | Feed-in tariffs combined with investment incentives.                                                                    | Feed-in tariffs are guaranteed for 10 years. Investment incentives up to 40%.                                                                                                                                                                                                                                     |
| <b>Ireland</b>     | Tendering scheme.<br><br>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.                                                                                                                                                                                               |
| <b>Italy</b>       | Quota obligation system / TGC.<br>A new feed-in tariff system for photovoltaic valid since 5 <sup>th</sup> 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.                                                                                                                                                               |
| <b>Luxembourg</b>  | Feed-in tariffs.                                                                                                        | Feed-in tariffs guaranteed for 10 years (for PV for 20 years). Investment incentives also available.                                                                                                                                                                                                              |
| <b>Netherlands</b> | 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.                                                                                                                                         |
| <b>Portugal</b>    | Feed-in tariffs combined with investment incentives.                                                                    | Investment incentives up to 40%.                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| <b>Spain</b>       | 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.                                         |
| <b>Sweden</b>      | Quota obligation system / TGC.                                                                                          | Obligation (based on TGCs) on electricity consumers. For wind energy, investment incentives and a small environmental bonus are available.                                                                                                                                                                        |
| <b>UK</b>          | 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).                |

<sup>27</sup>

TGC = tradable green certificates.

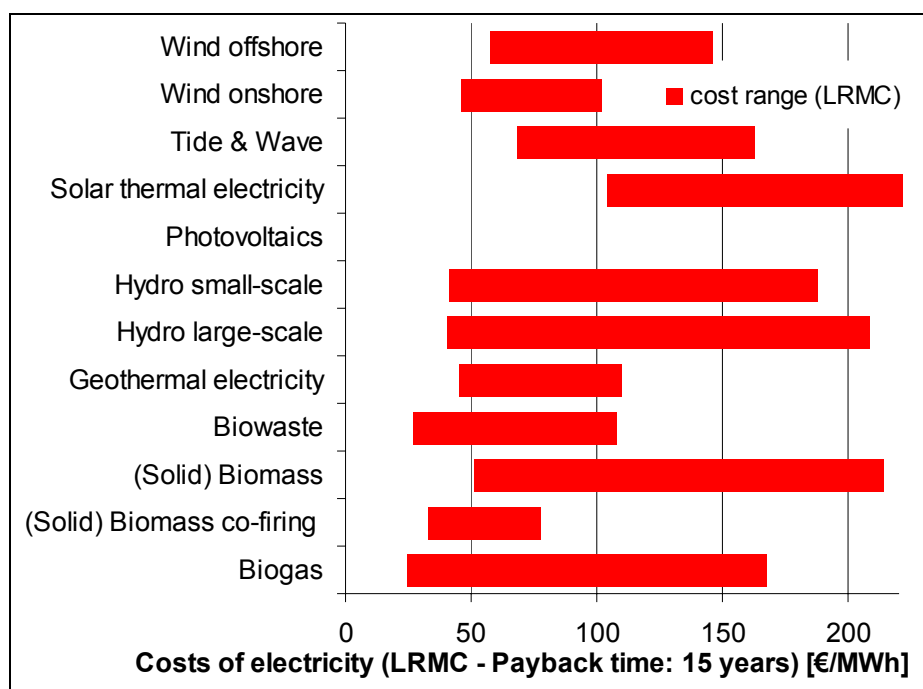
**Table 2: Overview of the main policies for renewable electricity in EU-10**

| Country                | Main electricity support schemes                                                                                                                 | Comments                                                                                                                                                                                                                                                         |
|------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Cyprus</b>          | 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.                                                                                                                                                                                                              |
| <b>Czech Republic</b>  | 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..                                                  |
| <b>Estonia</b>         | 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. |
| <b>Hungary</b>         | 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.                                             |
| <b>Latvia</b>          | 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.                         |
| <b>Lithuania</b>       | 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.                                  |
| <b>Malta</b>           | Low VAT rate for solar.                                                                                                                          | Very little attention to RES-E so far.                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>Poland</b>          | 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.                                                                                                                                                                                                             |
| <b>Slovak Republic</b> | 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.                      |
| <b>Slovenia</b>        | Feed-in system combined with long-term guaranteed contracts, CO <sub>2</sub> 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.

**Effectiveness**<sup>28</sup> 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%

<sup>28</sup> 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:

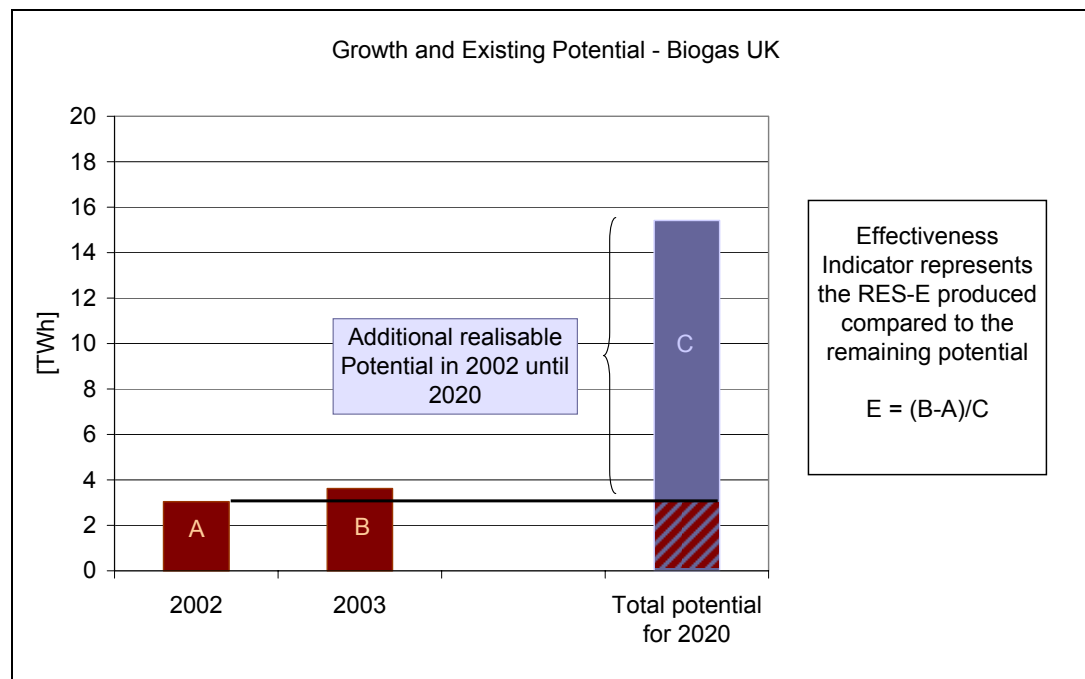
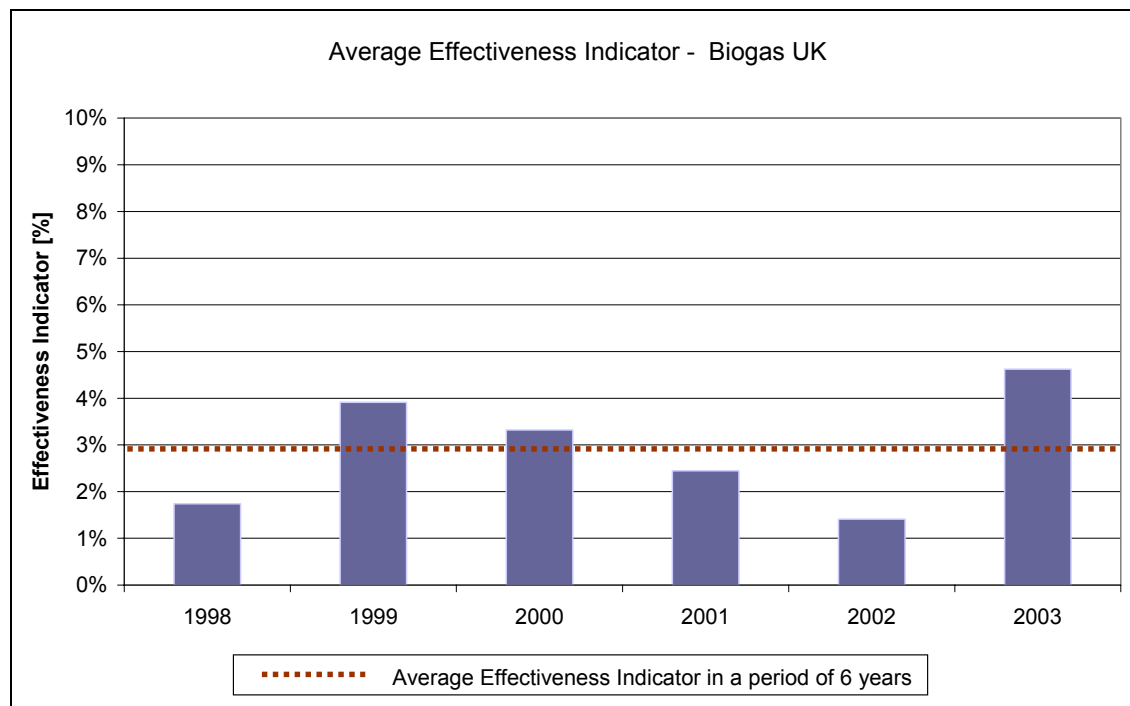


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

The indicators included in this Communication are calculated in an average period of six or seven years<sup>29</sup>. 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 2020<sup>30</sup> in a linear manner.



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

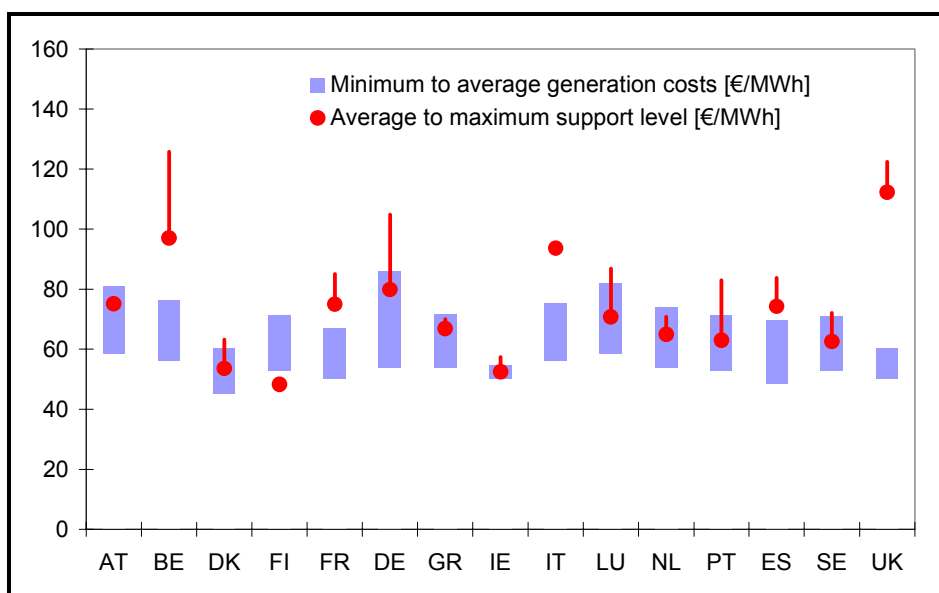
In the following section, effectiveness indicators are shown for the sectors wind onshore and solar photovoltaic for the period 1998-2004, and solid biomass, biogas and small hydro for the period 1998-2003. It must be clarified that in the subsequent section for the period 1997-2003, over which the effectiveness 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.

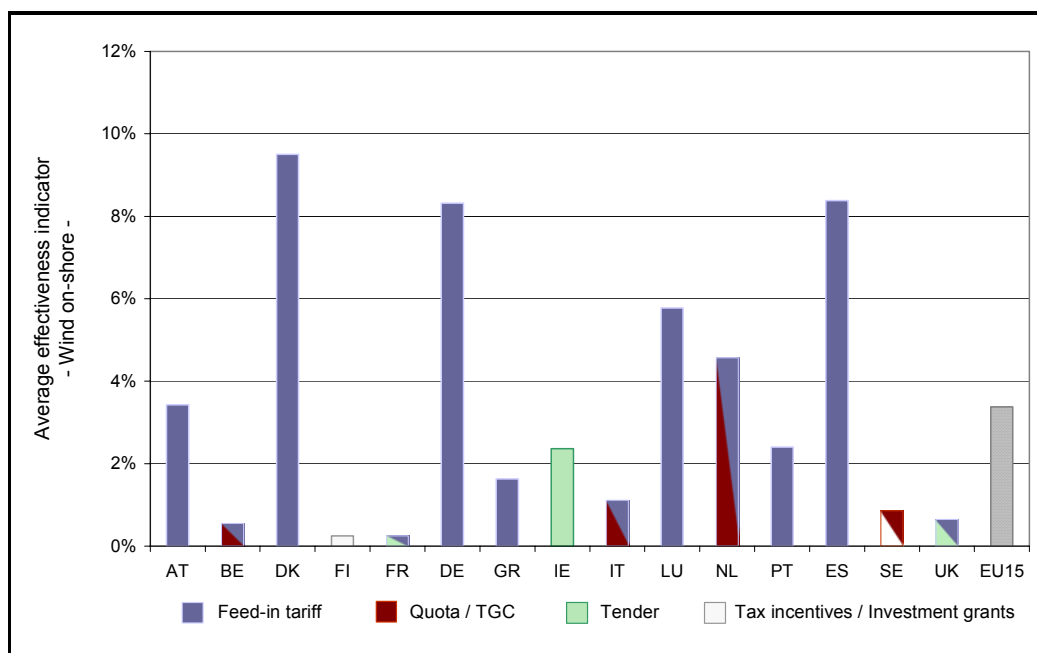
<sup>29</sup> The period of seven years applies to the case of wind energy and PV.

<sup>30</sup> 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 Germany<sup>31</sup>.

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-powering<sup>32</sup>, 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 investment<sup>33</sup>.

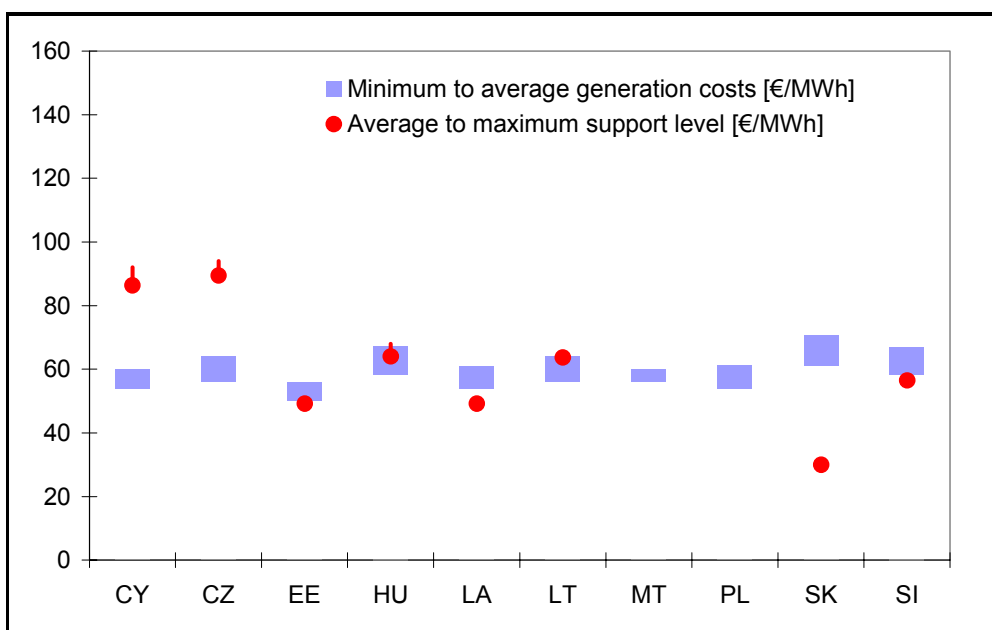
---

<sup>31</sup> 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).

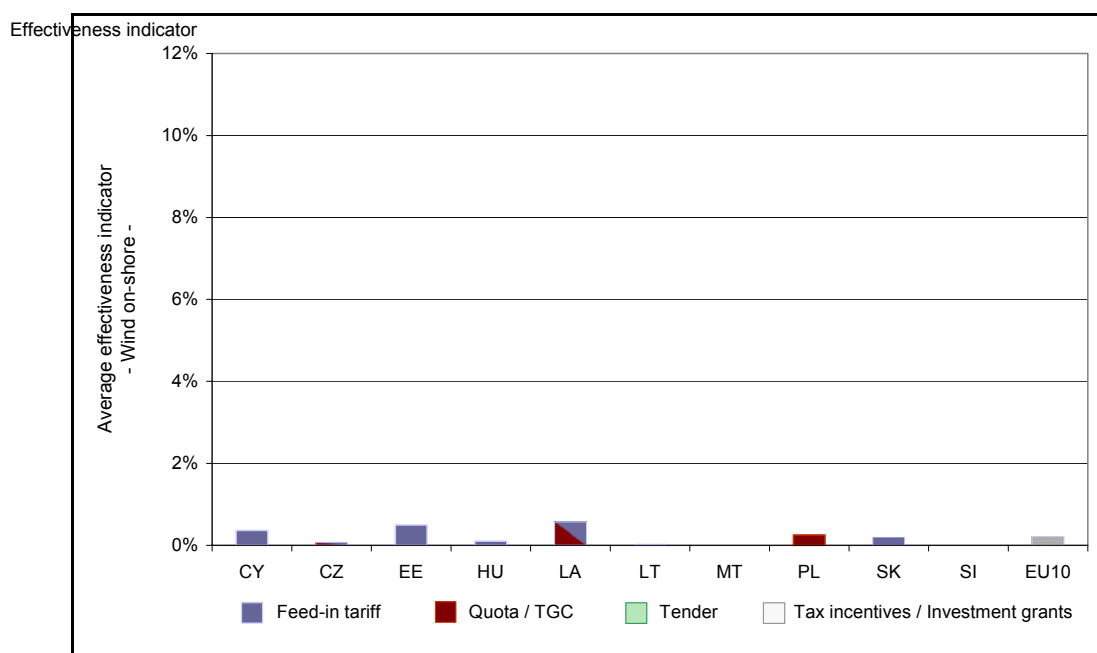
<sup>32</sup> The DK system is now concentrating on re-powering (replacement of old turbines by more efficient ones) and offshore which is not included in this text.

<sup>33</sup> 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.

## Biogas<sup>34</sup>

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.

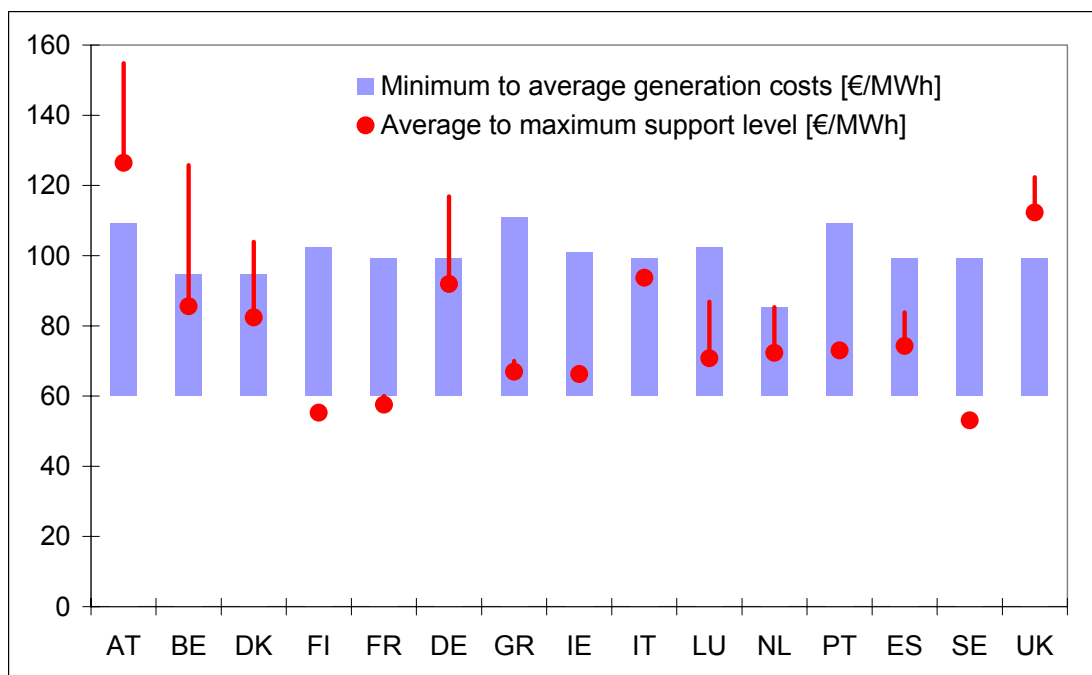
Among the EU-15 level, the level of promotion in France and Sweden appears to be insufficient when compared to long-run marginal generation costs. Finland clearly does not specifically promote this technology. For Greece, Ireland, and Portugal, the support level is at the lower end of the cost range. In Austria, the tariffs<sup>35</sup> 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)<sup>36</sup>, 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.

---

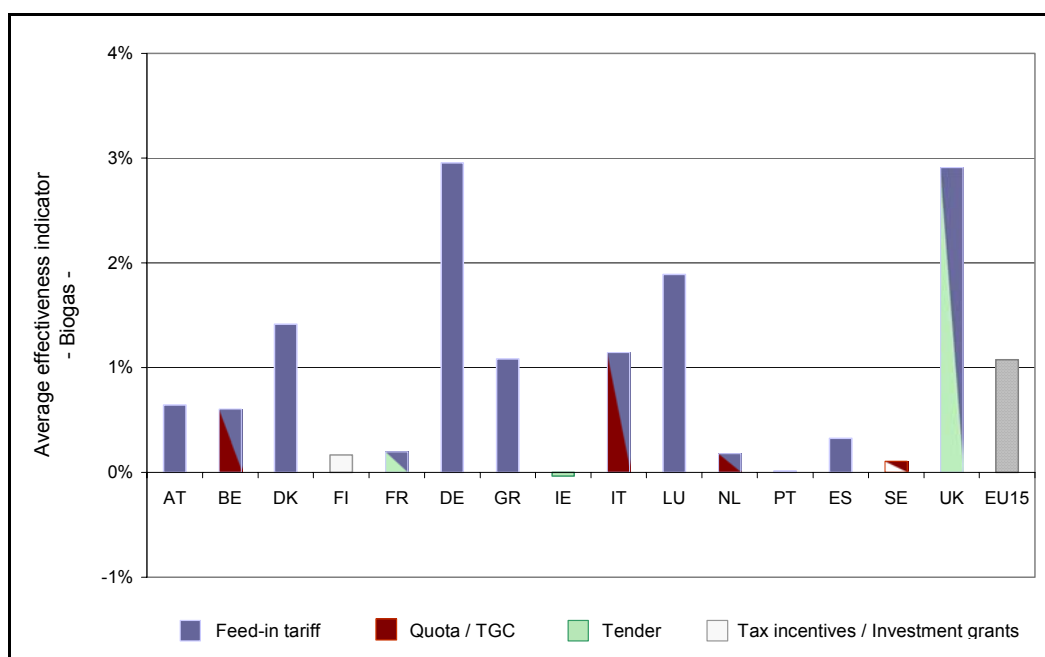
<sup>34</sup> Biogas includes all biomass fermentation processes: biogas with co-fermentation, sewage and landfill gas.

<sup>35</sup> Paid for new installations until December 2004. The system has now stopped.

<sup>36</sup> 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).



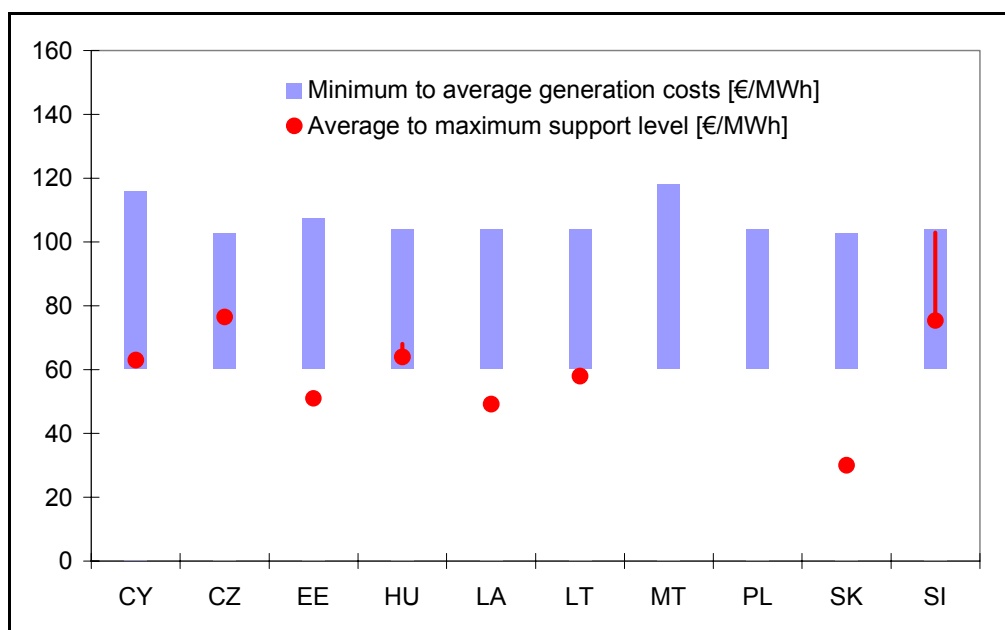
**Figure 9:**  
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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)<sup>37</sup>. 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.

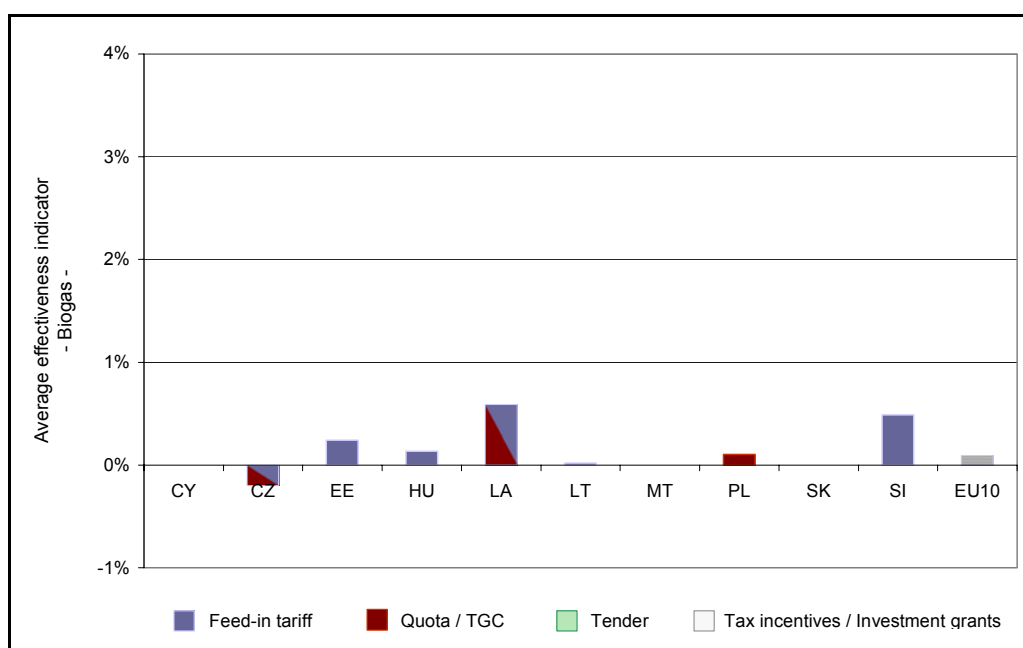
The picture for the new Member States looks rather different from the EU-15. For most EU-10 countries, the supported price is low compared to the long-run marginal generation costs. Except in the Czech Republic and Slovenia, financial support is insufficient to trigger significant investment into biogas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

<sup>37</sup> 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).



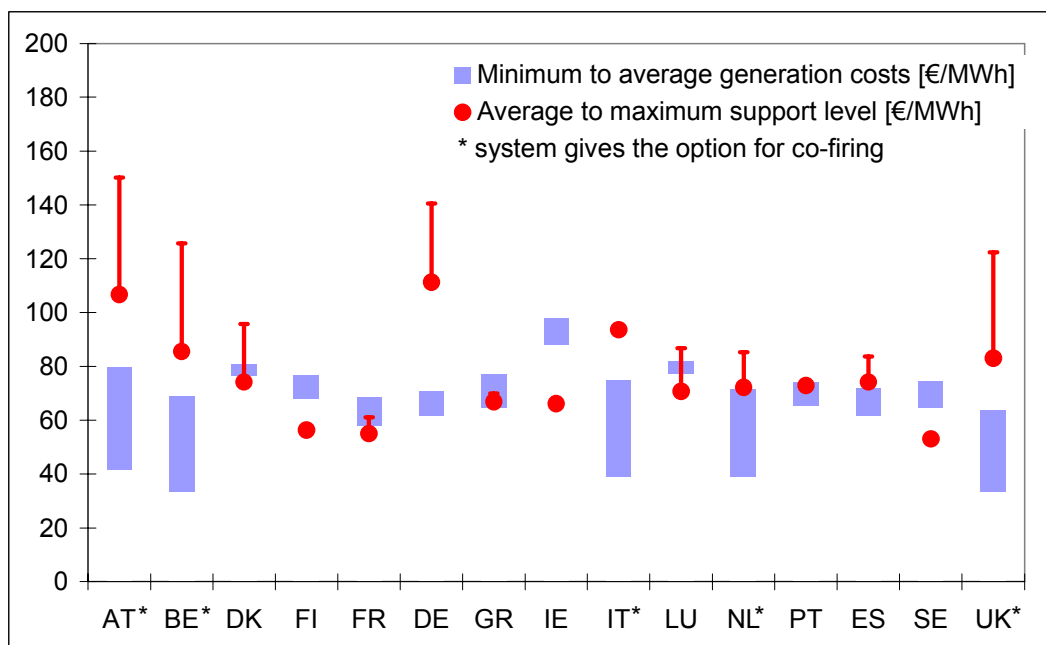
**Figure 11:**  
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

## Biomass/forestry residues

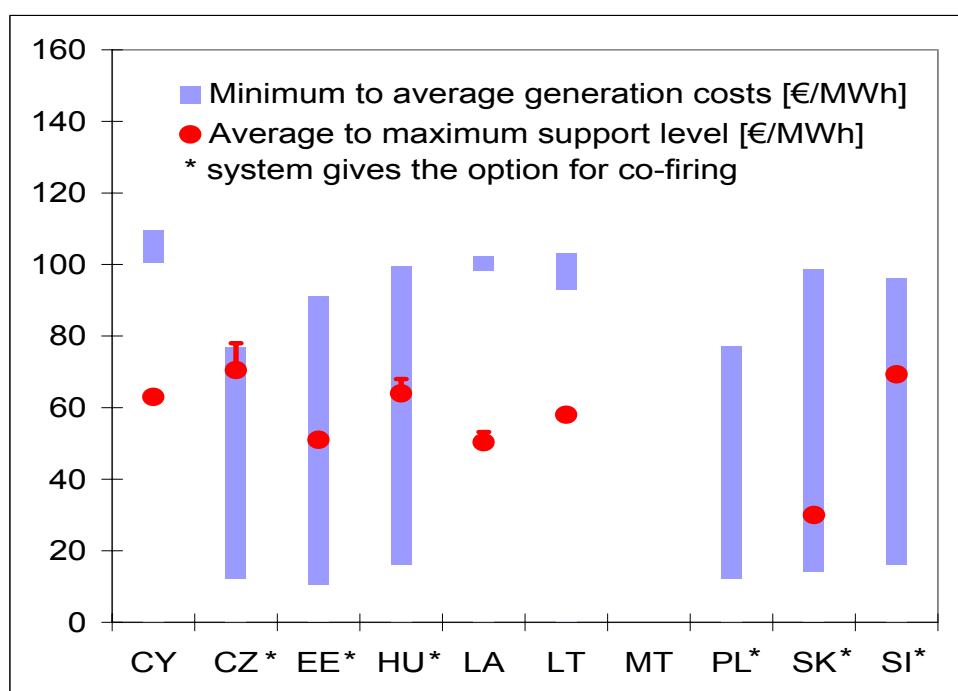
Before any analysis is carried out, the complexity of this sector should be recalled as it includes small combined heat and power systems, the big pulp and paper industry, the co-firing of wood residues, etc.

Figures 12 and 13 show the differences between support schemes around EU-15 and also the variation in generation costs<sup>38</sup>. The level of Member States support in the EU-10 is generally relatively lower than in the EU-15.

<sup>38</sup> 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).

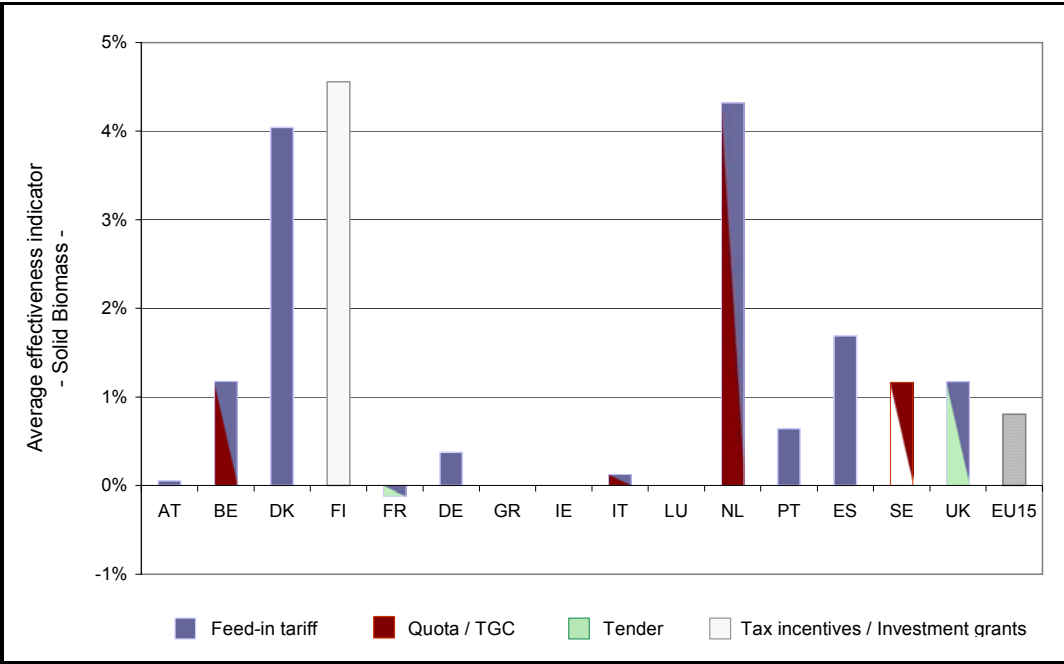


**Figure 13:**  
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

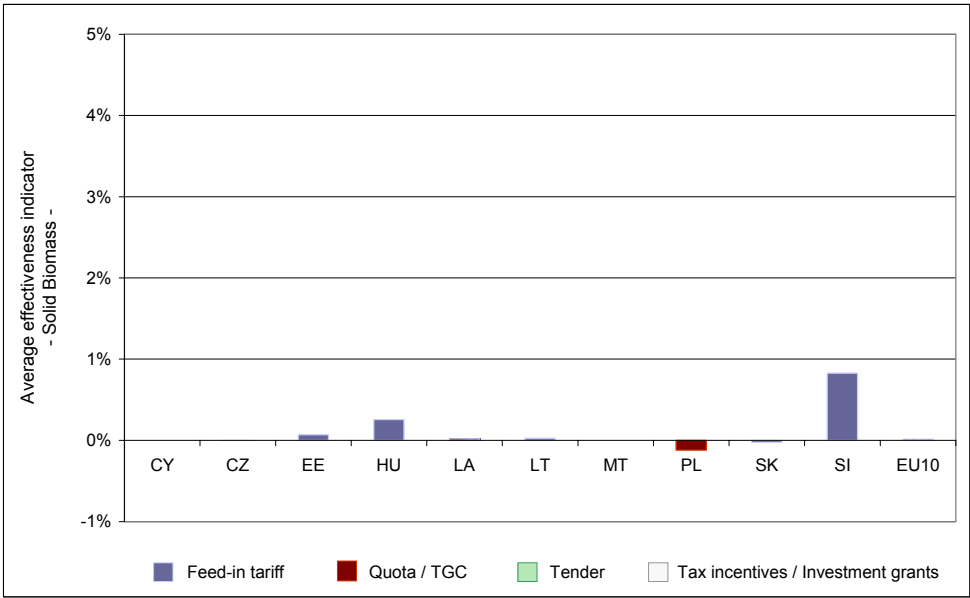
\* = countries with co-firing.

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 exploitation<sup>39</sup>. This confirms the conclusion of the Communication of May 2004<sup>40</sup> 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.



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

<sup>40</sup> 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-

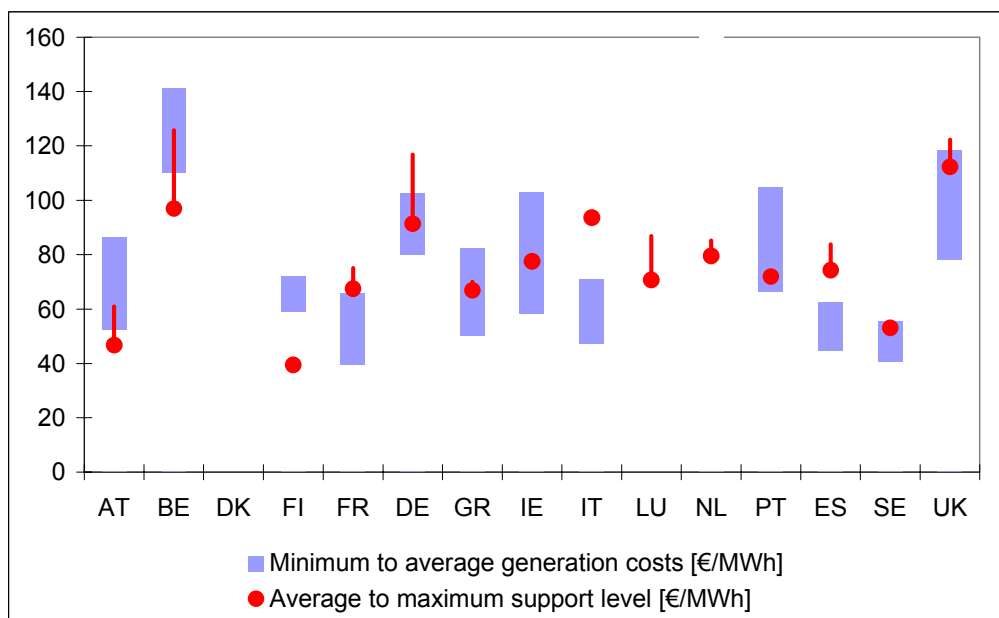


in tariffs and Finland has tax relief and 25% investment support. Centralised power stations using solid biomass attract the largest share of RES-E investment.

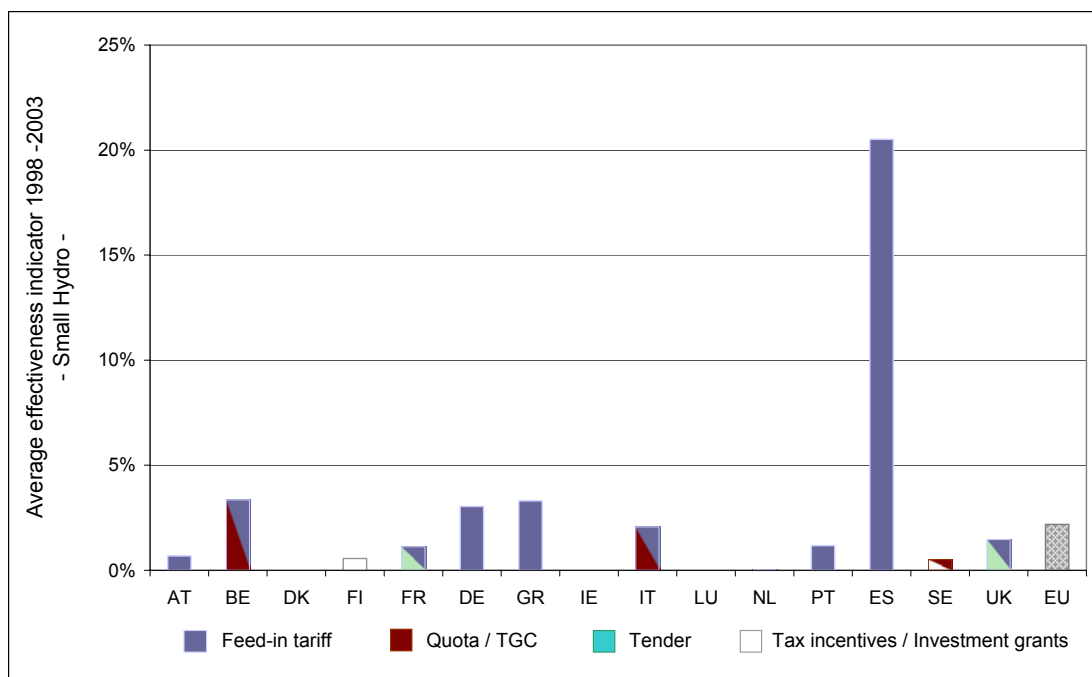
- In France, Greece, Ireland, Luxembourg, Portugal and Spain, the feed-in tariff support is not enough to bring about a real take-off in the biomass sector.
- Secondary instruments especially small investment-plant support and tax relief are good catalysts for kicking off biomass. They also have the 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

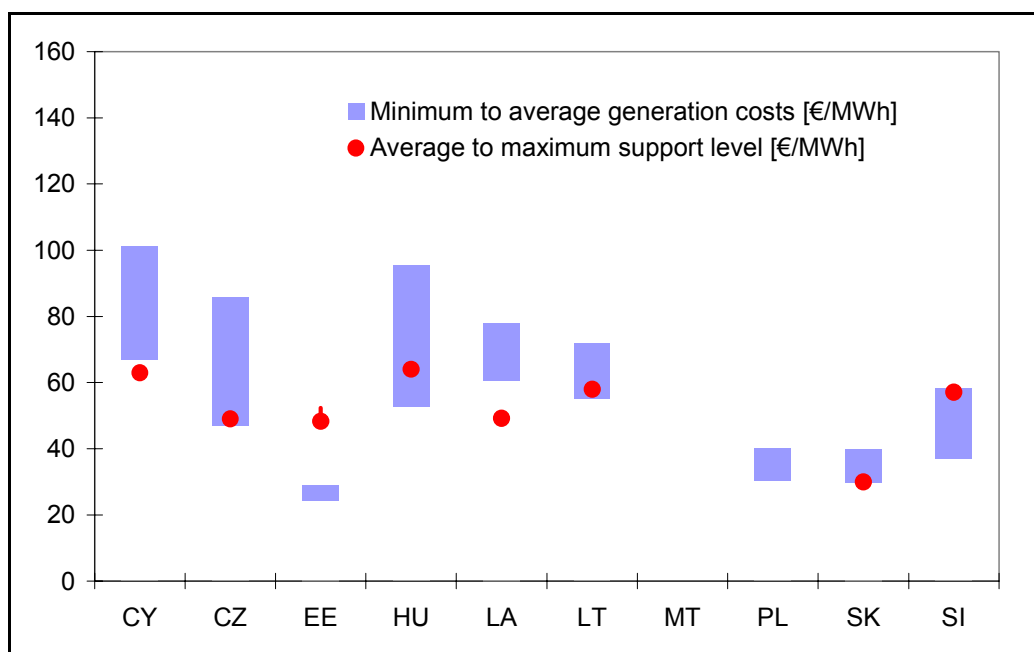
As our third example, we provide the same analysis for **small-scale hydropower**. In this case, country-specific costs show very large differences. The technology is also especially relevant for some of the new member states. Again, it can be seen that existing feed-in tariffs are quite well adjusted 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.



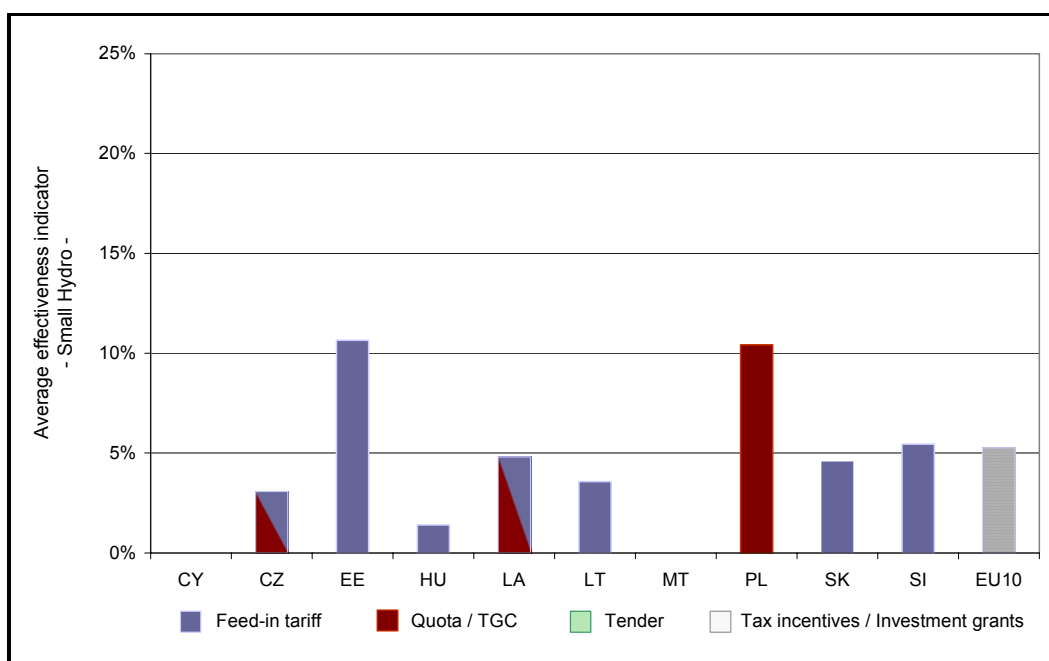
**Figure 16:**  
Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).



**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).

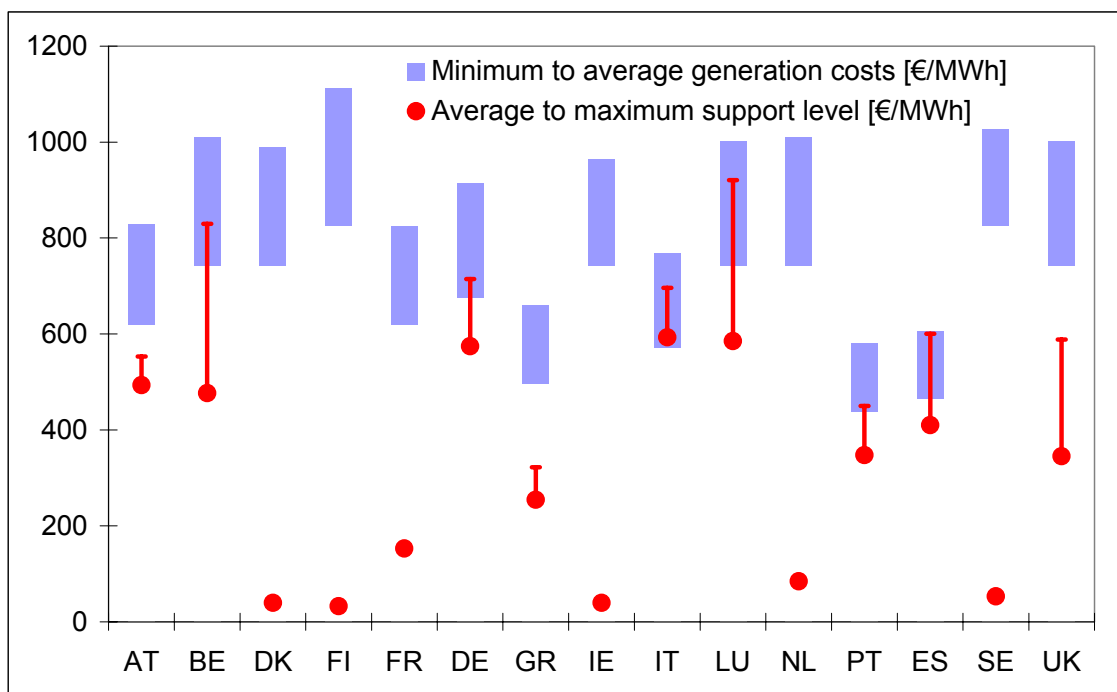


**Figure 19:**  
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

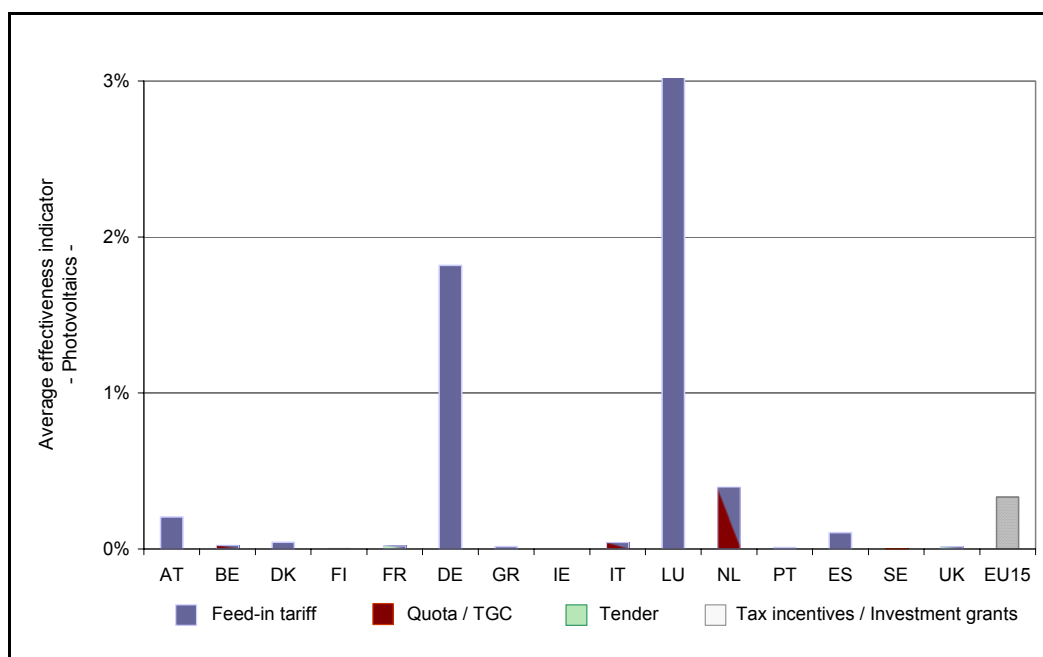
## Photovoltaic solar energy

As can be seen from Figure 21, photovoltaic electricity generation showed the strongest growth in Germany<sup>41</sup> 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.

<sup>41</sup> 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.<sup>42</sup> Furthermore, an interest rate of 6.6% is assumed<sup>43</sup> 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.

<sup>42</sup> 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.

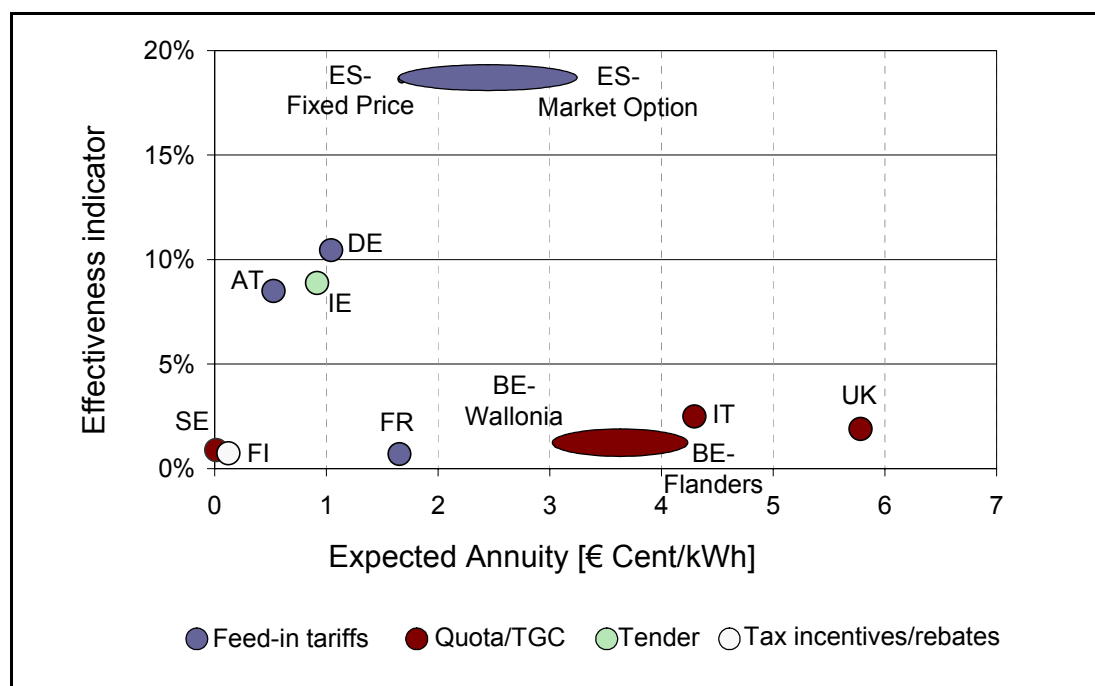
<sup>43</sup> For Germany only, an interest rate of 4% was used based on the soft loans granted.

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.

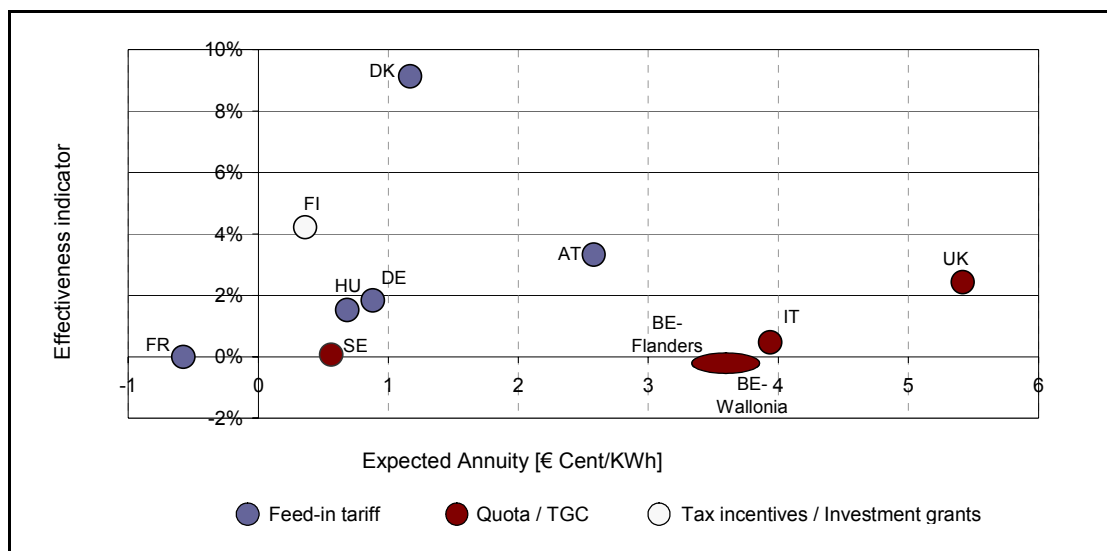


**Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.**

## 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 instruments<sup>44</sup>, the combination of heat and electricity generation or an optimal forest management.

The final result of this exercise, carried out for the year 2003<sup>45</sup>, 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 CHP<sup>46</sup> technologies. The sale of heat as a by-product is therefore also taken into account for the economic assessment.

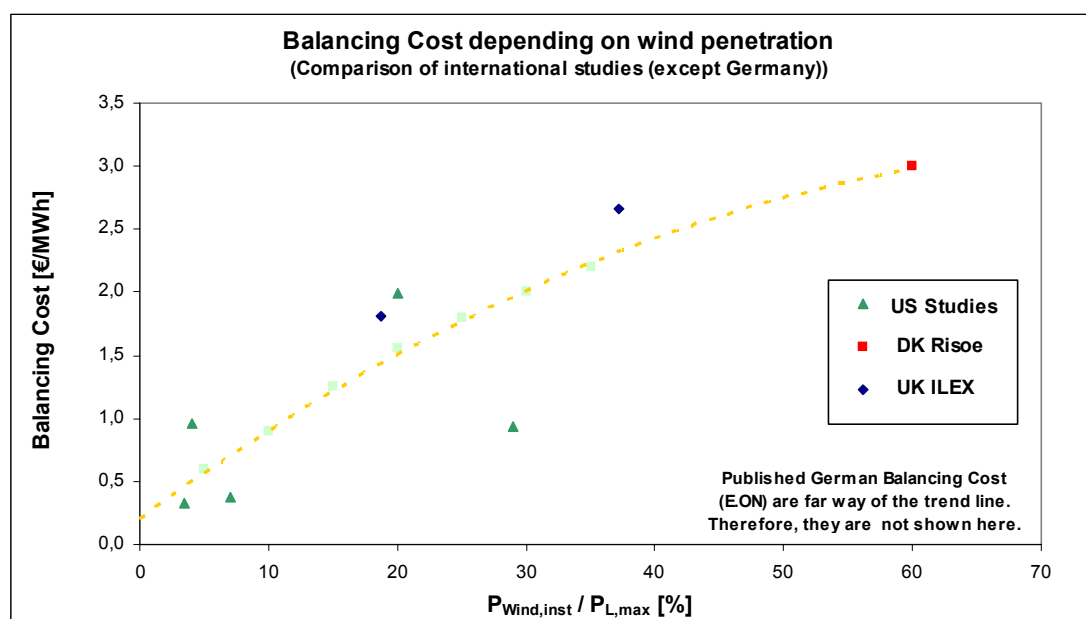
<sup>44</sup> Some Member States 'reinforce' the main instrument (normally feed-in tariff or green certificate) by tax relief or investment support. These instruments are good ways of catalysing the kick-off of biomass. They also have the advantage of less interference with the wood market.

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

<sup>46</sup> 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%.

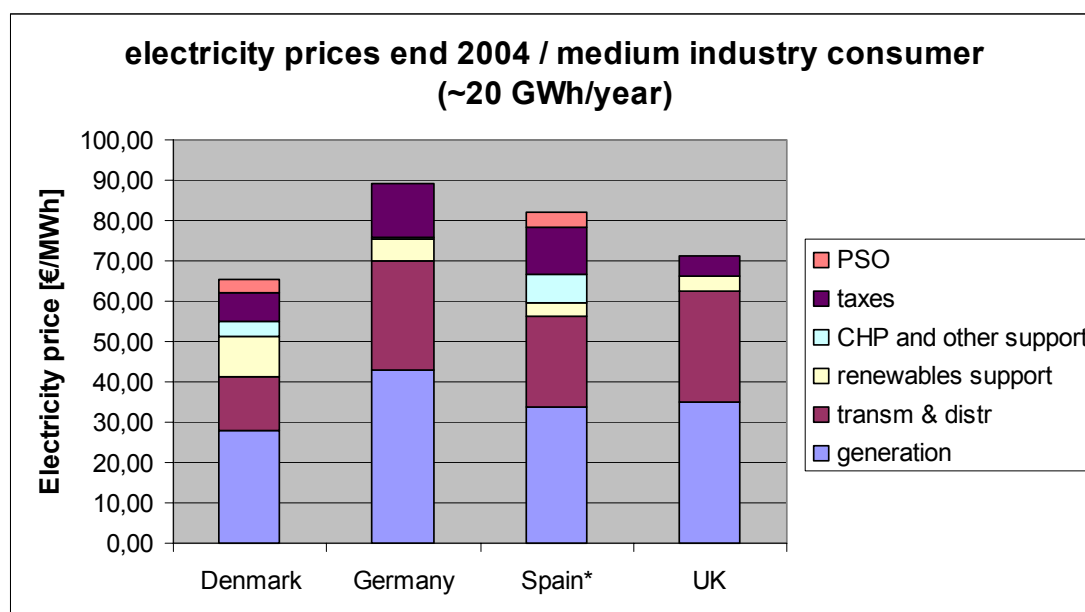


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation<sup>47</sup>. \* No tax is considered for Spain.

<sup>47</sup>

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<br>T | B<br>E | C<br>Y | C<br>Z | D<br>K | E<br>E | F<br>I | F<br>R | D<br>E | G<br>R | H<br>U | I<br>E | I<br>T | L<br>V | L<br>T | L<br>U | M<br>T | N<br>L | P<br>L | P<br>T | S<br>K | S<br>I | E<br>S | S<br>E | U<br>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:

|                     | <b>Legislation</b> | <b>Issuing body</b> | <b>Ready to GO</b> |
|---------------------|--------------------|---------------------|--------------------|
| <b><i>EU-15</i></b> |                    |                     |                    |
| 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        |

| <b>EU-10</b>   |             |                         |             |
|----------------|-------------|-------------------------|-------------|
| 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/EC<sup>48</sup> 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.

---

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