

Παρουσίαση ΕΣΑΗ

Εξελίξεις στην Αγορά Ηλεκτρισμού

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ & ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΕΣ ΕΞΕΛΙΞΕΙΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΣΤΗ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΕΥΡΩΠΗ – ΙΕΝΕ

11 Απριλίου 2011

Μανώλης Κακαράς, Γενικός Διευθυντής ΕΣΑΗ, Καθηγητής ΕΜΠ

Περιεχόμενα

- Δεδομένα ενεργειακού τομέα
- Βραχυπρόθεσμα μέτρα
 - ✓ 3^ο πακέτο απελευθέρωσης αγοράς ενέργειας
 - ✓ Μεταβατικοί μηχανισμοί ΑΔΙ – Cost Recovery
 - ✓ Νέες επενδύσεις – αναβάθμιση δικτύων
- Μακροπρόθεσμα μέτρα
 - ✓ Αλλαγή μοντέλου αγοράς
 - ✓ Νέα στρατηγική για ΑΠΕ
 - ✓ Τρόπος αντιμετώπισης κόστους αποφυγής CO₂
- Μακροπρόθεσμες προκλήσεις για τους ηλεκτροπαραγωγούς
 - ✓ Υποδομή στόλου ηλεκτροπαραγωγής
 - ✓ Επέκταση διασυνδέσεων

Ενεργειακός σχεδιασμός – δεδομένα

Υποδομές

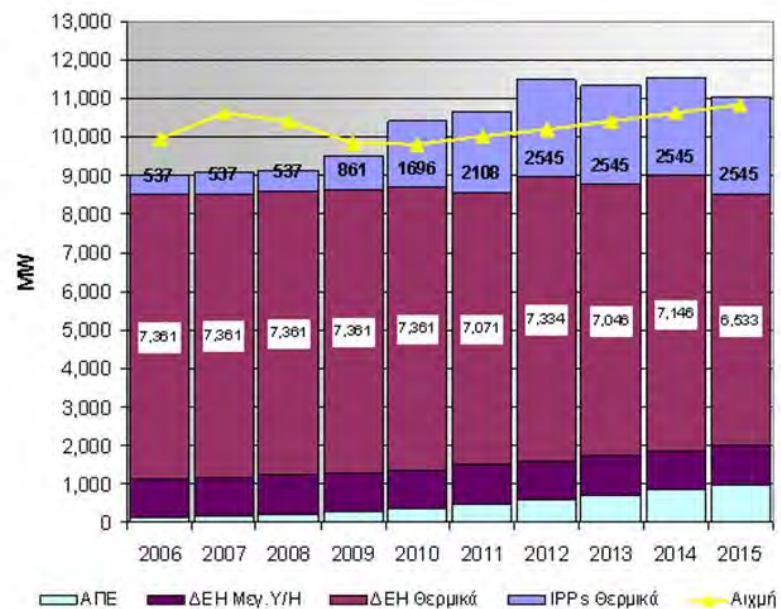
- Οι ΑΠΕ εξελίσσονται σε ενεργειακό πυλώνα (δεδομένων και των εξελίξεων στην Ιαπωνία)
- Σήμερα στην Ελλάδα υπάρχει 20% περίσσεια διαθέσιμης ισχύος
- Η ΔΕΗ δρομολογεί την κατασκευή 417 MW στο Αλιβέρι και 811 MW στη Μεγαλόπολη, τα οποία αναμένεται να ενταχθούν στο σύστημα το 2012 και το 2014, αντίστοιχα, ενώ θα έχουν αποσυρθεί μέχρι τότε μονάδες συνολικής ισχύος 1.430 MW
- Οι ιδιώτες παραγωγοί έχουν θέσει σε λειτουργία μονάδες 2.108 MW (καθαρή ισχύς) έχοντας επενδύσει 1,5 δισ. € (2.545 MW το 2012)

Οικονομική κατάσταση

- Δημόσιο χρέος – credit rating Ελλάδας
- Ρευστότητα χρηματοπιστωτικών συνθηκών
- Ισοζύγιο τρεχουσών συναλλαγών

Ενεργειακός σχεδιασμός – δεδομένα

Διασυνδεδεμένο σύστημα – Διαθέσιμη ισχύς (*) vs Αιχμή



(*) Συντελεστής ισχύος μεγάλων Υ/Η: 33%, Συντελεστής ισχύος ΑΠΕ: 25%

Ενεργειακός σχεδιασμός

Εξοικονόμηση

- Εξοικονόμηση στην κατανάλωση (πρωτοβουλία ΥΠΕΚΑ)
- Αναβάθμιση δικτύων – μείωση απωλειών
- Εξοικονόμηση με πλήρη και γρήγορη απόσυρση των μονάδων χαμηλής απόδοσης (diesel, μαζούτ)
- Εξοικονόμηση από χρεώσεις ΥΚΩ και Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος

Προτάσεις

Για την επίτευξη του στόχου 20-20-20 με τον πλέον οικονομικά αποδοτικό τρόπο και την ελάχιστη δυνατή δαπάνη

- Προτεραιότητα στην ένταξη στο σύστημα μονάδων ΑΠΕ υψηλού συντελεστή φορτίου
- Επέκταση των δικτύων στις αντίστοιχες περιοχές (Εύβοια, Πελοπόννησος, νησιά)
- Βέλτιστη αξιοποίηση των σταθμών φ/α

Βραχυπρόθεσμα μέτρα

3^ο πακέτο απελευθέρωσης αγοράς ενέργειας

- Η υλοποίηση της ενσωμάτωσης της Οδηγίας 2009/72/EK αποτελεί όρο του μνημονίου
- Η εφαρμογή του 3^{ου} πακέτου στον ηλεκτρισμό (ΙΤΟ σύμφωνα με τις προδιαγραφές της Οδηγίας 72/2009/EK) θα πρέπει να σηματοδοτήσει την ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς προς όφελος της εθνικής οικονομίας και όχι της κυρίαρχης επιχείρησης
- Το σημερινό μοντέλο προσπαθεί να συνδυάσει τις προτεραιότητες της κυρίαρχης επιχείρησης με την συμβατότητα με την Οδηγία 2009/72/EK με αμφίβολα αποτελέσματα ως προς την δυνατότητα πιστοποίησης των δομών που θα προκύψουν

Βραχυπρόθεσμα μέτρα

3^ο πακέτο απελευθέρωσης αγοράς ενέργειας

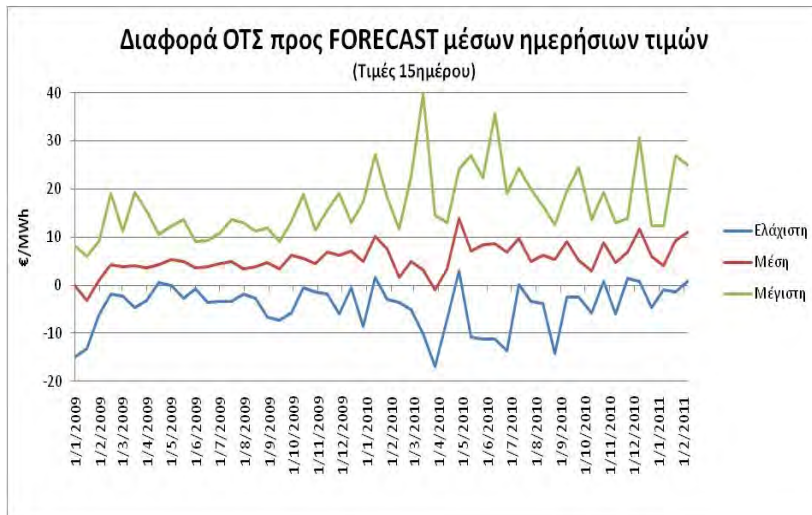
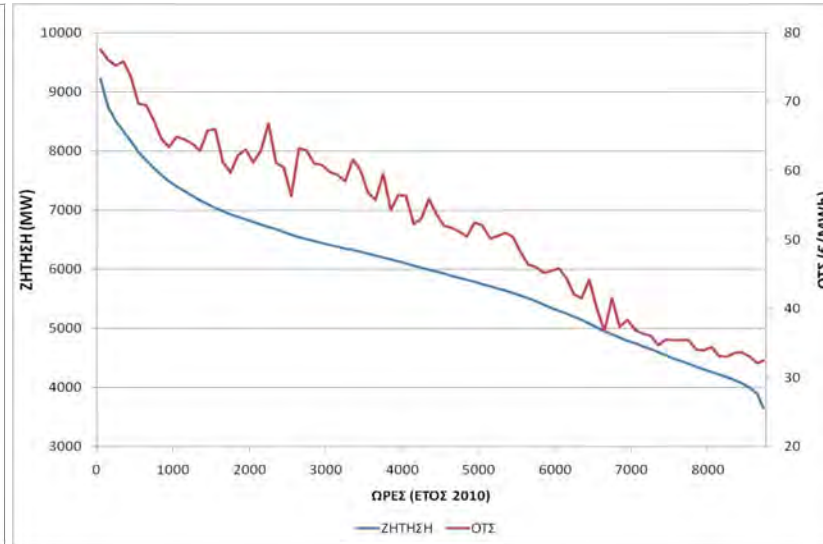
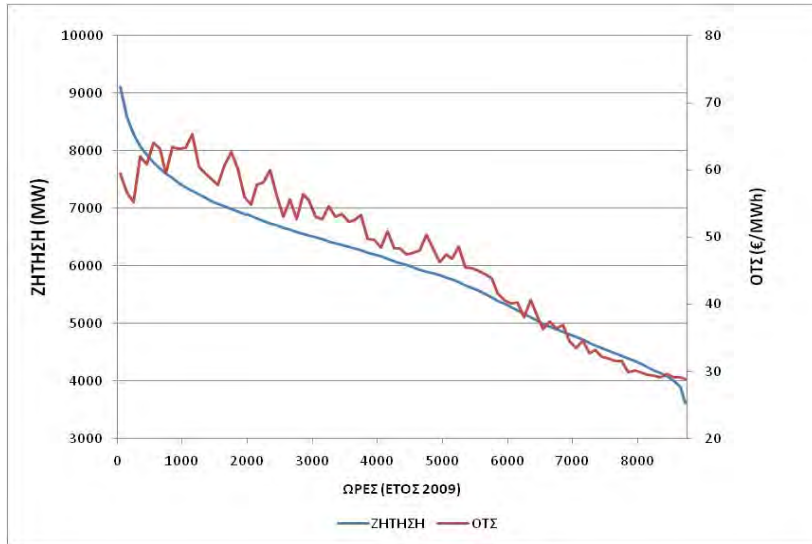
Ενίσχυση του ρόλου της ΡΑΕ μέσω :

- της ενίσχυσης της ανεξαρτησίας της
- της αναβάθμισης με αποφασιστικές αρμοδιότητες
- της συνεργασίας με τον Ευρωπαϊκό Ρυθμιστή CEER/ERGEG
- της πιστοποίησης του ΙΤΟ

Αποδυνάμωση της ΡΑΕ σημαίνει :

- Οπισθοδρόμηση στην απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας
- Ανακολουθίες απέναντι στην Ε.Ε.

Λειτουργία χονδρεμπορικής αγοράς και ΟΤΣ



Εξη μήνες μετά την εφαρμογή της 5^{ης} ημέρας αναφοράς υπάρχουν ακόμα προβλήματα αλλά και δείγματα βελτίωσης

Αιτίες :

Έλλειμμα ιδιοπαραγωγής ΔΕΗ ως προς την προμήθεια
Μη σύνδεση ΟΤΣ με τιμολόγια

Βραχυπρόθεσμα μέτρα

Μεταβατικοί μηχανισμοί ΑΔΙ – Cost Recovery

- Εξασφάλιση ανάκτησης του πραγματικού κόστους των μονάδων με υιοθέτηση μεταβατικών διατάξεων έως το 2013
- Εισαγωγή μεθοδολογίας υπολογισμού ΑΔΙ με αξιολόγηση των εκπομπών CO₂ των μονάδων χωρίς επιπλέον επιβάρυνση της αγοράς ηλεκτρισμού
- Η εισαγωγή του πλήρους κόστους CO₂ θα επιτρέψει την κατάργηση των ρυθμίσεων χρεώσεων για τα ΑΔΙ
- Ο μεταβατικός μηχανισμός ανάκτησης μεταβλητού κόστους (Cost Recovery) είναι απαραίτητος λόγω του ελέγχου της λιγνιτικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής από τη ΔΕΗ και συνεισφέρει στην αύξηση της φόρτισης των μονάδων Φ.Α. χωρίς να επιβαρύνει σημαντικά την αγορά

Βραχυπρόθεσμα μέτρα

Νέες επενδύσεις σε δίκτυα

- Αναβάθμιση της υποδομής της γραμμής μεταφοράς του Νοτίου Συστήματος. Η ύπαρξη περιορισμών στο σύστημα μεταφοράς οδηγούν σε λειτουργία οικονομικά ασύμφων και ρυπογόνων μονάδων ενώ δεν χρησιμοποιούνται μονάδες Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνολογιών που διαθέτει το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.
 - Αναβάθμιση δικτύων / βελτίωση τροφοδοσίας – διασύνδεση με Τουρκία
 - Άρση των περιορισμών χωρητικότητας των διασυνδέσεων για εξαγωγές
 - Διασύνδεση νησιών
-
- **Το κόστος χρηματοδότησης υπό την παρούσα συγκυρία αναστέλλει τις περισσότερες επενδύσεις**
 - **Η ανάπτυξη των ΑΠΕ απαιτεί την ενίσχυση των δικτύων**

Μακροπρόθεσμα μέτρα

Αλλαγή μοντέλου αγοράς

- Δυνατότητα σύναψης διμερών συμβάσεων με κατάργηση της υποχρεωτικής αγοράς από pool
- Ανάπτυξη αγοράς για επικουρικές υπηρεσίες
- Ενιαίο μοντέλο αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου
- Ανάπτυξη των διασυνδέσεων δικτύων φυσικού αερίου και αναβάθμιση του ρόλου του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή
- Ανάπτυξη αγοράς N/A Ευρώπης προς μια ενιαία αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση
- Στο μέλλον οι ευρωπαϊκοί οργανισμοί ENTSO – CEER/ERGEG θα έχουν μεγάλη σημασία στην ενιαία ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρισμού

Μακροπρόθεσμα μέτρα

Νέα στρατηγική για ΑΠΕ

- Αξιολόγηση συστημάτων τιμολόγησης ΑΠΕ (ποσόστωση / τιμολόγηση ενέργειας ΑΠΕ (Feed in)) για την προώθηση της χρήσης ΑΠΕ με εξορθολογισμό κόστους
- Αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ υψηλού συντελεστή φορτίου
- Υποστήριξη ΑΠΕ με την ανάπτυξη δικτύων

Μακροπρόθεσμα μέτρα

Τρόποι αντιμετώπισης κόστους αποφυγής CO₂

- Αλλαγή μίγματος ηλεκτροπαραγωγής με αύξηση της συνεισφοράς του φυσικού αερίου
- Περαιτέρω αξιοποίηση του υφιστάμενου στόλου φυσικού αερίου με αύξηση των ωρών λειτουργίας. Η επίτευξη των στόχων 20-20-20 είναι δυνατή με το ελάχιστο κόστος για την ελληνική οικονομία με επίτευξη συντελεστών φορτίου 50-60% για τις μονάδες φυσικού αερίου (περ. 5000 ώρες) αντί για 35% των σημερινών προβλέψεων (αποφυγή κόστους 4 δις € μέχρι το 2020)
- Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων

Μακροπρόθεσμες προκλήσεις για τους ηλεκτροπαραγωγούς

- Κάλυψη νέων απαιτήσεων φόρτισης μονάδων με στροφή από μονάδες βασικού φορτίου σε μονάδες με υψηλή ευελιξία κάλυψης της ζήτησης
- Ανάπτυξη μονάδων αποθήκευσης ενέργειας
- Επέκταση διασυνδέσεων των δικτύων προς τα νησιά και εξαγωγές
- Μείωση ρυθμιζόμενων χρεώσεων των τιμολογίων ώστε να εξασφαλισθεί καθετοποιημένη ανάπτυξη προ όφελος του καταναλωτή (ανάπτυξη λιανικής βασισμένη σε μίγμα παραγωγικού δυναμικού)

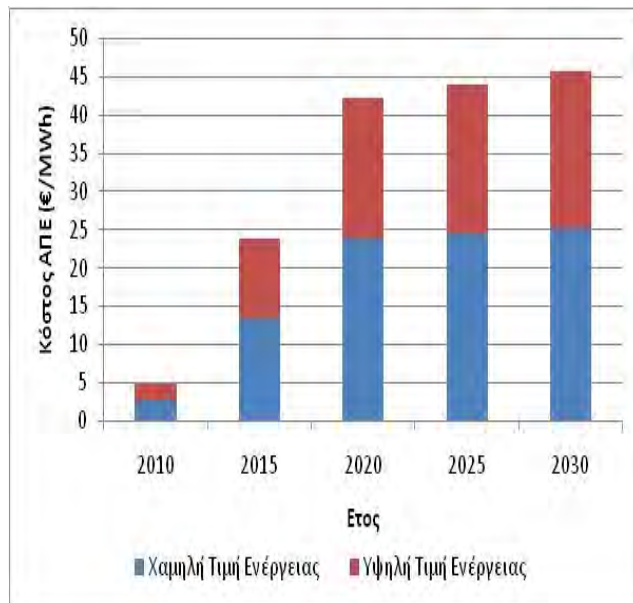
Μακροπρόθεσμα μέτρα

BACK UP

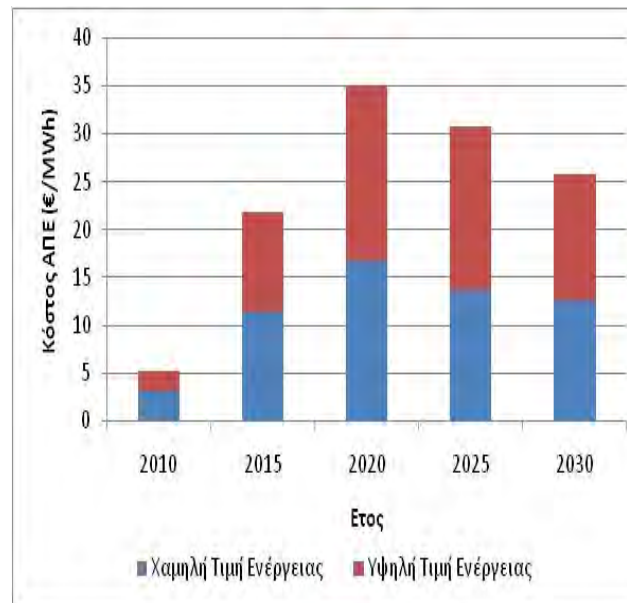
Εκτίμηση τέλους ΑΠΕ

Εξέλιξη της συνεισφοράς ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα με βάση την παρούσα τιμολόγηση που στηρίζεται στο feedin

Μέση ΟΤΣ 60 €/MWh



Πρόβλεψη ΟΤΣ



Τιμή ΟΤΣ

2010 : 52.3 €/MWh

Πρόβλεψη ΟΤΣ

2015 : 69.5 €/MWh

2020 : 81.4 €/MWh

2025 : 96.5 €/MWh

2030 : 112.3 €/MWh

Άρση feedin για Τιμές Ενέργειας μικρότερες της πρόβλεψης ΟΤΣ

- Βάση σεναρίου επίτευξης στόχου 20-20-20 ΥΠΕΚΑ
- Για κάθε τεχνολογία αξιολογήθηκαν οι ελάχιστες και μέγιστες προσφερόμενες τιμές ενέργειας για το διασυνδεδεμένο σύστημα
- Για την αιολική ενέργεια θεωρήθηκε 25% η μέγιστη διείσδυση εγκαταστάσεων < 50 kW στον υπολογισμό της μέγιστης τιμής ενέργειας