

ΓΝΩΜΗ ΤΗΣ ΡΑΕ

Ως προς τις τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών, πλην φωτοβολταϊκών και ΣΗΘΥΑ, καθώς και τις αποδόσεις αυτών

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Κατά την τακτική συνεδρίασή της, στην έδρα της, **στις 5 Σεπτεμβρίου 2013**, και

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν.2773/1999 (ΦΕΚ Α' 286/22.12.1999).
2. Τις διατάξεις του ν.3468/2006 (ΦΕΚ Α' 129/27.06.2006).
3. Τις διατάξεις του ν. 3734/2009 (ΦΕΚ Α' 8/28.01.2009).
4. Τις διατάξεις του ν. 3851/2010 (ΦΕΚ Α' 85/04.06.2010).
5. Τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος (ΦΕΚ Β' 103/31.01.2012) και του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' 104/31.01.2012) όπως ισχύουν.
6. Την υπ' αριθμ. ΑΥ/Φ1/οικ.19598/01.10.2010 Απόφαση της Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής «*Απόφαση για την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και την κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε.*» (ΦΕΚ Β' 1630/11.10.2010).
7. Την υπ' αριθμ. Δ5-ΗΛ/Β/Φ.1.17/1615/οικ.25947/06.12.2010 Απόφαση της Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, «*Μεθοδολογία επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου 40 παρ. 3 περ. γ' του Ν. 2773/1999*» (ΦΕΚ Β' 1911/08.12.2010).
8. Τις διατάξεις του ν.4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011), και ειδικότερα το άρθρο 143.
9. Τις διατάξεις του ν.4062/12 (ΦΕΚ Α' Α70/30.03.2012), και ειδικότερα το άρθρο 39 παρ. 1.

10. Τις διατάξεις του ν.4093/2012, «Έγκριση Μεσοπρόθεσμου Πλαισίου Δημοσιονομικής Στρατηγικής 2013-2016 - Επείγοντα Μέτρα Εφαρμογής του ν.4046/2012 και του Μεσοπρόθεσμου Πλαισίου Δημοσιονομικής Στρατηγικής 2013-2016», (ΦΕΚ Α' 222/12.11.2012), και ειδικότερα την Υποπαράγραφο Ι.2 της Παραγράφου Ι.
11. Την υπ' αριθμ. 323/2013 (09.07.2013) Απόφαση ΡΑΕ σχετικά με τις «Αριθμητικές τιμές των συντελεστών της μεθοδολογίας επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου 143 παρ. 2 περ. γ' του ν. 4001/2011, για το β' εξάμηνο του 2013» (ΦΕΚ Β' 1784/24.07.2013).
12. Την υπ' αριθμ. 1/2013 (10.01.2013) Απόφαση ΡΑΕ σχετικά με τις «Αριθμητικές τιμές των συντελεστών της μεθοδολογίας επιμερισμού του Ειδικού Τέλους του άρθρου 143 παρ. 2 περ. γ' του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, για το α' εξάμηνο του 2013» (ΦΕΚ Β' 14/10.01.2013).
13. Το μηνιαίο δελτίο Αυγούστου 2013 του «Ειδικού Διαχειριστικού Λογαριασμού Α.Π.Ε. & Σ.Η.Θ.Υ.Α του Άρθρου 40 του ν. 2773/1999, όπως ισχύει (Άρθρο 143 του ν. 4001/2001)», που ανήρτησε στην ιστοσελίδα του ο Λ.Α.Γ.Η.Ε.
14. Την από 15.05.2013 επιστολή του Υφυπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής προς τον Πρόεδρο της ΡΑΕ, με αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-171608, και με θέμα τη γνωμοδότηση της ΡΑΕ ως προς τις τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τις λοιπές τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών πλην φωτοβολταϊκών σταθμών και ΣΗΘΥΑ, καθώς και τις αποδόσεις βάσει νέων δεδομένων κόστους εγκατάστασης.
15. Την από 28.05.2013 απαντητική επιστολή του ΚΑΠΕ με αριθμ. πρωτ. Ι-172018/30.05.2012 σε σχετικό ερώτημα της ΡΑΕ ως προς τα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας μονάδων Α.Π.Ε.
16. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις τις παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του Κρατικού Προϋπολογισμού.

Σκέφτηκε ως εξής :

Επειδή, με την υπό στοιχείο (14) ανωτέρω σχετική, από 15.05.2013, επιστολή του Υφυπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής με αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-171608, ζητείται η γνωμοδότηση της ΡΑΕ «ως προς τις τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από τις λοιπές τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών πλην φωτοβολταϊκών σταθμών και ΣΗΘΥΑ, καθώς και τις αποδόσεις βάσει νέων δεδομένων κόστους εγκατάστασης».

Επειδή, οι εγγυημένες τιμές πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις διάφορες τεχνολογίες Α.Π.Ε. αποτελούν βασικό εργαλείο της Πολιτείας για την άσκηση της ενεργειακής της πολιτικής. Η Πολιτεία, κατά το σχεδιασμό της επιδοτικής της πολιτικής για την υποστήριξη της ανάπτυξης των διάφορων τεχνολογιών Α.Π.Ε.,

λαμβάνει υπ' όψη της όχι μόνο τις παραμέτρους που μπορούν αντικειμενικά να υπολογιστούν, όπως το κόστος ανάπτυξης των σταθμών Α.Π.Ε. και της άμεσης οικονομικής επιβάρυνσης που έχει ο καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και άλλες παραμέτρους και εξωτερικότητες (externalities), όπως η κατάσταση της οικονομίας, οι προοπτικές για ευρύτερη οικονομική ανάπτυξη, η προστιθέμενη αξία από τις επενδύσεις Α.Π.Ε. σε εθνικό αλλά και σε τοπικό επίπεδο, ανάλογα και με το είδος και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της χρησιμοποιούμενης μορφής και τεχνολογίας Α.Π.Ε.: δημιουργία θέσεων εργασίας, στήριξη της εγχώριας βιομηχανίας/βιοτεχνίας και δημιουργία προϋποθέσεων επέκτασης αυτής, δημιουργία προϋποθέσεων εξαγωγικής δραστηριότητας, όπως βέβαια και εκπλήρωση των δεσμεύσεων της χώρας ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι της για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής.

Επειδή, όπως και η Ευρωπαϊκή Επιτροπή αναγνωρίζει στην Ανακοίνωσή της «Energy Roadmap 2050 (CO)M(2011) 885/2», η επίτευξη των στόχων για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου πρέπει να επιτευχθεί με παράλληλη διασφάλιση της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού και της ανταγωνιστικότητας της ευρωπαϊκής οικονομίας.

Επειδή, ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην επίτευξη των στόχων για το κλίμα και, παράλληλα, επηρεάζει σημαντικά την ανταγωνιστικότητα της ελληνικής οικονομίας.

Επειδή, η ΡΑΕ, για τη διαμόρφωση της γνώμης της, λαμβάνει υπόψη τις παραμέτρους, οι οποίες μπορούν να προσδιοριστούν αντικειμενικά και άπτονται των αρμοδιοτήτων της, όπως το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας των σχετικών επενδύσεων, ο χρόνος ζωής και η απόδοση αυτών βάσει της παραγόμενης ενέργειας, καθώς και η επίπτωση στον τελικό καταναλωτή ενέργειας, βάσει προβλέψεων για τη διείσδυση των Α.Π.Ε. στο ενεργειακό ισοζύγιο, ώστε, τελικά, οι επενδύσεις αυτές να είναι βιώσιμες, ταυτόχρονα όμως και οικονομικά αποδοτικές για τη χώρα.

Επειδή, οι εγγυημένες τιμές πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις τεχνολογίες Α.Π.Ε. διαφοροποιούνται ώστε να αντικατοπτρίζουν ορθά τα βασικά μεγέθη κάθε τεχνολογίας (κόστος επένδυσης, βαθμός απόδοσης κ.λ.π) και είναι απαραίτητο να αναπροσαρμόζονται, προκειμένου να ενσωματώνουν μεταβολές των μεγεθών αυτών (ενδεχόμενη επιτευχθείσα τεχνολογική ωριμότητα, μεταβολή κόστους προμήθειας και εγκατάστασης ή/και βελτίωση αποδοτικότητας του σχετικού εξοπλισμού).

Επειδή, κατά τη διάρκεια της 20ετούς σύμβασης (25ετούς για ηλιοθερμικούς σταθμούς) για την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. πλην Φ/Β, η εγγυημένη τιμή πώλησης αυξάνεται ετήσια κατά ποσοστό 50% του ετήσιου Δείκτη Τιμών Καταναλωτή του προηγούμενου έτους, σύμφωνα με το άρθρο 39 παρ 1 του ν.4062/2012.

Επειδή, κρίνεται σκόπιμο να διασφαλιστεί η βιωσιμότητα του μηχανισμού πληρωμής των παραγωγών από μονάδες Α.Π.Ε., μέσω του Ειδικού Λογαριασμού του αρ. 143 του

ν.4001/2011 (Α'286) η οποία βιωσιμότητα αποτελεί και προϋπόθεση για τη συνέχιση της λειτουργίας των υφιστάμενων μονάδων και την ανάπτυξη νέων.

Επειδή, η σημειωθείσα ραγδαία αύξηση της διείσδυσης φωτοβολταϊκών σταθμών στο ενεργειακό σύστημα της χώρας, με υψηλές εγγυημένες τιμές πώλησης, είχε ως αποτέλεσμα την αύξηση της μεσοσταθμικής τιμής με την οποία αποζημιώνονται οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. (π.χ. μεσοσταθμική τιμή αποζημίωσης σταθμών Α.Π.Ε.: 2011 - 135,2€, 2012 - 186,0€, α' εξάμηνο 2013 197,6€), με ανάλογες επιπτώσεις στα επίπεδα τιμών του Ειδικού Τέλους του άρθρου 143 παρ. 2 περ. γ' του ν. 4001/2011, το οποίο με την υπ' αριθ. 323/2013 Απόφαση της ΡΑΕ ορίστηκε μεσοσταθμικά σε 14,96 €/MWh (αύξηση 60% σε σχέση με την ισχύουσα από 01/2013 μεσοσταθμική τιμή).

Επειδή, από την αντιπαραβολή των προβλεπόμενων στην υπό στοιχείο 6 Υπουργική Απόφαση, σχετικά με την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε. (πλην φωτοβολταϊκών σταθμών), με την εγκατεστημένη ισχύ των αντίστοιχων τεχνολογιών Α.Π.Ε. τον Ιούνιο του 2013, προκύπτει υστέρηση σε σχέση με τους ενδιάμεσους στόχους του 2014, εκτός από την περίπτωση των Φ/Β, τα οποία παρουσιάζουν σημαντική υπερκάλυψη του ενδιάμεσου στόχου, προσεγγίζοντας το στόχο του 2020 **ήδη από τα μέσα του 2013**, όπως αποτυπώνεται στα στοιχεία του Πίνακα 1. Σημειώνεται ότι ειδικότερα για την τεχνολογία της γεωθερμίας δεν υφίσταται συγκεκριμένος στόχος εγκατεστημένης ισχύος, ενώ ταυτόχρονα δεν έχει πραγματοποιηθεί **κανένα** έργο.

Πίνακας 1: Επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος τεχνολογιών Α.Π.Ε. κατά την ΥΑ/Φ1/οικ.19598/01.10.2010, καθώς και πραγματικά εγκατεστημένη ισχύς σταθμών ΑΠΕ την 31.05.2013

Τεχνολογία	Επιδιωκόμενη Αναλογία Εγκατεστημένης Ισχύος (MW)		Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) 31.07.2013
	2014	2020	
Υδροηλεκτρικά (0-15MW)	300	350	218
Φωτοβολταϊκά ¹	1500	2200	2152
Ηλιοθερμικά	120	250	0
Αιολικά (περιλαμβανόμενων θαλασσίων)	4000	7500	1787
Βιομάζα	200	350	46

¹Εξαιρούνται τα Φ/Β του Ειδικού Προγράμματος Στεγών.

Επειδή, από την επισκόπηση του υφιστάμενου πλαισίου στις ευρωπαϊκές χώρες σε σχέση με τις εγγυημένες τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. πλην φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών προκύπτουν ενδεικτικά τα εύρη τιμών του Πίνακα 2.

Πίνακας 2: Εύρος εγγυημένων τιμών χωρών Ε.Ε. και Ν3851/2010 (ΦΕΚ Α΄ 85/04.06.2010), ανά τεχνολογία Α.Π.Ε. πλήν Φ/Β

Τεχνολογία Α.Π.Ε.	Εύρος εγγυημένων τιμών στην Ε.Ε. ¹ (€/MWh)	Εγγυημένες τιμές Ν3851/2010 (ΦΕΚ Α΄ 85/04.06.2010) (€/MWh) όπως ισχύουν το 2013 ^{2,3}	
Αιολική ενέργεια	54-166	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	89,97
		Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	101,85
Μικρά υδροηλεκτρικά	61-140	89,97	
Ηλιοθερμικά	260-273 ⁴	Χωρίς αποθήκευση	271,24
		Με αποθήκευση τουλάχιστον 2ώρες	291,72
Γεωθερμία	141-270	Θερμοκρασία ≤90°C	153,62
		Θερμοκρασία >90°C	101,85
Βιομάζα	60-144	Ισχύς ≤1MW	204,82
		1MW<Ισχύς ≤5MW	179,22
		Ισχύς >5MW	153,62
Αέριο ΧΥΤΑ	59-120	Ισχύς ≤2MW	122,89
		Ισχύς >2MW	101,85
Βιοαέριο	75-166	Ισχύς ≤3MW	225,31
		Ισχύς >3MW	204,84

¹ Ο πίνακας παρουσιάζει ενδεικτικά τα εύρη τιμών που ισχύουν στις χώρες τις Ε.Ε. οι οποίες ακολουθούν την πολιτική των εγγυημένων τιμών, χωρίς να παρουσιάζει λεπτομέρειες και εξειδικεύσεις αναφορικά με υποκατηγορίες ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ, το επίπεδο παραγωγής, και τεχνολογικές διαφοροποιήσεις των σταθμών ή άλλα μέτρα στήριξης των ΑΠΕ που πιθανόν να ισχύουν συνδυαστικά.

² Με βάση την ετήσια αναπροσαρμογή 50% ως προς το Δείκτη Τιμών Καταναλωτή.

³ Οι τιμές του πίνακα προσαυξάνονται κατά 20% για αιολικούς σταθμούς, ΜΥΗΕ και γεωθερμία και κατά 15% για τις υπόλοιπες τεχνολογίες πλην των ηλιοθερμικών, σε περίπτωση που οι επενδύσεις υλοποιούνται χωρίς περαιτέρω επιδότηση κεφαλαίου ή φοροαπαλλαγή.

⁴ Αφορά μόνο Κύπρο και Πορτογαλία

Επειδή, όπως προκύπτει από στοιχεία που ελήφθησαν από βιβλιογραφική έρευνα πρόσφατων δημοσιευμένων στοιχείων, τα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας των διάφορων τεχνολογιών Α.Π.Ε. σε διεθνές επίπεδο παρουσιάζουν τις διακυμάνσεις που φαίνονται στον Πίνακα 3.

Πίνακας 3: Κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας τεχνολογιών Α.Π.Ε.¹

Τεχνολογία Α.Π.Ε.		Κόστος εγκατάστασης (€/kW)	Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (€/kW/έτος)
Αιολική ενέργεια (χερσαία)		1021-2041	27-84
Μικρά υδροηλεκτρικά		1350-7300	35-110
Ηλιοθερμικά	Χωρίς αποθήκευση	2100-6000	30-120
	Με αποθήκευση	4850-8000	80-160
Γεωθερμία	Κύκλου εκτόνωσης διφασικού ρευστού	1600-3200	56-115
	Διαδικού κύκλου	2600-4500	91-158
Βιομάζα	Καύσης εστίας	1000-3900	83-202
	Αεριοποίησης	1900-3500	78-231
	Ρευστοποιημένης κλίνης	2000-3500	82-237
Αέριο ΧΥΤΑ/Βιολ. Καθ.	ΜΕΚ	1000-3500	110-275
Βιοαέριο	ΜΕΚ	1250-5000	55-184

Επειδή, υπάρχει μεγάλη διαφοροποίηση ανά τεχνολογία Α.Π.Ε. ως προς τους κύριους παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση μιας επένδυσης, όπως τα βασικά τεχνικοοικονομικά μεγέθη, η τεχνολογική ωρίμανση και η συνεπαγόμενη επενδυτική αβεβαιότητα, οι απαιτούμενες κεφαλαιακές ανάγκες, και συγκεκριμένα:

¹ Βιβλιογραφικές Πηγές:

EC, DG-Research, SETIS, KPI for the European Wind Energy Initiative, 7 November 2011

JRC, Technology Map of the SET-Plan, 2011

NREL-IEA, MultiNational Case Study of the Financial Cost of wind Energy, March 2011

Poyry, Design of Feed-in Tariffs for Great Britain, 2009

IEA, ETSAP-Technology Brief Hydropower, 2010

IEA, Technology Roadmaps Bioenergy for Heat and Power, 2012

IRENA, RET Cost Analysis Series Hydropower, 2012

IRENA, RET Cost Analysis Series Biomass, 2012

VGB, Investment and Operation Cost Figures, 2012

DIW, Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, July 2013

- **Αιολική ενέργεια:** Παρατηρείται σχετική σταθεροποίηση αναφορικά με το κόστος εγκατάστασης, το οποίο διαφοροποιείται κυρίως από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της τοποθεσίας εγκατάστασης και μεταβαλλόμενους παράγοντες της αγοράς (π.χ. διεθνής ζήτηση εξοπλισμού, τιμές πρώτων υλών), και όχι τόσο από την τεχνολογική εξέλιξη. Σημαντικός παράγοντας διαφοροποίησης μεταξύ των σχετικών επενδύσεων αποτελεί το εκάστοτε αιολικό δυναμικό του χώρου εγκατάστασης.
- **Μικρά Υδροηλεκτρικά (0-15MW):** Τα ΜΥΗΕ έργα έχουν σημαντική εγχώρια προστιθέμενη αξία, καθώς το μεγαλύτερο μέρος του κόστους εγκατάστασης αφορά έργα υποδομής. Το κόστος εγκατάστασης ωστόσο παρουσιάζει σημαντικές μεταβολές σε σχέση με το μέγεθος των έργων και τη σχετική διαμόρφωση (έργα συνεχούς ροής και έργα με φράγμα).
- **Ηλιοθερμικοί Σταθμοί:** Η κάμψη που παρατηρείται Ευρωπαϊκά, αλλά και σε παγκόσμιο επίπεδο, σχετικά με τις επενδύσεις ηλιοθερμικών σταθμών σχετίζεται κυρίως με το υψηλό κόστος εγκατάστασης και τον ανταγωνισμό τους με τα Φ/Β συστήματα. Ο περιορισμένος αριθμός εγκατεστημένων εμπορικών μονάδων και η ποικιλία στη διαμόρφωση και την τεχνολογία δυσχεραίνει τον ακριβή προσδιορισμό του κόστους εγκατάστασης και λειτουργίας. Η τεχνολογία συνδυαζόμενη με αποθήκευση θερμότητας και συμπληρωματική καύση συμβατικών καυσίμων μπορεί να καταστεί τεχνολογία παροχής φορτίου βάσης, κάτι που όμως συνεπάγεται σημαντικά αυξημένο κόστος. Με βάση τα τρέχοντα δεδομένα κόστους, δυναμικού και απόδοσης των εν λόγω συστημάτων, ως οικονομικά αποδοτικές προκύπτουν ιδίως οι επενδύσεις στη νότια Ελλάδα (Κρήτη, Ρόδος).
- **Γεωθερμία:** Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία είναι εφικτή με διαφορετικές τεχνολογίες. Ωστόσο για τα ελληνικά δεδομένα και με βάση και τις αιτήσεις που έχουν κατατεθεί, η τεχνολογία του δυαδικού κύκλου καθίσταται η πλέον δόκιμη λόγω κυρίως περιβαλλοντικών πλεονεκτημάτων. Το κόστος εγκατάστασης παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις, ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του πεδίου και τις απαιτήσεις/βάθη των γεωτρήσεων. Σημειώνεται επίσης ότι για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας η κατηγοριοποίηση του ν.3468/2006 με βάση τα θερμοκρασιακά εύρη του ν.3175/2003 είναι προβληματική, καθώς για θερμοκρασίες γεωθερμικού ρευστού $T < 85^{\circ}\text{C}$ η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τεχνικούς και οικονομικούς όρους παρουσιάζεται ανέφικτη.
- **Βιομάζα:** Οι μονάδες βιομάζας αποτελούν εν γένει μονάδες βάσης με επιπλέον προστιθέμενη αξία σε περίπτωση εγχώριας πρώτης ύλης. Αν και υπάρχει ένας αριθμός από διαθέσιμες τεχνολογίες, όπως συμβατικές μονάδες καύσης σε εστία, μονάδες ρευστοποιημένης κλίνης, αεριοποίηση, πυρόλυση, κ.λπ., θεωρείται ότι οι συμβατικές μονάδες καύσης σε εστία αποτελούν την πλέον ώριμη τεχνολογία. Το κόστος παραγωγής εξαρτάται, σε μεγάλο βαθμό, από το είδος και το κόστος

προμήθειας της πρώτης ύλης, το οποίο αποτελεί το μεγαλύτερο παράγοντα αβεβαιότητας των μονάδων βιομάζας.

- **Αέρια από ΧΥΤΑ/Βιολογικούς Καθαρισμούς:** Αποτελεί ώριμη τεχνολογικά μέθοδο χρησιμοποίησης του εκλυόμενου μεθανίου από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς κυρίως μέσω MEK. Το μοναδιαίο κόστος λειτουργίας εξαρτάται σημαντικά από την απρόσκοπτη παροχή πρώτης ύλης. Η περαιτέρω ανάπτυξη τέτοιων μονάδων εξαρτάται άμεσα από την ακολουθούμενη πολιτική σε σχέση με τη διαχείριση των αστικών αποβλήτων.
- **Βιοαέριο:** Όπως και οι μονάδες βιομάζας, οι μονάδες βιοαερίου αποτελούν ώριμες τεχνολογικά μονάδες συνεχούς λειτουργίας. Χρησιμοποιούν κυρίως αγροτικά και κτηνοτροφικά υπολείμματα, καθώς και υπολείμματα από τη βιομηχανία τροφίμων. Η μακροχρόνια τροφοδοσία και το κόστος μεταφοράς αποτελούν σημαντικούς παράγοντες διαμόρφωσης του τελικού κόστους παραγωγής. Παρά το έντονο ενδιαφέρον, έχουν κατασκευαστεί μέχρι στιγμής ελάχιστες μονάδες βιοαερίου, γεγονός που αποτυπώνει και τη δυσκολία κυρίως σε σχέση με τη μακροχρόνια διασφάλιση επαρκούς πρώτης ύλης σε κατάλληλο κόστος.

Επειδή, με βάση στοιχεία που αντλήθηκαν από: α) τις ως άνω αναφορές, β) τα αρχεία αιτήσεων και δελτίων παρακολούθησης αδειών της ΡΑΕ, γ) την υπό στοιχείο 14 απαντητική επιστολή του ΚΑΠΕ με αριθμ. πρωτ. Ι-172018, σε σχετικό ερώτημα της ΡΑΕ ως προς τα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας μονάδων Α.Π.Ε. στη χώρα, αλλά και τη γνώση της σχετικής αγοράς, προκύπτουν τυπικές αντιπροσωπευτικές τιμές των τεχνικοοικονομικών μεγεθών των τεχνολογιών Α.Π.Ε., όπως αυτές παρουσιάζονται στον Πίνακα 4. Με χρήση των τιμών αυτών, και με βασικές παραδοχές όπως αυτές παρουσιάζονται στον Πίνακα 5, υπολογίστηκε ο βαθμός απόδοσης **νέων επενδύσεων Α.Π.Ε.** πλην Φ/Β (nominal, after-tax project IRR, δηλ. η συνολική απόδοση έργου μετά φόρων σε τρέχουσες τιμές, που είναι κατά βάση ανεξάρτητη από το ύψος και κόστος δανεισμού), για μεταβολές της εγγυημένης τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας $\pm 30\%$ σε σχέση με την ισχύουσα εγγυημένη τιμή (βλ. Πίνακα 2).

Σημειώνεται ότι επειδή η παρούσα ανάλυση αφορά νέες επενδύσεις Α.Π.Ε., η έκτακτη εισφορά του ν.4093/2012 δεν λαμβάνεται υπ' όψη στους υπολογισμούς και τα αποτελέσματα των πινάκων που ακολουθούν (Πίνακες 6α έως και 8β).

Πίνακας 4: Τεχνικοοικονομικά μεγέθη που χρησιμοποιήθηκαν στην ανάλυση της ΡΑΕ

Τεχνολογία Α.Π.Ε.		Κόστος εγκατάστασης (€/kW)	Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (€/kW/έτος)	Συντελεστής Ισχύος %
Αιολική ενέργεια	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	1200	47	25% ¹
	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	1400	56	28% ¹
Μικρά υδροηλεκτρικά ισχύος ≤15MW		2000	50	36% ¹
Ηλιοθερμικά	Χωρίς αποθήκευση	3800	76	20%
	Με αποθήκευση τουλάχιστον 2ώρες	4800	96	30%
Γεωθερμία	Θερμοκρασία ≤90°C	5000 ²	163	70%
	Θερμοκρασία >90°C	5000 ²	163	80%
Βιομάζα	Ισχύς ≤1MW	3300	154 ³	90%
	1MW < Ισχύς ≤5MW	3000	140 ³	90%
	Ισχύς >5MW	2700	126 ³	90%
Αέριο ΧΥΤΑ/Βιολ. Καθ.	Ισχύς ≤2MW	3000	87 ⁴	75%
	Ισχύς >2MW	2300	87 ⁴	75%
Βιοαέριο ³	Ισχύς ≤3MW	3300	143 ³	90%
	Ισχύς >3MW	3000	143 ³	90%

¹ Για τα αιολικά και ΜΥΗ οι συντελεστές ισχύος προέρχονται από συγκεντρωτικά στοιχεία των απολογιστικών Δελτίων Α.Π.Ε. του ΑΑΓΗΕ

² Έχουν ληφθεί υπόψη τα κόστη από κατατεθειμένες αιτήσεις αδειών παραγωγής, οι οποίες αφορούν αποκλειστικά τεχνολογία δαδαδικού κύκλου.

³ Δεν συμπεριλαμβάνεται το κόστος καυσίμου, το οποίο στην ανάλυση της ΡΑΕ λαμβάνεται ίσο με -0,023€/kWhf

⁴ Θεωρείται μηδενικό κόστος πρώτης ύλης

Πίνακας 5: Βασικές παραδοχές τις ανάλυσης

Μέσος Ετήσιος Πληθωρισμός	1,5%
Φορολογικός συντελεστής	26%
Χρονικό διάστημα ανάλυσης επένδυσης	20έτη (25 για ηλιοθερμικά)
Προσαύξηση στην εγγυημένη τιμή πώλησης (N3468/2006, Α.13, παρ.1, περ. (γ) όπως ισχύει) για όλες τις τεχνολογίες θεωρώντας επενδύσεις χωρίς επιχορήγηση (επιδότηση ή φοροαπαλλαγή)	
Μηδενική υπολειμματική αξία	

Πίνακας 6α: Απόδοση επένδυσης (project IRR) για μεταβολή της ισχύουσας εγγυημένης τιμής για αιολικά, ΜΥΗΕ, ηλιοθερμικά και γεωθερμία.

Μεταβολή εγγυημένης τιμής πώλησης	Αιολικά ΔΣ	Αιολικά ΜΔΝ	ΜΥΗΕ	Ηλιοθερμικά χωρίς αποθηκείωση	Ηλιοθερμικά με αποθηκείωση >2ώρες	Γεωθερμία χαμηλής θερμοκρασίας T < 90°C	Γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας T > 90°C
-30%	5,9%	7,0%	5,5%	2,3%	5,4%	8,8%	4,7%
-24%	7,2%	8,3%	6,6%	3,4%	6,5%	10,1%	5,9%
-18%	8,4%	9,6%	7,7%	4,3%	7,5%	11,4%	7,0%
-12%	9,5%	10,8%	8,7%	5,2%	8,4%	12,6%	8,1%
-6%	10,6%	11,9%	9,7%	6,0%	9,4%	13,8%	9,1%
Ονομαστική	11,7%	13,1%	10,6%	6,8%	10,3%	14,9%	10,1%
6%	12,8%	14,2%	11,6%	7,6%	11,2%	16,1%	11,0%
12%	13,8%	15,2%	12,5%	8,4%	12,0%	17,2%	12,0%
18%	14,8%	16,3%	13,3%	9,1%	12,9%	18,3%	12,9%
24%	15,8%	17,3%	14,2%	9,8%	13,7%	19,4%	13,8%
30%	16,7%	18,4%	15,1%	10,6%	14,5%	20,4%	14,6%

Πίνακας 6β: Απόδοση επένδυσης (project IRR) για μεταβολή της ισχύουσας εγγυημένης τιμής για τεχνολογίες βιομάζας, αερίου ΧΥΤΑ και βιολ. καθαρισμών και βιοαερίου από υπολείμματα αγροτικής παραγωγής.

Μεταβολή εγγυημένης τιμής πώλησης	Βιομάζα P<1MW	Βιομάζα 1MW<P<5MW	Βιομάζα P>5MW	Αέριο ΧΥΤΑ/ Βιολ.Καθ. P<2MW	Αέριο ΧΥΤΑ/ Βιολ.Καθ. P>2MW	Βιοαέριο P<3MW	Βιοαέριο P>3MW
-30%	Αρνητική	1,9%	4,5%	14,5%	15,1%	10,9%	7,9%
-24%	4,7%	6,3%	8,0%	16,0%	16,8%	14,3%	11,7%
-18%	8,6%	9,8%	11,2%	17,5%	18,4%	17,5%	15,0%
-12%	11,9%	12,9%	14,0%	19,0%	20,0%	20,5%	18,2%
-6%	15,0%	15,8%	16,7%	20,5%	21,6%	23,4%	21,2%
Ονομαστική	17,9%	18,5%	19,2%	21,9%	23,1%	26,3%	24,1%
6%	20,6%	21,1%	21,7%	23,4%	24,6%	29,1%	27,0%
12%	23,3%	23,7%	24,1%	24,8%	26,2%	31,9%	29,8%
18%	25,9%	26,2%	26,5%	26,2%	27,7%	34,6%	32,6%
24%	28,5%	28,7%	28,8%	27,5%	29,2%	37,4%	35,3%
30%	31,0%	31,1%	31,2%	28,9%	30,6%	40,1%	38,0%

Επειδή, η απόδοση επενδύσεων επηρεάζεται σημαντικά από τυχόν διαφοροποίηση των τεχνικοοικονομικών μεγεθών ανά κατηγορία Α.Π.Ε. και, συνεπώς, ο καθορισμός των εγγυημένων τιμών βάσει γενικών μεσοσταθμικών χαρακτηριστικών ενδέχεται να οδηγήσει σε στρεβλώσεις για έργα που κατατάσσονται στην ίδια κατηγορία. Ενδεικτικά στους Πίνακες 7α-7β παρατίθεται ανάλυση ευαισθησίας επιλεγμένων περιπτώσεων, ως προς κρίσιμα τέτοια μεγέθη και ειδικότερα:

- Για διαφορετικά επίπεδα ενεργειακής απόδοσης αιολικών πάρκων στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.
- Για διαφορετικές τιμές κόστους εγκατάστασης μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών και βιομάζας.

Πίνακας 7α: Απόδοση επένδυσης (project IRR) για μεταβολή της ισχύουσας εγγυημένης τιμής, για διαφορετικές τιμές συντελεστή ισχύος αιολικών πάρκων.

Μεταβολή εγγυημένης τιμής πώλησης	Αιολικά ΔΣ		
	Συντελεστής απόδοσης (Capacity Factor)		
	CF=20%	CF=25%	CF=35%
-30%	2,6%	5,9%	11,4%
-24%	3,9%	7,2%	12,9%
-18%	5,0%	8,4%	14,4%
-12%	6,0%	9,5%	15,7%
-6%	7,1%	10,6%	17,1%
Ονομαστική	8,0%	11,7%	18,4%
6%	9,0%	12,8%	19,8%
12%	9,9%	13,8%	21,1%
18%	10,8%	14,8%	22,3%
24%	11,7%	15,8%	23,6%
30%	12,5%	16,7%	24,9%

Πίνακας 7β: Απόδοση επένδυσης (project IRR) για μεταβολή της ισχύουσας εγγυημένης τιμής, για διαφορετικές τιμές κόστους εγκατάστασης μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών και βιομάζας.

Μεταβολή εγγυημένης τιμής πώλησης	ΜΥΗΕ		Βιομάζα 1MW<P≤5MW	
	Μεταβολή κόστους εγκατάστασης από το ονομαστικό		Μεταβολή κόστους εγκατάστασης από το ονομαστικό	
	-20%	+20%	-20%	+20%
-30%	8,6%	3,1%	12,6%	Αρνητική
-24%	9,8%	4,2%	16,2%	Αρνητική
-18%	11,0%	5,2%	19,6%	0,2%
-12%	12,2%	6,1%	22,8%	4,5%
-6%	13,3%	7,0%	26,0%	7,7%
Ονομαστική	14,4%	7,9%	29,1%	10,5%
6%	15,4%	8,7%	32,1%	13,1%
12%	16,5%	9,6%	35,1%	15,5%
18%	17,5%	10,4%	38,1%	17,8%
24%	18,5%	11,1%	41,1%	20,0%
30%	19,5%	11,9%	44,0%	22,1%

Επειδή, θεωρείται σκόπιμο να παρουσιαστεί η επίπτωση στην απόδοση των σχετικών επενδύσεων από το ύψος της εκάστοτε ισχύουσας ετήσιας αναπροσαρμογής των εγγυημένων τιμών, βάσει του Δείκτη Τιμών Καταναλωτή, στους Πίνακες 8α και 8β παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των πινάκων 8α και 8β αντίστοιχα, θεωρώντας ετήσια αναπροσαρμογή κατά ποσοστό 0,25 του Δείκτη Τιμών Καταναλωτή.

Πίνακας 8α: Απόδοση επένδυσης (project IRR) για μεταβολή της ισχύουσας εγγυημένης τιμής για αιολικά, ΜΥΗΕ, ηλιοθερμικά και γεωθερμία, με ετήσια προσαύξηση 25% του ΔΤΚ.

Μεταβολή εγγυημένης τιμής πώλησης	Αιολικά ΔΣ	Αιολικά ΜΑΝ	ΜΥΗΕ	Ηλιοθερμικά χωρίς αποθήκευση	Ηλιοθερμικά με αποθήκευση >2ώρες	Γεωθερμία χαμηλής θερμοκρασίας T < 90°C	Γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας T > 90°C
-30%	5,4%	6,6%	5,1%	1,9%	5,0%	8,4%	4,3%
-24%	6,7%	7,9%	6,2%	3,0%	6,1%	9,7%	5,5%
-18%	7,9%	9,1%	7,3%	3,9%	7,1%	11,0%	6,6%
-12%	9,1%	10,3%	8,3%	4,8%	8,1%	12,2%	7,6%
-6%	10,2%	11,5%	9,3%	5,7%	9,0%	13,4%	8,7%
Ονομαστική	11,3%	12,7%	10,2%	6,5%	9,9%	14,5%	9,7%
6%	12,3%	13,8%	11,2%	7,3%	10,8%	15,7%	10,6%
12%	13,4%	14,8%	12,1%	8,0%	11,7%	16,8%	11,6%
18%	14,4%	15,9%	13,0%	8,8%	12,5%	17,9%	12,5%
24%	15,4%	16,9%	13,8%	9,5%	13,4%	19,0%	13,4%
30%	16,3%	18,0%	14,7%	10,2%	14,2%	20,0%	14,3%

Πίνακας 8β: Απόδοση επένδυσης (project IRR) για μεταβολή της ισχύουσας εγγυημένης τιμής για τεχνολογίες βιομάζας, αερίου ΧΥΤΑ και βιολ. καθαρισμών και βιοαερίου από υπολείμματα αγροτικής παραγωγής, με ετήσια προσαύξηση 25% του ΔΤΚ.

Μεταβολή εγγυημένης τιμής πώλησης	Βιομάζα P<1MW	Βιομάζα 1MW<P<5MW	Βιομάζα P>5MW	Αέριο ΧΥΤΑ/ Βιολ.Καθ. P<2MW	Αέριο ΧΥΤΑ/ Βιολ.Καθ. P>2MW	Βιοαέριο P<3MW	Βιοαέριο P>3MW
-30%	Αρνητική	Αρνητική	2,9%	14,1%	14,7%	9,8%	6,6%
-24%	2,7%	4,8%	6,9%	15,6%	16,4%	13,4%	10,6%
-18%	7,2%	8,6%	10,2%	17,2%	18,0%	16,7%	14,1%
-12%	10,8%	11,9%	13,1%	18,6%	19,6%	19,8%	17,4%
-6%	14,0%	14,9%	15,9%	20,1%	21,2%	22,7%	20,4%
Ονομαστική	17,0%	17,7%	18,5%	21,5%	22,7%	25,6%	23,4%
6%	19,8%	20,4%	21,0%	23,0%	24,3%	28,5%	26,3%
12%	22,5%	23,0%	23,5%	24,4%	25,8%	31,3%	29,1%
18%	25,2%	25,5%	25,9%	25,8%	27,3%	34,1%	31,9%
24%	27,8%	28,0%	28,2%	27,2%	28,8%	36,8%	34,7%
30%	30,4%	30,5%	30,6%	28,5%	30,2%	39,5%	37,4%

Επειδή, ενδεχόμενη μελλοντική μεγάλη διείσδυση των Α.Π.Ε. στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας θα δημιουργήσει σημαντικά νέα δεδομένα, τα οποία θα αλλάξουν τη δομή και λειτουργία της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι: α) ο περιορισμός του εύρους της αγοράς αυτής λόγω της παροχής προτεραιότητας στις Α.Π.Ε., β) η σημαντική μείωση των ισοδύναμων ωρών λειτουργίας των συμβατικών σταθμών, χωρίς ανάλογης έκτασης περιορισμό της ανάγκης σε εγκατεστημένη ισχύ αυτών, με αποτέλεσμα να προκύπτει ένα συνολικά υψηλότερο κόστος λειτουργίας του Συστήματος Παραγωγής, γ) η σημαντική διαφοροποίηση των χαρακτηριστικών λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, ιδίως ως προς την ευελιξία τους, ώστε να επιτυγχάνεται η αναγκαία τεχνική συμβατότητα και συνεργασία μεταξύ αυτών και των Α.Π.Ε., δ) η ανάγκη για σημαντικές νέες υποδομές σε δίκτυα και για αναβάθμιση των δυνατοτήτων και των εργαλείων του Διαχειριστή του Συστήματος, ώστε να αντιμετωπίζει αποτελεσματικά τη στοχαστικότητα μεγάλου μέρους της παραγωγής Α.Π.Ε.

Επειδή, όπως έχει ήδη επισημάνει η ΡΑΕ στην πρότασή της προς το ΥΠΕΚΑ για την αναδιοργάνωση της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας², απαιτείται εξέταση και επαναπροσδιορισμός των οικονομικών κινήτρων και των μηχανισμών στήριξης, καθώς και των διαδικασιών υλοποίησης μονάδων Α.Π.Ε., αλλά και των ποσοτικών στόχων σε σχέση με το μίγμα, την τεχνολογική ωριμότητα και τους ρυθμούς διείσδυσης των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε., έτσι ώστε να επιτευχθούν οι εθνικοί στόχοι για τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, με ταυτόχρονη όμως συγκράτηση της περαιτέρω αύξησης του Ειδικού Τέλους Μείωσης Εκπομπών Αέριων Ρύπων-ΕΤΜΕΑΡ (Α.Π.Ε. & ΣΗΘΥΑ). Η αναθεώρηση του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, αλλά και του Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις Α.Π.Ε., πρέπει να γίνει βάσει των νέων δεδομένων που αφορούν: α) τη γενικότερη οικονομική κατάσταση και τις προοπτικές που διαγράφονται για τη χώρα στο χρονικό ορίζοντα της τρέχουσας δεκαετίας, β) τη μέχρι τώρα πορεία ανάπτυξης των Α.Π.Ε. και τη θετική ή αρνητική απόκλιση από το στόχο ανά τεχνολογία, γ) την τεχνολογική ωριμότητα και κοστολογική βελτίωση ανά τεχνολογία, και δ) την εξέλιξη της ζήτησης, όπως και την εξέλιξη του υπόλοιπου συμβατικού μίγματος στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας. Από την ως άνω διαδικασία αναμένεται βελτιστοποίηση του μίγματος, τόσο σε επίπεδο τιμών πληρωμής των Α.Π.Ε., όσο και σε επίπεδο σύνθεσης τεχνολογιών, με την κατά προτεραιότητα πλέον προώθηση των πιο ανταγωνιστικών τεχνολογιών Α.Π.Ε., που διασφαλίζουν οικονομική αποτελεσματικότητα και προσεγγίζουν ικανοποιητικά το grid parity.

²http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/general/03122012_1.csp?viewMode=nomal

Εκφράζει σχετικά τη γνώμη της, ως ακολούθως:

- A) Η αναπροσαρμογή των εγγυημένων τιμών πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις διάφορες τεχνολογίες Α.Π.Ε. να γίνει παράλληλα και σε απόλυτη συσχέτιση με τον επαναπροσδιορισμό των μεγεθών εγκατεστημένης ισχύος Α.Π.Ε. που απαιτούνται για την επίτευξη των ενδιάμεσων και τελικών στόχων διείσδυσης των διάφορων τεχνολογιών, εν όψει και της εξαγγελθείσας αναθεώρησης του συνολικού Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, προκειμένου να είναι δυνατός ο περιορισμός της επίπτωσης στον τελικό καταναλωτή ενέργειας και να προκύψει ένα Ενεργειακό Σύστημα Αναφοράς Ελαχίστου Κόστους για την Οικονομία που θα ικανοποιεί ωστόσο τους Ευρωπαϊκούς και Εθνικούς Στόχους Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Πολιτικής.
- B) Κατά την ως άνω διαδικασία αναπροσαρμογής των εγγυημένων τιμών πώλησης και αναθεώρησης του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού θα πρέπει να ληφθούν υπ' όψη:
- i) Τα πραγματικά κόστη της συμβατικής ενέργειας και της ενέργειας από ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπ' όψη ενδεχόμενες εξωτερικότητες, αλλά και παράπλευρα κόστη για τον καταναλωτή και την οικονομία.
 - ii) Τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε τεχνολογίας, και ιδίως τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα από την ένταξή τους στο Σύστημα, capacity credits, capacity factors, peak shaving κ.λ.π., καθώς και η προστιθέμενη αξία τους για τη χώρα (π.χ. οι εφαρμογές της βιομάζας, παρουσιάζουν αυξημένο ειδικό βάρος για την εθνική οικονομία, λόγω της συμβολής τους στη στήριξη των αγροτικών εισοδημάτων, στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας και στην περιφερειακή ανάπτυξη, αλλά -επιπλέον- για το λόγο ότι οι σταθμοί αυτοί μπορούν να παίξουν το ρόλο μονάδων βάσης, όπως επίσης και οι εφαρμογές γεωθερμίας). Εφαρμογές Α.Π.Ε. μικρής κλίμακας, όπως μικρές Α/Γ και φωτοβολταϊκά ενσωματωμένα σε κτίρια, αναδεικνύουν τα οφέλη της διεσπαρμένης παραγωγής σε δίκτυα χαμηλής τάσης κοντά στην κατανάλωση και συμβάλλουν στην εξοικονόμηση ενέργειας στον κτιριακό τομέα, κ.λπ. Περαιτέρω, η ανάγκη του Ηλεκτρικού Συστήματος για ευελιξία, που αυξάνεται όσο μεγαλύτερες διαστάσεις λαμβάνει η διείσδυση των Α.Π.Ε., προϋποθέτει τη διαθεσιμότητα νέων υδραντλητικών και υβριδικών σταθμών, που θα εξασφαλίζουν, την αξιόπιστη και ασφαλή λειτουργία του και την ικανότητα ανταπόκρισής του στις ταχείες μεταβολές της ζήτησης, λόγω της στοχαστικότητας της παραγωγής των Α.Π.Ε.

- iii) Ένα εύλογο και ανεκτό από τον καταναλωτή premium στο κόστος της συμβατικής ενέργειας, προκειμένου να χρησιμοποιεί «καθαρή» ενέργεια.
 - iv) Οι μηχανισμοί στήριξης των Α.Π.Ε. να οδηγούν σε εύλογες αποδόσεις, να ανασκοπούνται σε τακτική βάση, ενώ όπου απαιτείται πρέπει να ενσωματώνονται μηχανισμοί προσαρμογής τους με το χρόνο, χωρίς ωστόσο να επιφέρουν απότομες και συχνές μεταβολές που συνεπάγονται επενδυτική ανασφάλεια.
- Γ) Να εκκινήσει άμεσα η διαδικασία για τη συνολική αναμόρφωση του συστήματος υποστήριξης των Α.Π.Ε., ώστε αφ' ενός να προσαρμοστεί ομαλά και αποδοτικά και να καταστεί συμβατό με τις επερχόμενες δομικές και λειτουργικές αλλαγές στην εγχώρια αγορά ηλεκτρισμού (Target Model, 2015), αφ' ετέρου να διασφαλιστεί η μεσο-μακροπρόθεσμη (μετά την 31.12.2014) βιωσιμότητά του, λαμβάνοντας υπόψη ότι η επίδραση από τη μεγάλη διείσδυση των Α.Π.Ε. στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας δημιουργεί σημαντικά νέα δεδομένα, που αλλάζουν τη δομή και λειτουργία της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Αθήνα, 5 Σεπτεμβρίου 2013

Ο Πρόεδρος της ΡΑΕ

Δρ. Νίκος Βασιλάκος