



**Ενεργειακοί Διάλογοι 2015**

**14 Δεκεμβρίου 2015, αίθουσα «Ερμής» Ε.Β.Ε.Α.**

**Διαμόρφωση νέου πλαισίου στήριξης των  
ΑΠΕ στην χώρα μας.**

**Κώστας Βασιλικός**

**Πρόεδρος ΕΣΜΥΕ**

## A.1 Στόχοι διείσδυσης των ΑΠΕ για το 2020 και το 2030

Οι στόχοι διείσδυσης των ΑΠΕ και της εξοικονόμησης ενέργειας καθορίζονται από την περιβαλλοντική πολιτική που αφορά στην μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου η οποία επιτυγχάνεται από την διείσδυση των ΑΠΕ σε βάρος των συμβατικών πηγών και από την εξοικονόμηση ενέργειας μέσω αποδοτικότερων τεχνολογιών.

Ο κύριος στρατηγικός ενεργειακός στόχος μέχρι το 2020 είναι η μείωση των εκπομπών των αερίων θερμοκηπίου κατά 20%, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Επιπλέον στόχοι με ορίζοντα το 2020 είναι η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και η επίτευξη εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας κατά 20%, η αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο επίπεδο του 20% και αύξηση του ποσοστού των βιοκαυσίμων στις μεταφορές.

Για την Ελλάδα, ο δεσμευτικός στόχος για τη διείσδυση των Α.Π.Ε. καθορίστηκε σε 18% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2020 σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28. Σε εναρμόνιση με την ευρωπαϊκή νομοθεσία, η Ελληνική νομοθεσία με το Νόμο 3851/2010, έθεσε υψηλότερους στόχους για το ελληνικό ενεργειακό σύστημα το 2020, ως εξής:

Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας	<b>20%</b>
Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας	<b>40%</b>
Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές	<b>10%</b>
Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη	<b>20%</b>

Σύμφωνα με το «Πλαίσιο πολιτικής για το κλίμα και την ενέργεια κατά την περίοδο από το 2020 έως το 2030» προτείνεται Ευρωπαϊκός στόχος μείωσης των ΕΑΘ κατά 40% σε σχέση με το 1990, ο οποίος προβλέπεται ότι θα οδηγήσει σε διείσδυση των ΑΠΕ κατά 27% σε ευρωπαϊκό επίπεδο και κατά μέσο όρο στη χώρα μας.

Τέλος με τον Οδικό Χάρτη για την Ενέργεια με ορίζοντα το 2050, η Επιτροπή με τον οποίο δεσμεύεται να μειώσει έως το 2050 τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά περισσότερο από 80% σε σχέση με τα επίπεδα εκπομπών του 1990.

## A.2 Υφιστάμενη κατάσταση ενεργειακού συστήματος

Σήμερα, το ελληνικό ενεργειακό σύστημα χαρακτηρίζεται από:

- υψηλότερο κόστος ενέργειας συγκριτικά με άλλες χώρες
- μεγάλο ποσοστό (>70%) εισαγόμενων πηγών ενέργειας
- χαμηλό ποσοστό κατανάλωσης καυσίμων για παραγωγή θερμικής ενέργειας
- μικρό ποσοστό κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας επί της συνολικής τελικής κατανάλωσης

- υψηλά ποσοστά εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Με βάση τα παραπάνω οι προτεραιότητες και οι προτάσεις για την χάραξη ενεργειακής πολιτικής πρέπει να αποσκοπούν:

- στην ελαχιστοποίηση του κόστους της ενέργειας για όλους (σε συνδυασμό όμως και με την σταδιακή μείωση της συγκριτικά υπέρογκης φορολόγησης της ενέργειας, η οποία πλησιάζει το 50% του συνολικού κόστους)
- στη μείωση της συνολικής πρωτογενούς και τελικής κατανάλωσης ενέργειας (εξοικονόμηση)
- στη σταδιακή υποκατάσταση των εισαγόμενων καυσίμων
- στη βελτιστοποίηση της ενεργειακής αποδοτικότητας
- στην αύξηση του ποσοστού των ΑΠΕ σε βάρος πρωταρχικά των εισαγόμενων υδρογονανθράκων
- στη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας στις μεταφορές
- στην αύξηση της συμμετοχής της ΗΕ στην κατανάλωση

**Η ταυτόχρονη επίτευξη** της μείωσης του κόστους, ελαχιστοποίησης των εισαγωγών αλλά και των εισαγόμενων καυσίμων, και κυρίως η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μπορεί να επιτευχθεί **μόνο με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ σε βάρος των συμβατικών πηγών και από την εξοικονόμηση ενέργειας σε όλους τους τομείς.**

### **B.1 Διαμόρφωση νέου μηχανισμού στήριξης των ΑΠΕ. Εμπειρία από την υφιστάμενη κατάσταση**

Το νέο πλαίσιο στήριξης των ΑΠΕ πρέπει να εξασφαλίζει καταρχήν την οικονομική βιωσιμότητα των έργων, τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την βέλτιστη αξιοποίηση του εγχώριου και διεθνούς χρηματοπιστωτικού περιβάλλοντος. Ταυτόχρονα όμως θα πρέπει να καθορίζει ένα ενεργειακό μίγμα το οποίο από την μία θα στοχεύει στην ικανοποίηση των εθνικών και ευρωπαϊκών στόχων και από την άλλη θα στοχεύει στην επίτευξη των **χαμηλότερων δυνατών τιμών της ενέργειας** για τους καταναλωτές (μείωση μέσου κόστους αποζημίωσης ενέργειας)

Και όλα τα παραπάνω πρέπει να είναι σύμφωνα με τις κατευθυντήριες γραμμές για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς περιβάλλοντος και ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Βασικό παράγοντα διαμόρφωσης του νέου μηχανισμού μπορούν να αποτελέσουν τα συμπεράσματα που προκύπτουν από την αξιολόγηση της υφιστάμενης κατάστασης. Η αξιολόγηση και η ανάλυση των υφιστάμενων στοιχείων μπορεί να βοηθήσει καταλυτικά δίνοντας απαντήσεις σε ερωτήματα αλλά και καταδεικνύοντας προς αποφυγή λάθη του παρελθόντος.

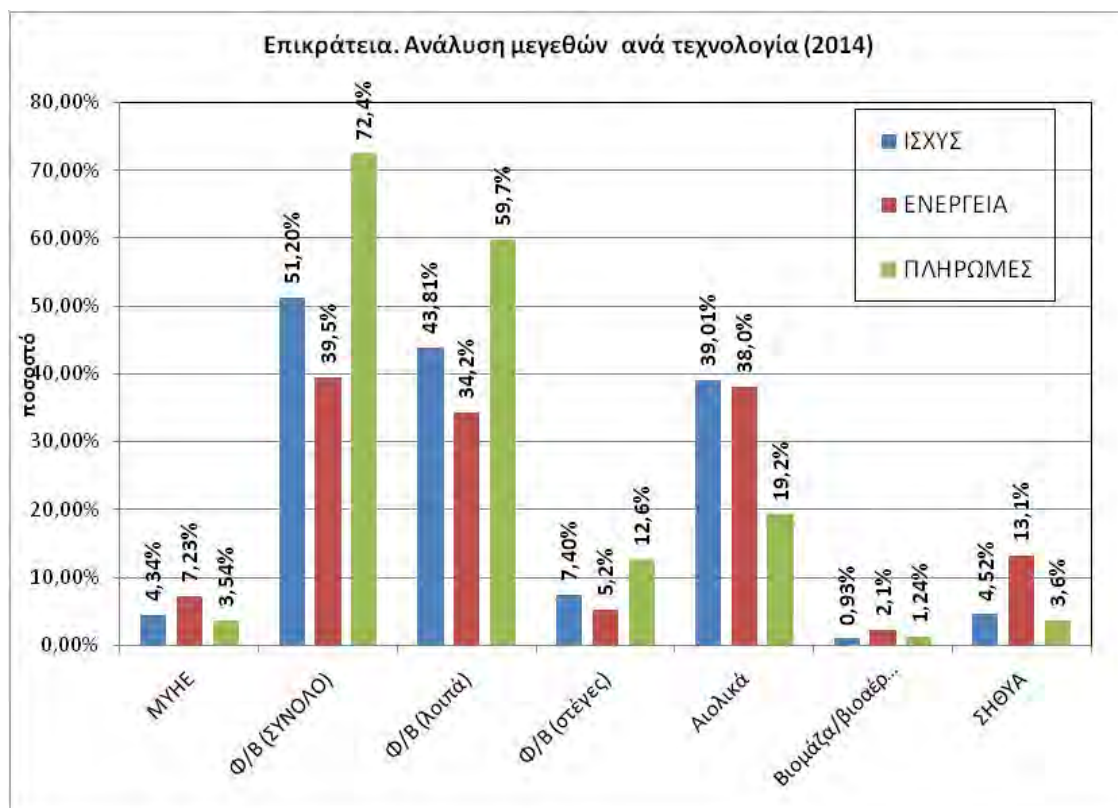
Για το λόγο αυτό εξετάζονται στη συνέχεια στοιχεία που αφορούν την υφιστάμενη κατάσταση του ενεργειακού μίγματος των ΑΠΕ των τελευταίων 2 ετών. Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ, η συνολική εικόνα των ΑΠΕ στο σύνολο της επικράτειας για το 2014 είχε ως εξής:

## ΕΤΟΣ 2014

Τεχνολογία	Στοιχεία ΛΑΓΓΕ (έως 31/12/2014)-ΣΥΝΟΛΟ ΕΠΙΚΡΑΤΕΙΑΣ				
	Ισχύς (MW)	Ενέργεια (GWh)	Πληρωμές (m€)	ΜΤ ενέργειας (€/MWh)	Αύξηση ισχύος /2012
ΜΥΗΕ	220	701	61,8	88,2	103%
<b>Φ/Β (ΣΥΝΟΛΟ)</b>	<b>2.596</b>	<b>3.829</b>	<b>1.263,1</b>	<b>329,9</b>	<b>169%</b>
Αγροτικά	(συμπεριλαμβάνονται στα λοιπά)				
Φ/Β (λοιπά)	2.221	3.322	1.042,6	313,8	179%
Φ/Β (στέγες)	375	507	220,5	434,9	126%
<b>Ηλιοθερμικά</b>					
<b>Αιολικά (+ ΜΔΝ)</b>	<b>1.978</b>	<b>3.689</b>	<b>335,4</b>	<b>90,9</b>	<b>113%</b>
<b>Βιομάζα/βιοαέριο</b>	<b>47</b>	<b>207</b>	<b>21,6</b>	<b>104,3</b>	<b>104%</b>
<b>ΣΗΘΥΑ</b>	<b>229</b>	<b>1275</b>	<b>63,2</b>	<b>160,9</b>	<b>254%</b>
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>5.070</b>	<b>9.701</b>	<b>1.745,1</b>	<b>179,9</b>	<b>139%</b>

Πηγή: ΛΑΓΓΕ

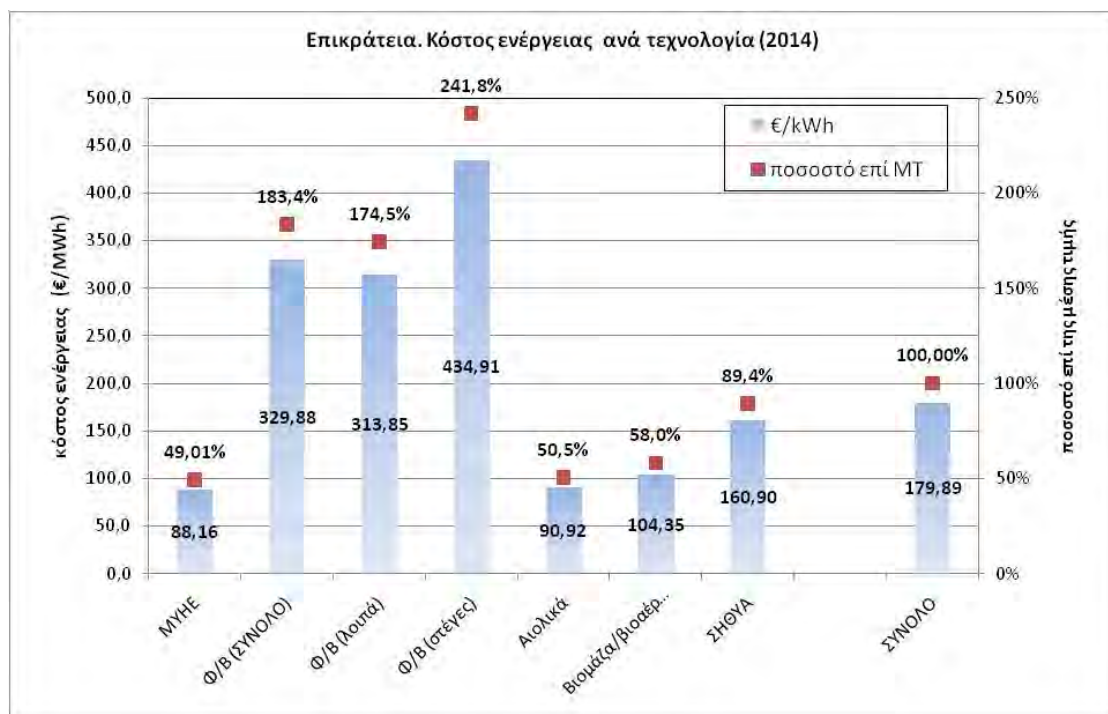
Από τα στοιχεία του παραπάνω πίνακα, καταρτίζεται το επόμενο διάγραμμα, στο οποίο γίνεται συγκριτική αναπαράσταση των μεγεθών ανά τεχνολογική κατηγορία ΑΠΕ.



Από το παραπάνω διάγραμμα, για το 2014 και για το σύνολο της επικράτειας, προκύπτουν τα εξής:

- Η μεγαλύτερη ανάπτυξη των ΑΠΕ έχει γίνει μέχρι σήμερα στις επενδύσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από χρονικά μεταβαλλόμενες ΑΠΕ δηλαδή Αιολική Ενέργεια και Φωτοβολταϊκά.
- Τα **αιολικά** με εγκατεστημένη ισχύ ίση με το **39,0%** της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ, συνεισέφεραν το **38,0%** της συνολικά παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας και αποζημιώθηκαν με το **19,2%** των συνολικών πληρωμών του ΕΛΑΠΕ.
- Αντίστοιχα, τα **ΦΒ** με εγκατεστημένη ισχύ ίση με το **51,2%** της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ, συνεισέφεραν το **39,5%** της συνολικά παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας και αποζημιώθηκαν με το **72,4%** των συνολικών πληρωμών του ΕΛΑΠΕ.
- Από την άλλη, τα **ΜΥΗΕ** αλλά και οι εγκαταστάσεις **βιομάζας και βιοαερίου**, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ ίση με το **5,3%** της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ, συνεισέφεραν το **9,4%** της συνολικά παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας και αποζημιώθηκαν με το **4,8%** των συνολικών πληρωμών του ΕΛΑΠΕ.

Το πρώτο επομένως βασικό συμπέρασμα που προκύπτει από τα παραπάνω είναι ότι τελικά το μέγεθος προς συζήτηση δεν είναι η εγκατεστημένη ισχύς, αλλά η ενέργεια που παράγεται τελικά από την ισχύ που έχει εγκατασταθεί, μέγεθος το οποίο στην ουσία είναι αυτό που συγκρίνεται με τους στόχους. Είναι εμφανές ότι αυτό που πρέπει να επιδιωχθεί είναι η παραγωγή μιας μονάδας ενέργειας από όσο το δυνατό μικρότερη εγκατεστημένη ισχύ.



Στο παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζεται το αντίστοιχο κόστος παραγωγής ενέργειας ανά τεχνολογία, σύμφωνα με το οποίο και σε σχέση με το μέσο κόστος παραγωγής από όλες τις ΑΠΕ, το οποίο διαμορφώθηκε σε **179,9 €/MWh**:

- ο το κόστος των Φ/Β διαμορφώθηκε στο **183,4%** του μέσου κόστους

- ο το κόστος των Αιολικών διαμορφώθηκε στο **50,5 %** του μέσου κόστους
- ο το κόστος των ΜΥΗΕ και της Βιομάζας διαμορφώθηκε στο **49,0% και 58,0%** αντίστοιχα του μέσου κόστους.

Το δεύτερο εύλογο συμπέρασμα που προκύπτει είναι αυτό που είναι κοινός τόπος σε όλους, ότι δηλαδή δεν πρέπει να επαναληφτούν οι πολιτικές που επέτρεψαν την διαμόρφωση ασύμμετρα υψηλού κόστους παραγωγής για καμία τεχνολογία.

Επίσης, όπως φαίνεται και από το επόμενο διάγραμμα, σημαντική διαφορά υπάρχει και στην μεταβλητότητα της παραγωγής κάθε τεχνολογίας, με τα αιολικά να εμφανίζουν συντελεστή χρησιμοποίησης/διαθεσιμότητας (capacity factor) ίσο με **22,3%**, τα ΦΒ ίσο με **16,9%** ενώ τα ΜΥΗΕ και το βιοαέριο κυμαίνονται από 36% έως 50% (Επικράτεια 2014).

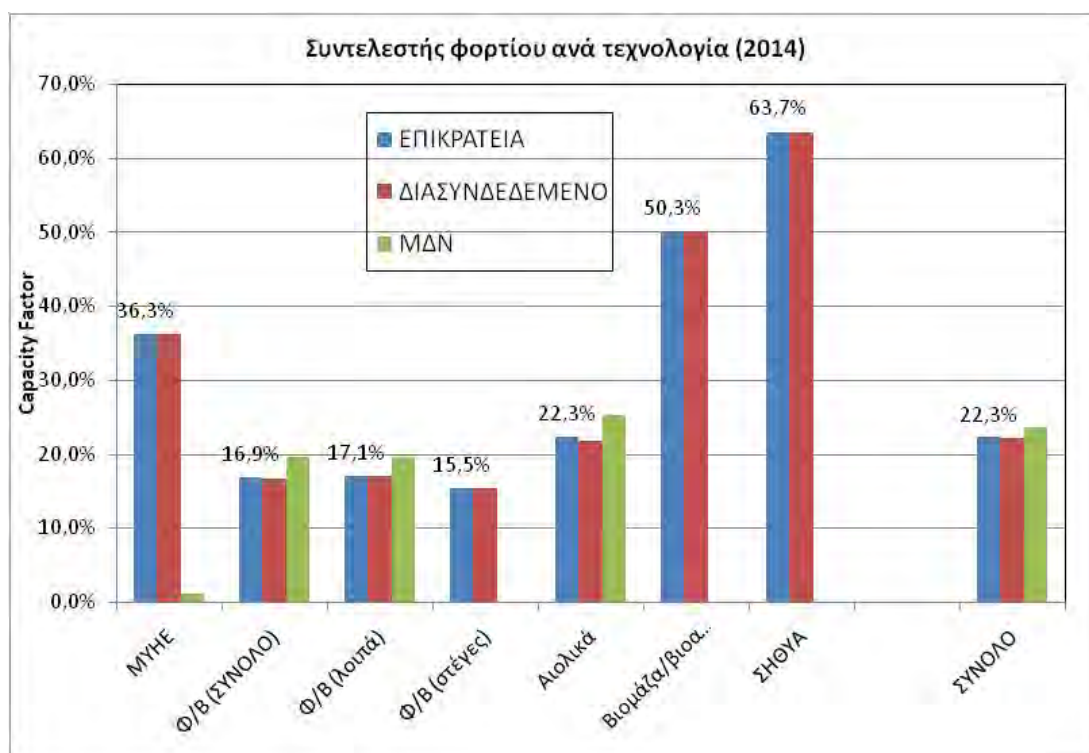
Δηλαδή, για την παραγωγή μίας kWh, απαιτείται η εγκατάσταση:

- είτε 0,71 kW Φ/Β
- είτε 0,44 kW Φ/Β
- είτε 0,22-0,28 kW βιομάζας ή ΜΥΗΕ αντίστοιχα,

με ότι αυτό σημαίνει σε κόστος απαιτούμενων επενδύσεων & υποδομών και περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

Μικρές είναι οι διαφοροποιήσεις που παρουσιάζονται στον συντελεστή φορτίου μεταξύ διασυνδεδεμένου συστήματος και ΜΔΝ, με τα Φ/Β και τα Αιολικά να παρουσιάζουν αυξημένους συντελεστές στα δεύτερα.

Ο μέσος συντελεστής χρησιμοποίησης του συνολικού μίγματος για το 2014 ανήλθε σε **22,3%**.



Όπως προκύπτει από τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ, αντίστοιχα ήταν τα μεγέθη και για το 2015 (μέχρι τον Οκτώβριο) με την συνολική εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ να ανέρχεται σε **5.191 MW** κυρίως λόγω αύξησης της ισχύος των Αιολικών.

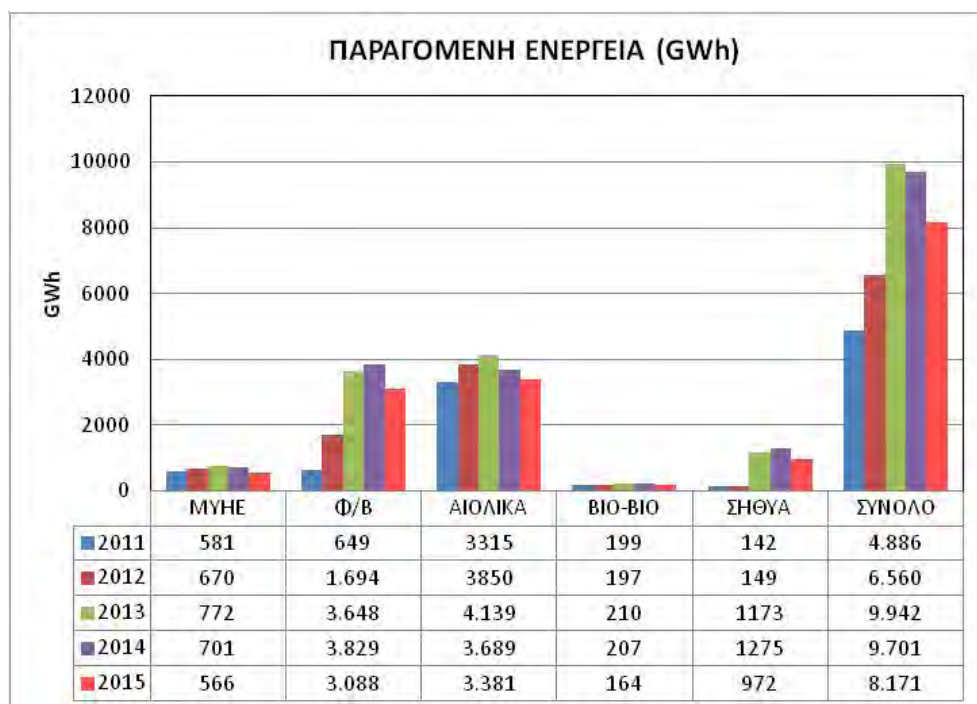
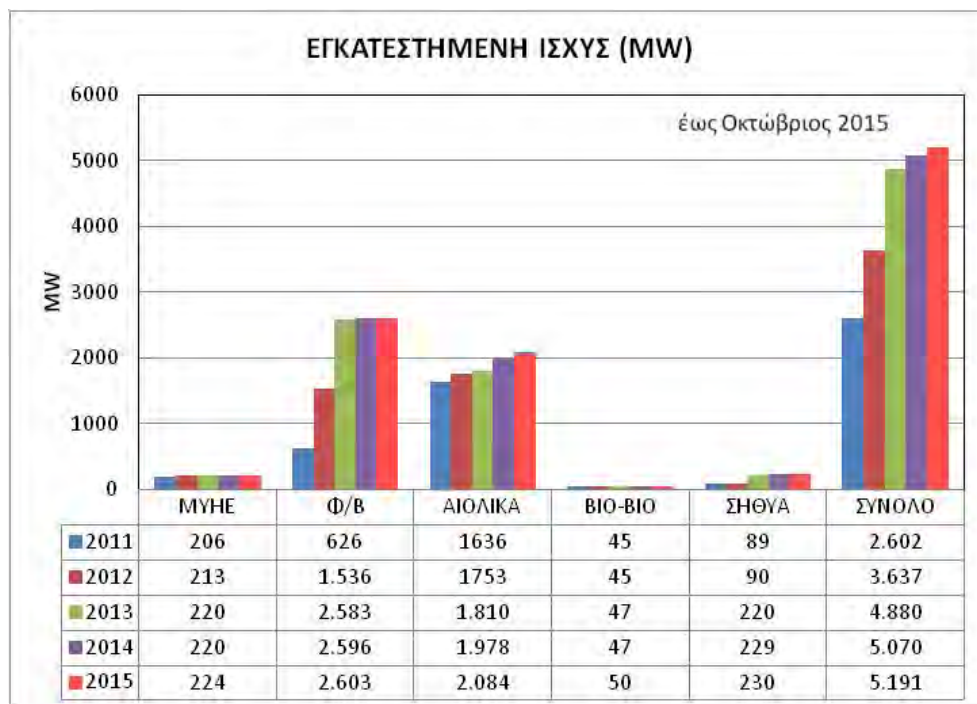
Το μέσο κόστος παραγωγής από όλες τις ΑΠΕ διαμορφώθηκε σε **165,6 €/MWh**, ενώ ο μέσος συντελεστής χρησιμοποίησης του συνολικού μίγματος για το 2015 αναμένεται να οριστικοποιηθεί στο **24,0%** περίπου κυρίως λόγω της αύξησης της απόδοσης των Αιολικών.

### ΕΤΟΣ 2015

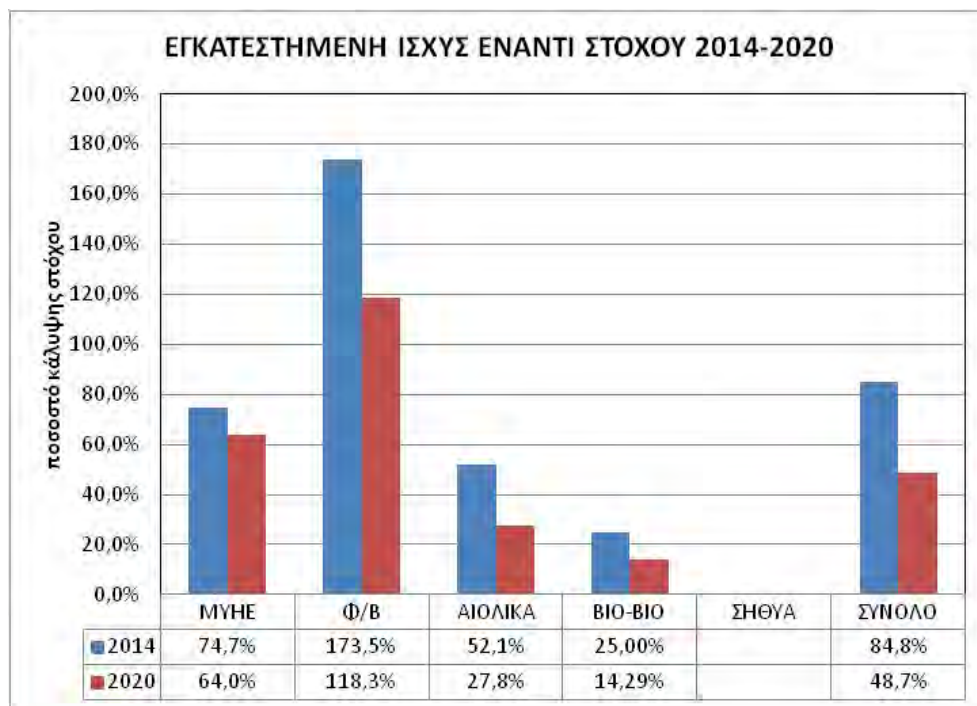
Τεχνολογία	ΛΑΓΗΕ (έως 30/09/2015)-ΣΥΝΟΛΟ ΕΠΙΚΡΑΤΕΙΑΣ				
	Ισχύς (MW)	Ενέργεια (GWh)	Πληρωμές (m€)	ΜΤ ενέργειας (€/MWh)	Αύξηση ισχύος /2012
ΜΥΗΕ	224	566	49,3	87,1	105%
<b>Φ/Β (ΣΥΝΟΛΟ)</b>	<b>2.603</b>	<b>3.088</b>	<b>938,3</b>	<b>303,9</b>	<b>169%</b>
<i>Αγροτικά</i>	<i>(συμπεριλαμβάνονται στα λοιπά)</i>				
Φ/Β (λοιπά)	2.228	2.732	798,6	292,3	180%
Φ/Β (στέγες)	375	356	139,7	392,4	126%
<b>Ηλιοθερμικά</b>					
<b>Αιολικά (+ ΜΔΝ)</b>	<b>2.084</b>	<b>3.381</b>	<b>302,0</b>	<b>89,3</b>	<b>119%</b>
<b>Βιομάζα/βιοαέριο</b>	<b>50</b>	<b>164</b>	<b>17,0</b>	<b>103,7</b>	<b>111%</b>
<b>ΣΗΘΥΑ</b>	<b>230</b>	<b>972</b>	<b>46,5</b>	<b>155,9</b>	<b>256%</b>
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>5.191</b>	<b>8.171</b>	<b>1.353,1</b>	<b>165,6</b>	<b>143%</b>

## B.2 Σύγκριση σημερινής κατάστασης με τους στόχους που είχαν τεθεί το 2010

Στα επόμενα διαγράμματα απεικονίζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. την τελευταία πενταετία 2011-2015, σε πορεία προς τον στόχο του 2020, και η αναπόφευκτη σύγκριση τους με τα όρια που τέθηκαν σύμφωνα με την ΥΑ 19598/1-10-2010.







Με βάση τα παραπάνω αποτελέσματα, προκύπτει ότι το Εθνικό Σχέδιο για το 2020, πέντε έτη μετά την θέσπισή του, έχει ήδη ξεπεραστεί και απαιτείται άμεσος επανασχεδιασμός του έτσι ώστε να διορθωθούν στρεβλώσεις που έχουν δημιουργηθεί. Απαιτείται η λήψη άμεσων μέτρων με στόχο:

- την δραστική μείωση του κόστους αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας
- τον επανακαθορισμό του ενεργειακού μίγματος με τον επανακαθορισμό της διείσδυσης τεχνολογιών που έχουν ξεπεράσει ήδη ακόμη και τους στόχους του 2020 και την προώθηση τεχνολογιών που παρουσιάζουν σημαντική υστέρηση
- την υλοποίηση των απαιτήσεων για τα βιοκαύσιμα ή για τις λοιπές Α.Π.Ε. στις άλλες χρήσεις
- την επίτευξη του στόχου της εξοικονόμησης ενέργειας
- τον κατάλληλο σχεδιασμό και υλοποίηση της απαιτούμενης ανάπτυξης του ηλεκτρικού ενεργειακού συστήματος
- την αναμόρφωση του μηχανισμού στήριξης των ΑΠΕ σε συμμόρφωση με την ευρωπαϊκή νομοθεσία.
- την λήψη μέτρων για την άρση των προβλημάτων που εμποδίζουν την ανάπτυξη των ΑΠΕ
- την απλοποίηση της αδειοδοτικής διαδικασίας για την αύξηση της διείσδυσης νέων ΑΠΕ στα επιθυμητά όρια

### B.3 Αποτύπωση ενεργειακών μεγεθών για το σύνολο της χώρας, έτη 2013-2014

Στον επόμενο πίνακα παρουσιάζεται η ετήσια έκχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο σύνολο της επικράτειας (GWh) ανά τύπο καυσίμου ή πηγή ενέργειας:

Καύσιμο/τεχνολογία	2013		2014	
	Ισχύς (GW)	Ενέργεια (GWh)	Ισχύς (GW)	Ενέργεια (GWh)
Λιγνιτικά	4,46	23.230,6	4,46	22.708,6
Πετρελαϊκά	2,45	4.375,8	2,45	4.521,1
Φυσικό Αέριο	4,91	11.095,7	4,91	6.339,3
Βιομάζα & Βιοαέριο	0,05	210,0	0,05	207,0
Μεγάλα Υ/Η	3,02	5.640,0	3,17	3.906,0
ΜΥΗΕ	0,22	772,0	0,22	701,0
Αιολικά	1,81	4.139,0	1,98	3.689,0
Φ/Β	2,58	3.648,0	2,60	3.829,0
ΣΗΘΥΑ	0,22	1.173,0	0,229	1.275,0
Εισαγωγές		1.888,0		8.707,7
Σύνολο	19,71	56.172,1	20,05	55.883,6
ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΕ (χωρίς μεγάλα Υ/Ε)	4,88	9.942,0	5,07	9.701,0
ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΕ (με μεγάλα Υ/Ε)	7,90	15.582,0	8,24	13.607,0
Ποσοστό ΑΠΕ επί συν. παραγωγής	40,1%	27,7%	41,1%	24,3%

Πηγή: ΑΔΜΗΕ, ΛΑΓΗΕ, ΔΕΗ

Τα βασικά συμπεράσματα που προκύπτουν από τον παραπάνω πίνακα είναι:

- Η συμμετοχή των ΑΠΕ στην συνολική ετήσια ενέργεια ανέρχεται σε **24-27%**.
- Η συνολικά παραγόμενη μέση ετήσια ενέργεια από ΑΠΕ και μεγάλα Υ/Ε ανέρχεται σε **14,5 GWh** περίπου.
- Το ποσοστό κάλυψης του στόχου εξαρτάται σημαντικά από την παραγωγή των μεγάλων Υ/Η η οποία παρουσιάζει υψηλή μεταβλητότητα ανάλογη με την υδραυλικότητα του έτους και την διαχείριση των αποθεμάτων (υποχρεωτικά νερά, κλπ).
- Το ποσοστό των εισαγωγών αυξήθηκε το 2014 στο **16%** της συνολικής ετήσιας ενέργειας του συστήματος, έναντι **3,5%** περίπου το 2013 κυρίως εις βάρος της παραγωγής από Φυσικό Αέριο και σε κάλυψη της μειωμένης παραγωγής των μεγάλων Υ/Ε.
- Ο μέσος συντελεστής φορτίου των ΑΠΕ και των μεγάλων Υ/Ε κυμάνθηκε **από 18,8% έως 22,5%**.
- Η περαιτέρω αύξηση της διείσδυσης σταθμών ΑΠΕ με μικρό συντελεστή χρησιμοποίησης θα οδηγήσει στην ανάπτυξη έργων αποθήκευσης ενέργειας, αλλά και διασύνδεσης των νησιών στο ηπειρωτικό δίκτυο. Η ανάγκη αυτή ταυτίζεται ταυτόχρονα και με την ανάγκη σταδιακής αντικατάστασης των ντιζελοκίνητων ηλεκτρογεννητριών στα (ΜΔΝ) νησιά με ΑΠΕ

Το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής σήμερα αποτελείται από:

- χαμηλής απόδοσης ρυπογόνες μονάδες λιγνίτη
- υπολειπόμενες ακριβές μονάδες φυσικού αερίου
- ένα μίγμα ακριβών ΑΠΕ

.....σε ένα σύνολο ισχύος που υπερκαλύπτει το βασικό φορτίο της χώρας και παρ' όλα αυτά εισαγωγές της τάξεως του 15-30% των αναγκών κρίνονται αναγκαίες.

Η σύγκριση του ενεργειακού σχεδιασμού για το 2020 με την σημερινή εικόνα οδηγεί σε καθολική ομολογία ότι κάτι έγινε λάθος.

Η μέση τιμή της ενέργειας από ΑΠΕ κυμαίνεται σήμερα στα **166 €/MWh**, επηρεάζοντας σημαντικά το κόστος στον τελικό καταναλωτή και δυσφημίζοντας τις ΑΠΕ.

#### **B.4 Εκτίμηση πρόσθετης ισχύος για ικανοποίηση των στόχων για το 2020 και το 2030**

##### **Προσπάθεια ποσοτικοποίησης μεγεθών στόχων**

Σύμφωνα με τα αναθεωρημένα μεγέθη της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής για την εξοικονόμηση ενέργειας και την μείωση των ΕΑΘ σε συνδυασμό και με τους εθνικούς στόχους, ο στόχος για τις ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρισμού είναι 40% για το 2020 και 55% το 2030.

Λαμβάνοντας υπόψη τα σενάρια για την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2020 και το 2030 προκύπτουν τα παρακάτω:

	2020	2030
Συνολική ηλεκτροπαραγωγή (εκτίμηση) (TWh) (εκτίμηση)	53,5	59,5
Στόχος παραγωγής από ΑΠΕ	40%	55%
Συνολική παραγωγή από ΑΠΕ (TWh)	21,4	32,7
Μέση υφιστάμενη παραγωγή από ΑΠΕ (TWh)	14,5	14,5
Πρόσθετη παραγωγή από ΑΠΕ (TWh)	6,9	18,2

*(συμπεριλαμβάνονται τα μεγάλα Υ/Ε)*

Σήμερα με βάση τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ (Οκτ 2015) έχουμε εγκατεστημένα 5,2 GW ΑΠΕ τα οποία παράγουν ετησίως περί τις 10 TWh, εμφανίζοντας ένα μέσο συντελεστή χρησιμοποίησης ~23%. Ο συντελεστής αυτός προέρχεται από τους επιμέρους συντελεστές διαθεσιμότητας: Αιολικά ~23,5%, ΦΒ ~17%, ΜΥΗΕ-ΒΙΟΑΕΡΙΟ ~40-50%, ΣΗΘΥΑ ~60%.

Λαμβάνοντας υπόψη την απαιτούμενη πρόσθετη παραγωγή για το 2020 και το 2030, η συνολική πρόσθετη ισχύς του μίγματος των ΑΠΕ που απαιτείται για την επίτευξη του αντίστοιχου στόχου είναι:

<i><b>Συντελεστής χρησιμοποίησης</b></i>	<i><b>Απαιτούμενη πρόσθετη ισχύς ΑΠΕ για επίτευξη στόχου 2020</b></i>	<i><b>Απαιτούμενη πρόσθετη ισχύς ΑΠΕ για επίτευξη στόχου 2030</b></i>
<i>17%</i>	<i>~4,63 GW</i>	<i>~12,24 GW</i>
<i>23%</i>	<i>~3,42 GW</i>	<i>~9,05 GW</i>
<i>40%</i>	<i>~1,97 GW</i>	<i>~5,2 GW</i>

Από τον παραπάνω πίνακα προκύπτει ότι η βέλτιστη οικονομικά και τεχνικά λύση είναι **η επιλογή ΑΠΕ με όσο τον δυνατό μεγαλύτερο συντελεστή χρησιμοποίησης & μειωμένη μεταβλητότητα παραγωγής**, διότι έτσι για την επίτευξη του στόχου:

Α) απαιτείται η εγκατάσταση μικρότερης συνολικά ισχύος με ότι αυτό συνεπάγεται από οικονομικής και περιβαλλοντικής απόψεως.

Β) απαιτούνται λιγότερες υποδομές (δίκτυα) και αυξάνεται ο βαθμός χρησιμοποίησής τους.

Γ) η επιλογή τεχνολογιών ΑΠΕ με μεγάλο συντελεστή χρησιμοποίησης και άρα αντίστοιχα μικρό βαθμό στοχαστικότητας παραγωγής, αυξάνει την **ευστάθεια του συστήματος** και μειώνει την ανάγκη για κατασκευή έργων αποθήκευσης και στήριξης του συστήματος.

Με βάση τα παραπάνω συμπεράσματα και λαμβάνοντας υπόψη:

- ο 'Ότι το κύριο ποσοστό του μίγματος θα καλυφθεί από αιολικά και Φ/Β
- ο 'Ένα ρεαλιστικό σενάριο υλοποίησης των υπολοίπων τεχνολογιών
- ο 'Ότι ο μέσος συντελεστής χρησιμοποίησης του ενεργειακού μίγματος θα πρέπει να διατηρηθεί στα σημερινά επίπεδα τουλάχιστον με προσπάθειες αύξησής του για τους λόγους που προαναφέρθηκαν.

εκτιμάται ότι για την επίτευξη των στόχων – χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα νέα μεγάλα Υ/Ε-απαιτείται η υλοποίηση νέων ΑΠΕ συνολικής ισχύος περίπου 3,4 GW για το 2020 και 8,4 GW για το 2030 (ή 5 GW επιπλέον από το 2020), διαμορφώνοντας την συνολική ισχύς των ΑΠΕ (χωρίς μεγάλα Υ/Ε) από 5,2 GW σήμερα σε περίπου 8,6 GW το 2020 και σε 13,6 GW το 2030.

Αυτό σημαίνει ότι απαιτείται η κατασκευή νέων έργων συνολικής ισχύος 700 περίπου MW ετησίως μέχρι το 2020, απαίτηση που δεν αναμένεται να πραγματοποιηθεί λαμβάνοντας υπόψη τον μέχρι σήμερα ετήσιο ρυθμό υλοποίησης έργων, **γεγονός που καθιστά αμφίβολη την επίτευξη ακόμη και του μειωμένου σε σχέση με προηγούμενες εκτιμήσεις στόχου του 2020.**

## **Γ.1 Βασικές παράμετροι σχεδιασμού και εφαρμογής του νέου συστήματος στήριξης των ΑΠΕ**

Σύμφωνα με τις κατευθύνσεις της ΓΔ Ανταγωνισμού για τις κρατικές ενισχύσεις στο τομέα της ενέργειας και του περιβάλλοντος, από 1.1.2016 πρέπει να τεθεί σε εφαρμογή ένας αναθεωρημένος μηχανισμός υποστήριξης των νέων επενδύσεων Α.Π.Ε. Η κεντρική ιδέα της νομοθεσίας αυτής είναι ότι οι νέες επενδύσεις Α.Π.Ε. θα πρέπει να ενισχύονται μέσω ενός μηχανισμού Feed-in Premium (FIP) το δε ύψος της πριμοδότησης (premium) θα καθορίζεται, από 1.1.2017, μέσω διαγωνισμών.

Ο νέος μηχανισμός στήριξης θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη:

- την διασφάλιση **επίτευξης των απόλυτων τιμών των στόχων για το 2020 και για το 2030** και την προετοιμασία του εδάφους για την επίτευξη **των στόχων του 2050** που θα πρέπει να οδηγούν σε οικονομία σχεδόν μηδενικού άνθρακα.
- την εξασφάλιση **ρεαλιστικής εξέλιξης** για την επίτευξη των στόχων με τον καθορισμό του **βέλτιστου ενεργειακού μίγματος**.
- την εξασφάλιση της **βιωσιμότητας** των νέων επενδύσεων σε συνδυασμό με την επίτευξη των **χαμηλότερων δυνατών τιμών της ενέργειας** για τους καταναλωτές (μείωση μέσου κόστους αποζημίωσης ενέργειας)
- την εξάλειψη όλων των υπάρχουσών στρεβλώσεων και την λήψη των κατάλληλων μέτρων ώστε να μην δημιουργηθούν νέες.
- την παράλληλη και αποτελεσματική λειτουργία μιας αγοράς ρύπων που θα αποκαλύπτει το πραγματικό κόστος των ορυκτών καυσίμων, με άρση των επιδοτήσεων που απολαμβάνουν τα ορυκτά καύσιμα και με την εξασφάλιση ενός πραγματικά ισότιμου περιβάλλοντος ανταγωνισμού.
- τον καθορισμό του πραγματικού κόστους ενέργειας της χονδρεμπορικής αγοράς με καθορισμό της νέας «Οριακής Τιμής Συστήματος» που θα συμπεριλαμβάνει το συνολικό κόστος παραγωγής (έσοδα από ανταγωνισμό, έσοδα εκτός χονδρεμπορικής αγοράς, κόστος ρύπων και άλλα κρυφά κόστη που δεν απεικονίζονται πουθενά) καθώς και κόστος που προκύπτει από τη λογιστική στρέβλωση της χονδρικής αγοράς (merit order effect), το οποίο ήταν και η βασική αιτία της συσσώρευσης, μέχρι τα μέσα του 2014, του ελλείμματος στον Ειδικό Λογαριασμό Α.Π.Ε.
- την γενικότερη οικονομική και πολιτική κατάσταση της χώρας και του χρηματοπιστωτικού τομέα.

Ο μηχανισμός που φαίνεται ότι καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος των προϋποθέσεων, είναι η υιοθέτηση ενός συστήματος **μεταβλητού περιθωρίου πριμοδότησης** (slide premium) με **μονόδρομες πληρωμές** (variable feed-in premium with one-way payments), με τιμή αναφοράς (reference price) που θα ενσωματώνει **το σύνολο του κόστους της ενέργειας και των πρόσθετων αμοιβών** των συμβατικών παραγωγών, με διοικητικό καθορισμό της **τιμής στόχου**, τουλάχιστον στα σημερινά επίπεδα των τιμών πώλησης ενέργειας, όπως αυτές καθορίστηκαν στον Ν.4254/2014.

Επίσης προτείνεται να εξαντληθούν τα όρια της κατευθυντήριας οδηγίας για τα έργα με ισχύ <500 kW για τα οποία να εξακολουθήσει να ισχύει το σύστημα των σταθερών εγγυημένων τιμών FIT ενώ για τα έργα από 0,5-1,0 MW θα πρέπει να εξαντληθούν τα περιθώρια έτσι ώστε να παραμένουν σε κατάσταση διοικητικού καθορισμού της τιμής στόχου και μετά την 01.01.2017 χωρίς να συμμετέχουν σε διαγωνιστικές διαδικασίες.

Για τα ΜΔΝ, όπου δεν υπάρχει ούτε προβλέπεται να λειτουργήσει οργανωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας προτείνεται να εξακολουθήσει η ισχύ του συστήματος FIT.

Παράλληλα, ο μηχανισμός θα πρέπει να δημιουργεί κίνητρα για την μετάβασή των παλιών έργων στο νέο καθεστώς (FIP).

## **Γ.2 Ένταξη του νέου συστήματος στην υπό διαμόρφωση νέα αγορά ηλεκτρισμού (Target model)**

Ο νέος μηχανισμός θα πρέπει να περιέχει διασφαλίσεις και δικλίδες που θα προσφέρουν ικανοποιητική ασφάλεια και εμπιστοσύνη στους επενδυτές και τις τράπεζες για τα μελλοντικά έσοδα των επενδύσεων, δεδομένου του μακροπρόθεσμου ορίζοντά τους που ξεπερνά την 20ετία. Τα τιμολόγια που θα καθοριστούν κατά το μεταβατικό στάδιο (2016) θα πρέπει να αντικατοπτρίζουν το συνολικό σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία και να λαμβάνουν υπόψη την γενικότερη οικονομική κατάσταση της χώρας

Αντίστοιχα, η χονδρεμπορική τιμή πώλησης ενέργειας, θα πρέπει να ενσωματώνει το σύνολο του κόστους της ενέργειας χωρίς κρυφές επιδοτήσεις και ρυθμιζόμενους διοικητικούς μηχανισμούς (ΑΔΙ-ΜΑΜΚ).

Η εφαρμογή των προβλεπόμενων υποχρεώσεων θα πρέπει να απαιτηθεί μόνο μετά την ικανοποιητική διαμόρφωση, λειτουργία, και ωρίμανση της νέας αγοράς ηλεκτρισμού.

## **Γ.3 Ιδιαιτερότητες και προβλήματα που πρέπει να αντιμετωπιστούν με δεδομένο ότι η νέα αγορά δεν είναι ακόμα έτοιμη.**

Η μετάβαση σε μια πλήρως απελευθερωμένη αγορά θα πρέπει να γίνει με σταδιακή απομάκρυνση των νέων επενδύσεων από την προστασία του σταθερού εσόδου (FIT). Η δε απομάκρυνση αυτή να πραγματοποιείται παράλληλα με την εφαρμογή και λειτουργία του νέου σχεδιασμού της ηλεκτρικής αγοράς.

Ο διοικητικός καθορισμός της τιμής στόχου θα πρέπει να καθοριστεί ανά τεχνολογία σε κατάλληλα επίπεδα που θα λαμβάνουν υπόψη την σημερινή τιμή πώλησης της ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, τα νέα οικονομικά δεδομένα της χώρας, την νέα φορολογική πολιτική, άλλες επιβαρύνσεις (διακοψιμότητα), πιθανές μελλοντικές περικοπές, κα.

#### **Γ.4 Τρόπος υλοποίησης των κατευθυντήριων γραμμών για απευθείας πώληση της ενέργειας ΑΠΕ στην αγορά και για την ανάληψη από τις ΑΠΕ υποχρεώσεων αγοράς.**

Η ανάληψη των προβλεπόμενων υποχρεώσεων εξισορρόπησης από τις Α.Π.Ε. μπορεί να συμβεί μόνο μετά την ικανοποιητική διαμόρφωση, λειτουργία, και ωρίμανση μιας νέας συνολικής αγοράς ηλεκτρισμού που θα περιλαμβάνει αγορές διμερών συμβολαίων, προημερησία, ενδοημερησία, εξισορρόπησης, μηχανισμό ισχύος κλπ. Κατά το χρονοδιάγραμμα που επιδιώκεται να τηρηθεί, ο σχεδιασμός αυτός θα εφαρμοσθεί πλήρως σε 2,5 χρόνια περίπου.

Παράλληλα μέχρι το 2030 απαιτείται η οργάνωση της ανάπτυξης μιας δευτερεύουσας αγοράς βοηθητικών υπηρεσιών για την εξισορρόπηση των μεγάλων μεταβολών του υπολειπόμενου φορτίου των συμβατικών σταθμών που θα προέρχονται από τις μεταβολές των ΑΠΕ, καθώς και ο σχεδιασμός και η υλοποίηση νέων επενδύσεων αποθήκευσης ενέργειας (αντλησιοταμίευση, συσσωρευτές κλπ) λόγω της αναμενόμενης αύξησης της ποσότητας απορριπτόμενης ενέργειας από ΑΠΕ.

#### **Γ.5 Μεταβατικές διατάξεις για την προστασία των υφιστάμενων και ώριμων επενδύσεων**

Με στόχο την προστασία από το κράτος της ασφάλειας δικαίου και της αξιοπιστίας του επενδυτικού περιβάλλοντος θα πρέπει να εφαρμοστούν δίκαιες και συνεπείς μεταβατικές διατάξεις που δεν θα ανατρέπουν εκ νέου των σχεδιασμό των επιχειρήσεων και θα σέβονται τις μέχρι σήμερα προσπάθειες και δεσμεύσεις τους.

Με δεδομένο ότι η εφαρμογή των νέων διατάξεων θα απαιτήσει κάποιο χρόνο, οι μεταβατικές διατάξεις θα πρέπει να εξασφαλίζουν ότι δεν θα δημιουργηθεί «επενδυτικό κενό» το οποίο θα αναστείλει το ρυθμό υλοποίησης νέων έργων και θα θέσει σε κίνδυνο την επίτευξη των στόχων.

Για το λόγο αυτό θα πρέπει να καθορίζονται σαφώς τα εξής:

- Ότι προφανώς οι υφιστάμενες επενδύσεις παραμένουν στο προηγούμενο καθεστώς (FiT).
- Ότι όλα τα έργα Α.Π.Ε. που διαθέτουν έως την 31.12.2015 οριστική προσφορά σύνδεσης ή σύμβαση πώλησης (PPA) ή έχουν καταθέσει πλήρη φάκελο για την υπογραφή σύμβασης πώλησης, παραμένουν στο υφιστάμενο σύστημα FiT.

Η διατήρηση των έργων με οριστική προσφορά σύνδεσης στον ισχύον καθεστώς αιτιολογείται πλήρως από το γεγονός ότι τα εν λόγω έργα έχοντας καταβάλει εγγυητική επιστολή έχουν επομένως αποδείξει την ισχυρή δέσμευση των φορέων τους στην ανάπτυξή του, γεγονός που σύμφωνα και με την οδηγία θεωρείται ως «έναρξη εργασιών» το οποίο καθιστά την επένδυση «αμετάκλητη».

## **Γ.6 Χρηματοδότηση και χειρισμός του premium**

Η εμπειρία του τρόπου χρηματοδότησης του σημερινού μηχανισμού στήριξης των Α.Π.Ε. μέσω του Ειδικού Λογαριασμού Α.Π.Ε. και του διοικητικά καθοριζόμενου ΕΤΜΕΑΡ, πρέπει να αξιοποιηθεί ώστε να αποφευχθούν τα λάθη του παρελθόντος. Ο τρόπος χρηματοδότησης πρέπει επίσης να είναι συμβατός με το μελλοντικό μοντέλο της ηλεκτρικής αγοράς.

Το τέλος ΕΤΜΕΑΡ ως εργαλείο εξυπηρέτησης του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ παρουσιάζει εκ γενετής σχεδιαστικό πρόβλημα και δεν μπορεί να λειτουργήσει σε μεγάλες διεισδύσεις ΑΠΕ ακόμη και μετά την κατάργηση του Μηχανισμού Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους (ΜΑΜΚ) και του Κανόνα του 30%. Κι αυτό γιατί οι αυξανόμενες διεισδύσεις ΑΠΕ, μειώνουν-μηδενίζουν λογιστικά τις χονδρεμπορικές τιμές ρεύματος εκτοξεύοντας έτσι στρεβλά ολόενα και υψηλότερα το ΕΤΜΕΑΡ που καλείται να καλύψει την διαφορά για την αποζημίωση των ΑΠΕ, χωρίς όμως ισόποσα να μειώνεται η χρέωση στον καταναλωτή για την συμβατική ηλεκτροπαραγωγή που αποφεύχθηκε (ανταγωνιστικό σκέλος λογαριασμών) λόγω των ΑΠΕ.

Η πρόταση για την χρηματοδότηση των νέων επενδύσεων είναι ο πλήρης διαχωρισμός των πληρωμών τους από τον υφιστάμενο λογαριασμό.

Πιθανή ταυτόχρονη χρηματοδότηση των παλιών και νέων ΑΠΕ μέσω του ΕΛΑΠΕ θα εγείρει τεράστια ζητήματα «σταυροειδούς επιδότησης» των πληρωμών μεταξύ των παραγωγών που εντάσσονται σε διαφορετικά συστήματα ενίσχυσης και θα εντείνει ακόμα περισσότερο το όμοιο πρόβλημα που ήδη έχει εμφανισθεί μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών (όπου οι πιο φθηνές τεχνολογίες «επιδοτούν» επί της ουσίας τις πληρωμές στις πιο ακριβές ώστε όλες να αντιμετωπίζουν το ίδιο έλλειμμα και τις ίδιες καθυστερήσεις πληρωμών).

Παράλληλα θα έρθουν ξανά στην επιφάνεια προβλήματα ρευστότητας και συσσώρευσης ελλειμμάτων του ΕΛΑΠΕ, θέτοντας σε κίνδυνο την βιωσιμότητα των «παλιών» ΑΠΕ.

Για το λόγο αυτό προτείνεται η συνολική αποζημίωση των πληρωμών ΑΠΕ να μεταφερθεί στους προμηθευτές με ενσωμάτωση του νέου «ΕΤΜΕΑΡ» (βλ. premium) στο κόστος προμήθειας. Δηλαδή το κόστος αγοράς από τους Προμηθευτές της ηλεκτρικής ενέργειας που προμηθεύουν και που αντιστοιχεί σε ενέργεια από Α.Π.Ε. θα ισούται με το σύνολο των πληρωμών προς τις Α.Π.Ε., το οποίο θα το εντάσσουν στα αποτελέσματά τους και θα το διαχειρίζονται στο πλαίσιο της τιμολογιακής τους πολιτικής.

Η ενσωμάτωση του premium στο κόστος των Προμηθευτών, θα εξαλείψει το πρόβλημα της επιδότησης του κόστους του ανταγωνιστικού σκέλους των τιμολογίων των Προμηθευτών από τον ΕΛΑΠΕ και θα μειώσει το ρυθμιστικό κίνδυνο των πληρωμών Α.Π.Ε. αφού οι πόροι αυτών δεν θα καθορίζονται διοικητικά αλλά αυτόματα μέσω ενός απλού λειτουργικού μηχανισμού που θα λαμβάνει χώρα στα λογιστήρια των διαχειριστών και των προμηθευτών.

Ο παραπάνω περιγραφόμενος τρόπος αποζημίωσης, εκτός από την χρηματοδότηση των πληρωμών των νέων Α.Π.Ε., πρέπει να εφαρμοσθεί και για την χρηματοδότηση του υφιστάμενου Ειδικού Λογαριασμού που αφορά τα υφιστάμενα έργα Α.Π.Ε.



## **Γ.7 Κριτήρια σχεδιασμού και διεξαγωγής των διαγωνισμών**

Καταρχήν θα πρέπει να εξαντληθεί η δυνατότητα εξαίρεσης ορισμένων έργων και τεχνολογιών από διαγωνιστικές διαδικασίες που ικανοποιούν τα κριτήρια εξαίρεσης της οδηγίας 90πως τα Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα), τουλάχιστον για ένα διάστημα μετά το 2017. Τεκμηρίωση αντίστοιχης επιχειρηματολογίας.

Οι διαγωνιστικές διαδικασίες πρέπει να είναι ξεχωριστές ανά τεχνολογία, έτσι ώστε να δίνεται η δυνατότητα καθορισμού ενεργειακής πολιτικής και προώθησης συγκεκριμένων τεχνολογιών που υστερούν σε διείσδυση ή τεχνολογιών που θεωρείται ότι έχουν ιδιαίτερα χαρακτηριστικά.

Το όριο της ισχύος των διαγωνισμών να είναι συμβατό με την πραγματικότητα, τα ιστορικά στοιχεία και την διασφάλιση επενδυτικής, οικονομικής και πολιτικής σταθερότητας.

Οι διαγωνιστικές διαδικασίες θα πρέπει να μπορούν να υποστηρίξουν τη διείσδυση που απαιτούν οι εθνικοί στόχοι.

Οι διαγωνιστικές διαδικασίες θα πρέπει να γίνονται ανά συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα, σε προκαθορισμένες ημερομηνίες, μέσω αποκλειστικά ηλεκτρονικής διαδικασίας και με συγκεκριμένους όρους και προϋποθέσεις που δεν θα αλλάζουν στην πορεία.

Τα νομιμοποιητικά έγγραφα και οι εγκρίσεις που θα απαιτείται να έχει ένα έργο για να συμμετάσχει στην διαδικασία πρέπει να είναι καθορισμένα και να εξασφαλίζουν την ωριμότητα του έργου για υλοποίηση. Επίσης οι χρόνοι που θα τίθενται για την ολοκλήρωση των διαδικασιών και την υλοποίηση των έργων δεν πρέπει να είναι σε αντίθεση με τις προθεσμίες των επιμέρους εγκρίσεων.

Το αποκλειστικό κριτήριο της διαδικασίας θα πρέπει να είναι το ζητούμενο strike price ανα τεχνολογία χωρίς να τίθεται μικρότερο όριο από το αντίστοιχο διοικητικά καθοριζόμενο όριο για το strike price.

Η αξιολόγηση των αιτήσεων θα πρέπει να γίνεται άμεσα και τα αποτελέσματα να είναι κοινοποιήσιμα και προσβάσιμα σε όλους τους συμμετέχοντες. Η υποβολή δε και αξιολόγηση των ενστάσεων θα πρέπει να γίνεται με τέτοιο τρόπο που δεν θα παρακωλύεται η διαδικασία τους διαγωνισμού.

Το χρονικό διάστημα για την υλοποίηση (ηλέκτριση) των επιλεχθέντων στο διαγωνισμό έργων θα πρέπει να είναι επαρκές ανα τεχνολογία. Η διάρκεια ισχύος των διοικητικών εγκρίσεων θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη το χρονικό διάστημα για την διενέργεια και συμμετοχή στο διαγωνισμό.

Η εκκαθάριση των διαγωνισμών θα γίνεται είτε με το σύστημα Pay as Clear (PAC) είτε με το σύστημα Pay as Bid (PAB), ανάλογα με τα χαρακτηριστικά των διαγωνιστικών διαδικασιών, το πλήθος των συμμετεχόντων, κα.

## **Δ.1 Σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας από ΜΥΗΕ**

Σε μια προσπάθεια οικονομικής ανάλυσης της νέας εικόνας που θα κληθεί να αντιμετωπίσει ο νέος μηχανισμός έτσι ώστε να εξασφαλίσει την βιωσιμότητα των νέων επενδύσεων, στον επόμενο πίνακα παρουσιάζονται οι οικονομικοί δείκτες (IRR, NPV) καθώς και το σταθμισμένο κόστος

παραγωγής ενέργειας μιας επένδυσης κατασκευής ΜΥΗΕ, όπως αυτοί λήφθηκαν υπόψη κατά την διαμόρφωση των FiT που καθορίστηκαν με τον Ν4254\_ΦΕΚ Α85\_07.04.2014 (New Deal) και όπως διαμορφώνονται μετά τις νέες ρυθμίσεις (αύξηση συντελεστή φορολόγησης, αύξηση προκαταβολής, επιβολή τέλους διακοψιμότητας) και σε συνάρτηση με την καθυστέρηση πληρωμής της παραγωγής για διάρκεια τουλάχιστον 4 μηνών.

	2014 (New Deal)		2016	
	H<20μ	H>20μ	H<20μ	H>20μ
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	2	2	2	2
Ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	2500	2100	2500	2100
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3,1%	3,4%	3,1%	3,4%
Capacity factor (%)	38,5%	36,0%	38,5%	36,0%
Ενεργειακή απόδοση (kWh/kW)	3372,6	3153,6	3372,6	3153,6
Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh)	105	105	105	105
Ποσοστό επιχορήγησης (%)	0%	0%	0%	0%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων (%)	0%	0%	0%	0%
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων (%)	100%	100%	100%	100%
Συνολική επένδυση	5.000.000	4.200.000	5.000.000	4.200.000
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού (%)	7%	7%	7%	7%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου (έτη)	10	10	10	10
Φορολόγηση (%)	26%	26%	29%	29%
Φορολόγηση μερίσματος (%)	10%	10%	10%	10%
Διάρκεια ζωής (έτη)	20	20	20	20
Υπολειμματική αξία (%)	0%	0%	0%	0%
Αποσβέσεις €	5%	5%	5%	5%
% Προσαύξηση τιμής πώλησης (% του ΔTK)	0%	0%	0%	0%
Ειδικό τέλος ΟΤΑ (%)	3%	3%	3%	3%
Πληθωρισμός	1%	1%	1%	1%
Προκαταβολή φόρου	80%	80%	100%	100%
Μήνες καθυστέρησης	1	1	4	4
επιτόκιο προεξόφλησης	8%	8%	8%	8%
Κόστος διακοψιμότητας (επί συν. Πωλήσεων)	0%	0%	0,8%	0,8%
IRR (προ καταβολής μερίσματος)	6,20%	7,39%	5,57%	6,64%
IRR (μετα την καταβολή μερίσματος)	4,95%	6,08%	4,41%	5,43%
NPV	-1.015.550	-549.379	-1.234.370	-761.652
Σταθμισμένο κόστος παραγωγής (€/MWh)	116,8	107,4	119	109,4

Η εμφανής χειροτέρευση των οικονομικών δεικτών και η αύξηση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής καθορίζουν τα επίπεδα στα οποία πρέπει να διαμορφωθεί η τιμή στόχος του νέου μηχανισμού για την τεχνολογία των ΜΥΗΕ.