

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΔΙΑΛΟΓΟΙ 2015

Αναλυτική τοποθέτηση του Προέδρου του ΣΠΕΦ κου Στέλιου Λουμάκη, σύμφωνα με το ενιαίο ερωτηματολόγιο – θεματολογία όπως εγγράφως ετέθη, στην εκδήλωση των «Ενεργειακών Διαλόγων 2015» που διοργάνωσε το Ελληνικό Ινστιτούτο Ενεργειακής Ρύθμισης και το Energypress στην Αθήνα την Δευτέρα 14 Δεκεμβρίου 2015.

.....

1. Δομική αναδιάρθρωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας υπό το πρίσμα των πρόσφατων μνημονιακών προβλέψεων, οι προϋποθέσεις και το πλαίσιο για τη συγκρότηση μιας ανταγωνιστικής λιανικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

1. Σχεδιασμός του συστήματος δημοπρασιών τύπου NOME ως μηχανισμού ανοίγματος της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και μείωσης των μεριδίων της ΔΕΗ στην αγορά προμήθειας.

Δυνάμει της κατ' αποκλειστικότητα πρόσβασης της σε ηλεκτροπαραγωγικές πηγές χαμηλού κόστους και της ιδιοκτησίας λιγνιτικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, η ΔΕΗ διαθέτει ένα ισχυρό πλεονέκτημα έναντι των ανταγωνιστών της προμηθευτών. Βάσει των ρυθμίσεων του νέου Μνημονίου και με απώτερο στόχο τη σταδιακή μείωση του μεριδίου της ΔΕΗ τόσο στη λιανική όσο και στη χονδρεμπορική αγορά έως το 2020 κάτω από το 50%, οι ελληνικές αρχές έχουν δεσμευθεί να σχεδιάσουν ένα νέο σύστημα δημοπρασιών NOME. Η ύπαρξη επενδυτικού ενδιαφέροντος πιθανολογείται ότι θα διαπιστωθεί επί τη βάση μιας «πιλοτικής» δημοπρασίας, μέσω της οποίας θα δίδεται η δυνατότητα σε προμηθευτές να αποκτήσουν πρόσβαση σε συγκεκριμένη ποσότητα ενέργειας από λιγνιτική και υδροηλεκτρική παραγωγή. Αναμένεται, επίσης, ότι οι συμμετέχοντες στις δημοπρασίες θα υποχρεούνται να διοχετεύουν την ισχύ που θα αγοράζουν στο πλαίσιο αυτών σε όλη την γκάμα των τιμολογίων.

α. Θα πρέπει το υπό εκπόνηση σχέδιο να επιτρέπει την πρόσβαση στις δημοπρασίες NOME μόνο των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας ή και σε μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές; Θα πρέπει να τύχουν σε περίπτωση συμμετοχής τους οι τελευταίοι και δικαίωμα μεταπώλησης της τυχόν πλεονάζουσας ενέργειας και αν ναι, με ποιο τρόπο θα δομηθεί η δυνατότητα εξάσκησης του εν λόγω δικαιώματος;

Απάντηση: Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα συνεχίζει ακόμη και σήμερα δυστυχώς να υποφέρει από στρεβλώσεις που έχουν την ρίζα τους σε κατ' εξαίρεση ή μεταβατικές υποτίθεται ρυθμίσεις, οι οποίες υιοθετήθηκαν προφανώς υπό καθεστώς πίεσης των ενδιαφερομένων προς την εκάστοτε πολιτική ηγεσία και ακόμη ταλανίζουν την εύρυθμη, ορθολογική και απεικονιζόμενη στους αντικειμενικούς δείκτες λειτουργία της αγοράς. Δεν υπάρχει εν γένει συνεπώς στην χώρα μας η προηγούμενη «καλή μαρτυρία» ώστε επί της αρχής να μπορεί να επαναληφθεί μία ακόμη ειδική εξαίρεση από το γενικό πλαίσιο που θα διέπει την πρόσβαση τρίτων μέσω του NOME στην φθηνή λιγνιτική και υδροηλεκτρική παραγωγή. Όπως είναι γνωστό το μοντέλο NOME στοχεύει επί της αρχής στο να δοθεί πρόσβαση στις φθηνές αυτές πηγές προς τρίτους Προμηθευτές με στόχο την πραγματική απελευθέρωση της λιανικής ρεύματος, δηλαδή του να μην υπάρχουν μονοπωλιακά (άνω του 50% το

2020) μερίδια αγοράς σε κανέναν από τους παίκτες λόγω της υστέρησης κάποιων στον ανταγωνισμό ένεκα κοστολογικής διάρθρωσης του ρεύματος που προσφέρουν και όχι στο να επιδοτήσει την ενέργεια συγκεκριμένης κατηγορίας τελικών καταναλωτών.

Υπό το πρίσμα αυτό η δυνατότητα τελικοί καταναλωτές (όπως οι βιομηχανικοί) να μετέχουν απευθείας στις δημοπρασίες NOME είναι ασύμβατη με το γενικό πλαίσιο και σκοπό του μέτρου και επιπλέον εν τέλει θα επιβάρυνε τους συμμετέχοντες Προμηθευτές, αφού οι βιομηχανικοί καταναλωτές θα αφαιρούσαν ποσότητες φθηνής ενέργειας από τις δημοπρασίες για ίδια χρήση και όχι κατανέμοντας την ενέργεια αυτή σε ευρεία γκάμα καταναλώσεων που σκοπεύει το μέτρο. Συνεπώς οι υπόλοιπες καταναλώσεις, που εν γένει απευθύνονται οι Προμηθευτές, εξ' ορισμού θα αποκλείονταν όλο και περισσότερο από την λιγνιτική και υδροηλεκτρική παραγωγή που στοχεύει το NOME να τους προσφέρει και επιπλέον θα μειωνόταν ο μεταξύ τους ανταγωνισμός, αφού εξορισμού δεν θα απευθύνονταν σε μία ενεργοβόρο κατηγορία πελατών.

β. Δεδομένης της πρόσφατης μείωσης της τιμής του φυσικού αερίου, ποια μεθοδολογία θεωρείτε ότι θα πρέπει να εφαρμοστεί αναφορικά με τη διαμόρφωση της τιμής εκκίνησης των δημοπρασιών NOME προκειμένου να προσελκύουν το ενδιαφέρον της αγοράς; Θεωρείτε ότι οι ρύποι θα πρέπει να αποτελούν παράμετρο διαμόρφωσης της τιμής εκκίνησης;

Απάντηση: Η ραγδαία μείωση της τιμής του φυσικού αερίου συντελεί στο να αποφορτίζονται οικονομικά οι καθετοποιημένοι τρίτοι Προμηθευτές (με ηλεκτροπαραγωγή από φυσικό αέριο). Μπορούν δηλαδή έναντι της ΔΕΗ, που μέχρι στιγμής διαθέτει κατ' αποκλειστικότητα φθηνή λιγνιτική και υδροηλεκτρική παραγωγή (κατανεμόμενη), να είναι πλησιέστερα ανταγωνιστικοί. Ωστόσο η συγκυρία αυτή δεν λύνει δομικά το θέμα της τιμής εκκίνησης των δημοπρασιών NOME, η οποία και πρέπει να είναι τέτοια ώστε η ΔΕΗ να δύναται να συνεχίσει την λειτουργία και συντήρηση των εν λόγω εργοστασίων και όχι αυτά παραγωγικά να απαξιωθούν ή να επιδοτούνται σταυροειδώς από άλλες πηγές εσόδων της. Υπό την έννοια αυτή το μεταβλητό κόστος όπως ορίζεται τουλάχιστον στον Κώδικα Συναλλαγών δεν μπορεί να λειτουργήσει ως τιμή εκκίνησης. Σε αυτό θα πρέπει να προστεθεί το κόστος του προσωπικού περιοριστικά που λειτουργεί τις μονάδες αυτές, το κόστος συντήρησης παγίου χαρακτήρα των εν λόγω εργοστασίων ανάλογα με τον ορίζοντα απόσυρσης τους (αυτό αφορά τα πεπαλαιωμένα λιγνιτικά εργοστάσια) και βεβαίως κάθε άμεσο κόστος σχετιζόμενο με την παραμονή τους σε εύρυθμη λειτουργία. Σε ότι αφορά το κόστος ρύπων, αυτό περιλαμβάνεται ακόμη και στο μεταβλητό κόστος κατά τον Κώδικα, οπότε η συμπερίληψη του στην τιμή εκκίνησης εκτιμούμε πως είναι εκ των ων ουκ άνευ, αφού άλλωστε επηρεάζει απευθείας και το κόστος παραγωγής.

II. Ιδιοκτησιακός διαχωρισμός του ΑΔΜΗΕ από τη ΔΕΗ και τα διάφορα εναλλακτικά μοντέλα

Σύμφωνα με τις μνημονιακές διατάξεις, οι ελληνικές αρχές υποχρεούνται να εκκινήσουν τη διαδικασία ιδιωτικοποίησης του ΑΔΜΗΕ, άλλως, δύνανται να αναπτύξουν ένα σχέδιο, το οποίο θα επιφέρει ισοδύναμα αποτελέσματα όσον αφορά τον ανταγωνισμό και τις προοπτικές επενδύσεων και θα επιτυγχάνει τον πλήρη ιδιοκτησιακό διαχωρισμό του ΑΔΜΗΕ από τη ΔΕΗ. Ως εναλλακτικό σχέδιο έχει διατυπωθεί η προοπτική να μεταφερθούν τα πάγια του ΑΔΜΗΕ σε μια τρίτη εταιρεία στην οποία το Δημόσιο θα αποκτήσει πλειοψηφικό πακέτο μετοχών (51%) και η οποία δεν θα εποπτεύεται από το κατ' αρχήν αρμόδιο για την εποπτεία του κλάδου Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας αλλά από ένα τρίτο Υπουργείο για την διασφάλιση ισότιμης μεταχείρισης όλων των συμμετεχόντων στην αγορά. Για την υλοποίηση του ως άνω σχεδίου, θα πρέπει να προσδιορισθεί ο τρόπος αποπληρωμής της ΔΕΗ για τη μεταφορά των παγίων του ΑΔΜΗΕ από τον όμιλό της στη νέα εταιρεία.

α. Πώς θεωρείτε ότι θα πρέπει να υλοποιηθεί ο αποτελεσματικός ιδιοκτησιακός και λειτουργικός διαχωρισμός του ΑΔΜΗΕ από τη ΔΕΗ;

Απάντηση: Η αξία των παγίων του Συστήματος Μεταφοράς έχει διαχρονικά χρηματοδοτηθεί από τα χρήματα των ελλήνων καταναλωτών μέσω των τελών συστήματος που πληρώνουν στους λογαριασμούς ρεύματος τους, από κέρδη-κεφάλαια της ίδιας της ΔΕΗ που επανεπενδύονταν και ενδεχομένως και από χρήματα-επιχορηγήσεις του Ελληνικού Δημοσίου ένεκα του απολύτως δημόσιου χαρακτήρα της ΔΕΗ για δεκαετίες και της διαχρονικής προσπάθειας για τον εξηλεκτισμό και εκσυγχρονισμό της Χώρας. Τα δίκτυα μεταφοράς αποτελούν υποδομές μακροπρόθεσμου στρατηγικού και μονοπωλιακού χαρακτήρα, οπότε παραινήσεις για μεταβιβάσεις της ιδιοκτησίας τους σε τρίτους και μάλιστα εσπευσμένες χωρίς εύλογο και επαρκές αντικειμενικά αντίτιμο που να αποτυπώνει πλήρως τον χαρακτήρα των υποδομών αυτών αλλά και της περαιτέρω ανάπτυξης που οφείλει να τους εξασφαλιστεί, είναι εθνικά επιζήμιο να υπάρξουν. Στο πλαίσιο αυτό και σε ότι αφορά τον ιδιοκτησιακό διαχωρισμό του ΑΔΜΗΕ από την ΔΕΗ, η μεταβίβαση των παγίων του Συστήματος Μεταφοράς προς εταιρεία που θα συμμετέχει το Δημόσιο καταρχήν με 100% και που εν συνεχεία θα μεταβιβάσει το 49% σε ιδιώτες αλλά και κάποιον πιστοποιημένο στρατηγικό επενδυτή προβάλλει επί της αρχής συμβατή, ωστόσο θα πρέπει η ΔΕΗ να αποζημιωθεί.

β. Πως θεωρείτε ότι πρέπει να χρηματοδοτηθεί η μεταβίβαση από την ΔΕΗ στη νέα εταιρεία των παγίων του ΑΔΜΗΕ;

Απάντηση: Η ΔΕΗ πρέπει να αποζημιωθεί για την μετοχική απώλεια του ΑΔΜΗΕ τόσο ως αξία παγίων όσο και ως κερδοφορία που αυτή απολάμβανε από την θυγατρική της και η οποία την στήριζε λειτουργικά. Η αποζημίωση αυτή της ΔΕΗ δεν μπορεί επομένως ωστόσο να συμψηφιστεί με χρήματα που αυτή οφείλει προς τον ΑΔΜΗΕ ως εταιρεία Προμήθειας (περί τα 500 εκατ. ευρώ) για ρεύμα που αγόρασε αλλά καθυστερεί να εξοφλήσει προς τους ιδιώτες ηλεκτροπαραγωγούς και ειδικά προς τις ΑΠΕ δια του ΕΤΜΕΑΡ. Με άλλα λόγια δεν μπορεί το Ελληνικό Δημόσιο «χρησιμοποιώντας» χρήματα της αγοράς ύψους 500 εκατ. ευρώ περίπου που οφείλονται προς ΑΠΕ και ιδιώτες ηλεκτροπαραγωγούς από την ΔΕΗ, «χαρίζοντας» της τα να την αποζημιώσει εν όλω ή εν μέρει για την μετοχική απώλεια του ΑΔΜΗΕ. Και αν μάλιστα ο ΑΔΜΗΕ που θα ανήκει πλέον 100% στο Ελληνικό Δημόσιο (καταρχήν τουλάχιστον) θα συνεχίσει λογιστικά να οφείλει τα χρήματα αυτά προς τον ΛΑΓΗΕ και εν τέλει τους ηλεκτροπαραγωγούς, όλοι γνωρίζουμε πως ούτε ο ίδιος χωρίς να έχει λαμβάνειν τα ποσά αυτά από ΔΕΗ θα μπορέσει ποτέ να τα αποπληρώσει (οι ίδιοι πόροι του ΑΔΜΗΕ για την λειτουργία και συντήρηση του συστήματος μεταφοράς είναι περί τα 250 εκατ. ευρώ ετησίως και εξαντλούνται για τον σκοπό του αυτό) αλλά ενδεχομένως ούτε και το Δημόσιο. Σε ότι δε αφορά τους νέους μετόχους που θα εισέλθουν στο 49% του ΑΔΜΗΕ σε δεύτερη φάση, είναι απολύτως αμφίβολο καταρχήν το πόσο/πόσα χρήματα θα συγκεντρωθούν αλλά και το κατά πόσο αυτά θα διοχετευτούν στην εξόφληση των οφειλών αυτών ή στην ανάπτυξη του συστήματος. Συνεπώς θα βρεθούν οι ιδιώτες ηλεκτροπαραγωγοί και πολύ περισσότερο οι ΑΠΕ (που υπάρχουν και οι μεγαλύτερες ληξιπρόθεσμες οφειλές από ΔΕΗ) να υφίστανται μια εξ' αυτού του γεγονότος καταστροφική και ασύμμετρη νέα πραγματικότητα μόνιμων δομικών υπερημεριών 3 και πλέον μηνών (πέραν των όποιων επιπλέον συγκυριακών), σε συνέχεια μάλιστα της οικονομικής εξάντλησης που έχουν επί μακρόν

υποστεί από την παράτυπη χρησιμοποίηση του ΕΤΜΕΑΡ ως γενικού «μαξιλαριού» ρευστότητας του συστήματος.

Εν κατακλείδι λοιπόν αν το Δημόσιο προχωρήσει σε αυτό το μοντέλο ιδιοκτησιακού διαχωρισμού του ΑΔΜΗΕ από την ΔΕΗ, θα πρέπει στην συμφωνία ρητά να προβλέπεται πως οι οφειλές της ΔΕΗ δεν θα χρησιμοποιηθούν συμψηφιστικά ώστε αυτή να αποζημιωθεί έστω και κατά μέρος για την μετοχική απώλεια του ΑΔΜΗΕ. Το Δημόσιο δηλαδή θα πρέπει με δικά του κεφάλαια να αγοράσει το 100% του ΑΔΜΗΕ και όχι χρησιμοποιώντας τα χρήματα των ΑΠΕ και εν γένει των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών.

Στην παρούσα κατάσταση η ΔΕΗ είναι η μόνη που μπορεί να αποπληρώσει τις οφειλές αυτές προς τους ηλεκτροπαραγωγούς για ρεύμα που αγόρασε, αφού παρά την ανεισπραξιμότητα λογαριασμών που υφίσταται από τους καταναλωτές, έχει υψηλότερη λογιστική κερδοφορία ώστε εγγράφοντας μεγάλες προβλέψεις για επισφάλειες (691 εκατ. στο 9μηνο 2015 και άλλα 375 εκατ. το 2014) παρόλα αυτά να εμφανίζει κέρδη. Αυτό λοιπόν σημαίνει πως ακόμα και αν δεν εισπράξει π.χ. τα 691 εκατ. ευρώ αυτά, η επιχείρηση μπορεί από την κερδοφορία της και τα καλύπτει χωρίς να παράγονται ζημιές, συνεπώς συν το χρόνω θα μπορέσει να αποπληρώσει τις οφειλές της. Αντίθετα, μόνο αν μετά την εγγραφή των προβλέψεων παρήγαγε ισόποσες ζημιές τότε και μόνον τότε θα υπήρχε κίνδυνος μη αποπληρωμής των ληξιπρόθεσμων οφειλών αυτών. Με τον τρόπο αυτό μέσα από τα κέρδη της διαχρονικά η ΔΕΗ έχει «αποσβέσει» μεγάλο τμήμα από το συνολικά ανείσπρακτο υπόλοιπο των 2,2 δις ευρώ που τις οφείλεται από τους καταναλωτές.

γ. Βάσει της ευρωπαϊκής εμπειρίας, ο διαχωρισμός του ιδιοκτήτη του δικτύου από τον Διαχειριστή του συστήματος ενδέχεται να δημιουργήσει προβλήματα αναφορικά τόσο με την υλοποίηση των επενδύσεων όσο και με τη συντήρηση και λειτουργία του δικτύου, γεγονός που ώθησε πολλές ευρωπαϊκές χώρες να μεταβούν από το μοντέλο ISO, στο μοντέλο ΟΥ. Ποια είναι η τοποθέτησή σας;

Απάντηση: Η Ελλάδα τα τελευταία 5 χρόνια και ιδιαίτερα αυτήν την χρονική περίοδο βρίσκεται σε φάση οι αξίες των στρατηγικών της επιχειρήσεων, όπως αυτές αποτυπώνονται ή αποτιμούνται και για ψυχολογικούς λόγους διεθνώς, να μην αντανακλούν αλλά να υπολείπονται δραματικά της πραγματικής οικονομικής και στρατηγικής τους σημασίας. Στο πλαίσιο αυτό κάθε απόπειρα βεβιασμένης ιδιωτικοποίησης με άλλοθι έστω μία ενδεχομένως καλύτερη διαχείριση του Συστήματος Μεταφοράς, να ισοδυναμεί με οικονομική αυτοχειρία λόγω του μεγάλου discount που θα επιφέρει.

III. Σχεδιασμός του μόνιμου Μηχανισμού Διασφάλισης Επάρκειας Ισχύος: Ευρωπαϊκά πρότυπα και ιδιαιτερότητες ελληνικής ενεργειακής αγοράς

Στο πλαίσιο επανασχεδιασμού του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΔΕΙ), η ΡΑΕ έθεσε σε δημόσια διαβούλευση τον Ιούλιο του 2014 ένα αρχικό σχέδιο αναδιοργάνωσης του ΜΔΕΙ στο Διασυνδεδεμένο Ηλεκτρικό σύστημα. Κατόπιν επεξεργασίας των απαντήσεων που δόθηκαν στο πλαίσιο της πρώτης αυτής διαβούλευσης καθώς και της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος για το Διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την περίοδο 2015-2024, η ΡΑΕ διενήργησε μια δεύτερη διαβούλευση τον Ιανουάριο του 2015 αναφορικά με την τελική της πρόταση για την αναμόρφωση του ΜΔΕΙ. Η εν λόγω πρόταση περιλαμβάνει: τη συγκρότηση ενός μόνιμου μηχανισμού (Μηχανισμός Αποζημίωσης Ευελιξίας- ΜΑΕ) που θα βασίζεται στη διενέργεια δημοπρασιών για την αγορά των υπηρεσιών ευελιξίας, ήτοι υπηρεσιών του συστήματος, οι οποίες κρίνονται αναγκαίες λόγω της σημαντικής διείσδυσης των ΑΠΕ και οι οποίες, στο ισχύον καθεστώς, παρέχονται από τους παραγωγούς και, την ανάπτυξη ενός μεταβατικού μηχανισμού με διοικητικό καθορισμό των αμοιβών καθώς απαιτείται ένα εύλογο μεταβατικό διάστημα, στο οποίο θα καθορισθούν οι πολυσύνθετες τεχνικές, νομικές και διαδικαστικές λεπτομέρειες των δημοπρασιών.

α. Πώς κρίνετε ότι θα πρέπει να διαμορφωθεί ο μόνιμος ΜΔΕΙ προκειμένου να συμβαδίζει με τις κατευθυντήριες γραμμές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του περιβάλλοντος και της ενέργειας;

Απάντηση: Στην ΕΕ ο διάλογος για την σπουδαιότητα ή μη της ύπαρξης Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος (ΜΔΕΙ) αντί των επαρκών ηλεκτρικών διασυνδέσεων ώστε δια του ετεροχρονισμού των καταναλώσεων να εξομαλύνονται οι ακραίες ασυμφωνίες της ζήτησης ως προς την προσφορά, έχει από καιρό ανοίξει, με χώρες όπως η Γερμανία να απορρίπτουν την αναγκαιότητα των ΜΔΕΙ αν προηγουμένως δεν εξαντληθούν οι δυνατότητες των διασυνδέσεων, η δε Κομισιόν να έχει θέσει στο μικροσκόπιο τους λογής τέτοιους μηχανισμούς όπως αυτοί ισχύουν σε επιμέρους κράτη μέλη και ως προς το αν συνιστούν παράνομες κρατικές ενισχύσεις. Σε κάθε περίπτωση στην Ελλάδα έχει επί του παρόντος ζητηθεί από τους Θεσμούς να νομοθετηθεί ο νέος μόνιμος ΜΔΕΙ, δίνοντας στο μεταξύ νέα ετήσια παράταση για την ισχύ του μεταβατικού και διοικητικά καθοριζόμενου ως αξία. Ο μόνιμος μηχανισμός αυτός δεν θα μπορούσε να μην περιλαμβάνει μια διαγωνιστική διαδικασία στα πλαίσια της οποίας οι ζητούντες εγγυημένη ισχύ (Προμηθευτές) θα αναζητούσαν το οικονομικότερο σημείο ικανοποίησης της ζήτησης τους σε ισχύ από παραγωγούς. Είναι προφανές πως στα πλαίσια μιας τέτοιας διαγωνιστικής διαδικασίας εκτελούμενης από τον διαχειριστή του συστήματος ανά περιοδικά χρονικά διαστήματα, θα προέκυπτε εξορθολογισμός του κόστους για ΜΔΕΙ, ιδιαίτερα μάλιστα σε περιπτώσεις υπερδυναμικότητας ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος είτε λόγω υπερβαλλουσών προηγούμενων επενδύσεων είτε λόγω φθίνουσας ζήτησης. Αντίστροφα σε περιόδους έλλειψης ισχύος οι αμοιβές για ΜΔΕΙ θα αύξαναν μεν, αλλά σε κάθε περίπτωση το κόστος θα ελεγχόταν από το διαθέσιμο δυναμικό μέσω ηλεκτρικών διασυνδέσεων από γειτονικές χώρες όπου θα μπορούσαν οι Προμηθευτές εναλλακτικά να εξασφαλίσουν ισχύ.

β. Πώς θεωρείτε ότι θα πρέπει να διαμορφωθεί ο ΜΑΕ; Ποιοι θα πρέπει να οριστούν ως δικαιούχοι και με βάση ποια κριτήρια;

Απάντηση: Σε ότι αφορά την τυχόν διαφοροποίηση της ευελιξίας από την επάρκεια στα πλαίσια ενός ΜΔΕΙ, εφ' όσον οι συνθήκες πραγματικά το απαιτούν, θα μπορούσαν να διενεργηθούν διαγωνισμοί δύο διαστάσεων, δηλαδή μία διάσταση για επάρκεια και μία για ευελιξία σε προκαθορισμένες από τον διαχειριστή ποσοστώσεις. Κάθε δηλαδή Προμηθευτής που πρέπει να καλύψει την ισχύ της αδειας του με εγγυήσεις επάρκειας μέσω του μηχανισμού αυτού, θα ήταν υποχρεωμένος να συνδυάσει μέσω των εγγυήσεων αυτών και την απαραίτητη ευελιξία στην ποσόστωση που προκαθόρισε οριζόντια για όλους ο διαχειριστής. Έτσι εξασφαλίζοντας επί παραδείγματι ένας Προμηθευτής επάρκεια καταβάλλοντας υψηλότερο αντίτιμο για Αποδεικτικό Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) από μία ευέλικτη μονάδα, θα εξασφάλιζε ταυτόχρονα επάρκεια και ευελιξία και δεν θα χρειαζόταν για την ίδια ισχύ να προμηθευτεί και πρόσθετο αποδεικτικό ευελιξίας. Στον αντίποδα κάποιος Προμηθευτής που θα εξασφάλιζε μεν ΑΔΙ αλλά φθηνότερα από μια μη ευέλικτη μονάδα, θα χρειαζόταν πρόσθετα να εμπλουτίσει το χαρτοφυλάκιο του και με αποδεικτικό ευελιξίας στην ποσόστωση που προκαθόρισε ο διαχειριστής οριζόντια με βάση τα χαρακτηριστικά του συστήματος και της ζήτησης συνολικά για την περίοδο διαγωνισμών εκείνη. Αυτό

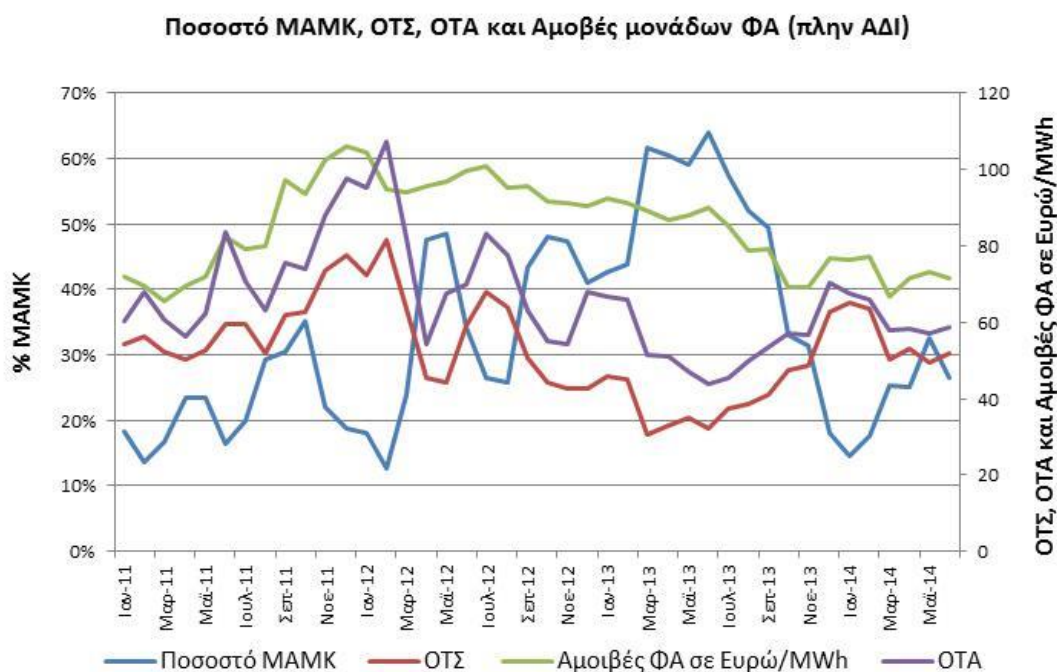
που χρίζει ωστόσο εδώ να τονιστεί, είναι πως η ευελιξία που θα αμείβεται δεν θα αφορά μόνο τον ρυθμό μεταβολής της προσφερόμενης ισχύος αλλά και την δυνατότητα της αυτή η ευελιξία να παρέχεται χρονικά καθ' όλη την διάρκεια της δημοπρατούμενης περιόδου. Έτσι μηχανισμοί διαχείρισης της ζήτησης, τώρα αλλά και οποτεδήποτε στο μέλλον αυτοί ενταχθούν στο καλάθι του ΜΔΕΙ, όπως η Διακοψιμότητα που η χρονική διαθεσιμότητα της με βάση το σχέδιο ΥΑ βρίσκεται μόλις στο 1:50 των ισόποσων σε ισχύ ΑΔΙ, δεν θα αποτιμώνται «τυφλά» και παραδόξως σε ισοδύναμη οικονομική βάση 1:1 με το κόστος των ΑΔΙ και την εγγύηση παροχής ισχύος που αυτά προσφέρουν κάθε στιγμή. Θα υπεισέρχεται συνεπώς από την ίδια την αγορά στους διαγωνισμούς και η διάσταση της αξίας εκάστης πηγής ευελιξίας με βάση και την χρονική διαθεσιμότητα της ή όχι όλο το δημοπρατούμενο διάστημα.

IV. Σχεδιασμός νέου Μηχανισμού Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους

Στις 23.10.2015, η ΡΑΕ έθεσε σε δημόσια διαβούλευση την πρόταση της για την τροποποίηση του Άρθρου 159 του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας με σκοπό την εισαγωγή ενός μηχανισμού μεταβατικού χαρακτήρα για την ανάκτηση του μεταβλητού κόστους των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (νέος ΜΑΜΚ), σύμφωνα και με τις διατάξεις του τρίτου Μνημονίου. Υπενθυμίζεται ότι ο παλιός ΜΑΜΚ σε συνδυασμό με τον «κανόνα του 30%» είχε κατηγορηθεί ότι αποτελούσε μια μείζονα στρέβλωση και μορφή επιδότησης των ιδιωτικών μονάδων (εισαγόμενου) φυσικού αερίου. Τα σχετικά ποσά συμπεριλαμβάνονταν στο κόστος προμήθειας και εν συνεχεία μετακυλιόνταν σε όλους τους καταναλωτές. Τον έντονο προβληματισμό τους σε σχέση με την προσπάθεια επαναφοράς του έχουν εκφράσει μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές καθώς και παραγωγοί ενέργειας από ΑΠΕ κάνοντας λόγο για σοβαρή στρέβλωση της αγοράς, η οποία προκαλεί αύξηση τιμών.

α. Θεωρείτε πως ο νέος αυτός μηχανισμός θα είναι σε θέση να διορθώσει τις στρεβλώσεις του προγενέστερου και να αποδειχθεί περισσότερο αποτελεσματικός;

Απάντηση: Για να δούμε καταρχήν πόση στρέβλωση δημιουργούσε ο παλιός ΜΑΜΚ όπως λειτουργούσε: i) μέχρι και τον Ιούλιο 2013 σε συνδυασμό και με τον Κανόνα του 30% πλέον και του έξτρα περιθωρίου αμοιβών του +10%, ii) από Αύγουστο 2013 έως Δεκέμβριο 2013 σε συνδυασμό μόνο με τον Κανόνα 30% και iii) από Ιανουάριο 2014 έως Ιούνιο 2014 μόνος ο ΜΑΜΚ, αρκεί να δούμε το πόσες αμοιβές προς τους συμβατικούς παραγωγούς με καύσιμο το φυσικό αέριο ως ποσοστό διοχετεύονταν εκτός χονδρεμπορικής αγοράς, δηλαδή εκτός ΟΤΣ κάθε φορά, η οποία αντίστοιχα τεχνητά απομειωνόταν. Παραθέτουμε κατωτέρω λοιπόν διάγραμμα των αμοιβών μέσω ΜΑΜΚ προς τις μονάδες φυσικού αερίου (ιδιωτών και της ΔΕΗ συμπεριλαμβανομένων) ως ποσοστό επί των συνΜέχρι λικών πλην ΑΔΙ αμοιβών που αυτές λάμβαναν για την ενέργεια που ενέχχαν (από ΗΕΠ + Αποκλίσεις + ΜΑΜΚ) και ταυτόχρονα την εξέλιξη των ΟΤΣ, ΟΤΑ και των ανηγμένων (σε ευρώ/MWh δηλαδή) συνολικών πλην ΑΔΙ αμοιβών των μονάδων ΦΑ.



Φαίνεται λοιπόν πως από το 2012 που εκτινάχθηκε η συμμετοχή του ΜΑΜΚ σε ποσοστά από 40% μέχρι και 60%, η ΟΤΣ πλασματικά καταρρακώθηκε και κατέληξε να αντιστοιχεί μόλις στο 40% των ανηγμένων αμοιβών πλην ΑΔΙ των μονάδων ΦΑ έως τον Ιούλιο 2013 που λειτουργούσε σε πλήρη ανάπτυξη το σύμπλεγμα των ΜΑΜΚ, Κανόνα 30% και περιθωρίου +10%.

Από εκεί και ύστερα φαίνεται πως η κατάργηση του έξτρα περιθωρίου του +10% και εν συνεχεία η απόσυρση του Κανόνα 30%, αποκλιμάκωσαν τα ποσοστά χρήσης του ΜΑΜΚ στο ήμισυ και βοήθησαν να συγκλίνει η ΟΤΣ με την ανηγμένη πραγματική αποζημίωση (πλην ΑΔΙ) των μονάδων φυσικού αερίου. Παρ' όλα αυτά το α' εξάμηνο του 2014 που υπήρχε μόνο ο ΜΑΜΚ (δηλαδή πρόκειται για μία κατάσταση που περισσότερο προσομοιάζει με αυτήν που έχουμε πλέον μπροστά μας κατόπιν της επανενεργοποίησης του μηχανισμού από την ΡΑΕ, η οποία ωστόσο νέα κατάσταση δείχνει καταρχήν πιο αυστηρή με κάποιες επιπλέον δικλείδες ασφαλείας που προστέθηκαν ως προς το πότε θα δικαιούται ΜΑΜΚ ένας συμβατικός παραγωγός –«...(i) Όταν η εν λόγω Μονάδα εντάσσεται με Εντολή του Διαχειριστή και χωρίς να έχει προγραμματισθεί η λειτουργία της κατά την κατάρτιση του ΗΕΠ, (ii) Όταν κατά την κατάρτιση του ΗΕΠ εντάσσεται σε συγκεκριμένο επίπεδο φόρτισης αμιγώς για λόγους εξυπηρέτησης απαιτήσεων εφεδρείας»- συνέχισε σημαντικό ποσοστό 20% - 30% επί των τελικών αμοιβών πλην ΑΔΙ των μονάδων φυσικού αερίου να διοχετεύεται μέσω αυτού, εξ' ου και η προς τα κάτω απόκλιση της ΟΤΣ από τις πραγματικές ανηγμένες πλην ΑΔΙ αμοιβές τους κατά τουλάχιστον 35%. Συμπληρωματικά, όπως προκύπτει από το ανωτέρω διάγραμμα, να επισημάνουμε πως η ΟΤΑ διαχρονικά προσέγγιζε καλύτερα συγκριτικά με την ΟΤΣ τις ανηγμένες αμοιβές (πλην ΑΔΙ) των παραγωγών από φυσικό αέριο, αν και επίσης υπολειπόταν σημαντικά.

Καταληκτικά λοιπόν ο έντονος προβληματισμός μας δικαίως υπάρχει, αφού άλλωστε ως κλάδος οι ΑΠΕ υπέστησαν «κούρεμα» και για τα ελλείμματα που δημιούργησε στον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ ο μηχανισμός αυτός, ενώ στην κοινή γνώμη τεχνηέντως μονίμως προωθείται η δυσφημιστική εικόνα πως η πλασματικά απομειωμένη ΟΤΣ είναι δήθεν το μόνο κόστος της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής, έτσι ώστε οι ΑΠΕ να φαίνονται συγκριτικά ακριβότερες. Θα υπάρξει λοιπόν από εμάς αυξημένη παρακολούθηση, επεξεργασία και δημοσιοποίηση στοιχείων το επόμενο διάστημα ούτως ώστε τυχόν επανάκαμψη σοβαρών στρεβλώσεων να καταδειχθεί άμεσα.

V. Αναβάθμιση του ΛΑΓΗΕ σε ΝΕΜΟ και εναρμόνιση με τα Ευρωπαϊκά ενεργειακά πρότυπα

Στο πλαίσιο της συνολικής αναδιάρθρωσης της ελληνικής ενεργειακής αγοράς σύμφωνα με τις μνημονιακές επιταγές, εντείνεται η προετοιμασία για την ολοκλήρωση της ενιαίας αγοράς ηλεκτρισμού και ειδικότερα την αναβάθμιση του ΛΑΓΗΕ σε ΝΕΜΟ (Nominated Electricity Market Operator). Ο ΛΑΓΗΕ καλείται να πιστοποιηθεί, σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης, που προβλέπει τα καθήκοντα των ΝΕΜΟ σε πανευρωπαϊκό επίπεδο. Μεταξύ άλλων, ο ΝΕΜΟ θα δρα ως λειτουργός της αγοράς σε εθνικό ή περιφερειακό επίπεδο ως κεντρικός αντισυμβαλλόμενος για την εκκαθάριση και τον διακανονισμό των συναλλαγών ενέργειας, που προκύπτουν τόσο από τη λειτουργία της ημερήσιας αγοράς όσο και στο πλαίσιο της σύζευξης.

α. Θεωρείτε την ελληνική ενεργειακή αγορά ώριμη για την ως άνω αναπροσαρμογή; Πού εντοπίζετε τα τυχόν προβλήματα/δυσλειτουργίες που πιθανόν θα παρουσιαστούν;

Απάντηση: Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας πέραν πάσης αμφιβολίας βρίσκεται σε μεταβατικό στάδιο, το οποίο χρειάζεται συστηματική δουλειά αλλά και θεσμική αξιοπιστία. Η επέκταση των αρμοδιοτήτων του ΛΑΓΗΕ σε ΝΕΜΟ δηλαδή στην εκκαθάριση μιας διευρυμένης αγοράς τόσο γεωγραφικά (market coupling) όσο και σε επίπεδο νέων αγορών (π.χ. με την προσθήκη της intraday αγοράς) αποτελεί πρωτοβουλία που καταρχήν συνάδει με το επερχόμενο target model. Αυτό που ωστόσο προβληματίζει ειδικά στην χώρα μας, είναι η συνήθης έλλειψη αξιοπιστίας που απαιτείται να επιδειχθεί από την Πολιτεία στην μετάβαση προς μια νέα κατάσταση και στην οποία μετάβαση νομοτελειακά πάντοτε αναδύονται «παιδικές ασθένειες».

Για να γίνουμε πιο κατανοητοί ας πάρουμε για παράδειγμα το τι συνέβη τα προηγούμενα χρόνια καθοδόν προς τις ΑΠΕ και πως/πότε αντέδρασε θεσμικά η Πολιτεία ούτως ώστε να διασφαλιστεί η αξιοπιστία της και η εξαφάνιση των λογής στρεβλώσεων που ανέκυψαν στην χονδρεμπορική αγορά και που παραλίγο εξόντωσαν τις ανανεώσιμες. Δυστυχώς η ανταπόκριση της Πολιτείας ήταν βραδύτατη, ενώ στρεβλώσεις που ακόμη ταλανίζουν τις ΑΠΕ (πλασματική ΟΤΣ ή Merit Order Effect διεθνώς και λάθος υπολογισμός του ETMEAP) όχι μόνο δεν έχουν επιλυθεί αλλά τεχνηέντως χρησιμοποιούνται πολλές φορές για να χειραγωγηθούν και να ζημιωθούν οι ΑΠΕ κάτω από τον ζυγό των ορυκτών καυσίμων. Θεσμική αξιοπιστία αντίθετα θα σήμαινε πως η Πολιτεία θα όφειλε εκείνη να αναλάβει το κόστος των συνεχιζόμενων στρεβλώσεων και όχι σε κάθε ευκαιρία να προσπαθεί να το «φορτώσει» στους επενδυτές μονίμως αιφνιδιάζοντας τους αναδρομικά δυσάρεστα.

Έτσι και τώρα οι προαλειφόμενοι μετασχηματισμοί είναι σχεδόν βέβαιο πως θα αναδείξουν νέες στρεβλώσεις στην χονδρεμπορική αγορά και η Πολιτεία αν συνεχίσει στον ίδιο ρυθμό αντίδρασης, αντί να έχει τους επενδυτές στο πλευρό της θα τους βάλει και πάλι απέναντι μετακυλώντας τους τις δικές της ευθύνες και πλημμέλειες μονίμως αθετώντας τα υπεσχημένα. Δυστυχώς στο αμφίβολο μονοπάτι της οιασδήποτε μετάβασης η ΕΕ επέδειξε «αλά καρτ» αποστασιοποιημένη αξιοπιστία, αφού επέτρεπε -όπου δυσκολευόταν ή όπου δεν την ενδιέφερε- στα κράτη μέλη να καταρρακώνουν το επενδυτικό κλίμα και τις δεσμεύσεις τους αδιαφορώντας για το αύριο.

VI. Τιμολογιακή πολιτική της ΔΕΗ και άνοιγμα της λιανικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας - Η κρίσιμη για την οικονομική ανάκαμψη της χώρας περίπτωση της τιμολόγησης των βιομηχανικών καταναλωτών

Οι μνημονιακές διατάξεις προβλέπουν τον εξορθολογισμό των τιμολογίων της ΔΕΗ βάσει του κόστους, μεταξύ άλλων αντικαθιστώντας την παροχή «έκπτωσης» για τους χρήστες υψηλής τάσης με τιμολόγια βάσει του οριακού κόστους παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη τα καταναλωτικά χαρακτηριστικά των πελατών που επηρεάζουν το κόστος. Η προσαρμογή εκάστου μοντέλου και μεθοδολογίας τιμολόγησης στα εξατομικευμένα χαρακτηριστικά των βιομηχανικών καταναλωτών/πελατών της ΔΕΗ, είναι και το νομικά ορθό ζητούμενο για την προσαρμογή της τιμολογιακής πολιτικής του κυρίαρχου προμηθευτή στις απαιτήσεις του ενωσιακού δικαίου ανταγωνισμού.

α. Πώς επηρεάζεται η τιμολογιακή μεταχείριση των βιομηχανικών καταναλωτών από την απελευθέρωση της λιανικής αγοράς με την είσοδο νέων Προμηθευτών στη μέση και υψηλή τάση;

Απάντηση: Ο καλύτερος τρόπος για να αποκτήσει η βιομηχανία χαμηλότερα τιμολόγια (στο μέτρο του εφικτού πάντα και με βάση τις αντικειμενικές δυνατότητες που υπάρχουν), είναι να αποταθεί στον Προμηθευτή της και μάλιστα να επιλέξει και να διαπραγματευτεί με εκείνον τον πάροχο που από την κοστολογική του διάρθρωση και μέγεθος υπάρχουν τα περιθώρια. Άλλωστε το μοντέλο NOME γι' αυτό τον λόγο άμεσα νομοθετικά προωθείται, ώστε να εξασφαλιστεί δηλαδή δια του διαμοιρασμού της φθηνής ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος σε τρίτους το απαιτούμενο ανταγωνιστικό περιβάλλον στην Προμήθεια. Έτσι αναλόγως της στόχευσης, του business plan εκάστου Προμηθευτή αλλά και του μεγέθους και των χαρακτηριστικών εκάστου βιομηχανικού καταναλωτή, θα προκύψουν εξατομικευμένες συμβάσεις με ειδικές εκπτώσεις και προσφορές σε βιομηχανίες με συγκεκριμένα χαρακτηριστικά και ανάγκες πέραν του μέσου όρου, γεγονός που νομίζουμε πως είναι και το ζητούμενο. Αντίθετα οι οριζόντιες τιμολογιακές πολιτικές χωρίς μάλιστα προϋποθέσεις που στηρίζονται σε μέσους όρους απαρτιζόμενους από ανομοιογενή στοιχεία κατανάλωσης, ανακατανέμουν άστοχα πόρους μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά μεγάλων καταναλωτών, επιδοτώντας τυφλά αρκετούς που δεν το χρειάζονται και στερώντας την βοήθεια από εκεί που πραγματικά δικαιολογείται.

Επιτρέψτε μου ωστόσο εδώ μια παρατήρηση για μία ακόμη διάσταση που θα έπρεπε να έχει η όλη συζήτηση περί ενεργειακού κόστους στην βιομηχανία, και δεν εννοώ άλλη από αυτήν της καινοτομίας, της ορθολογικής διαχείρισης της ενέργειας και της εξοικονόμησης δια του εκσυγχρονισμού και των επενδύσεων σε νέες τεχνολογίες εξοπλισμού. Η ελληνική βιομηχανία είναι ουραγός στην βαθμολογία περί ενεργειακής έντασης σύμφωνα με πρόσφατη έκθεση της Κομισιόν, όπου αναδεικνύεται πως ενώ στην ΕΕ η ενεργειακή ένταση στην βιομηχανία μειώθηκε κατά 14,2% την περίοδο 2005-2013, αντίθετα στην χώρα μας αυξήθηκε κατά 24,4%. Με τέτοια ρότα μόνο με βιομηχανίες τριτοκοσμικών χωρών μπορούμε να συγκρινόμαστε, αλλά νομίζω το μερίδιο αγοράς που μπορούμε να διεκδικήσουμε δεν εντάσσεται ούτως ή άλλως εκεί, λόγω πλειάδας άλλων παραμέτρων που θα καθιστούν τις χώρες αυτές μονίμως ανταγωνιστικότερες. Συνεπώς αν κάτι πρέπει να επιδοτηθεί, είναι η καινοτομία και ο δομικός εκσυγχρονισμός της βιομηχανίας μέσω αναπτυξιακών νόμων ή ΕΣΠΑ. Σε αυτό χρειάζονται όραμα και θαρραλέες πρωτοβουλίες από την ίδια την βιομηχανία, αντί του εσωστρεφούς και θνησιγενούς μοντέλου για επιδότηση του κόστους λειτουργίας τους.

β. Αναγνωρίζοντας την ανάγκη άμεσης, λόγω και της τρέχουσας δυσμενούς οικονομικής συγκυρίας, διευθέτησης του ζητήματος της διαχείρισης των ληξιπρόθεσμων οφειλών των εν γένει καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας από τα τιμολόγια λιανικής, η ΡΑΕ έθεσε στις 21.10.2015 σε δημόσια διαβούλευση μια σειρά προτάσεων αναφορικά με την τροποποίηση του υφιστάμενου νομοκορυθμιστικού πλαισίου. Θεωρείτε ότι οι περιορισμοί που εισάγονται, είναι δικαιολογημένοι στα πλαίσια της ρητής αρχής της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας;

Απάντηση: Για να έχει θετικό αποτέλεσμα η απελευθέρωση της λιανικής μέσω του ανταγωνισμού που θα επιφέρει, πρέπει να υπάρχουν θεμελιώδεις κανόνες. Στο πλαίσιο αυτό δεν μπορώ να φανταστώ βασικότερο από το να μην επιτρέπεται εμμέσως να μην εξοφλούνται οι λογαριασμοί ρεύματος. Αν κάτι τέτοιο πλαγίως δια της ανεξέλεγκτης αλλαγής Προμηθευτών επιτρεπόταν, το κόστος του ρεύματος για τους συνεπείς καταναλωτές εν τέλει θα αύξανε, αφού σε αυτούς νομοτελειακά θα μετακυλύονταν το

κόστος των επισφαλειών της αγοράς, πέραν βεβαίως του ηθικού κινδύνου και της διάβρωσης της αγοράς. Υπό το φως αυτό η ΡΑΕ έπραξε άριστα να διεξάγει την εν λόγω διαβούλευση με συγκεκριμένες προτάσεις ελέγχου της αλλαγής Προμηθευτή στην βάση της πλήρους διευθέτησης των ληξιπρόθεσμων υπολοίπων των καταναλωτών με τον προηγούμενο Προμηθευτή τους και επίσης άριστα θα πράξει να επιμείνει μέχρι τέλους στην γραμμή πλεύσης αυτή. Όσες φωνές υποστηρίζουν το αντίθετο, μόνο ένεκα βραχυπρόθεσμου χαρακτήρα στόχευσης το πράττουν ώστε να αποκτήσουν γρήγορα έως άναρχα μερίδιο αγοράς και εν συνεχεία να αποταθούν στην Πολιτεία για ρύθμιση και περιορισμούς στο σύστημα και πάντοτε υπό την ασφάλεια ότι δεν θα αποτελούν οι ίδιοι τον Προμηθευτή τελευταίου καταφυγίου.

1. Συγκρότηση νέου πλαισίου στήριξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ)

Σύμφωνα με το Μνημόνιο, οι ελληνικές αρχές υποχρεούνται να συγκροτήσουν, έως τον Δεκέμβριο του 2015, ένα νέο πλαίσιο για τη στήριξη των ΑΠΕ το οποίο θα εξασφαλίζει την οικονομική βιωσιμότητα τους, τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την αξιοποίηση σε βέλτιστο βαθμό της ευρωπαϊκής, διεθνούς και ιδιωτικής χρηματοδότησης. Το εν λόγω σχέδιο θα πρέπει να είναι συμβατό με τις Κατευθυντήριες Γραμμές για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του περιβάλλοντος και της ενέργειας που εξέδωσε τον Απρίλιο του 2014 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενώ βασικό άξονα του θα αποτελέσει η θέσπιση ευλόγων αποζημιώσεων οι οποίες θα προσελκύσουν το επενδυτικό ενδιαφέρον και θα διασφαλίσουν την μακροπρόθεσμη οικονομική βιωσιμότητα των ΑΠΕ. Το υπό συζήτηση πλαίσιο για τις ΑΠΕ πρόκειται να στηριχτεί στο σύστημα των εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-in-Premium). Το ύψος του premium θα πρέπει να καθορίζεται μέσω διαγωνισμών εκτός εάν το κράτος μέλος τεκμηριώσει ότι συντρέχουν τα κριτήρια που θέτουν οι Κατευθυντήριες Γραμμές για εξαίρεση του. Τέλος υπό προϋποθέσεις, οι Κατευθυντήριες Γραμμές θεωρούν ως συμβατό και ένα σύστημα πράσινων πιστοποιητικών.

α. Ποιές θεωρείτε ότι πρέπει να είναι οι βασικές παράμετροι σχεδιασμού και εφαρμογής του νέου συστήματος στήριξης των ΑΠΕ;

Απάντηση: Οι κατευθυντήριες γραμμές της ΕΕ διαχωρίζουν τα νέα μοντέλα στήριξης των ΑΠΕ ανά τεχνολογία αλλά και ποσοτικοποιημένα με βάση το τυπικό μέγεθος των νέων στο εξής εγκαταστάσεων που αυτά εξ' ορισμού θα αφορούν. Στις μεγαλύτερες νέες εγκαταστάσεις επιφυλάσσεται εύλογα ανταγωνιστικότερος ρόλος (feed in premium, διαγωνισμοί) ή και πλήρως ανταγωνιστικός με απευθείας ένταξη στην κατανεμόμενη αγορά, ενώ στα μικρότερα νέα έργα δύναται να συνεχίζει να εφαρμόζεται το μοντέλο feed in tariff. Εξωτερικός μανδύας λειτουργίας όλου αυτού του πακέτου παροχής κινήτρων είναι η απόσταση κάθε χώρας καταρχήν από τον υποχρεωτικό στόχο του 2020 και βεβαίως, επειδή οι επενδύσεις σε ΑΠΕ είναι μακροπρόθεσμοι χαρακτήρα, επίδραση αναμφισβήτητα υπάρχει και από το τι μπορεί να στηρίξει το ενεργειακό προφίλ και η κατανάλωση συνολικά κάθε χώρας, τουλάχιστον όπως κάθε φορά αυτή ρεαλιστικά προβλέπεται. Οπότε οι κατευθυντήριες γραμμές είναι πραγματικά μια εργαλειοθήκη επιτρεπόμενων κινήτρων για νέα έργα ΑΠΕ παρά ένα τυφλό πακέτο μοντέλων υποχρεωτικής εφαρμογής ανά χώρα ανεξάρτητα από τις πραγματικές ανάγκες κάθε μίας. Συνεπώς οι βασικές παράμετροι σχεδιασμού πρέπει να είναι: α) η απόσταση της χώρας από τον στόχο του 2020, β) η μακροπρόθεσμη ευστάθεια του συστήματος και των επενδύσεων σε συνάφεια με την ρεαλιστικά προβλεπόμενη εξέλιξη της ζήτησης αλλά και της οικονομίας, γ) η αυτορρύθμιση του όγκου των νέων επενδύσεων με ανάληψη μέρους του επιτεινόμενου ρυθμιστικού κινδύνου από τους ίδιους τους νέους επενδυτές και οπωσδήποτε εν γνώσει τους από πριν.

β. Πώς θα πρέπει να ενταχθεί το νέο σύστημα αποζημίωσης των ΑΠΕ στην υπό διαμόρφωση νέα αγορά ηλεκτρισμού στο πλαίσιο της εναρμόνισης με το Target Model; Υπάρχουν ιδιαιτερότητες ή προβλήματα εκ του γεγονότος ότι αυτή η νέα αγορά δεν είναι ακόμα έτοιμη και εάν ναι, πώς πρέπει να αντιμετωπιστούν;

Απάντηση: Καταρχήν οι προβλέψεις του target model για ένταξη των νέων μονάδων ΑΠΕ με επίπεδο ισχύος άνω των 10 MW απευθείας στην κατανεμόμενη αγορά όπως προαλείφεται να ισχύσει, συνάδουν με το πλαίσιο των κατευθυντήριων γραμμών της ΕΕ περί ανταγωνιστικών διαδικασιών ενίσχυσης και αποζημίωσης των νέων μεγάλων έργων. Επιπλέον μια τέτοια δομή αποζημίωσης στις νέες επενδύσεις προσφέρει χαρακτηριστικά ευθείας αυτορρύθμισης του ρυθμού τους και σε πλήρη γνώσει των επενδυτών, αφού θα πρόκειται για τους ίδιους τους κανόνες καθημερινής ένταξης και λειτουργίας ή μη στην αγορά και όχι για κάποιο ασύνδετο μοντέλο. Το γεγονός τώρα ότι η πλήρης λειτουργία του target model παραμένει ακόμη ασαφής και μη θεσμοθετημένη, καθιστά προφανώς προβληματική την εφαρμογή του στις νέες αυτές μεγάλες ΑΠΕ. Ωστόσο αυτό δεν σημαίνει ότι τα μοντέλα αποζημίωσης που θα προκύψουν από την εργαλειοθήκη των κατευθυντήριων γραμμών της ΕΕ για τα νέα έργα, δεν μπορούν να προσεγγίσουν ανταγωνιστικές διαδικασίες όπως προβλέπεται και πάνω από όλα την ζητούμενη αυτορρύθμιση των επενδύσεων με βάση τις πραγματικές ανάγκες της ζήτησης. Σε κάθε περίπτωση η παραμονή στο να συνεχίζουν να αναπτύσσονται νέα έργα σε μία όλο και περισσότερο ηλεκτροπαραγωγικά κορεσμένη αγορά με τα μοντέλα κινητροδότησης που χρησιμοποιούνταν τα

παλαιότερα ακόρεστα χρόνια, μόνο προβλήματα και αναδρομικούς αιφνιδιασμούς στους νέους επενδυτές μπορεί να επιφέρει και ουδείς πρέπει να βασίζεται στο ότι η οικονομική κρίση ή η έλλειψη χρηματοδοτήσεων θα παίξει τον απαιτούμενο ρυθμιστικό ρόλο. Επιπλέον όπως είναι αρχιτεκτονικά δομημένη η αγορά -και για αυτό δυστυχώς δεν γίνεται συζήτηση, η περαιτέρω μαζική διείσδυση νέων ΑΠΕ μέσω μοντέλων που δεν θα «στηρίζουν» την ΟΤΣ, θα επιτείνει τον φαύλο κύκλο του αυτοκαταβιβασμού τους (Merit Order Effect), εκτός και αν προτίθεται η Πολιτεία να ενσωματώσει το ETMEAP στο κόστος της Προμήθειας ως κόστος ρεύματος που πραγματικά είναι και που μεταβάλλεται αντιστρόφως ανάλογα με το «ανταγωνιστικό» σκέλος των λογαριασμών όσο αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ. Δεν έχει καμία απολύτως λογική ρυθμιζόμενες αμοιβές συμβατικών παραγωγών για ΑΔΙ και ΜΑΜΚ να είναι ενσωματωμένες στο «ανταγωνιστικό» σκέλος των λογαριασμών ρεύματος των καταναλωτών και το στρεβλά υπολογισμένο-υπερτιμημένο ETMEAP να συνεχίζει να αποτελεί διακριτή χρέωση, έτσι ώστε ο κάθε κακοπροαίρετος ή μη γνωρίζων τα τεκταινόμενα να στοχοποιεί και να συκοφαντεί τις ΑΠΕ.

γ. Πώς και υπό ποιες προϋποθέσεις θεωρείτε ότι πρέπει να υλοποιηθούν οι πρόνοιες των Κατευθυντήριων Γραμμών για απευθείας πώληση της ενέργειας ΑΠΕ στην αγορά και για την ανάληψη εκ μέρους των ΑΠΕ υποχρεώσεων αγοράς;

Απάντηση: Η απευθείας ένταξη νέων έργων ΑΠΕ στην κατανεμόμενη αγορά, όπως έχει ήδη περίπου προδιαγραφεί θα αφορά τα μεγάλα νέα έργα άνω των 10 MW που συνδέονται στην υψηλή τάση, παρακολουθούνται on-line από τον διαχειριστή και έχει αυτός πάνω τους απευθείας έλεγχο για ωριαία κατανομή ή μη με βάση των ωριαίων προσφορών που θα υποβάλλουν στην προημερήσια αγορά. Αυτό ωστόσο στη δημόσια συζήτηση έχει συνδυαστεί με το target model και την ύπαρξη επιπλέον ενδοημερήσιας αγοράς και αγοράς εξισορρόπησης πριν τις αποκλίσεις. Εκείνο που ακόμη λείπει στο θεωρητικό επίπεδο σχεδιασμού, είναι το πως θα εξασφαλίζεται ένα εύλογο premium στις κατανεμόμενες αυτές ΑΠΕ για τον πράσινο ηλεκτρισμό που παράγουν την στιγμή μάλιστα που οι συμβατικές μονάδες λαμβάνουν υψηλά ποσοστά αμοιβών από ΑΔΙ και ΜΑΜΚ εκτός ΟΤΣ όπως αναδείχθηκε σε προηγούμενο ερώτημα.

δ. Πώς θα προστατεύουν οι υφιστάμενες και οι ώριμες επενδύσεις;

Απάντηση: Όσον αφορά τις υφιστάμενες εν λειτουργία επενδύσεις ΑΠΕ είναι σαφές πως οι νέες κατευθυντήριες γραμμές της ΕΕ δεν τις αφορούν. Αυτό άλλωστε άμεσα αναδείχθηκε και σε σχετική ενημερωτική ημερίδα στο Υπουργείο Εξωτερικών τον Νοέμβριο 2014.

Σε ότι αφορά τις ώριμες επενδύσεις που ακόμη δεν έχει ξεκινήσει η κατασκευή τους, νομίζω απαιτείται να γίνει ένας δομημένος διάλογος με τους επενδυτές για το που θα τοποθετηθεί ρεαλιστικά το όριο εφαρμογής, αλλά και το ποιες εν τέλει επενδύσεις θεωρούνται ώριμες, δηλαδή ποιου βαθμού αδειοδότηση και πέρα πρέπει να φέρουν. Το σίγουρο εκ των πραγμάτων είναι (υπάρχουν σήμερα πάνω από 28 GW αδειοδοτημένων σε διάφορα στάδια έργων), πως κανείς δεν μπορεί να μαξιμαλίζει θέλοντας όλα αυτά τα σχέδια να έχουν την δυνατότητα να λειτουργήσουν οποτεδήποτε κατασκευαστούν με βάση τα παλαιά μοντέλα στήριξης. Επίσης αφού η Πολιτεία καταλήξει στο ποια είναι τα ώριμα αδειολογικά έργα, θα πρέπει επιπλέον να τεθεί και ρητό χρονικό περιθώριο μέσα στο ποίο αν δεν κατασκευαστούν θα χάνουν το δικαίωμα στο παλιό μοντέλο αποζημίωσης. Σύμφωνα και με την προηγούμενη εμπειρία συμφόρησης στην ανάπτυξη έργων που προέκυψε όταν καταργήθηκε με μεταβατική προθεσμία από τον ν. 4093 στα τέλη του 2012 η επί 18μηνο ή 36μηνο δυνατότητα διακράτησης τιμής πώλησης (FIT) μέχρι την υλοποίηση των έργων, θα πρέπει αντίστοιχα να προσεχθούν οι μεταβατικές ρυθμίσεις εφαρμογής των κατευθυντήριων γραμμών, ώστε να μην απορρυθμίσουν περιστασιακά βίαια προς τα πάνω (δημιουργώντας μεταξύ άλλων και ανεξέλεγκτο εμπόριο αδειών) τον ρυθμό υλοποίησης και ένταξης έργων.

ε. Πώς θεωρείτε ότι πρέπει να χειριστεί η Ελλάδα το θέμα των προβλεπόμενων στις Κατευθυντήριες Γραμμές διαγωνισμών για τον καθορισμό του premium; Αν τελικά επιλεγεί το σύστημα των διαγωνισμών, ποια τα κριτήρια σχεδιασμού και διεξαγωγής τους;

Απάντηση: Καταρχήν είναι θεμιτό και πρέπει να παρέχεται στην παραγωγή από τις νέες ΑΠΕ premium σε σχέση με την συμβατική παραγωγή και μάλιστα ως προς το πλήρες κόστος της, ώστε να αποτυπώνεται η περιβαλλοντικά ευεργετική τους διάσταση. Αυτό το premium μπορεί να προέρχεται ή να συμπληρώνεται και από την εμπορία των Εγγυήσεων Προέλευσης ή Πράσινων Πιστοποιητικών που οι ΑΠΕ παράγουν, για τα οποία όμως θα πρέπει να δημιουργηθεί προηγουμένως υποχρεωτική αγορά με την Προμήθεια που να τα απορροφά (δηλαδή να υποχρεωθεί σε κάποια ποσόστωση -συμβατή με τον εθνικό στόχο- ως προς το πωλούμενο ρεύμα οι εταιρείες Προμήθειας ανταγωνιστικά μεταξύ τους να αγοράζουν Εγγυήσεις Προέλευσης). Επίσης η προσφερόμενη συνολική οικονομική απόδοση για νέα έργα ΑΠΕ πρέπει να είναι τέτοια που να μπορεί να δικαιολογήσει την επενδυτική απόφαση. Αυτό βεβαίως εν τέλει θα το κρίνουν οι διαγωνιζόμενοι επενδυτές, ωστόσο για να έχει επιτυχία και νόημα η όλη διαδικασία και εν τέλει να προαχθούν οι ΑΠΕ όπως είναι ο σκοπός της ΕΕ, πρέπει η Πολιτεία σφαιρικά να το λάβει πολύ σοβαρά υπόψη της.

Για να μπορέσει λοιπόν η νέα αγορά να λειτουργήσει ανταγωνιστικά μεταξύ των ενδιαφερόμενων νέων επενδυτών, θα πρέπει καταρχήν να υπάρχει ένας ετήσιος κάθε φορά στόχος ανά τεχνολογία ΑΠΕ, ούτως ώστε μέσω κύκλων δημοπρασιών οι νέοι αυτοί επενδυτές να διαγωνίζονται μεταξύ τους μειοδοτικά ως προς το premium για την εξασφάλιση τμήματος της νέας αυτής ισχύος. Ο έλεγχος της Πολιτείας επί του ετήσιου αυτού νέου περιθωρίου ισχύος είναι κομβικής σημασίας, αφού έτσι διασφαλίζεται ολιστικά η ρύθμιση του επενδυτικού ενδιαφέροντος, αλλά και η πρόσθετη διείσδυση κάθε επιμέρους τεχνολογίας ανάλογα και των εξελίξεων που αναμένονται τόσο σε επίπεδο κόστους κατασκευής της όσο και σε επίπεδο παραγωγικότητας. Ο διαγωνισμός θα μπορεί να γίνεται είτε στο απόλυτο ποσό του premium επί της χονδρεμπορικής τιμής, είτε στην τελική τιμή που δέχονται να πωλούν την παραγωγή τους για όλη την διάρκεια του συμβολαίου τους με τον Λειτουργό οι διαγωνιζόμενοι νέοι επενδυτές (αυτό προς το παρόν ίσως είναι προτιμότερο λόγω των δομικών στρεβλώσεων που παραμένουν στην αρχιτεκτονική της χονδρεμπορικής αγοράς, της ΟΤΣ και του ΕΛΑΠΕ). Εξυπακούεται πως η δέσμευση αυτή ισχύος δεν θα είναι αορίστου χρόνου αλλά μετά το πέρας ρητής προθεσμίας υλοποίησης, αν αυτή τελικά δεν λάβει χώρα, θα ανακυκλώνεται με κάποια ποινή για τον επενδυτή που δεν υλοποίησε το έργο. Ο ετήσιος κάθε φορά στόχος θα προκύπτει από τον απώτερο εθνικό στόχο διείσδυσης προσαρμοσμένο βεβαίως σε ετήσια βάση στην δυνατότητα του συστήματος και της ζήτησης εύλογα να ανταποκριθούν σε πρόσθετη ισχύ αλλά και στις κοστολογικές εξελίξεις εκάστης τεχνολογίας ΑΠΕ. Εδώ βεβαίως αν επιπρόσθετα δεν παρέχεται εξασφαλισμένη πλήρης απορρόφηση της παραγωγής των νέων αυτών ΑΠΕ (πράγμα αναμενόμενο όσο η διείσδυση αυξάνει), οι νέοι επενδυτές θα καλούνται να αποτιμήσουν στο ζητούμενο premium των διαγωνισμών και τον συντελεστή απόρριψης της παραγωγής τους λόγω συνθηκών κορεσμού της ζήτησης στην γεωγραφική περιοχή που θα δραστηριοποιούνται. Με τον τρόπο αυτό θεωρητικά τουλάχιστον επιτυγχάνεται ο συγκερασμός όλων των παραμέτρων που έχουν τεθεί αλλά και που η ίδια η πραγματικότητα θα αναδείξει. Επιπλέον το ανωτέρω μοντέλο δεν είναι ασύμβατο με το target model για τα μεγάλα νέα έργα που προαλείφεται να εντάσσονται απευθείας στον ΗΕΠ. Αυτά θα μπορούν να λαμβάνουν ως premium έσοδα από την πώληση των Εγγυήσεων Προέλευσης που παράγουν ή ακόμη και κάποιο πρόσθετο premium επί των αμοιβών τους από την χονδρεμπορική. Αυτό ωστόσο το premium επί της χονδρεμπορικής θα πρέπει επίσης να προκύπτει από διαγωνισμό μεταξύ τους κατά την δημοπράτηση της εκάστοτε νέας κάθε φορά ισχύος.

Εκείνο που χρειάζεται ποσοτική ανάλυση ωστόσο από την Πολιτεία για να εκτιμηθεί, είναι το που μπορεί κοστολογικά να φθάσει το ζητούμενο premium ώστε να υπάρχει επενδυτικό ενδιαφέρον, να πραγματοποιούνται επιτυχημένες δημοπρασίες και εν τέλει να προάγονται οι ΑΠΕ όπως προστάζουν οι στόχοι της ΕΕ.

στ. Έχει δρομολογηθεί και αναμένεται η θέσπιση του μέτρου της διακοψιμότητας. Το εν λόγω μέτρο θα χρηματοδοτείται από εισφορές επί του τζίρου των υφιστάμενων σταθμών ΑΠΕ ως μηχανισμού για τη μείωση του ενεργειακού κόστους των βιομηχανικών καταναλωτών. Πώς τοποθετείστε από νομοκορυθμιστική σκοπιά έναντι αυτού του μέτρου και του επιλεγέντος τρόπου χρηματοδότησης;

Απάντηση: Το μέτρο της Διακοψιμότητας είναι εικονικό, υπό την έννοια ότι αν ποτέ ενεργοποιούνταν εντολές περιορισμού της ζήτησης από τον ΑΔΜΗΕ προς την βιομηχανία, αυτό σύμφωνα με την Υ.Α. επιτρέπεται να συμβαίνει για μόλις 168 ώρες τον χρόνο εκ των 8.760 που αυτός περιλαμβάνει και για την ελάχιστη αυτή υπηρεσία, ζητείται βάσει του επίμαχου σχεδίου Υ.Α. αυτή τυφλά να αμείβεται –είτε

δηλαδή λάβουν χώρα εντολές είτε όχι- με κόστος 50 φορές ακριβότερο από ότι το σύνηθες κόστος που καταβαλλόταν μέσω των Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) στους ηλεκτροπαραγωγούς για την εξασφάλιση ισόποσης πραγματικής ισχύος και για τις 8.760 ώρες του έτους. Σε απόλυτους αριθμούς με βάση την ανωτέρω πραγματικότητα η Διακοψιμότητα δεν θα έπρεπε να αμείβεται με παραπάνω από 1 εκατ. ευρώ ετησίως συνολικά και μόνον εφ' όσον υπάρξουν πράγματι εντολές περιορισμού, αντί για τα 55 εκατ. ευρώ που προτίθεται το σχέδιο Υ.Α. τυφλά να μοιράζει. Στην πραγματικότητα όμως ούτε και αυτό το 1 εκατ. ευρώ ετησίως δεν θα έπρεπε τυφλά να δίδεται, αφού η χώρα διαθέτει υπερεπάρκεια εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος 18.000 MW πλέον των ηλεκτρικών διασυνδέσεων που δύνανται να τις εξασφαλίζουν ακόμη 2.000 MW, για ζήτηση που δεν ξεπερνά τις 6.000 έως 9.000 MW. Συνεπώς εντολές περιορισμού της ζήτησης από ΑΔΜΗΕ λόγω ελλείπουσας δήθεν προσφοράς ισχύος απλά δεν πρόκειται να υπάρξουν.

Το σχέδιο Υ.Α. της Διακοψιμότητας εσφαλμένα τεκμαίρει την υποτιθέμενη δυνατότητα των μεγάλων καταναλωτών για ανταπόκριση σε εντολές μείωσης φορτίου ως διαφορά από τα ιστορικά υψηλά επίπεδα ισχύος που αυτοί κατανάλωναν την τελευταία εξαετία. Έτσι το περιθώριο της ανταπόκρισης τους σε εντολές μείωσης της κατανάλωσης από τον ΑΔΜΗΕ είναι εικονικό, αφού στην πλειοψηφία της η μείωση είναι μόνιμη και όχι "on-demand", οφειλόμενη στην ύφεση της οικονομίας από τα προ εξαετίας υψηλά επίπεδα. Έτσι με την Διακοψιμότητα θα επιδοτείται η ύφεση της κατανάλωσης των βιομηχανικών καταναλωτών αποδεκτών του μέτρου και όχι η πραγματική δυνατότητα τους να ανταποκριθούν σε εντολές μείωσης φορτίου από τον ΑΔΜΗΕ χάριν της ευελιξίας του συστήματος. Υπό την έννοια αυτή το μέτρο της Διακοψιμότητας αποτελεί φόρο υπέρ τρίτων (επιδότηση των μεγάλων καταναλωτών με κρατική νομοθετική παρέμβαση) και μάλιστα χωρίς δεσμευτικές προϋποθέσεις ανταπόδοσης για το κοινωνικό σύνολο (π.χ. αύξηση θέσεων εργασίας, αύξηση ΑΕΠ κλπ), ουδόλως σχετιζόμενο με την πραγματική ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος.

Το μέτρο της Διακοψιμότητας λοιπόν παρότι στον πυρήνα του συνιστά φόρο υπέρ τρίτων που θα έπρεπε θεωρητικά να αφορά όλους τους φορολογούμενους, εντούτοις καλούνται να το πληρώσουν μονομερώς και ανεξήγητα οι ΑΠΕ, το δε μεγαλύτερο μέρος του οριζόντια και υπερβολικά τα πολύπαθα και εν γένει μικρά ως επιχειρηματικότητα φωτοβολταϊκά, στα οποία δεν πιστώνεται τίποτα από τη ευστάθεια που προσέδωσαν στο σύστημα με την εξαφάνιση της παραδοσιακής πανάκριβης μεσημεριανής αιχμής. Ας σημειωθεί εδώ πως οι επωφελούμενοι από την Διακοψιμότητα βιομηχανικοί καταναλωτές πληρώνουν ελάχιστο ΕΤΜΕΑΡ μόλις 2,2 ευρώ/MWh την στιγμή που από την μείωση της ΟΤΣ λόγω ΑΠΕ επωφελούνται μέσω του μειωμένου χονδρεμπορικού κόστους ρεύματος τουλάχιστον 10 ευρώ/MWh. Αν μάλιστα εν τέλει λάβουν και τα 40 εκατ. ευρώ από τα ΦΒ μέσω της Διακοψιμότητας, τότε θα έχουν επιπρόσθετη επιστροφή χρημάτων άλλων 6 ευρώ/MWh, δηλαδή όχι μόνο δεν θα συνεισφέρουν καν στο ΕΤΜΕΑΡ αλλά θα καρπώνονται κιόλας το οκταπλάσιο της αξίας συμμετοχής τους.

Ο ν. 4203/2013 που εισήγαμε την έννοια της Διακοψιμότητας στην Ελληνική Νομοθεσία προέβλεψε στο άρθρο 16, πως οι συντελεστές επιβάρυνσης κάθε τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής χωριστά θα είναι τέτοιοι ώστε να εξισορροπούνται μεταξύ άλλων και οι οικονομικές συνέπειες του μέτρου μεταξύ των κατηγοριών των παραγωγών που αυτή πλήττει. Ατυχώς ωστόσο το υφιστάμενο σχέδιο Υ.Α., ενώ του παρέχεται από τον Νόμο η πληρεξουσιότητα και η υποχρέωση να εξισορροπήσει τις οικονομικές επιπτώσεις αυτές, επιβαρύνει τα φωτοβολταϊκά οριζόντια επί του τζίρου τους με τυφλό χαράτσι 3,6% μη εκπιπτόμενο μάλιστα φορολογικά από τα ακαθάριστα έσοδα τους και που ανάγεται στα καθαρά μετά φόρων κέρδη τους σε ασύμμετρη επιβάρυνση 21% στις μικρές εγκαταστάσεις ισχύος μέχρι 100 kW και 15% στις εγκαταστάσεις άνω των 100 kW, την στιγμή που στις υπόλοιπες ΑΠΕ με βάσει τους υφιστάμενους συντελεστές επί του τζίρου τους (1,8% επιβάρυνση στα αιολικά και 0,8% στα μικρά υδροηλεκτρικά) ανάγεται στα καθαρά κέρδη τους σε επιβάρυνση επιπέδου 7 – 9%. Σε ότι αφορά δε τους μεγάλους συμβατικούς παραγωγούς οι επιβαρύνσεις είναι πρακτικά μηδενικές αφού θα τις μετακυλίσουν στον ΗΕΠ. Πρόκειται λοιπόν όχι απλά για οριζόντιο μέτρο αλλά και με ανάποδη μάλιστα κλιμάκωση εξουθενωτικά σε βάρος των μικρών της αγοράς ενέργειας, δηλαδή των φωτοβολταϊκών.

Το μέτρο της Διακοψιμότητας πέρα από επιστημονικά διάτρητο είναι και εσφαλμένα υπερδιαστασιολογημένο, αφού αν το Υπουργείο εναρμονίσει το σχέδιο Υ.Α. με τις προβλέψεις της ΕΕ, δηλαδή τήρηση κατωφλίου ένταξης στο μέτρο τα 5 MW με βάση ιστορικά στοιχεία μείωσης πενταετίας (πρακτικά 2010 – 2014 που ως σύνολο μάλιστα δεν υπήρχε καν μείωση αλλά αύξηση από 6,3 TWh σε 6,7 TWh στην κατανάλωση της κατηγορίας των επιλεγόντων πελατών ΥΤ), τότε ο προϋπολογισμός του πέφτει

από μόνος του τουλάχιστον στο μισό. Έτσι προκύπτει το οικονομικό περιθώριο για την εκπλήρωση της εξισορρόπησης προς τα κάτω των επιπτώσεων του μέτρου αναλογικά μεταξύ των ΑΠΕ όπως ορίζει ο ν. 4203. Συγκεκριμένα πρέπει η τελική επιβάρυνση επί του τζίρου στα φωτοβολταϊκά πάρκα κάτω των 100 kW να μειωθεί στο 0,9% και στα άνω των 100 kW στο 1,8%, ώστε ο αντίκτυπος στα καθαρά μετά φόρων κέρδη τους να φθάσει τα επίπεδα των υπολοίπων ΑΠΕ (7-9%).