

Προς:

ΡΑΕ

Πειραιώς 132,

118 54 Αθήνα

Υπόψη: κ. Προέδρου, Επικ. Καθ. Α. Δαγούμα

Κοινοποίηση

ΥΠΕΝ

Μεσογείων 119,

101 92 Αθήνα

Υπόψη: κ. Υπουργού, Κ. Σκρέκα

ΥΠΕΝ

Μεσογείων 119,

101 92 Αθήνα

Υπόψη: κ. Γενικής Γραμματέως Ενέργειας & Ορυκτών Πόρων, Α. Σδούκου

ΑΔΜΗΕ

Δυρραχίου 89 και Κηφισού,

104 43 Αθήνα

Υπόψη: κ. Προέδρου & Διευθύνοντος Συμβούλου, Δρ. Μ. Μανουσάκη

ΑΡ. ΠΡΩΤ.: 624

Αθήνα, 23.07.2021

ΘΕΜΑ: Διαβούλευση για πρόγραμμα μεταρρυθμίσεων στην ελληνική αγορά ηλεκτρισμού, σύμφωνα με το Άρθρο 20 του Ευρωπαϊκού Κανονισμού 2019/943

Αξιότιμε κύριε Πρόεδρε,

Με την παρούσα επιστολή καταθέτουμε τα σχόλια του Συνδέσμου μας αναφορικά με τη Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί του σχεδίου εφαρμογής με χρονοδιάγραμμα για την έγκριση μέτρων (βραχυχρόνιων και πιο μακροχρόνιων), που στόχο έχουν την εξάλειψη τυχόν ρυθμιστικών στρεβλώσεων ή αδυναμιών αγοράς στο πλαίσιο διαδικασιών κρατικών ενισχύσεων σύμφωνα με το Άρθρο 20 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943. Μέσα από αυτό το σχέδιο αναμένεται να παρουσιαστούν όλα αυτά τα μέτρα τα οποία θα οδηγήσουν στη βέλτιστη λειτουργία των αγορών, οι οποίες θα παράγουν σωστά οικονομικά σήματα που θα αποζημιώνουν επαρκώς τους Συμμετέχοντες σε αυτές (επιλύοντας το γνωστό πρόβλημα του “missing money”) και παράλληλα θα προάγουν τον υγιή ανταγωνισμό προς όφελος των νοικοκυριών και των επιχειρήσεων της

χώρας. Υπό αυτό το πρίσμα της ανάπτυξης του υγιούς ανταγωνισμού, ο Σύνδεσμός μας θα ήθελε να υπενθυμίσει ότι η ΔΕΗ σήμερα διατηρεί την υπερδεσπόμενη θέση της στην λιανική αγορά - παρά την μνημονιακή υποχρέωση (όπως αυτή ενσωματώθηκε στον ν.4336/2015) να μειώσει το μερίδιό της τόσο στη χονδρεμπορική όσο και στη λιανική αγορά σε ποσοστό κάτω του 50%. Οι προοπτικές μάλιστα για να αλλάξει ουσιαστικά αυτή η κατάσταση δεν είναι ευοίωνες, λαμβάνοντας υπόψη την εκπεφρασμένη θέληση της κυβέρνησης για ανάδειξη της δημόσιας επιχείρησης σε εθνικό πρωταθλητή.-

Επίσης, μέσα στο κείμενο αναφέρεται ότι ο λόγος για τον οποίο προτείνονται αλλαγές σε βασικά σημεία του σχεδιασμού που έχει επιλεγεί ως κατάλληλος για την ελληνική αγορά (unit-based bidding, central dispatching & scheduling, ποσοστό FHR) είναι ότι το κόστος της αγοράς εξισορρόπησης σε σχέση με αυτό της προημερήσιας και ενδοημερήσιας αγοράς είναι ποσοστιαία μεγαλύτερο σε σχέση με τον ευρωπαϊκό μέσο όρο. Για αυτό ακριβώς το θέμα ο Σύνδεσμός μας έχει υποβάλει μελέτη που εξετάζει την αγορά της Ιρλανδίας, η οποία εμφανίζει κοινά χαρακτηριστικά με την ελληνική, και αποδεικνύει ότι το κόστος που προκύπτει από τον εν λόγω δείκτη αν δεν είναι μικρότερο για την ελληνική αγορά (λόγω της μικρής περιόδου σύγκρισης) είναι κατ' ελάχιστον ανάλογο. Συνεπώς, θεωρούμε ότι το εν λόγω σχέδιο πρέπει να εστιάσει σε θέματα συμμετοχής και άλλων ευέλικτων οντοτήτων στις αγορές (όπως είναι οι ΑΠΕ, η ζήτηση και η αποθήκευση) που θα βοηθήσουν στην ενίσχυση της ρευστότητας αυτών αυξάνοντας περαιτέρω τον ανταγωνισμό, αντί να αξιολογεί μέτρα τα οποία οδηγούν σε πιθανό «κλείσιμο» της αγοράς.

Εξάλλου βασικός λόγος για την ύπαρξη του προβλήματος του “missing money” στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας είναι, ιστορικά, η συμπίεση των τιμών της χονδρεμπορικής. Αυτή η κατάσταση θα διατηρείται όσο η δεσπόμενη επιχείρηση έχει έντονο τον χαρακτήρα του καθαρού αγοραστή (net buyer) -άρα και κίνητρο για τη μείωση των τιμών στις βραχυχρόνιες αγορές ενέργειας (DAM & IDM)- και όσο θα διαθέτει αποκλειστική πρόσβαση σε πόρους όπως τα μεγάλα υδροηλεκτρικά. Όσον αφορά μάλιστα τα υδροηλεκτρικά πρέπει να σημειωθεί ότι επί του παρόντος δεν μπορεί να ασκηθεί κανείς ουσιαστικός εποπτικός έλεγχος από τη Ρυθμιστική Αρχή καθώς έχει καταργηθεί ακόμα και ο υπολογισμός και η δημοσίευση του ελάχιστου μεταβλητού κόστους ενώ ποτέ δεν έχει εφαρμοστεί και μια μεθοδολογία υπολογισμού της πραγματικά διαθέσιμης ισχύος σε ημερήσια βάση. Δυστυχώς, το συμπέρασμα ότι η δεσπόμενη επιχείρηση θα χάσει αυτή τη θέση απλά επειδή η λειτουργία των λιγνιτών -την οποία η Πολιτεία μέχρι στιγμής φαίνεται να ενισχύει επιλεκτικά μέσω μηχανισμού στρατηγικών εφεδρειών και καθυστερώντας αντίστοιχα τη λειτουργία της αγοράς διαθέσιμης ισχύος (CRM)- δεν είναι πλέον ανταγωνιστική, είναι πολύ πιθανό ότι θα εντοπιστεί ως ανεπαρκές από την DG Ener και θα καθυστερήσει την έγκριση των κοινοποιούμενων μέτρων.

Στη συνέχεια, θα θέλαμε να εστιάσουμε σε τέσσερα πολύ σημαντικά θέματα που σχετίζονται με προτάσεις για δομικές αλλαγές της υφιστάμενης αγοράς:

1. Γίνεται αναφορά σε διάφορα σημεία του σχεδίου (2, 5.3.3, 5.5.3) για **συμμετοχή στην αγορά σε επίπεδο portfolio και όχι ανά μονάδα** όπως συμβαίνει τώρα. Θεωρούμε αυτονόητο ότι η απόφαση για unit-based αγορά έχει ληφθεί, έχει υλοποιηθεί και λειτουργεί -όπως άλλωστε αναφέρθηκε και στο εισαγωγικό τμήμα της επιστολής μας- βάσει πολυετούς προετοιμασίας και χρονοβόρας διαδικασίας μέσω πολλαπλών διαβουλεύσεων και ενεργού διαλόγου όλων των συμμετεχόντων της αγοράς. Οι λόγοι που επιλέχθηκε η κεντρική κατανομή (central-dispatch) μαζί με την ανά μονάδα συμμετοχή (unit-based) έναντι της αποκεντρωμένης κατανομής (self-dispatch) μαζί με τη συμμετοχή ανά συμμετέχοντα (portfolio-based), είχαν να κάνουν, επιγραμματικά, με την ασφάλεια του συστήματος, την μακρά εμπειρία του Διαχειριστή από τον κεντρικό σχεδιασμό και την αποφυγή πρακτικών καταχρηστικής εκμετάλλευσης της θέσης του κυρίαρχου παίκτη της αγοράς λαμβάνοντας υπόψη με δεσπόζουσα θέση, πρώτον στην αποκλειστική πρόσβαση σε υδροηλεκτρική παραγωγή και δεύτερον στην αγορά της λιανικής και δη στον αριθμό των καταναλωτών χαμηλής τάσης (ΧΤ). Δεδομένου ότι η δεσπόζουσα επιχείρηση εξακολουθεί να απολαμβάνει αποκλειστική και προνομιακή πρόσβαση σε υδροηλεκτρική παραγωγή και αυξημένο μερίδιο αγοράς, οι λόγοι που οδήγησαν στην παραπάνω στρατηγική επιλογή σχεδιασμού δεν έχουν εκλείψει και η οποιαδήποτε συζήτηση για μετάβαση σε portfolio bidding δεν μπορεί παρά να περιλαμβάνει και σχέδιο εκχώρησης υδροηλεκτρικής παραγωγής στους ανταγωνιστές της δημόσιας επιχείρησης καθώς και συγκεκριμένα μέτρα μείωσης του μεριδίου της δεσπόζουσας στη λιανική (καθώς αυτά που περιέχονται στο Σχέδιο δεν είναι επαρκή όπως σημειώνεται αναλυτικά στο σημείο 4). Συνεπώς, το ενδεχόμενο μιας τόσο ριζικά δομικής αλλαγής στον σχεδιασμό της αγοράς -πριν το μερίδιο της δεσπόζουσας επιχείρησης μειωθεί σημαντικά τόσο στη χονδρεμπορική όσο και στη λιανική αγορά (και δη σε επίπεδο μετρητών ΧΤ)- θεωρούμε ότι αντιστρατεύεται τους σκοπούς της συγκεκριμένης διαβούλευσης και ζητούμε όποια αναφορά να αφαιρεθεί. Αντιστοίχως, αν η Αρχή κρίνει ότι υπάρχει ανάγκη να διερευνηθεί τέτοια ενδεχόμενη αλλαγή, πρέπει να προηγηθεί διαβούλευση με αρκετό χρόνο προετοιμασίας και αντίστοιχη αναλυτική μελέτη εκ μέρους σας. Κρίνουμε βεβαιασμένη και αποπροσανατολιστική μια τέτοια αναφορά σε μια αγορά με τόσο περιορισμένο χρόνο λειτουργίας η οποία λειτουργεί ομαλά και η οποία συνάδει με τον ευρωπαϊκό σχεδιασμό καθόσον και άλλες χώρες έχουν υιοθετήσει το εν λόγω μοντέλο (πχ Ιταλία, Ιρλανδία).
2. Ένα άλλο πολύ σημαντικό θέμα που εγείρει η παρούσα διαβούλευση είναι η αντιμετώπιση του **redispatching**. Αντιλαμβανόμαστε ότι σε συγκεκριμένες περιπτώσεις (π.χ. εφαρμογή γενικών περιορισμών “Generic Constraints” από τον ΑΔΜΗΕ για τη στήριξη τάσης στο βόρειο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας και συμφόρηση στο ηλεκτρικό σύστημα της Πελοποννήσου) υφίσταται όντως θέμα redispatching όπως ορίζεται από τον Κανονισμό 2019/943 της ΕΕ και τις σχετικές αποφάσεις του ACER. Ωστόσο, στη σχετική Ημερίδα που διοργανώθηκε από την Αρχή σας στις 21.07.2021, αναφέρθηκε ότι σχεδιάζεται αλγόριθμος διάκρισης ανακατανομής, ο οποίος θα εκτελείται σε **ex-post**

επίπεδο (μετά το πέρας της εκάστοτε Ημέρας Κατανομής). Λαμβάνοντας υπόψη ότι οι Συμμετέχοντες στην αγορά έχουν την δυνατότητα να υποβάλουν συνεχώς προσφορές για τα asset που εκπροσωπούν τόσο μέσω των Ενδοημερήσιων Αγορών (LIDAs/CRIDAs/XBID) όσο και της Αγοράς Εξισορρόπησης Πραγματικού Χρόνου (RTBM), η προσθήκη ενός ex-post μηχανισμού για τον χαρακτηρισμό (και μετέπειτα εκκαθάριση) της ενέργειας εξισορρόπησης συνιστά τροχοπέδη στην απρόσκοπτη λειτουργία της αγοράς. Η μη έγκαιρη γνωστοποίηση του αποτελέσματος αυτής της διαδικασίας δυσχεραίνει σημαντικά τη διαμόρφωση της στρατηγικής των Συμμετεχόντων στις αγορές πραγματικού χρόνου. Επιπλέον εισάγει μια σημαντική πολυπλοκότητα στην διαμόρφωση της τελικής τιμής εκκαθάρισης της Αγοράς Εξισορρόπησης, η οποία οφείλει να διαμορφώνεται μέσα από τη λειτουργία της αγοράς και όχι από εξωτερικούς ex-post μηχανισμούς. Επίσης υπάρχει μεγάλη ασάφεια στον καθορισμό του βήματος της προσφοράς της ενέργειας εξισορρόπησης που θα επιλεγεί για τον καθορισμό της οριακής τιμής εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας εξισορρόπησης. Σε κάθε περίπτωση το σχέδιο που παρουσιάστηκε κατά τη διάρκεια της Ημερίδας από τον αρμόδιο Διαχειριστή δεν είναι ώριμο και σαφές, δημιουργεί ερωτηματικά για το αν είναι συμβατό με το Ευρωπαϊκό ρυθμιστικό πλαίσιο και κυρίως **δημιουργεί έντονη ανησυχία και προβληματισμό σε θέματα διαφάνειας της λειτουργίας της Αγοράς Εξισορρόπησης**. Και αυτό διότι εκχωρείται στον Διαχειριστή ευχέρεια να διαμορφώνει τον τρόπο εκκαθάρισης των οντοτήτων εξισορρόπησης εκ των υστέρων (ex-post) και χωρίς ενημέρωση των συμμετεχόντων τη στιγμή λειτουργίας των αγορών. Για τους παραπάνω λόγους και δεδομένης της σημασίας της εν λόγω αλλαγής, ζητούμε μέχρι να τεθεί σε ξεχωριστή διαβούλευση εκ μέρους της Αρχής σας, όπου θα μπορέσουν όλοι οι συμμετέχοντες να αναπτύξουν αναλυτικά τις θέσεις τους και να επανασχεδιαστεί ο εν λόγω μηχανισμός να μη συμπεριληφθούν λεπτομέρειες της εν λόγω μεθοδολογίας στο Σχέδιο που θα υποβληθεί στην Επιτροπή Ενέργειας.

3. Η εισαγωγή **ξεχωριστών διαγωνισμών για την ικανοποίηση των απαιτούμενων εφεδρειών σε προημερήσιο επίπεδο** θεωρούμε ότι αποτελεί εκτεταμένη δομική αλλαγή στον σχεδιασμό της αγοράς που για να συμβεί προϋποθέτει επαρκή διάλογο με τους συμμετέχοντες της αγοράς και δεν αποτελεί σκοπό της παρούσας διαβούλευσης. Η εκτίμησή μας είναι ότι η αγορά εφεδρειών ως τώρα λειτουργεί ομαλά, αντικατοπτρίζοντας ορθά την αξία των συγκεκριμένων υπηρεσιών. Δεδομένου του όγκου των σχεδιαζόμενων αλλαγών που περιγράφει συνολικά το σχέδιο, δεν βρίσκουμε επίκαιρη την αλλαγή μιας εύρυθμης αγοράς.
4. Μια πολύ βασική μεταρρύθμιση η οποία δεν θίγεται στο σχέδιο είναι η μείωση του ποσοστού της ΔΕΗ στη λιανική αγορά έτσι ώστε να κλείσει η ψαλίδα με το αντίστοιχο ποσοστό της στην παραγωγή και τις εισαγωγές. Μόνο με αυτόν τον τρόπο θα μειωθεί η ένταση της θέσης καθαρού αγοραστή (net buyer) που έχει η ΔΕΗ στην χονδρεμπορική αγορά. Η συγκεκριμένη θέση στην αγορά της δίνει κίνητρο να μειώνει την τιμή στην

χονδρεμπορική αγορά, έχοντας ως αποτέλεσμα να δυσκολεύει τις νέες επενδύσεις σε μονάδες ΑΠΕ, αποθήκευσης και θερμικής παραγωγής με χαμηλές εκπομπές CO₂. Το σχέδιο αναφέρει ότι το μερίδιο της ΔΕΗ στη λιανική θα μειωθεί επειδή θα μειωθεί το μερίδιο της στην παραγωγή. Κάτι τέτοιο δεν αρκεί για να λυθεί το πρόβλημα που δημιουργεί η θέση του net buyer, καθώς η μείωση μεριδίου στη λιανική θα πρέπει να είναι πολύ μεγαλύτερη από τη αντίστοιχη μείωση στην παραγωγή. Τέτοιος αυτοματισμός όμως δεν έχει επιβεβαιωθεί ως τώρα στην ελληνική αγορά, και δεν υπάρχει ένδειξη ότι θα επιβεβαιωθεί στο μέλλον. Συνεπώς το τελικό σχέδιο μεταρρυθμίσεων θα πρέπει να περιλαμβάνει συγκεκριμένα μέτρα -με ανάλυση για το 2023, 2025, 2028 και 2030- για τη μείωση όχι απλά του μεριδίου της ΔΕΗ στη λιανική αλλά της διαφοράς μεταξύ των μεριδίων της σε παραγωγή/εισαγωγές και λιανική. Παράλληλα ο Σύνδεσμός μας θεωρεί ότι τα μέτρα που προτάθηκαν στο πλαίσιο της Υπόθεσης ΑΤ.38700 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής πολύ μικρή επίδραση θα έχουν στο άνοιγμα της λιανικής αγοράς, ενώ διατηρούμε αμφιβολίες και στο κατά πόσο θα συμβάλουν στην αύξηση της ρευστότητας της προθεσμιακής αγοράς που λειτουργεί το ΕΧΕ.

Εκτός των παραπάνω, έχουμε τις ακόλουθες παρατηρήσεις, στις οποίες παραθέτουμε το κεφάλαιο, την σελίδα και το απόσπασμα από το σχέδιο εφαρμογής:

i. **2 / Pages 3 – 11.**

Ενώ αρκετά μέτρα παρουσιάζονται με σχετικά πλήρη χρονοδιαγράμματα, τα Milestones για μερικά είναι ελλιπή. Ενδεικτικά αναφέρουμε ότι ένας σημαντικός μηχανισμός, όπως αυτός του “scarcity pricing mechanism”, δεν αναφέρει καμία ημερομηνία ως milestone. Ο σχεδιασμός όμως ενός shortage price function for balancing είναι απαραίτητος σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Ευρωπαϊκό Κανονισμό 2019/943.

ii. **3.1.1 / Page 12:** *«130 MW is an industrial CHP plant.»*

Το εργοστάσιο συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού του Αλουμινίου έχει εγκατεστημένη ισχύ 334 MW.

iii. **3.1.2 / Page 12:** *«A new lignite plant of 660MW (Ptolemaida V) owned by PPC is under construction, expected to start operation testing in the second half of 2022 and probably start commercial operation in 2023.»*

Λαμβάνοντας υπόψη τις προηγούμενες περιόδους δοκιμαστικής λειτουργίας των νέων μονάδων της ΔΕΗ, ο χρόνος που έχει θεωρηθεί σαν περίοδος δοκιμαστικής λειτουργίας για τη νέα μονάδα Πτολεμαΐδα 5 κρίνεται υπερβολικά βραχύς. Ταυτόχρονα δεν υπάρχει στο κείμενο καμία αναφορά για το αναμενόμενο εκτεταμένο χρονικό διάστημα μετάβασης από το ένα καύσιμο λειτουργίας στο άλλο, όπου η μονάδα δεν θα λειτουργεί.

- iv. **3.2.1 / Page 15:** «Thus, the existing lignite plants are systematically outside the merit order and outside the plant scheduling. Furthermore, due to their inherent technological characteristics (warm-up time above 12 hours), there is no way for IPTO to activate them during the intra-day timeframe markets to provide balancing and reserves. If IPTO could call upon them beforehand and irrespectively of the day-ahead merit order, lignite plants could contribute to reserves. However, this is not possible under the current market rules.»

Με δεδομένο ότι για τις ώρες που θα τεθεί σε λειτουργία λιγνιτική μονάδα που συμμετέχει σε μηχανισμό Στρατηγικής Εφεδρείας οι τιμές της Ενέργειας Εξισορρόπησης και των Εφεδρειών θα τεθούν αυτόματα στη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή τους (VOLL), θα πρέπει να διερευνηθεί και να διευκρινιστεί ο τρόπος και ο χρονισμός των σχετικών εντολών κατανομής στις μη ευέλικτες λιγνιτικές μονάδες ώστε να διασφαλίζεται ότι δεν δημιουργείται στρέβλωση στην αγορά.

Σε αυτό το σημείο επιθυμούμε να διατυπώσουμε εκ νέου την πάγια θέση του Συνδέσμου μας υπέρ της άμεσης κοινοποίησης μηχανισμού διαθέσιμης ισχύος (CRM) στην Ελλάδα. Για την επιτάχυνση των διαδικασιών κοινοποίησης στην DG Comp του νέου CRM, η θέση του ΕΣΑΗ έχει ήδη διατυπωθεί στην επιστολή μας προς την ηγεσία του ΥΠΕΝ (ΕΣΑΗ 605/02.02.2021). Συγκεκριμένα, γράφαμε τότε και συνεχίζουμε να υποστηρίζουμε σήμερα ότι:

Είναι αυτονόητο ότι η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο εγχώριο ενεργειακό σύστημα κατά την τρέχουσα δεκαετία μπορεί να επιτευχθεί μόνο εφόσον υπάρχουν διαθέσιμες ευέλικτες μονάδες φυσικού αερίου, μονάδες αποθήκευσης ενέργειας και απόκριση ζήτησης για να μπορέσουν να ανταποκριθούν στη στοχαστικότητα της παραγωγής των ΑΠΕ προσφέροντας εγγυημένη ισχύ και ασφάλεια τροφοδοσίας της χώρας. Αντίθετα, ΑΠΕ με παράλληλη λειτουργία λιγνιτικών μονάδων που δεν μπορούν να προσαρμοσθούν στην στοχαστικότητα και ταχεία μεταβλητότητα της μη κατανεμόμενης παραγωγής από ΑΠΕ, ισοδυναμεί με συνταγή αποτυχίας και με ένα σύστημα με σημαντικά αυξημένα κόστη εξισορρόπησης.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, οι λιγνιτικές μονάδες θα παραμείνουν στην αγορά μέχρι το τέλος του 2023 (με εξαίρεση την Πτολεμαΐδα V), κρίνουμε σκόπιμο η ελληνική κυβέρνηση να ρίξει το βάρος στην προώθηση του νέου market-wide CRM, στον οποίο άλλωστε μπορούν να συμμετέχουν και οι υφιστάμενες λιγνιτικές μονάδες για το διάστημα λειτουργίας τους και μέχρι να αποσυρθούν το 2023. Σε κάθε περίπτωση, εφόσον η κυβέρνηση προχωρήσει στην επικαιροποίηση του ΕΣΕΚ ώστε να προβλέπει απόσυρση συγκεκριμένων λιγνιτικών μονάδων από την αγορά ήδη εντός του 2021, παράμετρος που αποτελεί προϋπόθεση για την κοινοποίηση σχήματος στρατηγικών εφεδρειών για τις συγκεκριμένες μονάδες, τότε θα πρέπει η επιλογή αυτή να αποτυπωθεί στη μελέτη επάρκειας του ΑΔΜΗΕ. Επιβάλλεται, δε, να διασφαλιστεί οπωσδήποτε η μη διακινδύνευση ή/και καθυστέρηση της κοινοποίησης του νέου μηχανισμού CRM, που καλείται να παίξει καταλυτικό ρόλο στη μελλοντική επάρκεια ισχύος της χώρας μας: το «σχέδιο εφαρμογής», η μελέτη επάρκειας αλλά και οι τυχόν

διευκρινιστικές επαφές με την Επιτροπή οφείλουν να εξυπηρετούν την ταχεία και ανεμπόδιστη προώθηση του αναγκαίου αυτού μηχανισμού (CRM).

- v. **3.2.2 / Page 18:** *«The plan finds that storage development is of strategic importance for the balancing and reserves»*

Σε αρκετά σημεία του κειμένου, όπου γίνεται αναφορά στις τεχνολογίες storage, δεν είναι σαφές αν τα νούμερα αναφέρονται σε επενδύσεις σε μπαταρίες ή σε συνδυασμό επενδύσεων σε μπαταρίες και αντλησιοταμίευση. Θα πρέπει η διατύπωση να βελτιωθεί σε διάφορα σημεία.

- vi. **3.3.1 / Page 21 / Figure 5**

Για να απεικονιστούν ακόμα καλύτερα οι τεράστιες ανάγκες και απαιτήσεις ευέλικτων κατανεμόμενων οντοτήτων λόγω του φαινομένου «duck shape», προτείνεται να υπάρχει δειγματοληψία από ένα πλήθος ημερών με το υψηλότερο Net Load στην αριστερή γραφική παράσταση του διαγράμματος 5 και όχι ο μέσος όρος όλου του έτους. Θα βοηθήσει περισσότερο στην ανάπτυξη του σωστού επιχειρήματος που διατυπώνει το κείμενο.

- vii. **4.2 / Pages 31-32**

Υπάρχει επανάληψη της ίδιας παραγράφου στις συγκεκριμένες σελίδες.

- viii. **4.3 / Page-32:** *«household customers, consuming 1.8 GWh of electricity»*

Υπάρχει ορθογραφικό, προφανώς εννοείται 1.8 TWh.

- ix. **5.4.1 / Page 40:** *«The commitments of the plants deriving from the ISP (see below, ISP is the central scheduling unit commitment program) should meet both energy and reserves demand.»*

Στο σημείο αυτό να διευκρινιστεί ότι στις ενδοημερήσιες αγορές δεν λαμβάνεται υπόψη η κατανομή εφεδρειών στις μονάδες παραγωγής από τις επιλύσεις του ISP.

- x. **6 / Page 58:** *«The hydropower plants have received revenues of 88.3 €/MWh produced and incurred costs estimated at 80.6 €/MWh produced.»*

Η παραπάνω εκτίμηση κόστους των υφιστάμενων υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής κρίνεται υψηλή -καθώς αναφέρεται σχεδόν αποκλειστικά στο ετησιοποιημένο κεφαλαιουχικό κόστος- και απαιτεί τεκμηρίωση. Επιπρόσθετα, αξίζει να επισημανθεί μια σειρά ελλείψεων που παρατηρείται από την έναρξη της νέας αγοράς και σχετίζονται με τη παραγωγή από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΥΗΣ). Αναφέρουμε συνοπτικά ότι:

- a) δεν υπολογίζεται και δεν δημοσιεύεται καθημερινά το ελάχιστο μεταβλητό κόστος των ΥΗΣ, ούτε το αναλυτικό αρχείο υπολογισμού που εμπεριείχε μια σειρά από σημαντικές πληροφορίες, όπως συνέβαινε στην προηγούμενη δομή της αγοράς.
- b) εξακολουθεί να μην υπάρχει μέθοδος υπολογισμού της πραγματικής διαθέσιμης ισχύος των ΥΗΣ λόγω φυσικού περιορισμού των ταμιευτήρων.
- c) δεν δημοσιεύεται η εβδομαδιαία δήλωση υποχρεωτικής παραγωγής από ΥΗΣ παρότι προβλέπεται στον νέο ρυθμιστικό πλαίσιο και σε αντίθεση με ό,τι συνέβαινε στην προηγούμενη δομή της αγοράς.

Η παραπάνω έλλειψη πληροφορίας συνιστά σημαντική στρέβλωση και αδιαφάνεια της αγοράς που δυσχεραίνει την συμμετοχή των υπολοίπων Συμμετεχόντων, πλην της δημόσιας επιχείρησης η οποία είναι και ο μοναδικός κάτοχος μεγάλων ΥΗΣ.

Ως κατακλείδα, ο ΕΣΑΗ επιθυμεί να υπογραμμίσει ότι τα ζητήματα που αναφέρονται στα σημεία 1,2 και 3 της επιστολής μας συνιστούν δομικές αλλαγές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες όχι μόνο δεν έχουν συζητηθεί και επεξεργαστεί επαρκώς από όλους τους Συμμετέχοντες αλλά κυρίως παρουσιάζονται αποσπασματικά, χωρίς ολοκληρωμένη προσέγγιση και δημιουργώντας πλαίσιο ασάφειας και αδιαφάνειας ως προς το πώς θα υλοποιηθούν και σε ποια αποτελέσματα θα οδηγήσουν. Ως εκ τούτου η συμπερίληψή τους σε ένα τόσο σημαντικό κείμενο όπως το υπό διαβούλευση «Market Reform plan for Greece» αναμένεται να οδηγήσει σε σημαντικές καθυστερήσεις όσον αφορά στην έγκρισή του και κατά συνέπεια αναμένεται να θέσει σε κίνδυνο το χρονοδιάγραμμα για την έγκριση και εφαρμογή μηχανισμών αποζημίωσης ισχύος σε μια περίοδο που η χώρα επείγει να προχωρήσει στην απολιγνιτοποίηση και την πολύ μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, εξασφαλίζοντας ταυτόχρονα σταθερότητα τιμών για τους καταναλωτές, διαδικασία η οποία επιτυγχάνεται μέσω **της κατάλληλης και έγκαιρης εφαρμογής μηχανισμών ισχύος.**

Με εκτίμηση,

Νικόλαος Ζαχαριάδης

Πρόεδρος