

**Σχόλια Δημόσιας Διαβούλευσης**  
**«Αρχικός σχεδιασμός για τη συμμετοχή των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου στην Αγορά Εξισορρόπησης»**

**Περίοδος Δημόσιας Διαβούλευσης : 3 Σεπτεμβρίου 2020 – 9 Οκτωβρίου 2020**

**Πίνακας συμμετεχόντων στη διαβούλευση**

	<b>Πρωτόκολλο</b>	<b>Ημ/νία Αποστολής</b>	<b>Αποστολέας</b>	<b>Περιεχόμενο Επιστολής</b>
	<b>Αριθμός</b>			
1	Επιστολή EBIKEN/7.10.2020	7.10.2020	EBIKEN	Δημόσια Διαβούλευση: Αρχικός σχεδιασμός για τη συμμετοχή των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου στην Αγορά Εξισορρόπησης.
2	Επιστολή Sympower/9.10.2020	9.10.2020	SymPower B.V.	Δημόσια διαβούλευση: Αρχικός σχεδιασμός για την συμμετοχή των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου στην Αγορά Εξισορρόπησης.
3	3388/EGPH/AC/09.10.2020	9.10.2020	Enel Green Power Hellas A.E.	Συμμετοχή στη δημόσια διαβούλευση του ΑΔΜΗΕ σχετικά με τον Αρχικό Σχεδιασμό Συμμετοχής των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου στην Αγορά Εξισορρόπησης
4	ΕΣΑΗ/592/09.10.2020	9.10.2020	ΕΣΑΗ	Δημόσια διαβούλευση του ΑΔΜΗΕ για Αρχικό Σχεδιασμό Συμμετοχής των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου στην Αγορά Εξισορρόπησης

**ΣΧΟΛΙΑ ΚΑΙ ΑΠΟΨΕΙΣ ΕΠΙ ΔΗΜΟΣΙΑΣ ΔΙΑΒΟΥΛΕΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟΝ  
ΑΡΧΙΚΟ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟ ΓΙΑ ΤΗ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΩΝ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΩΝ ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ**

Α/Α	ΣΧΟΛΙΟ	ΑΠΟΨΕΙΣ ΑΔΜΗΕ	ΑΠΟ
1	<p>Είναι προφανές ότι η συμμετοχή κατανεμόμενου φορτίου στην αγορά εξισορρόπησης, τουλάχιστον στα πρώτα χρόνια λειτουργίας της αγοράς, απευθύνεται κυρίως στα ευέλικτα βιομηχανικά φορτία. Η μέθοδος υπολογισμού του φορτίου αναφοράς διαφοροποιείται με βάση τη συμμετοχή των φορτίων σε χΕΑΣ ή αΕΑΣ. Η διαφοροποίηση αυτή είναι δυσμενής για τα κατανεμόμενα φορτία που συμμετέχουν στη χΕΑΣ, χωρίς προφανή λόγο. Οι βιομηχανίες που έχουν ελαστικά φορτία (χαλβουργίες, τσιμέντα) και έχουν τα τεχνικά χαρακτηριστικά να συμμετάσχουν στη χΕΑΣ δεν έχουν καθημερινά σταθερό φορτίο. Επίσης σημειώνουμε ότι τα βιομηχανικά φορτία μπορούν να συμμετέχουν μόνο στη χΕΑΣ και όχι στην αΕΑΣ, λόγω περιορισμών που ανάγονται στην παραγωγική διαδικασία. Ο υπολογισμός του φορτίου αναφοράς αναφορικά με συμμετοχή χαρτοφυλακίου κατανεμόμενου φορτίου στη χΕΑΣ γίνεται βάσει της μεθόδου «υψηλές Χ/Υ κατά την οποία από τις επιλέξιμες Υ ημέρες επιλέγονται οι Χ ημέρες με την υψηλότερη κατανάλωση..... Επειδή οι συνθήκες της ημέρας του Συμβάντος Απόκρισης Ζήτησης μπορεί συχνά να είναι διαφορετικές από τις συνθήκες των προηγούμενων ημερών που χρησιμοποιήθηκαν για τον Υπολογισμό του Φορτίου Αναφοράς Απόκρισης Ζήτησης απαιτείται η διόρθωση του». Η μεθοδολογία αυτή θα ήταν πρόσφορη εφόσον βασιζόταν σε προειδοποίηση δύο ωρών, ενώ η χΕΑΣ γίνεται με προειδοποίηση 15 λεπτών, οπότε μια μέτρηση τη δεδομένη στιγμή είναι πλέον αντιπροσωπευτική του πραγματικού φορτίου της ζήτησης που συμμετέχει για τις επόμενες 2-3 ώρες που του ζητήθηκε να προσαρμόσει το φορτίο του. Με τα δεδομένα αυτά, η ανωτέρω μεθοδολογία υπολογισμού του φορτίου αναφοράς που εφαρμόζεται στη χΕΑΣ λειτουργεί στην πράξη ως εμπόδιο (barrier) και καθιστά άνισο τον ανταγωνισμό της ζήτησης με την ηλεκτροπαραγωγή. Ενόψει των ανωτέρω, προτείνουμε να μην εφαρμοστεί η ανωτέρω μεθοδολογία, η οποία είναι αντίθετη στη διάταξη του άρθρου 17 της Οδηγίας 2019/944</p>	<p>Η διαφοροποίηση της μεθοδολογίας υπολογισμού του φορτίου αναφοράς μεταξύ χΕΑΣ και αΕΑΣ αποτελεί κοινή πρακτική και εφαρμόζεται λόγω των διαφορετικών χαρακτηριστικών των δύο προϊόντων. Η διαφοροποίηση οφείλεται κυρίως στον πολύ διαφορετικό χρόνο του κύκλου ενεργοποίησης.</p> <p>Αναφορικά με την αΕΑΣ, λόγω του μικρού κύκλου ενεργοποίησης (λίγα δευτερόλεπτα) η μεθοδολογία “υψηλών Χ/Υ” δε μπορεί να εφαρμοστεί, καθώς θα έδινε ανακριβή αποτελέσματα για την ικανότητα παροχής ενέργειας αΕΑΣ, με ενδεχόμενες αρνητικές επιπτώσεις στην ασφάλεια του συστήματος.</p> <p>Αναφορικά με τη χΕΑΣ, σημειώνεται ότι οι περισσότεροι Διαχειριστές στις ΗΠΑ καθώς και ορισμένοι στην Ευρώπη χρησιμοποιούν για τον προσδιορισμό των καμπυλών φορτίου αναφοράς μεθόδους μέσω ωρών με χρήση ιστορικών δεδομένων όπως πχ. υψηλές Χ/Υ (CAISO, NYISO), μέσος όρος 8-10 (ERCOT), σταθμισμένος μέσος όρος 9/10 (ISO New England).</p> <p>Δεδομένου ότι η χρήση της μέτρησης φορτίου πριν/μετά την ενεργοποίηση ως φορτίο αναφοράς είναι αποδεκτή από ορισμένους διαχειριστές στην Ευρώπη για μικρά χρονικά διαστήματα ενεργοποίησης, ο ΑΔΜΗΕ εξετάζει το ενδεχόμενο να χρησιμοποιηθούν παράλληλα με τη μεθοδολογία “υψηλών Χ/Υ” και μέθοδοι τύπου ‘Μέτρηση πριν/μετά’ (meter before/after) ή/και Δήλωσης (Nomination), θεσπίζοντας ταυτόχρονα τους κατάλληλους ελέγχους που πιστοποιούν την καταλληλότητα της κάθε μεθοδολογίας.</p> <p>Ταυτόχρονα, εξετάζεται η θέσπιση ελέγχων και χρεώσεων μη συμμόρφωσης σε περιπτώσεις διαπίστωσης μη διαθεσιμότητας για παροχή απονεμημένης Ισχύος Εξισορρόπησης από την ΔΕΠ, ή δήλωσης μη</p>	ΕΒΙΚΕΝ

	αλλά να λαμβάνεται υπόψη η μέτρηση κατά το χρόνο έκδοσης της εντολής, ως βάση για τον υπολογισμό του φορτίου αναφοράς στη χΕΑΣ.	διαθεσιμότητας (που επηρεάζει την παροχή Ισχύος Εξισορρόπησης) κοντά στον πραγματικό χρόνο, ή συχνών δηλώσεων μη διαθεσιμότητας.	
2	<p>Στο κείμενο προς διαβούλευση, παράγραφο 3.3 και σελίδα 17, Αναφέρετε: “Κάθε χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενου Φορτίου μπορεί να παρέχει μόνο ένα προϊόν Ενέργειας Εξισορρόπησης (αΕΑΣ ή χΕΑΣ) καθώς και την αντίστοιχη Ισχύ Εξισορρόπησης. Ισχύς Εξισορρόπησης ΕΔΣ μπορεί να παρέχεται ταυτόχρονα με την χΕΑΣ.”</p> <p>Θα θέλαμε να προτείνουμε την δυνατότητα ένα χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενου Φορτίου να παρέχει τα ίδια MW ταυτόχρονα στις αγορές ΕΔΣ και χΕΑΣ. Στα οφέλη αυτής της δυνατότητας προς τον ΑΔΜΗΕ προκύπτει ότι θα έχετε περισσότερες προσφορές στις δύο αγορές, και επειδή δίνεται η δυνατότητα στο χαρτοφυλάκιο να έχει εισόδημα από δύο αγορές (αντί για μία) μπορεί να μειώσει τις τιμές των προσφορών του στις δύο αγορές που συμμετέχει και να κάνει την αγορά πιο ανταγωνιστική. Στα οφέλη αυτής της δυνατότητας προς συμμετέχων χαρτοφυλάκια προκύπτει ότι τα πιθανά έσοδα από μία αγορά μπορεί να μην ήταν αρκετά ενδιαφέρον συγκριτικά με τα κόστη που θα έπρεπε πραγματοποιήσουν για να έχουν την δυνατότητα να συμμετέχουν. Συνεπώς η συμμετοχή τους σε δύο αποτελεί κίνητρο για να πραγματοποιήσουν τα απαραίτητα έξοδα.</p> <p>Παράδειγμα: Σύστημα εξαέρωσης σε εμπορικά κέντρα, μεγάλα σούπερ μαρκετ ή ξενοδοχεία. Οι ανεμιστήρες είναι μηχανήματα που μπορούν να συμμετέχουν σε όλες τις αγορές λόγω του χρόνου ανταπόκρισής τους, όμως τα έξοδα για εγκατάσταση μετρητικών μονάδων σε σύγκριση με τα πιθανά έσοδα από μία αγορά συνήθως δεν δημιουργούν ενδιαφέρον επαγγελματική υπόθεση (business case). Η δυνατότητα να σε συμμετέχουν σε δύο αγορές ταυτόχρονα και να έχουν περισσότερα έσοδα δημιουργεί σίγουρα ενδιαφέρον επαγγελματική υπόθεση. Συνήθως η κάθε εγκατάσταση έχει ισχύ 30 kW – 100kW, συμμετέχοντας σε χαρτοφυλάκιο μπορούν να προσφέρουν σημαντικό αριθμό MW (aggregation) διότι έχουν πολλές εγκαταστάσεις.</p>	<p>Με βάση το προς διαβούλευση κείμενο, η ταυτόχρονη υποβολή προσφορών Ισχύος Εξισορρόπησης για ΕΔΣ και χΕΑΣ δεν απαγορεύεται. Εφόσον με βάση τις δηλώσεις των τεχνικών χαρακτηριστικών μπορεί να εξασφαλιστεί ότι στην ΔΕΠ δεν θα απονεμηθεί ταυτόχρονα ΕΔΣ και χΕΑΣ στα ίδια MW, η δυνατότητα ταυτόχρονης υποβολής προσφορών μπορεί να επιτραπεί.</p>	<b>Sympower B.V.</b>

3	<p>Στο κείμενο προς διαβούλευση, παράγραφο 4.4.2 και σελίδα 33, Αναφέρετε:</p> <p>“Όσο αφορά στα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου που συμμετέχουν στην διαδικασία αΕΑΣ εξετάζονται δύο μεθοδολογίες υπολογισμού για το Φορτίο Αναφοράς ΑΖ:</p> <p>1) Το Φορτίο Αναφοράς ΑΖ ισούται με την τελευταία μέτρηση που ελήφθη για το Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενου Φορτίου πριν αυτό ενταχθεί στην διαδικασία αΕΑΣ. Το Φορτίο Αναφοράς ΑΖ παραμένει σταθερό καθ’ όλη την διάρκεια που το Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενου Φορτίου συμμετέχει στην διαδικασία αΕΑΣ.</p> <p>2) Το Φορτίο Αναφοράς ΑΖ αποστέλλεται από τον ΦοΣΕ ΑΖ στον ΑΔΜΗΕ μέσω της εγκατάστασης τηλεμετρικής μονάδας (RTU) πριν από κάθε κύκλο της διαδικασίας αΕΑΣ, ανά 8 δευτερόλεπτα.”</p> <p>Θα θέλαμε να προτείνουμε την 2η επιλογή.</p>	<p>Η πρόταση θα ληφθεί υπόψη στον σχεδιασμό της συμμετοχής της απόκρισης ζήτησης στην Αγορά Εξισορρόπησης. Η προτεινόμενη επιλογή της αποστολής του φορτίου αναφοράς από τον ΦοΣΕ, αποδίδει καλύτερα ειδικά σε περιπτώσεις λειτουργίας υπό αυτόματη ρύθμιση για μεγάλο χρονικό διάστημα.</p>	<p><b>Sympower B.V.</b></p>
4	<p>Υπάρχουν εγκαταστάσεις που επιτρέπουν την εγκατάσταση μετρητών μόνο σε κάποια κεντρική παροχή ρεύματος. Σε αυτήν την περίπτωση ο μετρητής μπορεί να μετράει τα μηχανήματα που συμμετέχουν στην διαδικασία αΕΑΣ σε συνδυασμό με άλλα μηχανήματα που δεν συμμετέχουν. Σε αυτή την περίπτωση εάν τα μηχανήματα που συμμετέχουν δεν έχουν σταθερή κατανάλωση χρειάζεται να εγκαταστήσουμε δεύτερους μετρητές για να μπορούμε να αφαιρέσουμε την κατανάλωσή τους από την συνολική. Με την 2η επιλογή έχουμε την δυνατότητα να αποστέλλουμε τις δεύτερες μετρήσεις και η ενέργεια που ενεργοποιήθηκε να προκύπτει από την διαφορά τους.</p>	<p>Με βάση το προτεινόμενο πλαίσιο δεν επιτρέπεται η εγκατάσταση μετρητών οι οποίοι θα χρησιμοποιούνται για σκοπούς απόκρισης ζήτησης εντός των εγκαταστάσεων των καταναλωτών. Η χρήση εσωτερικών μετρητών έχει το μειονέκτημα ότι οι καταναλωτές μπορούν εικονικά να παρουσιάζουν ότι τηρούν τις εντολές κατανομής, μεταφέροντας καταναλώσεις σε άλλα φορτία εντός της εγκατάστασης. Η διαπίστωση τέτοιων συμπεριφορών από τους καταναλωτές και η αντιμετώπισή τους είναι πολύ δύσκολη. Για τον λόγο αυτό, προτείνεται το ζήτημα να επανεξεταστεί όταν η αγορά είναι περισσότερο ώριμη.</p>	<p><b>Sympower B.V.</b></p>
5	<p>Στο κείμενο προς διαβούλευση, παράγραφο 5.2.1 και σελίδα 35, Αναφέρετε:</p> <p>“Ο μετρητής μετρά ενεργό εισερχόμενη και εξερχόμενη ενέργεια σε δύο κατευθύνσεις (kWh). Η κλάση ακριβείας του μετρητή ορίζεται σε 0,5S, ενώ θα πρέπει να διαθέτει χωρητικότητα μετρήσεων 96 περιόδων την ημέρα, τουλάχιστον για 60 ημέρες και για όλα τα καταγραφόμενα μεγέθη.”</p> <p>και αργότερα αναφέρετε:</p>	<p>Αναφορικά με τους καταναλωτές που είναι συνδεδεμένοι στην Υψηλή Τάση διευκρινίζεται ότι οι μετρητικές διατάξεις ανήκουν στον ΑΔΜΗΕ, όχι στους ΦοΣΕ ΑΖ, και οι μετρήσεις συλλέγονται από τον ΑΔΜΗΕ. Οι προδιαγραφές των μετρητών αφορούν τους αρμόδιους Διαχειριστές και δεν απαιτείται η αποθήκευση και διαχείριση μετρήσεων από τους ΦοΣΕ ΑΖ.</p> <p>Θέματα που αφορούν σε καταναλωτές που είναι συνδεδεμένοι στη Μέση και τη Χαμηλή Τάση εμπίπτουν στις αρμοδιότητες του ΔΕΔΔΗΕ. Το κείμενο</p>	<p><b>Sympower B.V.</b></p>

	<p>“Τα μέσα που χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση των πληροφοριών των μετρητών πρέπει να πληρούν τουλάχιστον τις εξής προϋποθέσεις:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Να διαθέτουν χωρητικότητα αποθήκευσης 96 περιόδων την ημέρα τουλάχιστον, για 60 ημέρες και για όλες τις τιμές ζήτησης.”</li> </ul> <p>Εδώ έχει υπάρξει μία ασάφεια. Είναι υποχρεωτικό ο μετρητής να έχει την δυνατότητα να αποθηκεύει 96 μετρήσεις για τις προηγούμενες 60 ημέρες σε κάποια εσωτερική μνήμη, ή μπορούν αυτές οι μετρήσεις να αποθηκεύονται σε κάποιο εξωτερικό ενσωματωμένο σύστημα (embedded system) που βρίσκεται δίπλα στον μετρητή από το οποίο θα μπορεί ο διαχειριστής να συλλέξει τις αντίστοιχες ιστορικές μετρήσεις που επιθυμεί;</p> <p>Θα θέλαμε να προτείνουμε οι ιστορικές μετρήσεις να συλλέγονται από τον ΦοΣΕ ΑΖ και να τις διαθέτει στον διαχειριστή σε περίπτωση που ζητηθούν. Οι λόγοι που το προτείνουμε είναι διότι οι επιλογές έξυπνων μετρητών (smart meters) που διαθέτουν και χώρο αποθήκευσης είναι περιορισμένες και συνηθώς έχουν αυξημένο κόστος. Το αυξημένο κόστος εγκατάστασης μετρητών μπορεί να οδηγήσει πιθανούς συμμετέχοντες να μην συμμετέχουν στις αγορές εξισορρόπησης λόγω της απόδοσης της επένδυσης. Επίσης ένας ΦοΣΕ ΑΖ μπορεί να έχει πάνω από 500 διανεμημένους μετρητές, πιστεύουμε ότι θα είναι πιο εύκολο για τον διαχειριστή να έχει ένα σημείο αναφοράς από το οποίο συλλέγει μετρήσεις αντί για 500 διαφορετικά.</p>	<p>της δημόσιας διαβούλευσης και τα σχόλια που έχουν υποβληθεί σε αυτή έχουν αποσταλεί στον ΔΕΔΔΗΕ ώστε να τοποθετηθεί σχετικά.</p>	
6	<p>Ακόμη στην παράγραφο 5.3 και σελίδα 37 αναφέρετε: “Για τη συμμετοχή ενός Καταναλωτή στη διαδικασία παροχής ανοδικής / καθοδικής αυτόματης Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (αΕΑΣ) απαιτούνται μετρητικές διατάξεις με προδιαγραφές αντίστοιχες με αυτές που ορίζονται για την παροχή χειροκίνητης Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (χΕΑΣ).</p> <p>Επιπλέον, για την παροχή αΕΑΣ, απαιτείται η δυνατότητα λήψης μετρήσεων ανά 1 δευτερόλεπτο.” Αν πρέπει να αποθηκεύουμε μετρήσεις ανά 1 δευτερόλεπτο για 60 ημέρες, απαιτείται μεγάλος όγκος χωρητικότητας οποίος δεν υπάρχει σε μετρητές. Οπότε θα πρέπει να αποθηκεύονται σε κάποια εξωτερική μονάδα.</p> <p>Η παραπάνω πρόταση μας: “ο ΦοΣΕ να είναι υπεύθυνος να συλλέγει τις ιστορικές μετρήσεις για τις αγορές χΕΑΣ, αΕΑΣ και ΕΔΣ και να τις διαθέτει</p>	<p>Δεδομένου ότι όπως αναφέρθηκε ανωτέρω η διαχείριση των μετρήσεων γίνεται από τους αρμόδιους Διαχειριστές, δεν απαιτείται η αποθήκευση δεδομένων από τους ΦοΣΕ ΑΖ. Διευκρινίζεται ότι η δυνατότητα αποθήκευσης 96 περιόδων των 15' για 60 ημέρες ισχύει για την παροχή χΕΑΣ.</p> <p>Οι ίδιες προδιαγραφές ισχύουν και στην περίπτωση παροχής αΕΑΣ ή/και ΕΔΣ, ενώ επιπλέον απαιτείται η παροχή τηλεμετρίας σε πραγματικό χρόνο στο σύστημα SCADA του αρμόδιου Διαχειριστή. Δεν υπάρχει απαίτηση για αποθήκευση μετρήσεων ανά 1 δευτερόλεπτο για 60 ημέρες στον μετρητή.</p> <p>Το κείμενο θα αναθεωρηθεί ώστε τα παραπάνω να αναφέρονται με περισσότερη σαφήνεια.</p>	<p><b>Sympower B.V.</b></p>

	<p>στο διαχειριστή σε περίπτωση που ζητηθούν” προέρχεται από τον τρόπο λειτουργίας των FCR αγορών της Φιλανδίας και Σουηδίας, παρακαλώ δείτε παρακάτω τις σχετικές αναφορές.</p> <p>FCR Σουηδία (Svk):</p> <p><a href="https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/avtal-4620-bilaga-3-fcr.pdf">https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/avtal-4620-bilaga-3-fcr.pdf</a></p> <p>FCR Φιλανδία (Fingrid):</p> <p><a href="https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reservoimittajien-fcr-ehdot-ja-edellytykset_en.pdf">https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reservoimittajien-fcr-ehdot-ja-edellytykset_en.pdf</a></p>		
7	<p>Η εταιρεία μας βλέπει θετικά τις προτάσεις του ΑΔΜΗΕ για τους κανόνες συμμετοχής της Ζήτησης από την πλευρά του «φορέα σωρευτικής εκπροσώπησης απόκρισης ζήτησης», παράλληλα όμως θα θέλαμε να σημειωθεί πως η ύπαρξη ενός μακροχρόνιου μηχανισμού ισχύος είναι πολύ ουσιαστική για την ανάπτυξη και συμμετοχή κάθε «φορέα σωρευτικής εκπροσώπησης απόκρισης ζήτησης» στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας.</p>	<p>Το σχόλιο δεν αφορά την παρούσα διαβούλευση. Η θέσπιση μακροχρόνιου μηχανισμού ισχύος είναι υπό εξέταση από το ελληνικό Κράτος.</p>	<p><b>Enel Green Power Hellas A.E.</b></p>
8	<p>"We understand that the "uncorrected model" described in §4.2 is favoured primarily because it is simple.</p> <p>What has been proposed does seem like it should work. However, this approach does create a serious distortion: effectively the market ends up paying for the DR energy twice:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The aggregator is paid for delivering the service. They then share this with the customer.</li> <li>• The supplier is also rewarded for the service delivered by the aggregator, despite having had no involvement.</li> </ul> <p>It is this unearned reward to the supplier that leads to the need to socialise the costs of the mechanism. Without the double payment, there would be no extra cost to socialise.</p>	<p>There is large discussion worldwide regarding the issue of supplier compensation for demand response provided by independent aggregators.</p> <p>Suppliers argue that compensation is necessary, since they buy energy up-front which is transferred to aggregators free of charge who can then profit by selling it on, leaving suppliers unable to bill customers for unused energy. Since the application of demand response reduces wholesale prices, suppliers see the benefit of demand response as a reduction in the cost of the energy they need to buy for all their customers. However, it is possible that some suppliers may be placed at a competitive disadvantage in the early stages of explicit demand response development by having a disproportionate share of their customers participate in third-party aggregation. This issue is better addressed through provisions for compensation between suppliers, rather than compensation by the aggregators to the suppliers. The above can be achieved through the 'non-corrected' model.</p>	<p><b>Enel Green Power Hellas A.E.</b></p>

	<p>If this uncorrected approach is adopted, it will also be necessary to introduce safeguards to prevent suppliers from exploiting the double payment to gain a competitive advantage.</p> <p>Compared to an independent aggregator, a DR aggregator that is part of the customer's supplier, or has some contractual arrangement with them, would be able to gain roughly twice as much value from the DR energy delivered by the customer. This causes two distortions:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. It gives this non-independent aggregator a huge competitive advantage over an independent aggregator, hindering the development of independent aggregation.</li> <li>2. It also puts distributed resources procured through such an arrangement at a competitive advantage over all other balancing resources. In effect, they will be able to bid to provide energy at roughly half of their costs, as the other half of the costs will be socialised.</li> </ol> <p>This clearly cannot be an efficient long-term solution, so we would recommend that, should this uncorrected approach be adopted initially, there should also be a plan to move swiftly to an enduring solution that gives the correct economic signals to all participants."</p>	<p>On the other hand, aggregators argue that although it is true that suppliers cannot bill for unused energy, in providing downward demand response aggregators simply reduce the amount of energy consumed and generated. Therefore, energy is not sold on, it is neither consumed nor generated. The aggregator simply enables the suppliers' customers to reduce their demand and offer a product to the market that removes the need to generate an equivalent amount of energy. Moreover, it could be argued that customers on flat tariffs have no obligation to use the energy purchased on their behalf, and therefore are under no obligation to pay if they decide not to consume.</p> <p>The 'uncorrected model' is proposed for the initial implementation mainly due to the ease of application. The model will be reassessed in the future, as demand response participation in the balancing market increases.</p>	
9	<p>The constraints set out in §3.3 seem broadly sensible. However, we note that:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Most demand-side resources do not have linear ramps, so ramp rate constraints are unlikely to be of much use. Minimum time between dispatch instruction and response would be a more useful measure.</li> <li>2. The idea of assuming that balancing capacity will be activated as balancing energy in its entirety seems problematic. We would expect most DR resources to aim to clear in the balancing capacity market frequently, but to be dispatched for balancing energy only rarely. So, evaluating the constraint in this way could significantly underestimate the potential contributions of DR resources.</li> <li>3. We would expect some DR participants to manage daily energy and time constraints themselves, by rebidding to reduce the likelihood of</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. According to the market rules, balancing energy must be activated in accordance with the relevant Full Activation Time (FAT). FAT is currently equal to 7,5 minutes for both aFRR and mFRR. Therefore, the balancing entities should respond within 7,5 minutes and the offered balancing energy quantity should be provided within 15 minutes from the time of sending the dispatch instruction. The ramp rate is required for the modelling of the behavior of the entities in the Integrated Scheduling Process (ISP). If it is deemed not relevant it can be set to a very high price.</li> <li>2. The constraint regarding the maximum daily activated energy targets to protect the demand response aggregators. It can also be modelled in a way that it only takes into consideration balancing energy scheduled in the ISP if this is the preferred option. However, in this case, IPTO cannot guarantee that total activation will not exceed the maximum daily limit declared by the aggregator and the responsibility will lie with the aggregator.</li> </ol>	<p><b>Enel Green Power Hellas A.E.</b></p>

	<p>further dispatches if it seems likely that they will be dispatched more than customers will accept.</p>	<p>3. According to the current Balancing Market Rulebook after the Gate Closure Time of the Integrated Scheduling Process, a BSP can rebid for balancing energy but the prices must always be better (lower for upward direction and higher for downward direction). Thus, a BSP cannot reduce the prices of upward balancing energy bids during real time and therefore it is not probable that he can reduce the likelihood of further dispatches.</p>	
10	<p>We welcome the approach of having a broader tolerance for over-delivery than for under-delivery. This is a sensible and common approach, as the two tolerances serve quite different purposes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The under-delivery tolerance limit is crucial, as it ensures that the system operator receives the service it is paying for.</li> <li>• The over-delivery tolerance limit is not about value for money. Providers have a natural economic incentive not to over-deliver by much, as it means providing additional response for which they are not paid. The only reason to impose a limit is to ensure that over-delivery doesn't have negative consequences for the system.</li> </ul> <p>There is always some uncertainty about the response available from customer loads, so the tighter the limits, the narrower the range of customer loads that can participate. This means that to maximise participation and hence minimise costs, the gap between the tolerance limits should be as wide as possible.</p> <p>Most have no limits on over-delivery. Those that do limit over-delivery set the tolerance at 150%. We would recommend a similar approach here.</p>	<p>The proposal for higher tolerance for over-delivery than for under-delivery will be submitted to the NRA.</p>	<p><b>Enel Green Power Hellas A.E.</b></p>

11	<p>If we have understood §5.2 of the proposal correctly, the accuracy requirements (such as using a Class 0.5s meter) are independent of the size of the load being measured.</p> <p>This is not normal practice, as it leads to needless extra metering costs on small sites, which, due to their much smaller revenues, are much more cost-sensitive. It is also not necessary: since metering errors tend to be random and uncorrelated between sites, an aggregation of a thousand 100 kW sites even with a 4% tolerance would tend to have an overall error comparable to a 100 MW site with a 0.1% tolerance.</p> <p>This is why metering specifications typically have tighter tolerances for larger loads and looser tolerances for smaller loads.</p>	<p>Issues concerning metering devices for consumers in medium and low voltage fall within the competence of HEDNO (DSO). All comments submitted to the current public consultation have been sent to HEDNO (DSO) for commenting.</p>	<p><b>Enel Green Power Hellas A.E.</b></p>
12	<p>Often the DR on a customer’s site comes from a small number of controllable assets, with most of the loads on the site not being involved. This is particularly the case when providing more technically challenging services, such as FCR, aFRR, and mFRR, where most loads will be incapable of providing the necessary response.</p> <p>On a large site, if you measure the response just at the boundary meter, the response from the small controllable assets can be drowned out by “noise” from random changes in consumption by other loads. If you only allow metering at the site boundary, then such sites are either prevented from participating altogether, or wrongly subjected to non-delivery penalties and imbalance charges, despite delivering the required response correctly.</p> <p>The measurement errors caused by these uncontrolled loads can be reduced by sub-metering closer to the controlled assets. Or by sub-metering the major uncontrolled loads, and then using differencing to remove their contributions.</p> <p>There is some care required, however, as the use of sub-meters introduces the potential for fraud. Specifically, a customer could have several similar machines on their site, and sub-meter only some of them. They could then pretend to respond to a dispatch instruction by transferring load from the sub-metered machines to the other machines. The sub-meter data would show that they had responded as required, but the boundary meter data would correctly show that there had been</p>	<p>For the time being, due to implementation complexity and potential for gaming, we do not favor the use of sub-meters. The market is not considered mature enough in order to introduce such a complex monitoring mechanism. The proposal will be re-evaluated in the future.</p>	<p><b>Enel Green Power Hellas A.E.</b></p>

	<p>no change in overall consumption, and no actual service had been provided to the wider system.</p> <p>The rules should state that this is not allowed: that any response delivered on the site must not be systematically counteracted by changes elsewhere. This rule can then be enforced by either:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Requesting single-line diagrams of sub-metered sites, so that it is clear whether there are other loads on the site similar to the sub-metered ones.</li> <li>2. Performing statistical checks using data from the boundary meter. During a dispatch on a normal site, you would expect to see the same size of response on both the sub-meter and the boundary meter. The boundary meter measurement of the response will be a lot noisier (and hence not suitable for settlement of individual events), but when assessed over multiple events, on average the response should be the same, without any bias. On a site that's attempting a fraudulent approach, the boundary meter will not show the expected response.</li> </ol> <p>While allowing sub-meters does necessitate some effort in compliance monitoring, we consider that the benefits from broader participation and reduced errors should vastly outweigh these costs.</p>		
13	<p>Sub-meters are particularly beneficial where the response is being provided by a battery, as batteries can behave entirely differently from the rest of the site – e.g. providing a very precise FCR or aFRR response – and can be used very frequently. Accommodating such behind-the-meter batteries without sub-meters can put the baseline methodology under great stress, requiring elaborations such as “addbacks”.</p>	<p>We agree that behind-the-meter batteries in consumers can put the baseline methodology under great stress. Storage is currently discussed in a dedicated group led by the Ministry of Environment and Energy. Given that currently the regulatory framework related to the participation of battery-based energy storage systems is immature the proposal will be evaluated at a later stage.</p>	<p><b>Enel Green Power Hellas A.E.</b></p>
14	<p>We appreciate that there has been some effort to reduce the bureaucratic overheads involved in adding customers to a portfolio, by not requiring previous supporting documents to be re-submitted (§6.3). However, we would recommend that similar attention be paid to the testing regime (§7), because tests are not only a bureaucratic burden for the aggregator and market operator, but also impose direct costs on participating customers. Excessive testing will deter customers from participating in the market.</p>	<p>We agree. Testing requirements shall be modified so that only new sites are tested.</p>	<p><b>Enel Green Power Hellas A.E.</b></p>

	<p>Any new sites clearly need to be tested. However, there should be no requirement to re-test unchanged sites in a portfolio just because some other sites are being added or removed.</p> <p>This should be straightforward: there is no need to re-test the unchanged sites in most cases: the capability of the portfolio can be assessed by combining the test results of any new sites with the already known capabilities of existing sites.</p> <p>The only exception is where individual sites are not able to deliver the required performance by themselves, and so can only pass the tests when tested jointly with other sites. In such cases (which we would expect to be rare for most of these services), it is reasonable to require re-tests of some sites, but it would still make sense to try to minimise these, for example by allowing subsets of the portfolio to be used in testing.</p>		
15	<p>Στη σελίδα 34 του υπό διαβούλευση κειμένου αναφέρεται ότι, επειδή οι συνθήκες της ημέρας του Συμβάντος Απόκρισης Ζήτησης μπορεί συχνά να είναι διαφορετικές από τις συνθήκες των προηγούμενων ημερών που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό του Φορτίου Αναφοράς Απόκρισης Ζήτησης απαιτείται η διόρθωσή του. Η μέθοδος που ακολουθείται για τη διόρθωση του Αρχικού Φορτίου Αναφοράς Απόκρισης Ζήτησης είναι αυτή της Προσθετικής Ποσότητας. Στη συνέχεια σημειώνεται ότι περισσότερες λεπτομέρειες για τον υπολογισμό του Φορτίου Αναφοράς Απόκρισης Ζήτησης μπορούν να βρεθούν στη Μεθοδολογία Υπολογισμού Φορτίου Αναφοράς. Σύμφωνα με την εν λόγω μεθοδολογία, ο Διαχειριστής διορθώνει το Αρχικό Φορτίο Αναφοράς Απόκρισης Ζήτησης χρησιμοποιώντας δεδομένα από την περίοδο που προηγείται του Συμβάντος Απόκρισης Ζήτησης. Η ανωτέρω περίοδος έχει διάρκεια τριών ωρών και λήγει την χρονική στιγμή κατά την οποία ο Διαχειριστής έστειλε την Προειδοποίηση (το «Χρονικό Παράθυρο Διόρθωσης»). Στην περίπτωση όμως που δεν έχει καταγραφεί κατανάλωση κατά τη διάρκεια του Χρονικού Παράθυρου Διόρθωσης τότε ως Χρονικό Παράθυρο Διόρθωσης λαμβάνονται οι πιο πρόσφατες τρεις ώρες που προηγούνται του Συμβάντος Απόκρισης Ζήτησης και στις οποίες έχει καταγραφεί κατανάλωση.</p> <p>Η εν λόγω μεθοδολογία δεν εξασφαλίζει ότι τα φορτία που θα προσφέρονται από τους φορείς απόκρισης ζήτησης θα βρίσκονται</p>	<p>Η 'μη καταγραφή κατανάλωσης' όπως αναγράφεται στην μεθοδολογία έχει την έννοια της βλάβης στην μετρητική διάταξη, όχι την έννοια της καταγραφής μηδενικής κατανάλωσης. Συμφωνούμε ότι σε περίπτωση καταγραφής μηδενικής κατανάλωσης από τον μετρητή θα λαμβάνονται υπόψη οι μηδενικές μετρήσεις για την διόρθωση του Φορτίου Αναφοράς Απόκρισης Ζήτησης.</p>	ΕΣΑΗ

	<p>πράγματι στη διάθεση του Διαχειριστή, πράγμα το οποίο θα μπορούσε να θέσει σε κίνδυνο ακόμα και την ευστάθεια του Συστήματος. Παρόλα αυτά, οι ίδιοι καταναλωτές θα αμείβονται για την προσφορά του «διαθέσιμου» φορτίου, το οποίο όμως στην πραγματικότητα δεν μπορεί να «κατανεμηθεί». Επομένως, στην περίπτωση που δεν έχει καταγραφεί κατανάλωση κατά τη διάρκεια του Χρονικού Παράθυρου Διόρθωσης, τότε το Φορτίο Αναφοράς Απόκρισης Ζήτησης θα πρέπει προφανώς να είναι μηδενικό (αντί να λαμβάνονται οι πιο πρόσφατες τρεις ώρες στις οποίες έχει καταγραφεί κατανάλωση).</p>		
16	<p>Σε πολλά σημεία του υπό διαβούλευση κειμένου, γίνεται αναφορά στη λειτουργία των Φορέων Σωρευτικής Εκπροσώπησης Απόκρισης Ζήτησης (ΦοΣΕ ΑΖ) χωρίς να γίνεται παράλληλη αναφορά στα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου που δεν εκπροσωπούνται από έναν ΦοΣΕ. Οι σχετικές διατάξεις του κειμένου θα πρέπει να τροποποιηθούν, προκειμένου να ρυθμίζεται και η λειτουργία των Χαρτοφυλάκιων Κατανεμόμενου Φορτίου που δεν εκπροσωπούνται από έναν ΦοΣΕ.</p>	<p>Σύμφωνα με τον Κανονισμό Αγοράς Εξισορρόπησης ένα Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενου Φορτίου εκπροσωπείται από έναν ΦοΣΕ Απόκρισης Ζήτησης. Κατ' εξαίρεση Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενου Φορτίου που περιλαμβάνει ένα μόνο φορτίο μπορεί να εκπροσωπείται από έναν Καταναλωτή.</p>	<b>ΕΣΑΗ</b>
17	<p>Τέλος, θα πρέπει να προβλεφθεί και ένα δεσμευτικό χρονοδιάγραμμα για την έναρξη της συμμετοχής των κατανεμόμενων φορτίων στην Αγορά Εξισορρόπησης, δεδομένου ότι η εν λόγω συμμετοχή προϋποθέτει την προηγούμενη επίλυση διάφορων τεχνικών ζητημάτων</p>	<p>Χρονοδιάγραμμα για την έναρξη της συμμετοχής των κατανεμόμενων φορτίων στην Αγορά Εξισορρόπησης θα καταρτιστεί εφόσον ολοκληρωθεί ο σχεδιασμός και καθοριστούν οι προαπαιτούμενες ρυθμιστικές και τεχνικές λεπτομέρειες.</p>	<b>ΕΣΑΗ</b>