

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β΄

### Εισήγηση ΑΔΜΗΕ για την τροποποίηση απαιτήσεων σύνδεσης μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που συνδέονται στο ΕΣΜΗΕ και το ΕΔΔΗΕ

Σε εφαρμογή προβλέψεων του Άρθρου 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 631/2016 (NC RfG) ο ΑΔΜΗΕ εισηγείται την τροποποίηση των απαιτήσεων γενικής εφαρμογής που θεσπίστηκαν με την [Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020 \(ΦΕΚ Β΄ 3757 της 07.09.2020\)](#) που συνοψίζονται στον ακόλουθο Πίνακα.

*Πίνακας: σύνοψη αλλαγών και τροποποιήσεων απαιτήσεων γενικής εφαρμογής, που περιλαμβάνονται στην Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020*

	<b>Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020</b>	<b>Περιγραφή τροποποίησης</b>
1.	Άρθρο 13, Παράγραφος 1 σημείο (β)	Προσθήκη απαίτησης προστασίας νησιδοποίησης για Φ/Β σταθμούς σύμφωνα με τα διεθνή πρότυπα
2.	Άρθρο 13, Παράγραφος 2 σημείο (στ)	Τροποποίηση απαιτήσεων του χρόνου βηματικής απόκρισης της λειτουργίας LFSM/O για σύγχρονων μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογικούς περιορισμούς
3.	Άρθρο 15, Παράγραφος 2 σημείο (δ)	Διόρθωση παροράματος στα στοιχεία του Πίνακα Η, αναφορικά με απαιτήσεις του εύρους ενεργού ισχύος ως προς τη μέγιστη ισχύ, $ \Delta P1 /P_{max}$ και τον ορισμό του στατισμού
4.	Άρθρο 16, Παράγραφος 2 σημείο (α) στοιχείο (ii)	Επαναδιατύπωση των προϋποθέσεων αποσύνδεσης σύγχρονων γεννητριών σε περίπτωση ταυτόχρονης μεταβολής τάσεως και συχνότητας, σύμφωνα με τα διεθνή πρότυπα)
5.	Άρθρο 17, Παράγραφος 2 σημείο (α) (νέα απαίτηση)	Θέσπιση απαιτήσεων αέργου ισχύος για σύγχρονες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής κατηγορίας σημαντικότητας Β
6.	Άρθρο 20 Παράγραφος 2 σημείο (α) (νέα απαίτηση)	Θέσπιση απαιτήσεων αέργου ισχύος για σύγχρονες μονάδες πάρκων ισχύος κατηγορίας σημαντικότητας Β
7.	Άρθρο 20, Παράγραφος 2, σημείο (β)	Διευκρινίσεις και διόρθωση παροραμάτων στην απαίτηση έγχυσης ταχέως ρεύματος σφάλματος από μονάδες πάρκων ισχύος, κατά τη διάρκεια διαταραχών τάσεως
8.	Άρθρο 22 Απαιτήσεις για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ	Αλλαγή απαιτήσεων αέργου ισχύος για μονάδες πάρκων ισχύος κατηγορίας σημαντικότητας Δ που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς, σύμφωνα με τις τρέχουσες τεχνικές δυνατότητες

Οι προτεινόμενες αλλαγές, σημειώνονται στις επόμενες παραγράφους με κόκκινους χαρακτήρες ή με επισήμανση αλλαγών.

## 1 Άρθρο 13 Γενικές απαιτήσεις για μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου Α

### Άρθρο 13, Παράγραφος 1 σημείο (β)

#### *(ισχύουσα απαίτηση Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020)*

«β) ο οικείος ΔΣΜ καθορίζει την ικανότητα αντοχής στο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας (*Rate of Change of Frequency – RoCoF*) που απεικονίζεται στην Εικόνα 1. Η τιμή της συχνότητας θα προσδιορίζεται ως η μέση τιμή μετρήσεων των προηγούμενων 500 ms (τεχνική μέτρησης κυλιόμενου παραθύρου (*sliding window*) εύρους 500 ms). Η μέγιστη τιμή του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας συστήματος για την οποία κάθε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να παραμένει σε λειτουργία, είναι 2 Hz/s, παρατηρούμενη σε ένα κυλιόμενο παράθυρο 500 ms.

Ειδικά για τις ατμοστροβιλικές σύγχρονες γεννήτριες ηλεκτροπαραγωγής και για τους ατμοστροβίλους και αεροστροβίλους που αποτελούν μέρος μιας εγκατάστασης ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου, η μέγιστη τιμή του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας συστήματος μπορεί να παίρνει χαμηλότερες τιμές, εφόσον παρέχεται στον οικείο ΔΣΜ επαρκής τεχνική αιτιολόγηση, αλλά όχι μικρότερη του 1 Hz/s, παρατηρούμενη σε ένα κυλιόμενο παράθυρο 500 ms.

Για όλες τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν διατάξεις προστασίας έναντι νησιδοποίησης (*Loss of Mains – LoM*) που βασίζονται σε τεχνικές μέτρησης του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας, οι ρυθμίσεις των εν λόγω προστασιών δε θα πρέπει να έρχονται σε αντίθεση με τις παραπάνω απαιτήσεις για την ικανότητα αντοχής στον ρυθμό μεταβολής της συχνότητας και θα πρέπει να καθορίζονται κατόπιν συνεργασίας του οικείου διαχειριστή συστήματος και του οικείου ΔΣΜ με τον ιδιοκτήτη της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής.»

#### **(Προσθήκη)**

Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με φωτοβολταϊκές γεννήτριες, θα πρέπει να είναι εφοδιασμένες με συστήματα ανίχνευσης και προστασίας έναντι νησιδοποίησης τα οποία θα συνδυάζουν ενεργητικές και παθητικές μεθόδους ανίχνευσης και θα είναι συμβατά με το πρότυπο IEC 62116:2014 (*Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures*) ή άλλο ισοδύναμο. Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με σύγχρονες γεννήτριες ή ανεμογεννήτριες, θα πρέπει να εγκαθιστούν συστήματα ανίχνευσης και προστασίας έναντι νησιδοποίησης με ενεργητικές ή/και παθητικές μεθόδους ανίχνευσης, .

Το σύστημα ανίχνευσης νησιδοποίησης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να είναι πάντα ενεργοποιημένο με χρόνο ενεργοποίησης που δεν υπερβαίνει τα 2sec, εκτός αν άλλως ορίζει ο οικείος διαχειριστής συστήματος ή ΔΣΜ. Οι ρυθμίσεις προστασίας έναντι νησιδοποίησης, θα κοινοποιούνται και θα εγκρίνονται από τον οικείο διαχειριστή συστήματος ή ΔΣΜ.

### **Αιτιολόγηση**

Οι διατάξεις προστασίας έναντι νησιδοποίησης των σύγχρονων γεννητριών και των περισσότερων τεχνολογιών Α/Γ, βασίζονται συνήθως σε παθητικές μεθόδους ανίχνευσης που συνδυάζουν τεχνικές μέτρησης του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας (RoCoF) με ταυτόχρονη απώλεια μιας ή περισσότερων φάσεων.

Αντίθετα, στους μετατροπείς Φ/Β σταθμών βρίσκει εφαρμογή το πρότυπο IEC 62116:2014 το οποίο συνδυάζει ενεργητικές και παθητικές μεθόδους ανίχνευσης και στο οποίο αναφέρονται οι μεγαλύτεροι κατασκευαστές.

Η θέσπιση απαιτήσεων παραμονής σε λειτουργία κατά τη διάρκεια και αμέσως μετά την εκδήλωση σφάλματος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής μικρής ισχύος με σύνδεση στο δίκτυο διανομής δημιουργεί τον κίνδυνο μη έγκαιρης ανίχνευσης κατάστασης νησιδοποίησης. Κρίνεται αναγκαία η θέσπιση ελάχιστων χρόνων ενεργοποίησης της προστασίας έναντι νησιδοποίησης καθώς και η υποχρέωση συμμόρφωσης των προστασιών των μετατροπέων με τα διεθνή πρότυπα.

## **2 Άρθρο 13 Γενικές απαιτήσεις για μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου Α**

### **Άρθρο 13, Παράγραφος 2 σημείο (στ)**

#### **(ισχύουσα απαίτηση Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020)**

«στ) αν η συχνότητα του συστήματος εξακολουθεί να αυξάνεται πάνω από τα 50,2 Hz, τότε η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να μπορεί να μειώνει την παραγόμενη ενεργό ισχύ της ακολουθώντας την κλίση του στατισμού του σχήματος 1 μέχρι το ελάχιστο δυνατό επίπεδο ρύθμισης.»

«αν κατά τη λειτουργία LFSM-O η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής φτάσει στο ελάχιστο επίπεδο ρύθμισης, τότε θα πρέπει να μπορεί να συνεχίσει να λειτουργεί υπό έλεγχο ισχύος (δεν επιτρέπεται περαιτέρω μείωση της παραγόμενης ενεργού ισχύος σε περίπτωση που η συχνότητα εξακολουθήσει να αυξάνεται).»

«το εύρος ανοχής για λειτουργία στο ελάχιστο επίπεδο ρύθμισης υπό έλεγχο ισχύος, ορίζεται σε  $\pm 5\%$  της ελάχιστης τιμής ρύθμισης ή  $\pm 5$  MW (όποια από τις δύο τιμές τιμή είναι η μικρότερη).»

Ορίζονται οι παράμετροι χρονικής απόκρισης μιας μεταβλητής προσομοίωσης ή ενός μετρούμενου μεγέθους, ως εξής:

“νεκρός χρόνος (dead time) είναι η περίοδος από την εκδήλωση ενός συμβάντος μέχρι τη στιγμή που ξεκινά η απόκριση μιας μεταβλητής προσομοίωσης ή ενός μετρούμενου μεγέθους”

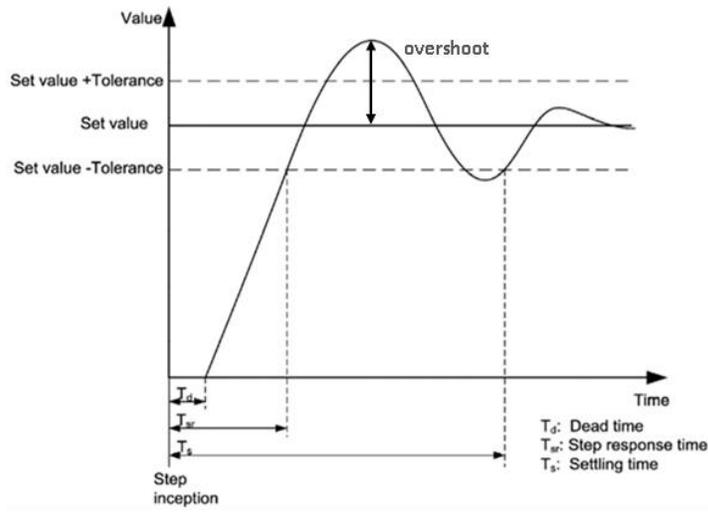
“χρόνος βηματικής απόκρισης (step response time)  $T_{sr}$  είναι η περίοδος από την εκδήλωση ενός συμβάντος μέχρι τη στιγμή που η απόκριση μιας μεταβλητής προσομοίωσης ή ενός μετρούμενου μεγέθους βρίσκεται για πρώτη φορά εντός ενός προκαθορισμένου εύρους ανοχής (tolerance range)”

“χρόνος εξισορρόπησης (settle response time)  $T_s$  είναι η περίοδος από την εκδήλωση ενός συμβάντος μέχρι τη στιγμή που η απόκριση μιας μεταβλητής προσομοίωσης ή ενός μετρούμενου μεγέθους παραμένει οριστικά εντός του εύρους ανοχής (μόνιμη κατάσταση)”

“εύρος ανοχής (tolerance range) είναι η μέγιστη επιτρεπτή απόκλιση μιας μεταβλητής προσομοίωσης ή ενός μετρούμενου μεγέθους στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας γύρω από μια προκαθορισμένη επιθυμητή τιμή ή τιμή αναφοράς (set point ή set value). Για την σύγχρονη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης (CE) του ENTSOe, το αποδεκτό εύρος ανοχής είναι  $\pm 5\%$  της επιθυμητής τιμής ή της τιμής αναφοράς, εκτός αν άλλως ορίζεται”

«μεταβατική υπέρβαση (overshoot)» είναι η μέγιστη επιτρεπτή απόκλιση μιας μεταβλητής προσομοίωσης ή ενός μετρούμενου μεγέθους στη μεταβατική κατάσταση λειτουργίας πάνω από μια προκαθορισμένη επιθυμητή τιμή ή τιμή αναφοράς (set point ή set value)»

Οι παραπάνω ορισμοί, δίνονται γραφικά στην παρακάτω εικόνα.



Εικ. 2 : ορισμοί παραμέτρων χρονικής απόκρισης μεταβλητής

$T_d$  – νεκρός χρόνος,

$T_{sr}$  – χρόνος βηματικής απόκρισης,

$T_s$  – χρόνος εξισορρόπησης

Overshoot – μεταβατική υπέρβαση

«Σύμφωνα με τις κατευθυντήριες οδηγίες του Entsoe σχετικά με τη λειτουργία LFSM-O, οι χρόνοι απόκρισης για τη λειτουργία LFSM-O, διαφοροποιούνται για τις σύγχρονες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και τις μονάδες πάρκων ισχύος, σύμφωνα με τις παραμέτρους των Πινάκων Α και Β. Ειδικότερα στην περίπτωση των σύγχρονων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής υπερβαίνει την τιμή των 2s που αναφέρεται στο άρθρο 13.2.ε»

Πίνακας Α: Χρόνοι απόκρισης για σύγχρονες γεννήτριες σε λειτουργία LFSM-O

Σύγχρονες Γεννήτριες	Χρόνοι απόκρισης για μείωση ενεργού ισχύος (λειτουργία LFSM-O)
Χρόνος βηματικής απόκρισης	$\leq 8$ s για μείωση της ενεργού ισχύος 45% $P_{max}$
Χρόνος εξισορρόπησης	$\leq 30$ s

Πίνακας Β: Χρόνοι απόκρισης για μονάδες πάρκων ισχύος σε λειτουργία LFSM-O

Μονάδες πάρκων ισχύος	Χρόνοι απόκρισης για μείωση ενεργού ισχύος (λειτουργία LFSM-O)
Χρόνος βηματικής απόκρισης	$\leq 2$ s για μείωση της ενεργού ισχύος 50% $P_{max}$
Χρόνος εξισορρόπησης	$\leq 20$ s

« αν οι χρόνοι βηματικής απόκρισης ή/και οι χρόνοι εξισορρόπησης της λειτουργίας LFSM-O μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής υπερβαίνουν τους ελάχιστους χρόνους που προβλέπονται στους Πίνακες Α και Β, ο ιδιοκτήτης της εγκατάστασης ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να παρέχει στον οικείο ΔΣΜ επαρκή τεχνική αιτιολόγηση».

« αν η απαιτούμενη μείωση της ενεργού ισχύος μέχρι το ελάχιστο σημείο ρύθμισης υπερβαίνει τα όρια % της μέγιστης ισχύος που προβλέπονται στους Πίνακες Α και Β, τότε για το επιπλέον ποσοστό μείωσης ενεργού ισχύος οι χρόνοι βηματικής απόκρισης θα πρέπει να είναι οι τεχνικά μικρότεροι δυνατοί»

### (Προσθήκη)

Για μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με σύγχρονες γεννήτριες με μηχανές εσωτερικής καύσης φυσικού αερίου ή αεροστροβίλους, ο μέγιστος επιτρεπόμενος χρόνος βηματικής απόκρισης σε λειτουργία LFSM-O δύναται να είναι μεγαλύτερος των 8sec για μείωση της ενεργού ισχύος κατά 45% της μέγιστης ισχύος  $P_{max}$ . Ο ρυθμός μείωσης της ενεργού ισχύος διαφοροποιείται με τη μέγιστη ισχύ της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής  $P_{max}$  και μπορεί να είναι κατά ελάχιστο:

- 1.11%  $P_{max}/sec$ , για  $P_{max} \leq 2 MW$
- 0.33%  $P_{max}/sec$ , για  $P_{max} > 2 MW$

Ο μέγιστος επιτρεπόμενος χρόνος βηματικής απόκρισης του Πίνακα Α του Άρθρου 13 Παράγραφος 2 της Απόφασης ΠΑΕ 1165/2020, διαμορφώνεται σε 36.5 sec (για  $P_{max} \leq 2 MW$ ) και σε 122.7 sec (για  $P_{max} > 2 MW$ ).

### Αιτιολόγηση

(α) Μια σειρά από διεθνή πρότυπα και τεχνικές οδηγίες σε χώρες μέλη της ΕΕ υιοθετούν πιο ευνοϊκές απαιτήσεις για τη συγκεκριμένη κατηγορία μηχανών (σύγχρονες γεννήτριες με μηχανές εσωτερικής καύσης φυσικού αερίου ή αεροστροβίλους).

Country	Guideline	Ramp Rate, Power Range
Great Britain	EREC G99	0.5 % $P_n/s$
Belgium	C10/11	1.11 % $P_n/s$ , $P_n \leq 2 MW$ 0.33 % $P_n/s$ , $P_n > 2 MW$
Germany	VDE-AR-N 4110 / VDE-AR-N 4120	
Italy	CEI 0-16	

(β) στις μηχανές εσωτερικής καύσης, ο έλεγχος ενεργού ισχύος γίνεται μέσω της ρυθμιστικής βαλβίδας (throttle valve) καυσίμου που έχει πεπερασμένα τεχνολογικά όρια (φαινόμενο turbocharger compressor surging effect) με αποτέλεσμα η μείωση της ενεργού ισχύος να γίνεται με χαμηλό ρυθμό.

(γ) Τόσο κατά τη διάρκεια σύνταξης του Κανονισμού (ΕΕ) 631/2016, της διαμόρφωσης του κειμένου μη-δεσμευτικών απαιτήσεων για τη λειτουργία LFSM-O όσο και μεταγενέστερα, διεθνείς οργανισμοί που εκπροσωπούν κατασκευαστές γεννητριών ηλεκτροπαραγωγής μηχανών εσωτερικής καύσης με καύσιμο φυσικό αέριο, είχαν εκφράσει ενστάσεις επί των

παραμέτρων για τη λειτουργία LFS-O που εισηγήθηκε ο ENTSOe, θεωρώντας ότι η επίτευξη των εν λόγω χρόνων απόκρισης συναντούν ανυπερέβλητες τεχνικές δυσκολίες<sup>1</sup>.

(δ) σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου μονού άξονα (single shaft), η ικανοποίηση του ορίου βηματικής απόκρισης LFSM-O εξαρτάται από τον κορεσμό του ατμού του ατμοστρόβιλου. Σε περίπτωση μεγάλης απότομης μεταβολής ισχύος, ο ατμοστρόβιλος δεν μπορεί να ακολουθήσει με αποτέλεσμα η απόκριση να είναι αργή.

(ε) σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου με διακριτές γεννήτριες GT, ST η μέγιστη ισχύς ορίζεται ως το άθροισμα της μέγιστης ισχύος του ατμοστρόβιλου και του αεροστρόβιλου ( $P_{max} = P_{max\_GT} + P_{max\_ST}$ ). Μείωση της παραγωγής ενεργού ισχύος κατά 45%  $P_{max}$  δύναται να μη μπορεί να υλοποιηθεί μόνο από τον αεροστρόβιλο, με αποτέλεσμα στην απόκριση συχνότητας να εισάγεται και η αργή δυναμική του ατμοστρόβιλου.

(ε) σύμφωνα με τα πρότυπα VDE-AR-N 4120:2018-11 και VDE-AR-N 4130:2018-11 που αφορούν συνδέσεις στην υψηλή και υπερυψηλή τάση, προτείνεται η αποδοχή πιο αργών ρυθμών μεταβολής ισχύος σε απότομες διαταραχές συχνότητας:

*For power generating plants with internal combustion engines or gas turbines, active power changes (increase or decrease) are carried out with a power gradient of:*

*–  $\leq 2$  MW at least 66 %  $P_b$  inst per minute (corresponds to 1,11 %  $P_b$  inst per second);*

*–  $> 2$  MW at least 20 %  $P_b$  inst per minute (corresponds to 0,33 %  $P_b$  inst per second).*

*Thus, the step response time of 8 s can be complied with, e.g. for a power generating plant of  $\leq 2$  MW, up to a power change of 8,88 %  $P_b$  inst. For larger frequency changes, the step response time is correspondingly longer.*

*The settling and step response times for hydroelectric power plants (including pumped storage power stations) shall be coordinated with the network operator in a manner specific to the project.*

(στ) στις μη δεσμευτικές κατευθυντήριες γραμμές του ENTSOe (Implementation Guidance Document) για τις λειτουργίες Limited Frequency Sensitive Mode<sup>2</sup> (January 2018), παρά το γεγονός ότι για τις σύγχρονες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που συνδέονται στη σύγχρονη περιοχή (CE) προτείνονται οι χρονικές παράμετροι του Πίνακα Α, υπογραμμίζεται ότι επιμέρους τεχνολογίες δύναται να έχουν περαιτέρω περιορισμούς ως προς τους ενδεικνυόμενους χρόνους. Συγκεκριμένα αναφέρεται:

---

<sup>1</sup> COWI/DNV KEMA Technical Report on ENTSO-E's Network Code Requirements for Generators, November 2013, διαθέσιμο στο:

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/KEMA\\_Final%20Report\\_RfG%20NC.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/KEMA_Final%20Report_RfG%20NC.pdf)

European Engine Power Plant Association (EUGine, [www.eugine.eu](http://www.eugine.eu)) LFSM-O requirements defined at national level, διαθέσιμο στο:

[https://www.eugine.eu/cms/upload/Publications/EUGINE\\_TF\\_CNC\\_2019-01-10\\_LFSM-O\\_-\\_Industry\\_statement.pdf](https://www.eugine.eu/cms/upload/Publications/EUGINE_TF_CNC_2019-01-10_LFSM-O_-_Industry_statement.pdf)

<sup>2</sup> διαθέσιμο στο σύνδεσμο: [Limited Frequency Sensitive Mode](#)

“... The response time depends on the power generating module technology ... “the response of thermal power generating modules is determined by the maximum ramp to change active power output ... further constraints may apply to certain technologies and need to be taken duly into account.”

(ζ) τα διεθνή πρότυπα EN 50549-1 και EN 50549-2 που αφορούν συνδέσεις στη ΧΤ/ΜΤ σε δίκτυα διανομής, δεν έχουν πρόβλεψη για ελάχιστους χρόνους βηματικής απόκρισης.

Δεδομένων των παραπάνω, κρίνεται αναγκαίο να τροποποιηθούν οι παράμετροι βηματικής απόκρισης σε υπερσυχνότητα (λειτουργία LFSM/O) των σύγχρονων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με μηχανές εσωτερικής καύσης φυσικού αερίου ή αεροστροβίλους.

### 3 Άρθρο 15 Γενικές απαιτήσεις για μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου Γ

#### Άρθρο 15, Παράγραφος 2 σημείο (δ)

(ισχύουσα απαίτηση Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020)

Οι παράμετροι των Πινάκων 4 και 5 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/631, συνοψίζονται στον Πίνακα Η.

Πίνακας Η: Παράμετροι για την απόκριση συχνότητας ενεργού ισχύος σε λειτουργία ευαισθησίας συχνότητας και για πλήρη ενεργοποίηση της απόκρισης συχνότητας ενεργού ισχύος σε βηματικές μεταβολές συχνότητας

Παράμετρος	Τιμές και εύρη
Εύρος ενεργού ισχύος ως προς τη μέγιστη ισχύ, $ \Delta P_1 /P_{max}$	έως 3% για σύγχρονες γεννήτριες, έως 10% για μονάδες πάρκων ισχύος
Στατισμός	Ρυθμιζόμενος μεταξύ 2-12%, προεπιλεγμένη τιμή 5%, πλήρης ενεργοποίηση της εφεδρείας ενεργού ισχύος εντός 200 mHz
Αναισθησία (insensitivity) απόκρισης συχνότητας $ \Delta f $ , $ \Delta f /f_n$	10 mHz, (0,02%)
Νεκρή ζώνη (dead band) απόκρισης συχνότητας	ρυθμιζόμενη, μεταξύ 0-500 mHz. Το συνδυαστικό αποτέλεσμα της αναισθησίας απόκρισης συχνότητας και της νεκρής ζώνης θα πρέπει να περιορίζεται στα $\pm 10$ mHz.
Μέγιστη αρχική καθυστέρηση για ενεργοποίηση του FSM ( $t_1$ )	Σύγχρονες μονάδες: $t_1 \leq 2$ s (να αιτιολογείται αν > 2 s) Μονάδες πάρκων: $t_1 \leq 1$ s (να αιτιολογείται αν > 1 s)
Μέγιστη καθυστέρηση για πλήρη ενεργοποίηση του FSM ( $t_2$ )	Σύγχρονες γεννήτριες και μονάδες πάρκων ισχύος : $t_2 \leq 30$ s

Προτείνεται η αλλαγή των παραμέτρων της πρώτης σειράς του Πίνακα Η, ως ακολούθως:

Παράμετρος	Τιμές και εύρη
Εύρος ενεργού ισχύος ως προς τη μέγιστη ισχύ, $ \Delta P_1 /P_{max}$	3% - 10% για σύγχρονες γεννήτριες, 1,5-10% για μονάδες πάρκων ισχύος

Παράμετρος	Τιμές και εύρη
Στατισμός	<i>Ρυθμιζόμενος μεταξύ 2-12%, ώστε να επιτυγχάνεται πλήρης ενεργοποίηση της εφεδρείας ενεργού ισχύος εντός 200 mHz, προεπιλεγμένη τιμή 5%,</i>

### Αιτιολόγηση

Στην πρώτη σειρά του Πίνακα Η της Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020 υπάρχει παρόραμα σε ότι αφορά το εύρος ενεργού ισχύος ως προς τη μέγιστη ισχύ,  $|\Delta P1|/P_{max}$ .

Συγκεκριμένα, το εύρος ενεργού ισχύος (πρωτεύουσα εφεδρεία) ορίζεται έως 3% για σύγχρονες γεννήτριες και έως 10% για μονάδες πάρκων ισχύος ενώ θα έπρεπε να ορίζεται κατά ελάχιστο 3% για σύγχρονες γεννήτριες και κατά ελάχιστο 1,5 - 10% για μονάδες πάρκων ισχύος.

(α) εύρος ενεργού ισχύος  $|\Delta P1| < 3\%P_{max}$  στις σύγχρονες γεννήτριες, συνεπάγεται ότι για απόκλιση συχνότητας 200 mHz (ή 0,004 σε αμ) η τιμή του στατισμού είναι:

Στατισμός =  $0.004/0.03 = 13,33\%$ , δηλαδή εκτός των ορίων 2-12% που ορίζει ο Κανονισμός

(β) Ομοίως, για την (προεπιλεγμένη) τιμή στατισμού 5% (0,05αμ) του Κανονισμού και για μια μεταβολή συχνότητας 200 mHz (ή 0,004 σε αμ), η τιμή του εύρους ενεργού ισχύος θα πρέπει να είναι:

$$\text{Στατισμός} = 0,05 = 0,004 / [ |\Delta P1|/P_{max} ] \Rightarrow$$

$$|\Delta P1|/P_{max} = 0,004 / 0,05 = 0,08 \text{ ή } 8\%$$

δηλαδή ο στατισμός πρέπει να έχει τιμή > 3% που αναφέρει ο Πίνακας Η.

(γ) στον Κώδικα ΕΣΜΗΕ, ΜΕΡΟΣ Δ. ΚΑΤΑΧΩΡΗΜΕΝΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΑΙ ΠΡΟΔΙΑΓΡΑΦΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΧΡΗΣΤΩΝ , 5.9 Ειδικές προδιαγραφές σχεδιασμού και απόδοσης για θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής, παράγραφος 8.Α, αναφέρεται:

*Για θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής με καταχωρημένη Καθαρή Ισχύ τουλάχιστον 100MW απαιτούνται οι εξής προδιαγραφές εφεδρείας λειτουργίας [...]:*

*Πρέπει να παρέχουν δυνατότητα πρωτεύουσας εφεδρείας λειτουργίας σε MW εξόδου μονάδας όχι μικρότερη από το 3% της καταχωρημένης ικανότητας τουλάχιστον για εύρος τιμών μεταξύ 50% και 97% της καταχωρημένης ικανότητας με πρόβλεψη ώστε για εύρος τιμών μεταξύ 97% και 100% της καταχωρημένης ικανότητας, να μην είναι μικρότερη από την οριζόμενη από ευθεία γραμμή με ενιαία κλίση από το 3% της καταχωρημένης ικανότητας για το 97% της εξόδου έως το 0% για το 100% της εξόδου. Ο κάτοχος άδειας παραγωγής οφείλει να μπορεί να ενεργοποιήσει, εντός 30 δευτερολέπτων, την απαιτούμενη πρωτεύουσα εφεδρεία λειτουργίας σε μια μεταβατική διακύμανση της συχνότητας της τάξεως των  $\pm 200\text{mHz}$  και να διατηρεί την παροχή για τουλάχιστον 15 λεπτά. Η πρωτεύουσα εφεδρεία λειτουργίας πρέπει να είναι διαθέσιμη και πάλι 15 λεπτά μετά την ενεργοποίησή της, θεωρώντας ότι η συχνότητα αναφοράς έχει αποκατασταθεί.*

Δεδομένων των παραπάνω, προτείνεται η τροποποίηση των παραμέτρων που αφορούν το εύρος ενεργού ισχύος ως προς τη μέγιστη ισχύ (εύρος πρωτεύουσας εφεδρείας) και του ορισμού του στατισμού στον Πίνακα Η της Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020.

#### **4 Άρθρο 16 Γενικές απαιτήσεις για μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου Δ**

##### **Άρθρο 16, Παράγραφος 2 σημείο (α) στοιχείο (ii)**

###### **(ισχύουσα απαίτηση Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020)**

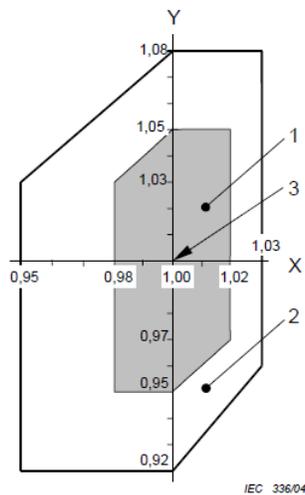
«ii) σε περίπτωση ταυτόχρονων διαταραχών υπέρτασης και υποσυχνότητας ή ταυτόχρονης υπότασης και υπερσυχνότητας, οι σύγχρονες γεννήτριες ηλεκτροπαραγωγής μπορούν να αποσυνδεθούν από το δίκτυο όταν ο λόγος της α.μ. τάσεως στους ακροδέκτες της σύγχρονης γεννήτριας προς την α.μ. συχνότητα του δικτύου ξεπερνάει για συνεχόμενη χρονική περίοδο 10 λεπτών την τιμή 1,05 η οποία εκφράζεται σε Volt α.μ./Hertz α.μ.»

###### **(επαναδιατύπωση)**

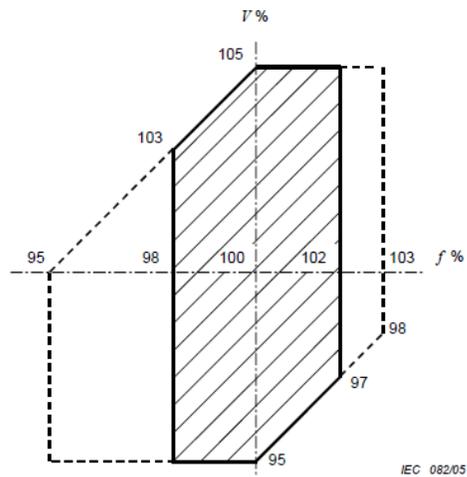
«ii) σε περίπτωση ταυτόχρονης διαταραχής υπέρτασης και υποσυχνότητας ή ταυτόχρονης διαταραχής υπότασης και υπερσυχνότητας, οι σύγχρονες γεννήτριες ηλεκτροπαραγωγής μπορούν να αποσυνδεθούν από το δίκτυο όταν ο λόγος της α.μ. τάσεως στους ακροδέκτες της σύγχρονης γεννήτριας προς την α.μ. συχνότητα του δικτύου για συνεχόμενη χρονική περίοδο κατά ελάχιστο 10 λεπτών, βρεθεί εκτός του εύρους τιμών 0,95 - 1,05, οι οποίες εκφράζονται σε Volt α.μ./Hertz α.μ.· Ο ακριβής χρόνος παραμονής σε λειτουργία μιας σύγχρονης γεννήτριας σε ταυτόχρονες διαταραχές συχνότητας δικτύου και τάσεως ακροδεκτών, θα καθορίζεται σε συνεργασία με τον ιδιοκτήτη της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής και τον κατασκευαστή της γεννήτριας, σύμφωνα με τα πρότυπα IEC 60034-1:2017 Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance και IEC 60034-3:2020 Rotating electrical machines - Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines and for synchronous compensators, ή άλλα ισοδύναμα»

##### **Αιτιολόγηση**

Στην υφιστάμενη διατύπωση της Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020 γίνεται αναφορά μόνο στη συνθήκη  $U/f > 1.05$  αμ. Ωστόσο, τα διεθνή πρότυπα IEC 60034-1:2017 και IEC 60034-3:2020 ορίζουν πιο σύνθετες καμπύλες (U-f) παραμονής σε λειτουργία των σύγχρονων γεννητριών, σύμφωνα με το ακόλουθα σχήματα. Αν και χρόνος παραμονής σε λειτουργία υπό ταυτόχρονη μεταβολή συχνότητας και τάσεως των 10min είναι εφικτός, δύναται να εξαρτάται από την τεχνολογία και το σημείο λειτουργίας.



Εύρος λειτουργίας σύγχρονων γεννητριών που κινούνται από ατμοστροβίλους και αεροστροβίλους εσωτερικής καύσης, υπό ταυτόχρονη μεταβολή τάσεως ακροδεκτών και συχνότητας (IEC 60034-3:2020)



Εύρος λειτουργίας σύγχρονων γεννητριών (πλην ατμοστροβίλων και αεροστροβίλων εσωτερικής καύσης) υπό ταυτόχρονη μεταβολή τάσεως ακροδεκτών και συχνότητας (IEC 60034-1:2017)

## 5 Άρθρο 17 Απαιτήσεις για συγχρονισμένες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου Β

Η απαίτηση του Κανονισμού:

2. Οι συγχρονισμένες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου Β πληρούν τις ακόλουθες πρόσθετες απαιτήσεις σχετικά με την ευστάθεια τάσης:

α) Όσον αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος: ο οικείος διαχειριστής συστήματος έχει το δικαίωμα να προδιαγράψει την ικανότητα συγχρονισμένης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής να παρέχει άεργο ισχύ.

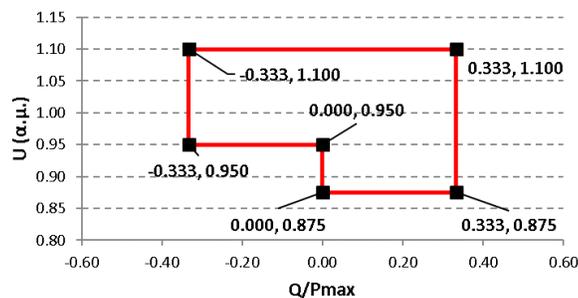
**(Δεν υπάρχει απαίτηση στην Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020. Εισάγεται νέα παράγραφος, σε εφαρμογή του Άρθρου 17, Παράγραφος 2 σημείο (α) του Κανονισμού)**

**(Προσθήκη στην Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020):**

Άρθρο 17, Παράγραφος 2 σημείο (α)

«α) η ικανότητα αέργου ισχύος στη μέγιστη ενεργό ισχύ για τις σύγχρονες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου Β ορίζεται από την καμπύλη  $U-Q/P_{max}$  της Εικ. Χ1 η οποία περιγράφει το προφίλ της τάσεως  $U$  στο σημείο σύνδεσης (εκφρασμένης σε τιμές ανά μονάδα της ονομαστικής τάσεως) σε συνάρτηση με το λόγο της αέργου ισχύος  $Q$  που θα πρέπει να εγχέεται ή απορροφάται στο σημείο σύνδεσης προς τη μέγιστη ισχύ  $P_{max}$  της σύγχρονης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής. Εντός των ορίων της εν λόγω καμπύλης, η σύγχρονη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής τύπου Β θα πρέπει να είναι ικανή να παρέχει ή να απορροφά άεργο ισχύ όταν λειτουργεί στη μέγιστη ενεργό ισχύ της.

Όσον αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος κάτω από τη μέγιστη ισχύ: όταν οι συγχρονισμένες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου B λειτουργούν με παραγόμενη ενεργό ισχύ κατώτερη της μέγιστης ισχύος ( $P < P_{max}$ ), είναι ικανές να λειτουργούν σε κάθε πιθανό σημείο λειτουργίας εντός του διαγράμματος ικανότητας P-Q του εναλλακτήρα της εν λόγω συγχρονισμένης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, τουλάχιστον έως το ελάχιστο επίπεδο σταθερής λειτουργίας. Ακόμη και με μειωμένη παραγόμενη ενεργό ισχύ, η τροφοδοσία αέργου ισχύος στο σημείο σύνδεσης πρέπει να αντιστοιχεί πλήρως στο διάγραμμα ικανότητας P-Q του εναλλακτήρα της εν λόγω συγχρονισμένης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, λαμβανομένων υπόψη της βοηθητικής ισχύος τροφοδοσίας και των απωλειών ενεργού και αέργου ισχύος του μετασχηματιστή ανύψωσης, αν υπάρχει. »



Εικ. X1: U-Q/P<sub>max</sub> καμπύλη για σύγχρονες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου B

## Αιτιολόγηση

Εισάγεται απαίτηση ικανότητας αέργου ισχύος στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο διανομής για σύγχρονες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής κατηγορίας σημαντικότητας B, σύμφωνα με το πρότυπο EN 50549-2 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type B.

Οι απαιτήσεις είναι ταυτόσημες με αυτές για τις σύγχρονες γεννήτριες ηλεκτροπαραγωγής κατηγορίας σημαντικότητας Γ της Απόφασης ΠΑΕ 1165/2020.

Το πρότυπο EN 50549-2, είναι εναρμονισμένο με τις προβλέψεις του NC-RfG, κατηγορία B νοούνται συνδέσεις σε επίπεδο τάσεως <110kV και μέγιστη ισχύ μέχρι 50MW.

## 6 Άρθρο 20 Απαιτήσεις για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου B

Η απαίτηση του Κανονισμού:

2. Οι μονάδες πάρκων ισχύος τύπου B πληρούν τις ακόλουθες πρόσθετες απαιτήσεις σχετικά με την ευστάθεια τάσης:

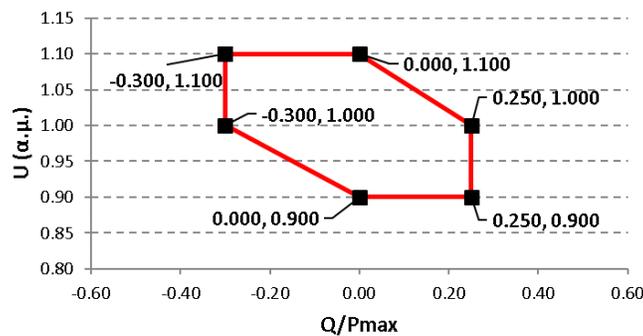
α) Όσον αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος: ο οικείος διαχειριστής συστήματος έχει το δικαίωμα να προδιαγράψει την ικανότητα παροχής αέργου ισχύος από μονάδα πάρκου ισχύος.

**(Δεν υπάρχει απαίτηση στην Απόφαση ΠΑΕ 1165/2020. Εισάγεται νέα παράγραφος, σε εφαρμογή του Άρθρου 20, Παράγραφος 2 σημείο α) του Κανονισμού)**

**(Προσθήκη στην Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020):**

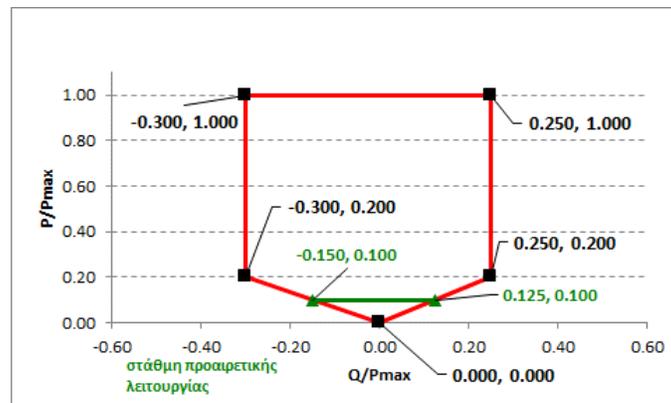
Άρθρο 20, Παράγραφος 2 σημείο (α)

«β) Όσον αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος στη μέγιστη ενεργό ισχύ, για τις μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Β ορίζεται η καμπύλη  $U-Q/P_{max}$  της Εικ. Χ2, η οποία περιγράφει το προφίλ της τάσεως  $U$  στο σημείο σύνδεσης (εκφρασμένης σε τιμές ανά μονάδα της ονομαστικής τάσεως) σε συνάρτηση με το λόγο της αέργου ισχύος  $Q$  που θα πρέπει να εγχέεται ή απορροφάται στο σημείο σύνδεσης προς τη μέγιστη ισχύ  $P_{max}$  της μονάδας πάρκου ισχύος. Εντός των ορίων της εν λόγω καμπύλης, η μονάδα πάρκου ισχύος τύπου Β θα πρέπει να είναι ικανή να παρέχει ή να απορροφά άεργο ισχύ όταν λειτουργεί στη μέγιστη ενεργό ισχύ της.»



Εικ. Χ2: Καμπύλη  $U-Q/P_{max}$  για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Β

Όσον αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος κάτω από τη μέγιστη ενεργό ισχύ, για τις μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Β ορίζεται η καμπύλη  $P-Q/P_{max}$  της Εικ. Χ3. Εντός των ορίων της εν λόγω καμπύλης, η μονάδα πάρκου ισχύος τύπου Β θα πρέπει να είναι ικανή να παρέχει ή να απορροφά άεργο ισχύ όταν λειτουργεί κάτω από τη μέγιστη ενεργό ισχύ της ( $P < P_{max}$ ). Η απαίτηση αυτή καθίσταται προαιρετική όταν η παραγόμενη ενεργός ισχύς από τη μονάδα πάρκου ισχύος τύπου Β είναι μικρότερη του 5% της  $P_{max}$ .»



Εικ. Χ3: Καμπύλη  $P-Q/P_{max}$  μονάδων πάρκων ισχύος τύπου Β για παραγόμενη ενεργό ισχύ μικρότερη από τη μέγιστη ισχύ

## Αιτιολόγηση

Εισάγεται απαίτηση ικανότητας αέργου ισχύος στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο διανομής για μονάδες πάρκων ισχύος κατηγορίας σημαντικότητας Β, σύμφωνα με το πρότυπο EN 50549-2 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type B.

Οι απαιτήσεις είναι ταυτόσημες με αυτές για τις μονάδες πάρκων ισχύος κατηγορίας σημαντικότητας Γ της Απόφασης ΠΑΕ 1165/2020.

Το πρότυπο EN 50549-2, είναι εναρμονισμένο με τις προβλέψεις του NC-RfG, κατηγορία Β νοούνται συνδέσεις σε επίπεδο τάσεως <110kV και μέγιστη ισχύ μέχρι 50MW.

## 7 Άρθρο 20 Απαιτήσεις για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Β

### Άρθρο 20, Παράγραφος 2, σημείο (β)

*(τροποποίηση της ισχύουσας απαίτησης της Απόφασης ΠΑΕ 1165/2020 με επισήμανση αλλαγών)*

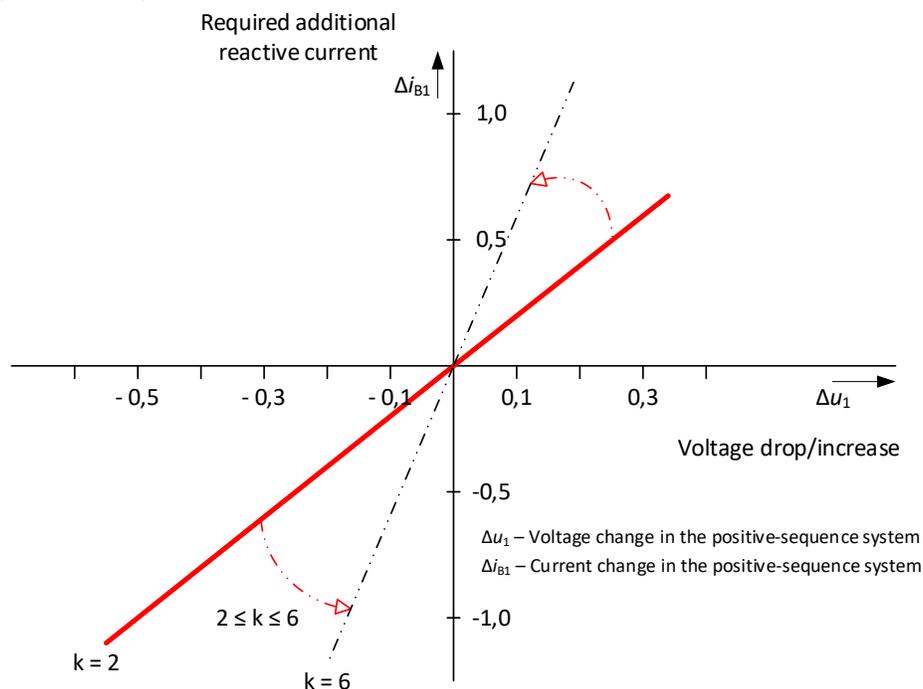
«β) Ο οικείος διαχειριστής συστήματος, σε συντονισμό με τον οικείο ΔΣΜ έχει το δικαίωμα να προδιαγράψει ότι μονάδα πάρκου ισχύος πρέπει να είναι ικανή να παρέχει ταχύ ρεύμα σφάλματος στο σημείο σύνδεσης σε περίπτωση συμμετρικών (τριφασικών) σφαλμάτων, υπό τις ακόλουθες προϋποθέσεις:

- i) η μονάδα πάρκου ισχύος είναι ικανή να ενεργοποιεί την τροφοδοσία ταχέος ρεύματος σφάλματος:
  - είτε διασφαλίζοντας την παροχή ταχέος ρεύματος σφάλματος στο σημείο σύνδεσης είτε
  - μετρώντας τις αποκλίσεις τάσης στα τερματικά των επιμέρους συνιστωσών της μονάδας πάρκου ισχύος και παρέχοντας ταχύ ρεύμα σφάλματος στα τερματικά των εν λόγω μονάδων
- ii) ο οικείος διαχειριστής συστήματος, σε συνεργασία με τον οικείο ΔΣΜ προδιαγράφει:
  - πώς και πότε θα προσδιορίζεται η απόκλιση τάσης, καθώς και το τέλος της απόκλισης τάσης,
  - τα χαρακτηριστικά του ταχέος ρεύματος σφάλματος, στα οποία συγκαταλέγονται το χρονικό πεδίο για τις μετρήσεις της απόκλισης τάσης και του ταχέος ρεύματος σφάλματος, μετρήσεις οι οποίες επιτρέπεται να διενεργούνται με διαφορετική μέθοδο από εκείνη που προδιαγράφεται στο άρθρο 2,
  - τη χρονική στιγμή και την ακρίβεια του ταχέος ρεύματος σφάλματος, στοιχεία τα οποία επιτρέπεται να περιλαμβάνουν αρκετά στάδια κατά τη διάρκεια σφάλματος και μετά την εκκαθάρισή του.

Ειδικότερα αναφορικά με το σημείο β) ~~Ο οικείος διαχειριστής συστήματος, σε συντονισμό με τον οικείο ΔΣΜ δύναται να απαιτήσει μια μονάδα πάρκου ισχύος μια μονάδα πάρκου ισχύος~~ τύπου Β πρέπει να έχει ικανότητα ~~παροχής~~ συνεχούς δυναμικού ελέγχου τάσεως (continuous dynamic voltage control) κατά τη διάρκεια συνθηκών χαμηλής και υψηλής τάσης στο σημείο σύνδεσης. Η ικανότητα αυτή θα πρέπει να μπορεί να ενεργοποιηθεί τόσο σε αργές μεταβολές τάσης ~~στο σημείο σύνδεσης~~ (π.χ. κατά τη μετάβαση από οποιοδήποτε σημείο λειτουργίας εντός της καμπύλης  $U-Q/P_{max}$  σε τιμές-στόχους που ορίζουν οι εντολές που δίνει ο οικείος διαχειριστής συστήματος, σε συντονισμό με τον οικείο ΔΣΜ) όσο και σε γρήγορες μεταβολές τάσης (π.χ. κατά την εκδήλωση σφάλματος, βυθίσεων ή ανυψώσεων τάσεως).

Για να διαθέτει αυτή την ικανότητα μια μονάδα πάρκου ισχύος τύπου B, θα πρέπει κάθε επιμέρους γεννήτρια της μονάδας πάρκου ισχύος (η οποία εγχέει ηλεκτρική ισχύ συνδέεται με το σύστημα ή το δίκτυο μέσω ηλεκτρονικών ισχύος) να μπορεί να εγχύσει ή να απορροφήσει πολύ γρήγορα στους ακροδέκτες της πολύ γρήγορα ένα πρόσθετο άεργο ρεύμα (πλέον αυτού σε σύγκριση με αυτό που ενέχεε ή απορροφούσε πριν από τη μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης). Το ρεύμα αυτό ονομάζεται ταχέως εγχεόμενο ρεύμα (Fast Fault Current) και μπορεί να πάρει τιμή μέχρι το μέγιστο ρεύμα κάθε γεννήτριας της μονάδας πάρκου ισχύος ( $I_{max}$ ). Για την υλοποίηση αυτής της απαίτησης:

- Κατάσταση σφάλματος ορίζεται ως η κατάσταση όπου η πολική τάση στος ακροδέκτες της γεννήτριας μονάδας πάρκου ισχύος σημείο σύνδεσης ( $U$ ) αποκλίνει  $-15\%$  /  $+10\%$  από την ονομαστική τιμή, δηλ.:  $U < 0,85$  α.μ. ή  $U > 1,10$  α.μ.. Η κατάσταση σφάλματος θεωρείται ότι έχει παρέλθει όταν η πολική τάση στος ακροδέκτες της γεννήτριας μονάδας πάρκου ισχύος στο σημείο σύνδεσης ( $U$ ) αποκαθίσταται εντός των ορίων των  $0,85$  α.μ. και  $1,10$  α.μ., δηλ.:  $0,85$  α.μ.  $\leq U \leq 1,10$  α.μ.
- Η απαίτηση τροφοδοσίας ταχέως εγχεόμενου ρεύματος δεν ισχύει για συμμετρικά σφάλματα με παραμένουσες τάσεις  $\leq 0,15$  α.μ. στος ακροδέκτες της γεννήτριας μονάδας πάρκου ισχύος στο σημείο σύνδεσης.



Εικ. 1: Βασική αρχή στήριξης της τάσης στην περίπτωση συμμετρικού σφάλματος δικτύου, σύμφωνα με το VDE-AR-N 4120:2018-11

- Κατά την εκδήλωση ενός συμμετρικού σφάλματος, κάθε επιμέρους γεννήτρια της μονάδας πάρκου ισχύος θα πρέπει να παρέχει στήριξη τάσης στο σημείο σύνδεσης ρυθμίζοντας (αυξάνοντας ή μειώνοντας) το άεργο ρεύμα  $I_B$  που ενέχεε ή απορροφούσε πριν το σφάλμα, με ένα επιπλέον άεργο ρεύμα  $\Delta I_B$ .
- Το πρόσθετο άεργο ρεύμα θετικής ακολουθίας  $\Delta i_{B,1}$  θα είναι ανάλογο με τη μεταβολή της τάσης θετικής ακολουθίας  $\Delta u_1$  στος ακροδέκτες της γεννήτριας στο σημείο σύνδεσης ( $\Delta i_{B,1} = k \cdot \Delta u_1$ )

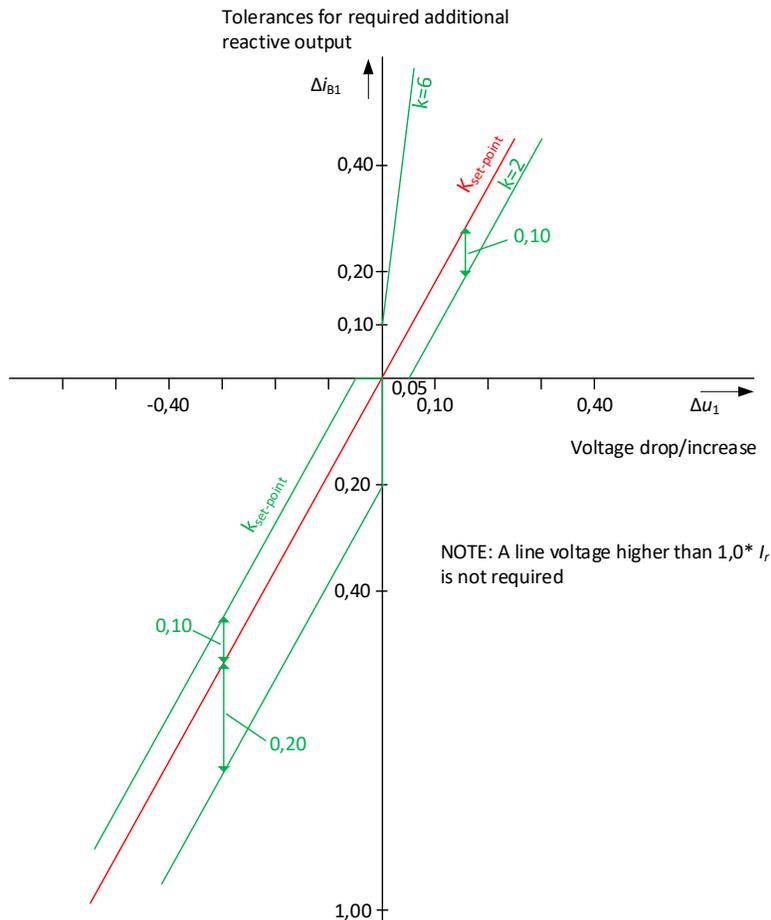
- και το πρόσθετο άεργο ρεύμα αρνητικής ακολουθίας ( $\Delta i_{B,2}$ ) θα είναι ανάλογο με τη μεταβολή της τάσης αρνητικής ακολουθίας ~~στο σημείο σύνδεσης στους ακροδέκτες της γεννήτριας~~  $\Delta u_2$  ( $\Delta i_{B,2} = k \cdot \Delta u_2$ ), όπου  $k$  είναι ένας συντελεστής ενίσχυσης που ορίζεται από την ευθεία γραμμή στην Εικ. 1. Ο συντελεστής  $k$  θα πρέπει να είναι ρυθμιζόμενος και να μπορεί να παίρνει τιμές μεταξύ 2 και 6 ( $2 \leq k \leq 6$ ) σε βήματα των 0,5.
- ε) Ως μεταβολή τάσεως θετικής και αρνητικής ακολουθίας ορίζεται η απόκλιση της τάσεως θετικής και αρνητικής ακολουθίας ~~στο σημείο σύνδεσης στους ακροδέκτες της γεννήτριας~~ από τις αντίστοιχες τιμές πριν την εκδήλωση του συμμετρικού σφάλματος, εκφρασμένες σε α.μ. ως προς την ονομαστική τιμή της τάσεως στο σημείο σύνδεσης:  $\Delta u_{1,2} = \Delta U_{1,2} / U_N$ . Η τάση αρνητικής ακολουθίας ~~στους ακροδέκτες της γεννήτριας στο σημείο σύνδεσης~~ προ του σφάλματος θεωρείται ίση με μηδέν.
- στ) Ομοίως, το πρόσθετο άεργο ρεύμα θετικής και αρνητικής ακολουθίας εκφράζεται σε τιμές α.μ. ως προς το ονομαστικό ρεύμα της κάθε γεννήτριας της μονάδας πάρκου ισχύος:  $\Delta i_{1,2} = \Delta I_{1,2} / I_r$ .
- ζ) Ο οικείος διαχειριστής συστήματος, σε συντονισμό με τον οικείο ΔΣΜ, θα προκαθορίζει τον συντελεστή ενίσχυσης  $k$  κατά περίπτωση. Εάν το  $o$  συντελεστής ενίσχυσης  $k$  δεν προσδιορίζεται από τον οικείο διαχειριστή συστήματος, σε συντονισμό με τον οικείο ΔΣΜ, θα θεωρείται ότι είναι σταθερός με τιμή  $k = 2$  για κάθε γεννήτρια της μονάδας πάρκου ισχύος.
- η) Κάθε γεννήτρια της μονάδας πάρκου ισχύος θα πρέπει να μπορεί να εγχείρει πρόσθετο άεργο ρεύμα  $\Delta I_B$  ~~τουλάχιστον το πολύ ίσο~~ με το ονομαστικό της ρεύμα, θεωρώντας ότι και οι δύο συνιστώσες (θετικής και αρνητικής ακολουθίας) του αέργου ρεύματος επιδρούν ταυτόχρονα.
- θ) Ειδικά για τις γεννήτριες επαγωγής και για τις γεννήτριες επαγωγής διπλής τροφοδότησης (doubly fed induction machine) ο συντελεστής  $k$  θα είναι σταθερός με μια τιμή που θεωρείται επαρκής και δε θα ρυθμίζεται, καθώς η συνεισφορά αυτού του τύπου γεννητριών σε ένα συμμετρικό σφάλμα καθορίζεται από τις παραμέτρους της γεννήτριας και το σημείο λειτουργίας της γεννήτριας.
- ι) ~~Το πρόσθετο άεργο ρεύμα μπορεί να υπολογίζεται και ως προς τη μεταβολή της τάσης θετικής και αρνητικής ακολουθίας στους ακροδέκτες της γεννήτριας, αρκεί να εξασφαλίζεται ότι επιτυγχάνεται η απαίτηση του οικείου διαχειριστή συστήματος στο σημείο σύνδεσης με το σύστημα ή το δίκτυο.~~
- ια) Η μεταβατική απόκριση του αέργου ρεύματος  $\Delta i_{B1,2}$  της γεννήτριας προσδιορίζεται από τις ακόλουθες παραμέτρους:
- χρόνος βηματικής απόκρισης (χρόνος για να αποκτηθεί το 90% της μέγιστης τιμής)  $\leq 30$  ms,
  - χρόνος εξισορρόπησης  $\leq 60$  ms. Οι χρόνοι αυτοί, δύναται να μετρώνται πρόσθετα ενός χρόνου 20 ms εφόσον αυτό απαιτείται για την ανίχνευση του σφάλματος.
- ιβ) Οι συνιστώσες αέργου ρεύματος θετικής και αρνητικής ακολουθίας υπόκεινται στις ίδιες απαιτήσεις για τους χρόνους βηματικής απόκρισης και τους χρόνους εξισορρόπησης. Οι χρόνοι βηματικής απόκρισης και οι χρόνοι εξισορρόπησης που αναφέρονται παραπάνω ισχύουν για όλες τις αλλαγές τάσης, θετικής και αρνητικής ακολουθίας, που προκαλούνται από συμμετρικά σφάλματα στους ακροδέκτες της γεννήτριας.
- ιγ) Οι παραπάνω χρόνοι μεταβατικής απόκρισης ισχύουν μόνο για το εγχεόμενο πρόσθετο άεργο ρεύμα που μπορεί να ελεγχθεί. Οι γεννήτριες επαγωγής και οι γεννήτριες επαγωγής διπλής τροφοδότησης δύναται να εξαιρεθούν από την υποχρέωση τήρησης των παραπάνω χρονικών παραμέτρων μεταβατικής απόκρισης, καθώς το ταχέως εγχεόμενο άεργο ρεύμα εξαρτάται από μη ρυθμιζόμενους παράγοντες όπως είναι οι τεχνικές παράμετροι της γεννήτριας και το αρχικό σημείο λειτουργίας της γεννήτριας.
- ιδ) Εάν το ενεργό ρεύμα μιας γεννήτριας της μονάδας πάρκου ισχύος μειώνεται κατά τη διάρκεια του συμμετρικού σφάλματος δικτύου προκειμένου να διευκολύνει την έγχυση ταχέως αέργου ρεύματος, τότε, αμέσως μετά το πέρας του σφάλματος, θα πρέπει να αυξάνεται συνεχώς και το συντομότερο δυνατό στην προ του σφάλματος τιμή του λαμβάνοντας υπόψη τις τεχνικές

δυνατότητες της γεννήτριας. Σε κάθε περίπτωση, η μείωση του ενεργού ρεύματος προς όφελος του αέργου ρεύματος πρέπει να είναι όσο το δυνατόν πιο μικρή.

ιε) Με το πέρας του σφάλματος, η μονάδα πάρκου ισχύος τύπου Β θα πρέπει να επανέρχεται σε μία από τις λειτουργίες ελέγχου τάσεως, αέργου ισχύος ή ελέγχου συντελεστή ισχύος (αργές μεταβολές τάσεως), όπως αυτές προδιαγράφονται στο Άρθρο 21.3.δ).

ιστ) Η ζώνη ανοχής για το πρόσθετο άεργο ρεύμα  $\Delta i_{B1,2}$  απεικονίζεται με πράσινο χρώμα στην Εικ. 2, για μια επιθυμητή τιμή του συντελεστή  $k$  ( $k_{set-point}$ ) ίση με 2.

ιστ)ιζ) Κατά τη διάρκεια διαταραχών στις οποίες ενεργοποιείται η ικανότητα παραμονής σε λειτουργία υπό σφάλμα (*fault-ride-through*), η έγχυση αέργου ισχύος έχει προτεραιότητα έναντι της έγχυσης ενεργού ισχύος. Σε περίπτωση που ο ΔΣΜ απαιτήσει να δοθεί προτεραιότητα στην έγχυση ενεργού ισχύος, η παροχή ενεργού ισχύος θα πρέπει να έχει ολοκληρωθεί εντός 150msec από τη στιγμή ανίχνευσης σφάλματος στους ακροδέκτες της γεννήτριας.



Εικ. 2: εύρος ανοχής για το πρόσθετο άεργο ρεύμα  $\Delta i_B$ , σύμφωνα με το VDE-AR-N 4120:2018-11

Στο πρώτο τεταρτημόριο (απότομη αύξηση της τάσεως στο σημείο σύνδεσης, ταχεία απορρόφηση αέργου ρεύματος) τα όρια ανοχής είναι σταθερά και προκαθορισμένα από τις πράσινες γραμμές με

κλίσεις  $k = 2$  ή  $k = 6$ , αντίστοιχα. Η κατώτερη πράσινη γραμμή έχει σταθερή απόσταση  $-10\% \cdot I_r$  από την ευθεία γραμμή που διέρχεται από το μηδέν με κλίση  $k_{set-point}=2$ . Ομοίως, η άνω γραμμή έχει μια ελάχιστη απόσταση  $+20\% \cdot I_r$  από την ευθεία γραμμή με κλίση  $k_{set-point}=2$ , η οποία αυξάνεται όπως ορίζει η καμπύλη με κλίση  $k=6$ .

Τα όρια ανοχής στο τρίτο τεταρτημόριο (απότομη βύθιση της τάσεως στο σημείο σύνδεσης, έγχυση ταχύος αέργου ρεύματος) καθορίζονται από τις κατώτερες πράσινες γραμμές και έχουν μέγιστη απόσταση  $+20\% \cdot I_r$  από την ευθεία γραμμή που διέρχεται από το σημείο μηδέν με κλίση  $k_{desired}=2$ . Ομοίως, η ανώτερη γραμμή έχει απόσταση  $-10\% \cdot I_r$  από την ευθεία γραμμή με κλίση  $k_{desired}$ .

## Αιτιολόγηση

Το Άρθρο 20.2(β),(γ) του Κανονισμού, δίνει τη δυνατότητα στο Διαχειριστή να απαιτήσει την τροφοδοσία ταχύος ρεύματος σφάλματος με αναφορά είτε την τιμή της τάσεως στο σημείο σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο είτε την τιμή της τάσεως στους ακροδέκτες κάθε γεννήτριας μιας μονάδας πάρκου ισχύος.

Η εμπειρία από συνδέσεις σταθμών ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, η εμπειρία από Κώδικες δικτύου άλλων Διαχειριστών, οι αναφορές των διεθνών προτύπων (π.χ. EN-50549-1,2, VDE-ARN-4105, 4110, 4120 και 4130) και οι συστάσεις των κατασκευαστών, συμφωνούν ότι είναι πρακτικά αδύνατο να χρησιμοποιηθεί η τιμή ενός ταχύτητα μεταβαλλόμενου ηλεκτρικού μεγέθους (ρεύμα ή τάση) στο σημείο σύνδεσης του πάρκου ισχύος με το ηλεκτρικό δίκτυο για την ενεργοποίηση μιας λειτουργίας σε επίπεδο γεννήτριας (χαμηλή τάση). Δεν υπάρχει αξιόπιστος τρόπος μεταφοράς σήματος (επικοινωνίας) ενώ οι χρόνοι που εξελίσσονται οι μεταβολές ηλεκτρικών μεγεθών σε σφάλματα ή απότομες μεταβολές τάσεως είναι ταχύτατοι (υπομεταβατική χρονική κλίμακα).

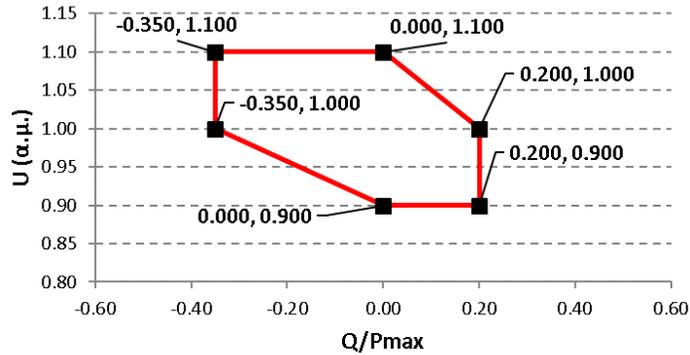
Για το λόγο αυτό, ο ΑΔΜΗΕ εισηγείται να μην γίνεται αναφορά ή συσχέτιση του ταχύως εγχεόμενου ρεύματος των γεννητριών μονάδων πάρκων ισχύος σε μεγέθη που μετρούνται στο σημείο σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο. Οι απαιτήσεις του ταχύως εγχεόμενου ρεύματος θα αναφέρονται μόνο σε ηλεκτρικά μεγέθη στους ακροδέκτες των γεννητριών με ηλεκτρονικά ισχύος.

## 8 Άρθρο 22 Απαιτήσεις για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ

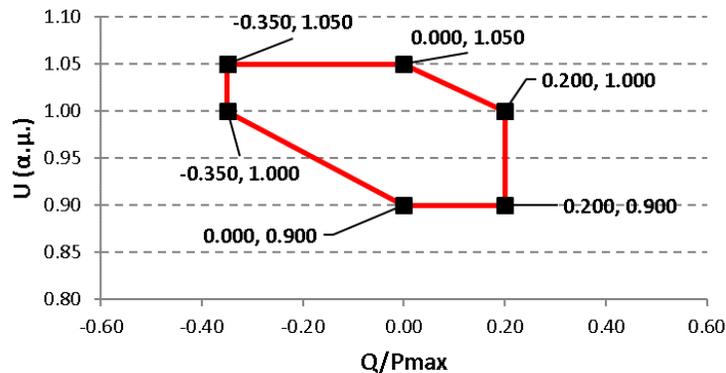
### (ισχύουσα απαίτηση Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020)

« Οι μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ πληρούν τις απαιτήσεις που προβλέπονται στο άρθρο 13, πλην της παραγράφου 2 στοιχείο β) και των παραγράφων 6 και 7, στο άρθρο 14, πλην της παραγράφου 2, στο άρθρο 15, πλην της παραγράφου 3, στο άρθρο 16, στο άρθρο 20, πλην της παραγράφου 2 στοιχείο α), και στο άρθρο 21.

Όσον αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος στη μέγιστη ισχύ των μονάδων πάρκων ισχύος τύπου Δ, η καμπύλη  $U-Q/P_{max}$  που ορίζεται στο Άρθρο 21 παρ. 3 σημείο β είναι αυτή που περιγράφεται στην Εικ. 14 για μονάδες πάρκων ισχύος με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 110 kV και μικρότερης των 300 kV και στην Εικ. 15 για μονάδες πάρκων ισχύος με σημείο σύνδεσης ονομαστικής μεγαλύτερης ή ίσης των 300 kV και μικρότερης ή ίσης των 400 kV.

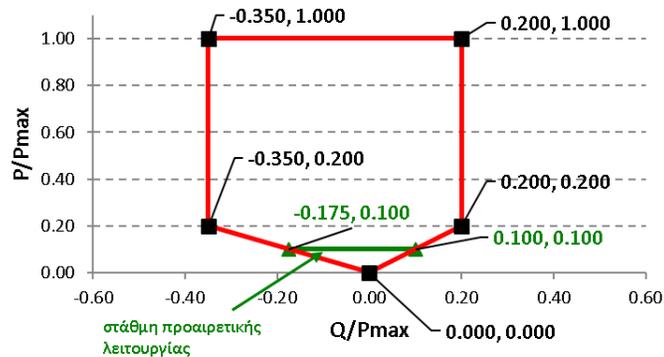


Εικ. 14 : Καμπύλη  $U-Q/P_{max}$  για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 110 kV και μικρότερης των 300 kV

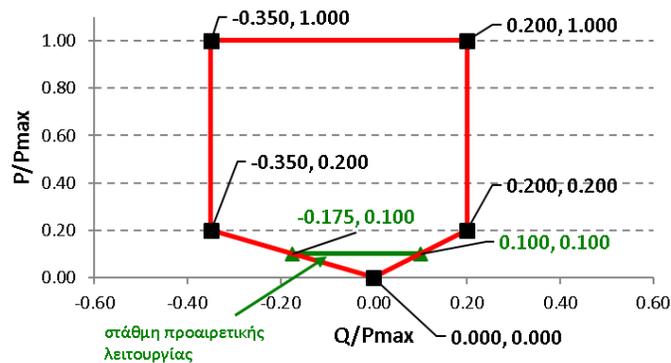


Εικ. 15: Καμπύλη  $U-Q/P_{max}$  για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 300 kV και μικρότερης ή ίσης των 400 kV

Όσον αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος κάτω από τη μέγιστη ισχύ των μονάδων πάρκων ισχύος τύπου Δ, η καμπύλη  $P-Q/P_{max}$  ( $P < P_{max}$ ) που ορίζεται στο Άρθρο 21 παρ. 3 σημείο γ είναι αυτή που περιγράφεται στην Εικ. 16 για μονάδες πάρκων ισχύος με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 110kV και μικρότερης των 300 kV και στην Εικ. 17 για μονάδες πάρκων ισχύος με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 300 kV και μικρότερης ή ίσης των 400 kV.»



Εικ. 16: Καμπύλη  $P-Q/P_{max}$  για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 110 kV και μικρότερης των 300 kV



Εικ. 17: Καμπύλη  $P-Q/P_{max}$  για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 300 kV και μικρότερης ή ίσης των 400 kV

**(τροποποίηση της Απόφασης ΠΑΕ 1165/2020):**

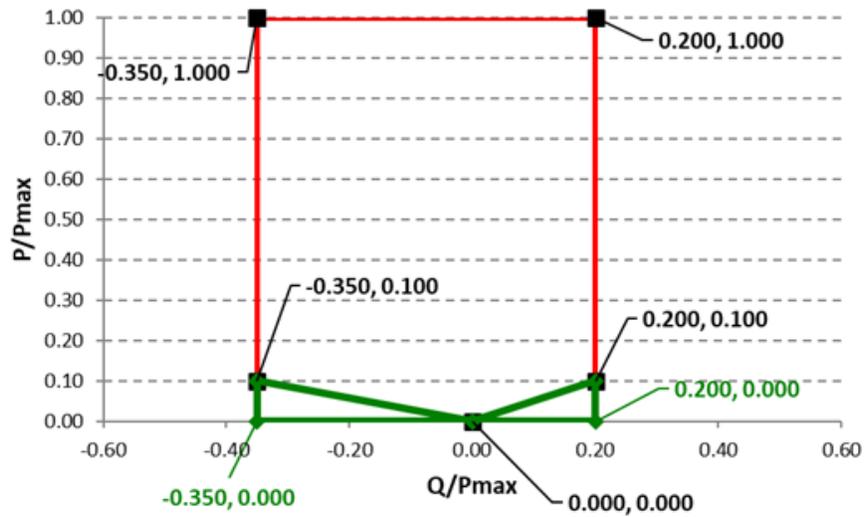
Η παράγραφος που αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος σε λειτουργία κάτω από τη μέγιστη ισχύ των μονάδων πάρκων ισχύος τύπου Δ, αναδιατυπώνεται ως εξής:

Όσον αφορά την ικανότητα αέργου ισχύος κάτω από τη μέγιστη ισχύ των μονάδων πάρκων ισχύος τύπου Δ, η καμπύλη  $P-Q/P_{max}$  ( $P < P_{max}$ ) που ορίζεται στο Άρθρο 21 παρ. 3 σημείο γ είναι αυτή που περιγράφεται στην Εικ. X3 για μονάδες πάρκων ισχύος με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 110kV και μικρότερης των 300 kV και στην Εικ. X4 για μονάδες πάρκων ισχύος με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 300 kV και μικρότερης ή ίσης των 400 kV.

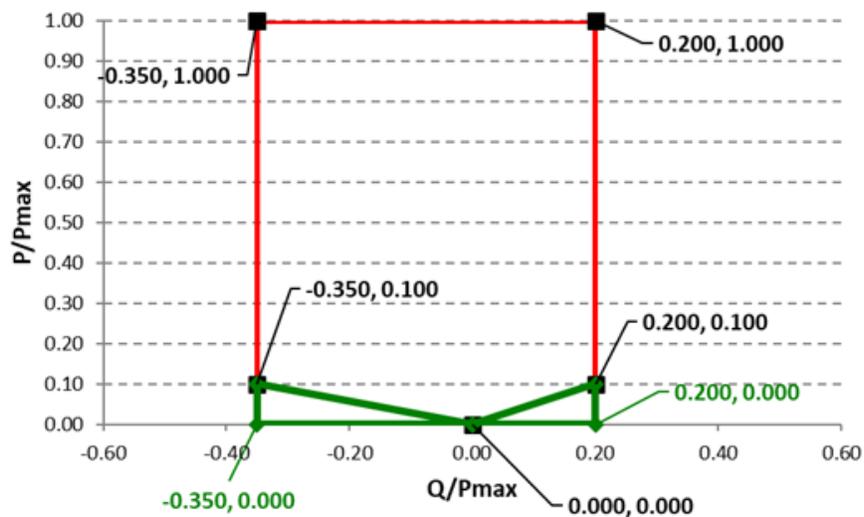
Η λειτουργία σε οποιοδήποτε σημείο εντός του πλαισίου που ορίζει η πράσινη καμπύλη, αφορά πιθανούς περιορισμούς λόγω του προφίλ των καμπυλών  $P-Q$  των γεννητριών των μονάδων πάρκων ισχύος, σε περίπτωση που αυτές δε μπορούν να παρέχουν άεργο ισχύ κάτω από ένα ορισμένο ποσοστό παραγόμενης ενεργού ισχύος. Η λειτουργία μέσα στα όρια που θέτει η πράσινη καμπύλη εξετάζεται ανά περίπτωση. Ο Διαχειριστής διατηρεί το δικαίωμα να ζητήσει παροχή ή απορρόφηση αέργου ισχύος σε οποιοδήποτε

σημείο εντός του πλαισίου που ορίζει η πράσινη καμπύλη, ακόμη και για μηδενική παραγωγή ενεργού ισχύος από μια μονάδα πάρκων ισχύος».

οι Εικ. 16 και 17, τροποποιούνται ως εξής:



Εικ. X4: Καμπύλη P-Q/Pmax για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 110 kV και μικρότερης των 300 kV



Εικ. X5: Καμπύλη P-Q/Pmax για μονάδες πάρκων ισχύος τύπου Δ με σημείο σύνδεσης ονομαστικής τάσεως μεγαλύτερης ή ίσης των 300 kV και μικρότερης ή ίσης των 400 kV

### **Αιτιολόγηση**

Προσαρμογή των απαιτήσεων αέργου ισχύος των μονάδων πάρκων ισχύος που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς σύμφωνα με τις σημερινές δυνατότητες των μετατροπέων και τις προβλεπόμενες ανάγκες του ΕΣΜΗΕ για την αντιμετώπιση παροδικών υψηλών τάσεων. Η υλοποίηση της απαίτησης αέργου ισχύος υπό μηδενική παραγωγή ενεργού ισχύος, μπορεί να γίνει είτε κατάλληλη ρύθμιση των μετατροπέων και των ελεγκτών των γεννητριών των μονάδων πάρκων ισχύος, είτε με εγκατάσταση στατών μέσω αντιστάθμισης σε συνεννόηση με τον ΑΔΜΗΕ. Λεπτομέρειες θα καθορίζονται ανά περίπτωση στις συμβάσεις σύνδεσης,