



**Ανασκόπηση μεταδιδακτορικής έρευνας**

**Προηγμένος έλεγχος και  
ημερήσιος προγραμματισμός  
λειτουργίας διπολικών  
συνδέσμων συνεχούς ρεύματος  
(HVDC) σε διασυνδεδεμένα  
νησιωτικά συστήματα**

*Ίδρυμα Κρατικών Υποτροφιών*

*Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανάπτυξη Ανθρώπινου Δυναμικού,  
Εκπαίδευση και Δια Βίου Μάθηση», ΕΣΠΑ 2014-2020, Πράξη «Ενίσχυση  
Μεταδιδακτόρων Ερευνητών/Ερευνητριών» - MIS 50001552*

*Μεταδιδακτορικός ερευνητής:*

Σωτήριος Ι. Νάνου, Δρ. Ηλεκτρολόγος Μηχανικός ΕΜΠ



## *Περιεχόμενα*

1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	4
2	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΔΙΠΟΛΙΚΩΝ ΣΥΝΔΕΣΜΩΝ VSC-HVDC ΣΕ ΝΗΣΙΩΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ .....	5
2.1	Δυναμικά μοντέλα προσομοίωσης πολυ-επίπεδων μετατροπέων VSC-HVDC.....	5
2.1.1	Εξεταζόμενη τοπολογία και τεχνικές ελέγχου .....	5
2.1.2	Μοντέλα προσομοίωσης μετατροπέων MMC-HVDC .....	5
2.1.3	Αποτελέσματα προσομοιώσεων .....	7
2.2	Συγκριτική αξιολόγηση υποψήφιων τεχνικών ελέγχου για νησιωτικούς μετατροπείς VSC-HVDC 13	
2.2.1	Εξεταζόμενη τοπολογία και τεχνικές ελέγχου .....	13
2.2.2	Αποτελέσματα προσομοιώσεων .....	14
2.3	Διερεύνηση δυναμικής συμπεριφοράς διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ σε σφάλματα δικτύου με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΣΡ και ΕΡ.....	19
2.3.1	Εξεταζόμενη τοπολογία και τεχνικές ελέγχου .....	19
2.3.2	Αποτελέσματα προσομοίωσης .....	20
2.4	Διερεύνηση απόκρισης συχνότητας νησιωτικού μετατροπέα VSC-HVDC με βελτιωμένο έλεγχο συγχρονισμού ισχύος.....	26
2.4.1	Εισαγωγή.....	26
2.4.2	Ανάλυση βελτιωμένου ελέγχου συγχρονισμού ισχύος στο πεδίο της συχνότητας .....	26
2.4.3	Αποτελέσματα προσομοιώσεων.....	29
3	ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΣΗΕ ΜΕ ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ ΡΟΩΝ ΙΣΧΥΟΣ .....	34
3.1	Προγραμματισμός βέλτιστης ένταξης και φόρτισης διασυνδεδεμένων ΣΗΕ με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΣΡ και ΕΡ.....	34
3.1.1	Εξεταζόμενη τοπολογία ΣΗΕ και περιγραφή μοντέλου βέλτιστης ένταξης και φόρτισης	34
3.1.2	Αποτελέσματα προσομοιώσεων.....	37
3.2	Βελτίωση μοντέλου βέλτιστης ένταξης και φόρτισης με ενσωμάτωση περιορισμών ac ροής ισχύος 41	
3.2.1	Εξεταζόμενη τοπολογία και περιγραφή βελτιωμένου μοντέλου UC .....	41
3.2.2	Αποτελέσματα προσομοιώσεων.....	42
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	45
	ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΤΟΥ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ ΣΤΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΤΗΣ ΜΕΤΑΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΕΡΕΥΝΑΣ .	47

## 1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Αντικείμενο της παρούσας μεταδιδακτορικής έρευνας αποτελεί η σχεδίαση προηγμένων τεχνικών ελέγχου συνδέσμων υψηλής τάσης, συνεχούς ρεύματος (High Voltage Direct Current – HVDC) με μετατροπείς ισχύος τύπου πηγής τάσης (Voltage Source Converters – VSCs) για εφαρμογές ηλεκτρικής διασύνδεσης νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα, και ο ημερήσιος προγραμματισμός λειτουργίας συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) με ενσωμάτωση περιορισμών ροών ισχύος στο κυρίως πρόβλημα βελτιστοποίησης. Βασικοί στόχοι της έρευνας ήταν (α) η σχεδίαση ενός καινοτόμου συστήματος ελέγχου για τον νησιωτικό μετατροπέα Συνεχούς Ρεύματος (ΣΡ) / Εναλλασσόμενου Ρεύματος (ΕΡ) που επιφέρει ευσταθή και εύρωστη λειτουργία σε σοβαρές διαταραχές επί του νησιωτικού ΣΗΕ σε πραγματικό χρόνο, και (β) η ανάπτυξη ενός αλγόριθμου βέλτιστης ένταξης και φόρτισης (Unit Commitment – UC) των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής, συμπεριλαμβάνοντας πρόσθετους λειτουργικούς περιορισμούς που σχετίζονται με την ικανότητα του συστήματος να διακινεί τις απαιτούμενες ποσότητες ενεργού ισχύος χωρίς να παραβιάζεται η μεταφορική ικανότητα των διαθέσιμων γραμμών μεταφοράς του τοπικού δικτύου.

Η παρούσα ανασκόπηση αποτελείται από 2 κύρια κεφάλαια, το περιεχόμενο των οποίων έχει ως εξής:

Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζονται τα μεταβατικά μοντέλα προσομοίωσης και οι τεχνικές ελέγχου που αναπτύχθηκαν για μετατροπείς VSC-HVDC, με στόχο τη διενέργεια προσομοιώσεων στο πεδίο του χρόνου, την αξιολόγηση της δυναμικής συμπεριφοράς ακτινικής διασύνδεσης VSC-HVDC, και την επικύρωση των απλοποιημένων μοντέλων μέσης τιμής για πολυ-επίπεδους (modular multi-level converters – MMC) μετατροπείς HVDC, που αναπτύχθηκαν στο πλαίσιο της παρούσας μεταδιδακτορικής έρευνας. Ακολούθως, η ανάλυση επικεντρώνεται στη συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών τεχνικών ελέγχου νησιωτικών μετατροπέων MMC-HVDC, με στόχο την επίτευξη αδιάλειπτης λειτουργίας και απόκρισης συχνότητας σε συνθήκες σοβαρών διαταραχών. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στη διερεύνηση της ικανότητας συγχρονισμού ενός νησιωτικού μετατροπέα MMC-HVDC σε οποιαδήποτε πιθανή κατάσταση λειτουργίας, όπως πχ σε παράλληλη λειτουργία με εξωτερική διασύνδεση ΕΡ ή/και τοπική συμβατική παραγωγή, καθώς και κατά τη μετάβαση σε λειτουργία παθητικού συστήματος. Για τον σκοπό αυτόν, στην παρούσα μεταδιδακτορική έρευνα αναπτύχθηκε πρωτότυπη τεχνική ελέγχου που βασίζεται στη φιλοσοφία ελέγχου συγχρονισμού ισχύος (power synchronization control), αλλά περιέχει πρόσθετες λειτουργικές βελτιώσεις, όπως η παροχή εικονικής αδράνειας (virtual inertia) στο νησιωτικό ΣΗΕ, με στόχο τον αποτελεσματικό περιορισμό έντονων διακυμάνσεων συχνότητας κατόπιν εμφάνισης σοβαρών διαταραχών.

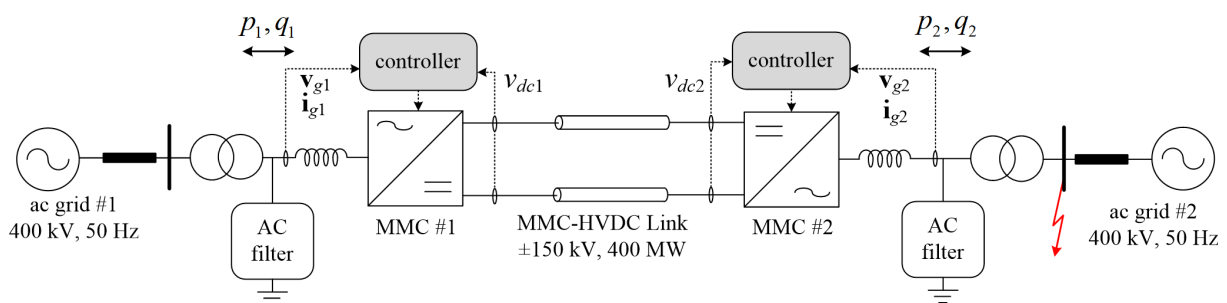
Στο Κεφάλαιο 3 περιγράφονται οι βασικές αρχές του μοντέλου βέλτιστης ένταξης και φόρτισης που αναπτύχθηκε στην παρούσα μεταδιδακτορική έρευνα, με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας και τη μεγιστοποίηση διείσδυσης ΑΠΕ για την εξυπηρέτηση της ζήτησης ενός ΣΗΕ, ικανοποιώντας παράλληλα τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας που σχετίζονται με τις δυνατότητες ρύθμισης των μονάδων παραγωγής και τη μεταφορική ικανότητα των διαθέσιμων γραμμών μεταφοράς του τοπικού δικτύου. Παρουσιάζονται αποτελέσματα ετήσιων προσομοιώσεων, όπως οι προκύπτουσες καμπύλες διάρκειας φόρτισης των εξεταζόμενων γραμμών μεταφοράς, συμπεριλαμβανομένων διασυνδέσεων ΣΡ και ΕΡ. Τέλος, πραγματοποιείται συγκριτική αξιολόγηση των αποτελεσμάτων ροών ισχύος που προέκυψαν από το μοντέλο βέλτιστης ένταξης και φόρτισης, συγκριτικά με τα αποτελέσματα εμπορικών λογισμικών ανάλυσης ροής ισχύος για τις ίδιες συνθήκες λειτουργίας.

## 2 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΔΙΠΟΛΙΚΩΝ ΣΥΝΔΕΣΜΩΝ VSC-HVDC ΣΕ ΝΗΣΙΩΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

### 2.1 Δυναμικά μοντέλα προσομοίωσης πολυ-επίπεδων μετατροπέων VSC-HVDC

#### 2.1.1 Εξεταζόμενη τοπολογία και τεχνικές ελέγχου

Στο Σχ. 2.1 εικονίζεται η εξεταζόμενη τοπολογία ακτινικής διασύνδεσης MMC-HVDC η οποία απαρτίζεται από δύο σταθμούς μετατροπής MMC-HVDC και δύο υποβρύχια καλώδια HVDC αντίθετης πολικότητας, μήκους 300 km, ονομαστικής τάσης λειτουργίας  $\pm 150$  kV, και μέγιστης μεταφορικής ικανότητας περί τα 400 MW. Για τις ανάγκες της παρούσας ανάλυσης, κάθε ηπειρωτικό ΣΗΕ αναπαρίσταται από το ισοδύναμο κύκλωμα Thevenin, με σταθερή τάση και συχνότητα λειτουργίας.



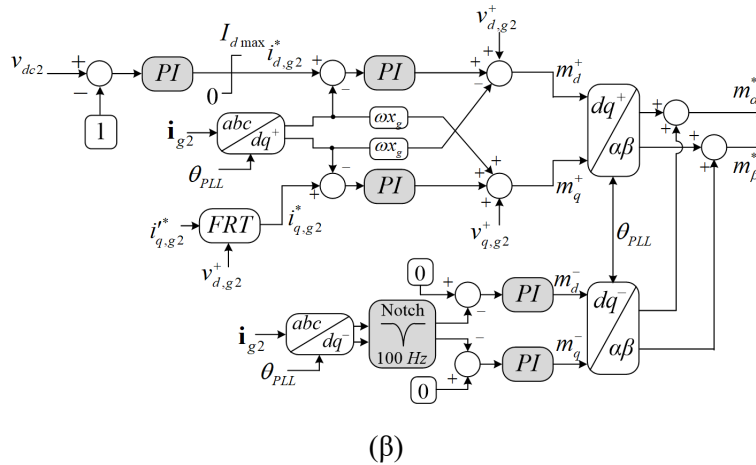
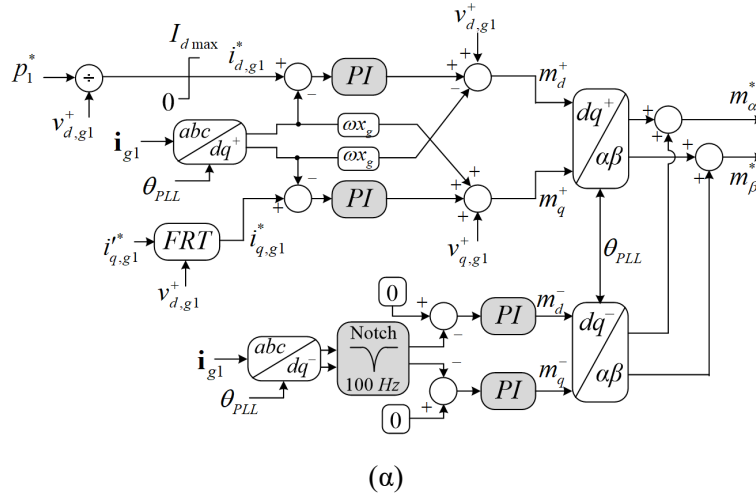
Σχ. 2.1. Εξεταζόμενη τοπολογία ακτινικής διασύνδεσης MMC-HVDC.

Αναφορικά με την εφαρμοζόμενη φιλοσοφία ελέγχου, ο μετατροπέας MMC #1 ρυθμίζει την ενεργό του ισχύ  $p_1$  σε εξωτερική εντολή αναφοράς, ενώ ο μετατροπέας MMC #2 αναπροσαρμόζει την ενεργό του ισχύ ελέγχοντας την dc τάση λειτουργίας της διασύνδεσης MMC-HVDC. Τα απαιτούμενα σήματα ελέγχου ενεργού/αέργου ισχύος που εφαρμόζονται σε κάθε μετατροπέα εικονίζονται στο Σχ. 2.2. Και οι δύο ελεγκτές βασίζονται στον διανυσματικό έλεγχο ρεύματος στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς (Synchronous Reference Frame – SRF), χρησιμοποιώντας διάταξη κλειδώματος φάσης (Phase Locked Loop – PLL) για τον συγχρονισμό του συστήματος ελέγχου με τη φάση του διανύσματος της τάσης του δικτύου [1]-[3]. Για την εξασφάλιση αποδεκτής δυναμικής συμπεριφοράς σε ασύμμετρες συνθήκες λειτουργίας, έχει ενσωματωθεί και κατάλληλος ελεγκτής ρεύματος αρνητικής ακολουθίας στο συμβατικό σχήμα ελέγχου ρεύματος του μετατροπέα του Σχ. 2.2, ο οποίος λειτουργεί στο ανάστροφο πλαίσιο αναφοράς, χρησιμοποιώντας την εκτιμώμενη φάση της τάσης του δικτύου που δίνεται από τη διάταξη PLL. Τα σήματα διαμόρφωσης  $\mathbf{m}_{ab}^*$ , που προσδιορίζονται από τους ελεγκτές ρεύματος, δίνονται ως είσοδο είτε στο πλήρες διακοπτικό μοντέλο προσομοίωσης (Electromagnetic Transient – EMT), προκειμένου να καθοριστεί ο αριθμός των υπομονάδων (Submodules – SMs) που θα πρέπει να ενταχθούν στο κύκλωμα του πολυ-επίπεδου μετατροπέα κάθε χρονική στιγμή, είτε αξιοποιούνται στο απλοποιημένο μοντέλο μέσης τιμής (Average-Value Model – AVM) προκειμένου να καθοριστούν οι κυματομορφές της ac τάσης σε κάθε υποσκέλος του μετατροπέα.

#### 2.1.2 Μοντέλα προσομοίωσης μετατροπέων MMC-HVDC

Στο Σχ. 2.3(α) παρουσιάζεται η λεπτομερής κυκλωματική τοπολογία του μετατροπέα MMC-HVDC, η οποία χρησιμοποιήθηκε για την ανάπτυξη του πλήρους διακοπτικού μοντέλου προσομοίωσης. Συγκροτείται από έξι υποσκέλη, καθένα από τα οποία συγκροτείται από  $N$  υπομονάδες συνδεδεμένες σε σειρά (10 στην παρούσα ανάλυση). Κάθε υπομονάδα μοντελοποιείται με την τοπολογία ημίσειας γέφυρας (half-bridge cell), οι ημιαγωγικοί διακόπτες της οποίας ελέγχονται μέσω κατάλληλης

διαμόρφωσης εύρους παλμών (Pulse Width Modulation – PWM). Στην παρούσα μεταδιδακτορική έρευνα υλοποιείται ημιτονοειδής διαμόρφωση εύρους παλμών μετατεθιμένων κατά πλάτος (Phase Disposition Sinusoidal PWM) [4], ενώ εφαρμόζεται και κατάλληλη τεχνική εξισορρόπησης της τάσης των πυκνωτών κάθε υπομονάδας, προκειμένου να διασφαλίζεται κατά το δυνατόν ομοιόμορφη φόρτιση των πυκνωτών που είναι διαθέσιμοι σε κάθε υποσκέλος του μετατροπέα MMC-HVDC [4], [5]. Τα σχήματα ελέγχου και οι ελεγκτές διαμόρφωσης εύρους παλμών αναπτύχθηκαν στο πακέτο προσομοίωσης SimPowerSystems του λογισμικού Matlab/Simulink [6].



Σχ. 2.2. Εξεταζόμενα σχήματα ελέγχου μετατροπέων της διασύνδεσης MMC-HVDC. (α) Σχήμα ελέγχου μετατροπέα MMC #1, (β) σχήμα ελέγχου μετατροπέα MMC #2.

Στο Σχ. 2.3(β) εικονίζεται η ισοδύναμη κυκλωματική αναπαράσταση του μετατροπέα MMC-HVDC μέσω της οποίας αναπτύχθηκε το απλοποιημένο μοντέλο μέσης τιμής (AVM). Αναλυτικότερα, κάθε υποσκέλος του μετατροπέα αναπαρίσταται από μία ισοδύναμη υπομονάδα, η δυναμική της οποίας διαμορφώνει την κυματομορφή της ac τάσης που επιβάλλεται σε κάθε υποσκέλος του μετατροπέα. Θεωρώντας ότι η διεργασία εξισορρόπησης της τάσης των πυκνωτών διενεργείται υπό ιδανικές συνθήκες, η διαφοροποίηση της τάσης λειτουργίας μεταξύ των πυκνωτών κάθε υπομονάδας μπορεί να αμεληθεί [7]. Συνεπώς, η τάση λειτουργίας της ισοδύναμης υπομονάδας μπορεί να αναπαρασταθεί από τη μέση τιμή της  $\bar{v}_{SM}$ , ενώ η μέση τιμή του ρεύματος  $\bar{i}_{SM}$  που διαρρέει την ισοδύναμη υπομονάδα προσεγγίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\bar{i}_{SM_{u(d),j}} = \frac{n_{u(d),j}}{N} \bar{i}_{u(d),j} \quad (1)$$

όπου  $n_{u(d),j}$  είναι ο θεωρητικός αριθμός υπομονάδων που εντάσσονται στιγμιαία στο άνω(κάτω) υποσκέλος της φάσης  $j$ , και  $i_{u(d),j}$  είναι το αντίστοιχο ρεύμα που διαρρέει κάθε υπομονάδα. Ο θεωρητικός αριθμός ενταγμένων υπομονάδων  $n_{u(d),j}$  προσεγγίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$n_{u(d),j} = \frac{N}{2}(1 - m_j^*) \quad (2)$$

όπου  $m_j^*$  είναι το σήμα διαμόρφωσης που υπολογίζεται από το σχήμα ελέγχου του μετατροπέα του Σχ.

2.2. Λαμβάνοντας υπόψη τη δυναμική του πυκνωτή χωρητικότητας  $C_{SM}$  της ισοδύναμης υπομονάδας:

$$C_{SM} \frac{d\bar{v}_{SM_{u(d),j}}}{dt} = \bar{i}_{SM_{u(d),j}} \quad (3)$$

και το γεγονός ότι η ac τάση που τελικά διαμορφώνεται σε κάθε υποσκέλος του μετατροπέα προσεγγίζεται από τη σχέση:

$$v_{u(d),j} = n_{u(d),j} \bar{v}_{SM_{u(d),j}} \quad (4)$$

συνάγεται ότι η ac τάση κάθε υποσκέλους του μετατροπέα μπορεί να μοντελοποιηθεί στο πεδίο του χρόνου από την ακόλουθη εξίσωση:

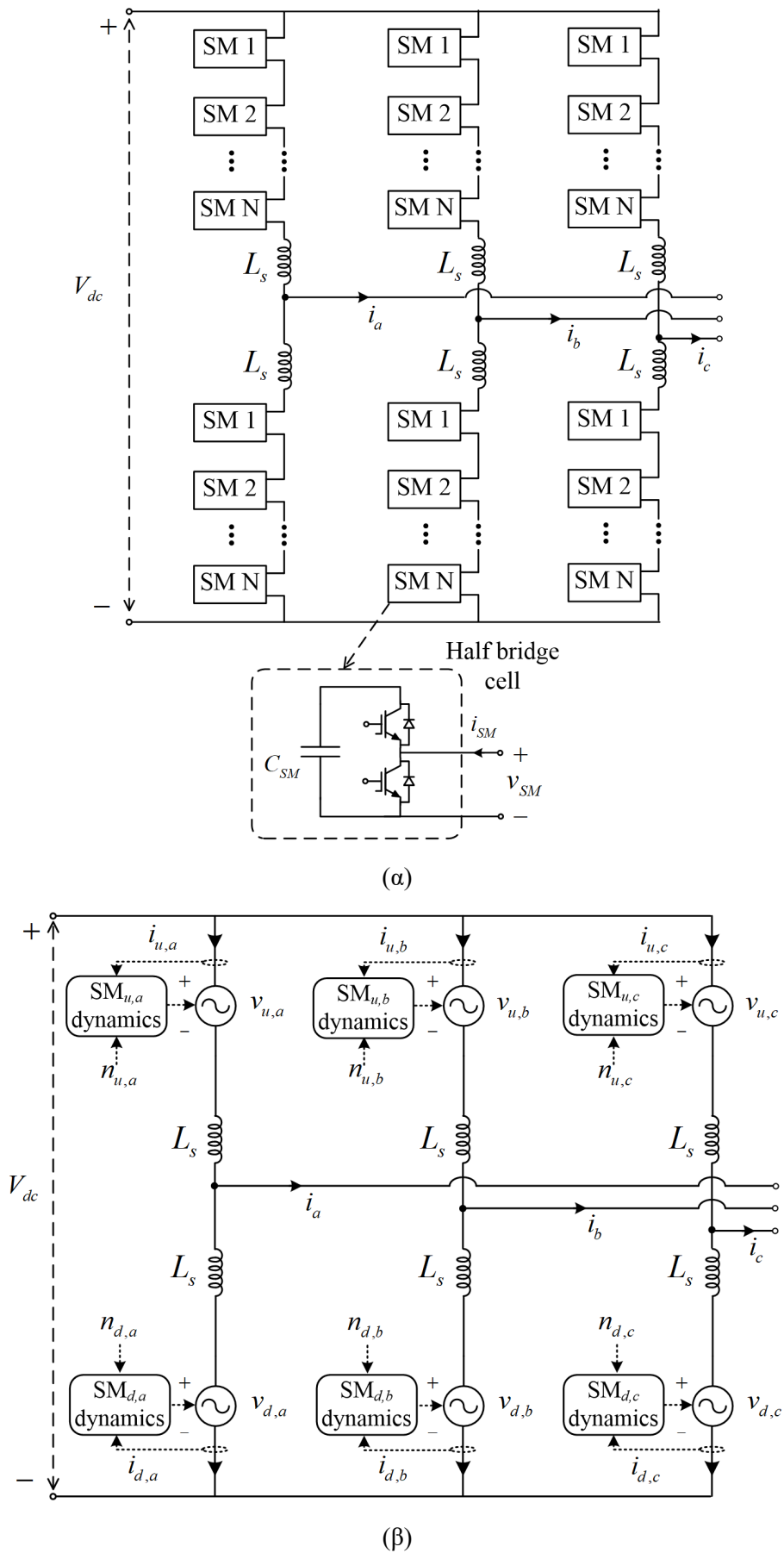
$$v_{u(d),j} = \frac{N}{4C_{SM}}(1 - m_j^*) \int i_{u(d),j}(1 - m_j^*) dt \quad (5)$$

Η Εξ. (5) έχει ενσωματωθεί στο υποσύστημα της υπομονάδας που εικονίζεται στο Σχ. 2.3(β), προκειμένου να μοντελοποιηθεί η αλληλεπίδραση της χωρητικότητας  $C_{SM}$  της ισοδύναμης υπομονάδας με το στιγμιαίο ρεύμα  $i_{u(d),j}$  που διαρρέει κάθε υποσκέλος του μετατροπέα, προσφέροντας έτσι τη δυνατότητα λεπτομερούς αναπαραγωγής των αναμενόμενων κυματομορφών ac τάσης και των εσωτερικών ρευμάτων ανακυκλοφορίας του μετατροπέα MMC-HVDC, όπως θα επιβεβαιωθεί και από τα αποτελέσματα προσομοίωσης της παραγράφου 2.1.3.

### 2.1.3 Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Στόχος της παρούσας ενότητας είναι η αξιολόγηση της δυναμικής συμπεριφοράς της ακτινικής διασύνδεσης MMC-HVDC του Σχ. 2.1 καθώς και η επικύρωση του απλοποιημένου μοντέλου μέσης τιμής του μετατροπέα MMC που αναπτύχθηκε στην παρούσα μεταδιδασκτορική έρευνα.

Ένα βασικό πλεονέκτημα της τεχνολογίας διασύνδεσης MMC-HVDC είναι η ικανότητα ταχείας αντιστροφής της διακινούμενης ενεργού ισχύος επί της διασύνδεσης, χωρίς να απαιτείται αντιστροφή στην πολικότητα της τάσης λειτουργίας, όπως συνέβαινε με την παλαιότερη τεχνολογία HVDC με μετατροπείς τύπου πηγής ρεύματος. Στο Σχ. 2.4 παρουσιάζεται η απόκριση του συστήματος διασύνδεσης κατόπιν αλλαγής της ενεργού ισχύος εξόδου του μετατροπέα MMC #1 από -350 MW σε +350 MW εντός χρονικού διαστήματος 500 ms. Τα αποτελέσματα προσομοίωσης επιβεβαιώνουν την ομαλή μεταβατική συμπεριφορά του συστήματος διασύνδεσης, η οποία αποδίδεται στον ταχύ έλεγχο της dc τάσης λειτουργίας που επιτελεί ο μετατροπέας MMC #2, αναπροσαρμόζοντας την ενεργό ισχύ εξόδου του στα επίπεδα του μετατροπέα MMC #1. Η εν λόγω αντιστροφή της ροής ισχύος οδηγεί σε μετατόπιση των επιπέδων της dc τάσης λειτουργίας στους ακροδέκτες του μετατροπέα MMC #1, όπως φαίνεται αναλυτικότερα στο προφίλ της τάσης λειτουργίας της υπομονάδας SM #1 (άνω υποσκέλους, φάσης “a”) του Σχ. 2.4(δ). Στο Σχ. 2.5 εικονίζονται αναλυτικότερα οι κυματομορφές των ρευμάτων εξόδου και υποσκέλους του μετατροπέα, καθώς και της τάσης λειτουργίας σε επίπεδο υπομονάδας, επιβεβαιώνοντας την ακρίβεια του απλοποιημένου μοντέλου μέσης τιμής, το οποίο αναπαράγει με εξαιρετική ακρίβεια τις επιμέρους συνιστώσες που διαμορφώνουν τα ρεύματα υποσκέλους και τις τάσεις των υπομονάδων.



Σχ. 2.3. Εξεταζόμενα μοντέλα μετατροπέων MMC-HVDC, (α) πλήρες διακοπτικό μοντέλο προσομοίωσης, (β) προτεινόμενο απλοποιημένο μοντέλο μέσης τιμής (AVM).



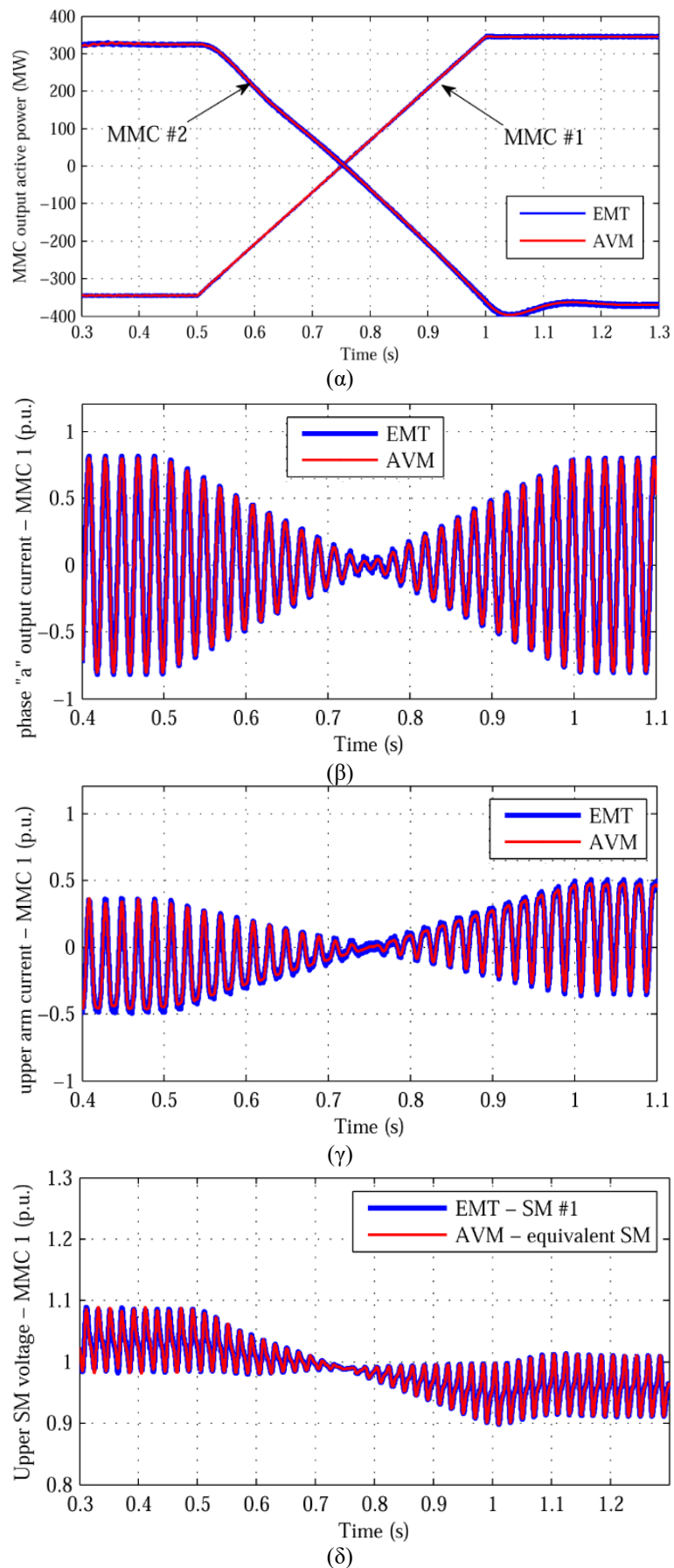
Στην ανάλυση που ακολουθεί, αξιολογείται η δυναμική συμπεριφορά του συστήματος διασύνδεσης κατόπιν εμφάνισης ασύμμετρων σφαλμάτων δικτύου, με στόχο αφενός την ανάδειξη της αναγκαιότητας λειτουργίας του ρεύματος αρνητικής ακολουθίας του Σχ. 2.2, καθώς και την ικανότητα του απλοποιημένου μοντέλου μέσης τιμής να αναπαράγει με την απαιτούμενη ακρίβεια την απόκριση του μετατροπέα ακόμα και σε ασύμμετρες συνθήκες λειτουργίας. Για τον σκοπό αυτόν, προσομοιώθηκε μονοφασικό σφάλμα στους ακροδέκτες 400 kV του Μ/Σ του μετατροπέα MMC #2, διάρκειας 200 ms, το οποίο οδηγεί σε παραμένονσα τάση θετικής ακολουθίας ίση με το 70% της ονομαστικής. Για την ανάδειξη της αποτελεσματικής λειτουργίας του ελεγκτή ρεύματος αρνητικής ακολουθίας, αρχικά διατηρείται απενεργοποιημένος (τα πρώτα 100 ms μετά την εμφάνιση του σφάλματος), και στη συνέχεια ενεργοποιείται στο δεύτερο μισό του σφάλματος.

Αναλυτικότερα, όταν ο ελεγκτής ρεύματος αρνητικής ακολουθίας είναι ανενεργός, εμφανίζεται μη αποδεκτή υπέρταση στη μία φάση του μετατροπέα MMC #2, όπως υποδηλώνουν οι μεγάλες ταλαντώσεις των 100 Hz στην άεργο συνιστώσα του ρεύματος εξόδου (Σχ. 2.6(β)). Μετά την ενεργοποίηση του εν λόγω ελεγκτή, παρατηρείται ταχεία εξάλειψη των ταλαντώσεων 100 Hz, επιτρέποντας ακριβέστερο έλεγχο του ρεύματος εξόδου, όχι μόνο για τη διατήρησή του εντός των μέγιστων επιτρεπόμενων ορίων, αλλά και για την ενεργοποίηση της λειτουργίας ταχείας υποστήριξης της τάσης του δικτύου, μέσω ρύθμισης της άεργου συνιστώσας του ρεύματος εξόδου συναρτήσει της μετρούμενης βύθισης τάσης, το οποίο αποτελεί συμβατική απαίτηση σύγχρονων κωδίκων για συστήματα HVDC [8].

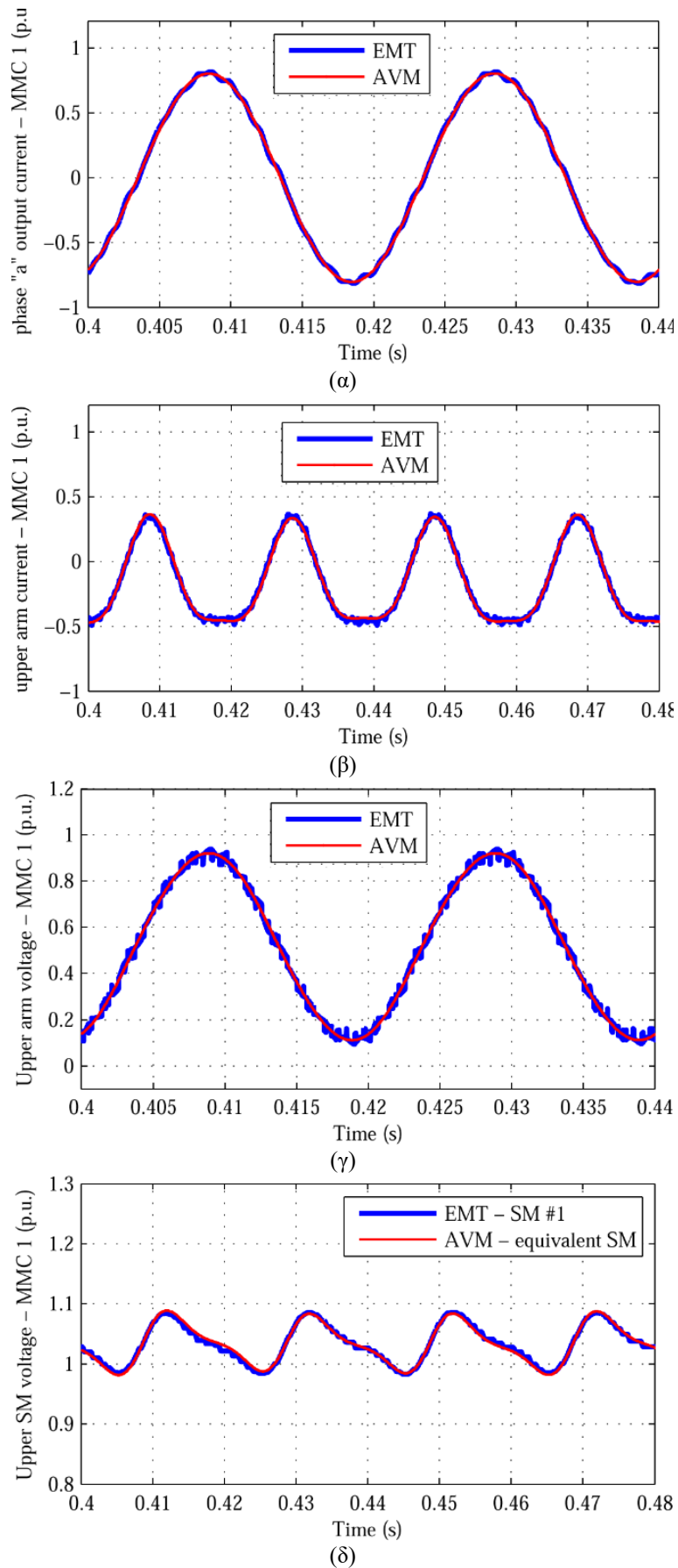
Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι σε όλα τα σενάρια προσομοίωσης το μοντέλο μέσης τιμής AVM επιτυγχάνει σημαντικά μικρότερους χρόνους προσομοίωσης, όπως επιβεβαιώνεται και από τα αποτελέσματα του Πίν. 2.1, στον οποίο παρατίθενται χρόνοι εκτέλεσης της προσομοίωσης για χρονικό διάστημα λειτουργίας του συστήματος διασύνδεσης 1 s. Η συγκριτική αξιολόγηση πραγματοποιήθηκε σε υπολογιστή που διαθέτει κεντρική μονάδα επεξεργασίας i7-4790 και μέγεθος μνήμης RAM 16 GB. Από τα αποτελέσματα του Πίν. 2.1 συμπεραίνεται ότι το απλοποιημένο μοντέλο μέσης τιμής μπορεί να επιταχύνει τον χρόνο προσομοίωσης από 7 έως 13 φορές συγκριτικά με το πλήρες διακοπτικό μοντέλο προσομοίωσης, ανάλογα με το εφαρμοζόμενο βήμα προσομοίωσης που επιλέγεται στο λογισμικό Matlab/Simulink. Μάλιστα, λόγω της αντικατάστασης των ημιαγωγικών διακοπών του κυκλώματος του μετατροπέα με ισοδύναμες πηγές τάσης, δεν είναι αναγκαία η διατήρηση πολύ μικρού βήματος προσομοίωσης στο μοντέλο μέσης τιμής AVM, γεγονός που επιτρέπει την επιτάχυνση της προσομοίωσης στον μέγιστο δυνατό βαθμό.

Πίν. 2.1. Χρόνοι εκτέλεσης προσομοίωσης του πλήρους διακοπτικού μοντέλου προσομοίωσης (EMT) και του μοντέλου μέσης τιμής (AVM) της ακτινικής διασύνδεσης MMC-HVDC του Σχ. 2.1, για διάστημα λειτουργίας 1 s.

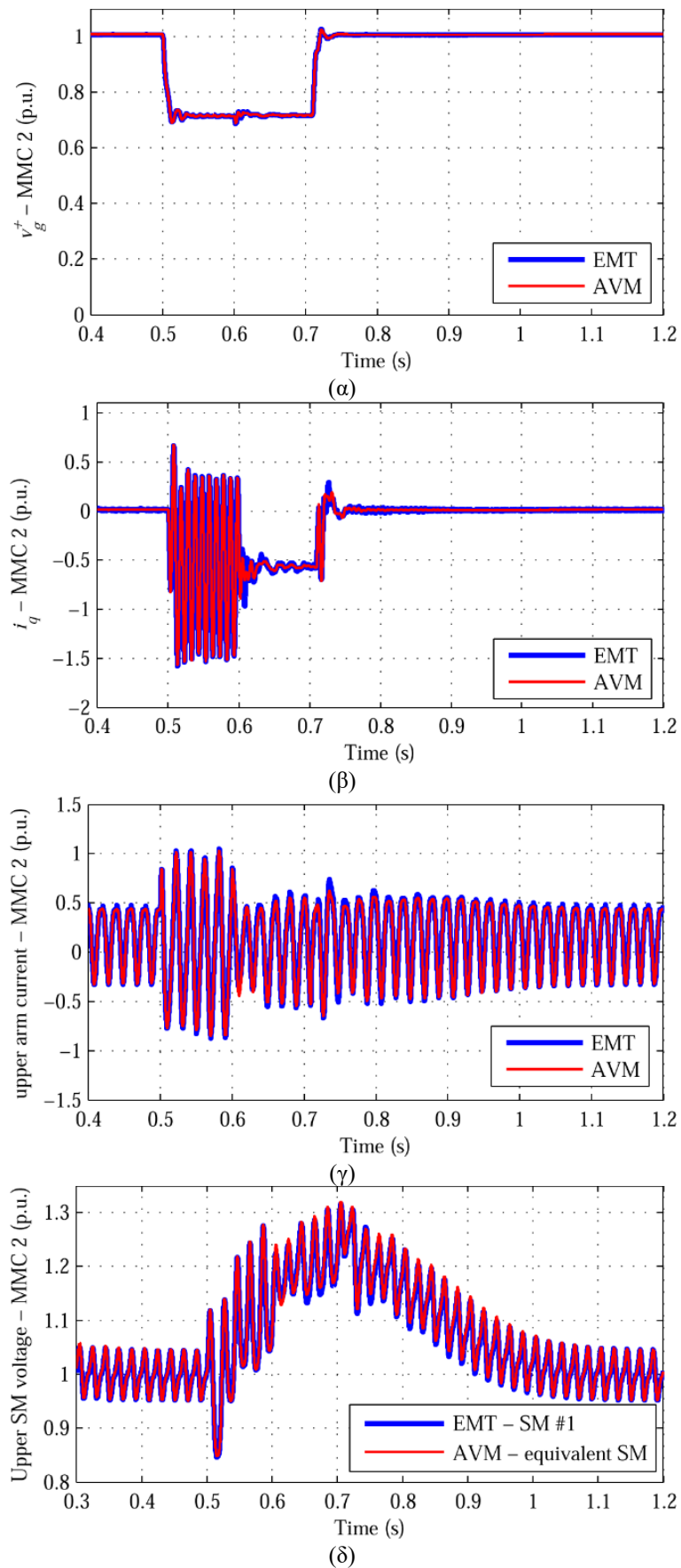
Μοντέλο	Βήμα προσομοίωσης (μs)	Χρόνος εκτέλεσης προσομοίωσης (s)
EMT	5	255
	10	168
	20	115
AVM	5	34
	10	17
	20	9



Σχ. 2.4. Απόκριση μετατροπέα MMC #1 κατόπιν εντολής αντιστροφής της ροής ενεργού ισχύος. (α) Ενεργός ισχύς εξόδου μετατροπέων MMC, (β) Ρεύμα εξόδου φάσης “a” μετατροπέα MMC #1, (γ) ρεύμα άνω υποσκέλους φάσης “a” μετατροπέα MMC #1, (δ) τάση υπομονάδας SM #1, άνω υποσκέλους, φάσης “a”.



Σχ. 2.5. Απόκριση μόνιμης κατάστασης μετατροπέα MMC #1 για το σενάριο προσομοίωσης του Σχ. 2.4. (α) Ρεύμα εξόδου φάσης “a”, (β) Ρεύμα άνω υποσκέλους φάσης “a”, (γ) ac τάση άνω υποσκέλους φάσης “a”, (δ) τάση υπομονάδας SM #1, άνω υποσκέλους φάσης “a”.

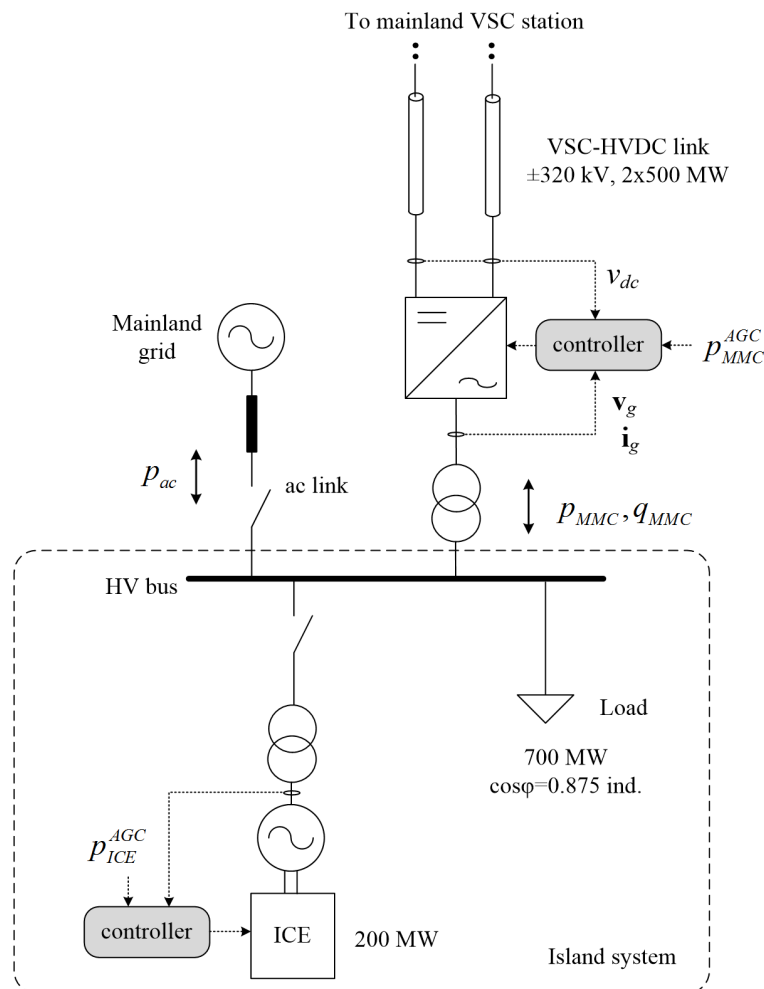


Σχ. 2.6. Απόκριση μετατροπέα MMC #2 σε μονοφασικό σφάλμα στην πλευρά των 400 kV του Μ/Σ του μετατροπέα. (α) Εκτιμώμενη τάση θετικής ακολουθίας από τη διάταξη PLL, (β) άεργος συνιστώσα ρεύματος εξόδου, (γ) ρεύμα άνω υποσκέλους φάσης “α”, (δ) τάση υπομονάδας SM #1, άνω υποσκέλους φάσης “α”.

## 2.2 Συγκριτική αξιολόγηση υποψήφιων τεχνικών ελέγχου για νησιωτικούς μετατροπείς VSC-HVDC

### 2.2.1 Εξεταζόμενη τοπολογία και τεχνικές ελέγχου

Στην παρούσα ανάλυση αξιολογούνται υποψήφιες τεχνικές ελέγχου του συστήματος διασύνδεσης VSC-HVDC για εφαρμογές διασύνδεσης νησιωτικών ΣΗΕ με το ηπειρωτικό σύστημα. Στο Σχ. 2.7 εικονίζεται η απλοποιημένη τοπολογία διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ προς εξέταση, η οποία βασίζεται στην προγραμματιζόμενη ηλεκτρική διασύνδεση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) [9]. Περιλαμβάνει διασύνδεση VSC-HVDC τάσης λειτουργίας  $\pm 320$  kV, μεταφορικής ικανότητας  $2 \times 500$  MW, και μήκους περί τα 300 km, και εξωτερική διασύνδεση ΕΡ η οποία αναπαρίσταται απλοποιημένα με τον διακόπτη ισχύος που εικονίζεται στο Σχ. 2.7. Για τις ανάγκες της παρούσας ανάλυσης, το ηπειρωτικό σύστημα αναπαρίσταται από το ισοδύναμο κύκλωμα Thevenin, με σταθερή τάση και συχνότητα λειτουργίας, καθώς κάθε μεταβολή στη ζήτηση του νησιωτικού ΣΗΕ δεν αναμένεται να επιφέρει εμφανή διαφοροποίηση στη συχνότητα λειτουργίας του πολύ μεγαλύτερου διασυνδεδεμένου ηπειρωτικού συστήματος. Για την εξασφάλιση της απρόσκοπτης λειτουργίας του νησιωτικού ΣΗΕ σε συνθήκες διαταραχών σε περιόδους υψηλής ζήτησης, θεωρείται ότι στο νησί παραμένει σε λειτουργία τοπικός σταθμός παραγωγής ισχύος περί τα 200 MW, που απαρτίζεται από ευέλικτες μηχανές εσωτερικής καύσης (Internal Combustion Engines – ICEs). Η ισοδύναμη ΜΕΚ που μοντελοποιήθηκε στην παρούσα ανάλυση διαθέτει ρυθμιστή στροφών τύπου Woodward και συμβατικό ρυθμιστή τάσης [10].



Σχ. 2.7. Εξεταζόμενη τοπολογία διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ, με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΣΡ, ΕΡ και τοπικής συμβατικής παραγωγής.

Για τη μείωση της υπολογιστικής πολυπλοκότητας του μοντέλου προσομοίωσης και τη δυνατότητα διενέργειας προσομοιώσεων σε μεγάλη χρονική κλίμακα, της τάξης των δεκάδων s, τα συστήματα του νησιωτικού και ηπειρωτικού μετατροπέα VSC-HVDC αναπαρίστανται από το μοντέλο μέσης τιμής που περιγράφηκε στην παράγραφο 2.1, η ακρίβεια του οποίου επικυρώθηκε με συγκριτική αξιολόγηση της απόκρισής του συγκριτικά με αυτή του πλήρους διακοπτικού μοντέλου προσομοίωσης. Όλα τα υποσυστήματα και οι ελεγκτές υλοποιήθηκαν στο πακέτο προσομοίωσης SimPowerSystems του λογισμικού Matlab/Simulink [6].

Αναφορικά με τις εξεταζόμενες τεχνικές ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα VSC-HVDC, επιλέχθηκαν προς αξιολόγηση δύο σχήματα ελέγχου διαφορετικής φιλοσοφίας ως προς τον τρόπο συγχρονισμού τους με τη συχνότητα λειτουργίας που επιβάλλεται στο νησιωτικό ΣΗΕ από το ηπειρωτικό σύστημα μέσω της εξωτερικής διασύνδεσης EP. Στο Σχ. 2.8(α) εικονίζεται το συμβατικό σχήμα ελέγχου ρεύματος που λειτουργεί στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς (SRF), με χρήση της εκτιμώμενης φάσης της τάσης του δικτύου που προσδιορίζεται από τη διάταξη PLL. Στο εν λόγω σχήμα ελέγχου έχουν ενσωματωθεί οι λειτουργίες ρύθμισης συχνότητας, μέσω αναδιαμόρφωσης της ενεργού ισχύος αναφοράς συναρτήσει των μετρούμενων μεταβολών συχνότητας, και ρύθμισης τάσης, μέσω αναδιαμόρφωσης της τάσης αναφοράς συναρτήσει της μετρούμενης αέργου ισχύος εξόδου που εγγχεί ο μετατροπέας στο νησιωτικό ΣΗΕ.

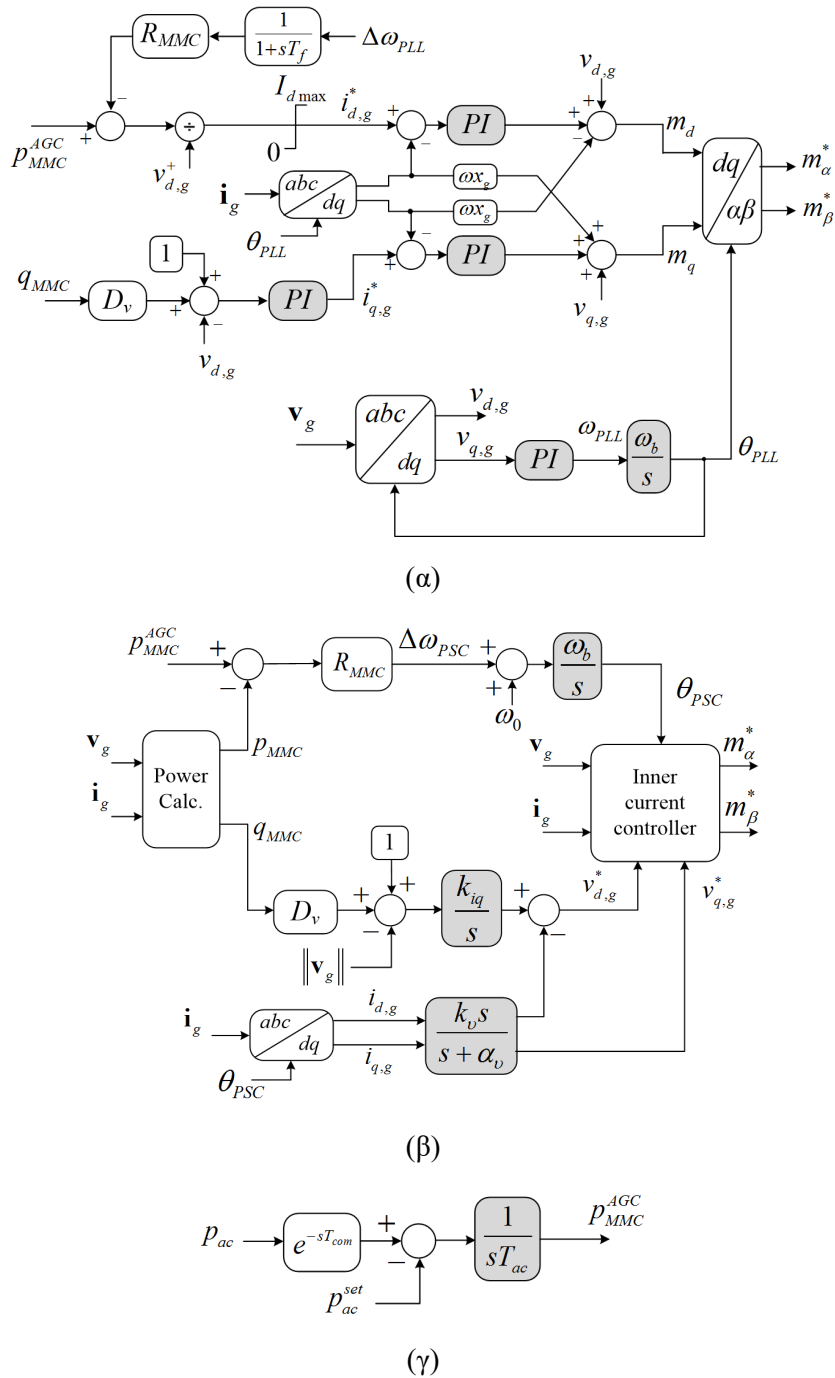
Στο Σχ. 2.8(β) εικονίζεται η εναλλακτική στρατηγική ελέγχου που εφαρμόζεται στο νησιωτικό σύστημα διασύνδεσης, και βασίζεται στη φιλοσοφία ελέγχου συγχρονισμού ισχύος (Power Synchronization Control – PSC) [11], [12]. Στην εν λόγω στρατηγική, η απόκλιση της ενεργού ισχύος εξόδου από την τιμή αναφοράς αναδιαμορφώνει απευθείας τη φάση του διανύσματος της τάσης εξόδου του μετατροπέα  $\theta_{PSC}$ , αντί αυτή να προσδιορίζεται από εξωτερική διάταξη κλειδώματος φάσης, προσομοιάζοντας έτσι τη φυσική λειτουργία των στρεφόμενων ηλεκτρικών μηχανών που είναι απευθείας συνδεδεμένες στο δίκτυο. Με αντίστοιχη λογική, το μέτρο της τάσης εξόδου του μετατροπέα διαμορφώνεται από ολοκληρωτικό βρόχο ελέγχου. Ένα ενδιαφέρον χαρακτηριστικό της εν λόγω στρατηγικής είναι η εγγενής ικανότητα λειτουργίας ρύθμισης στατισμού συχνότητας, η οποία καθορίζεται μέσω του κέρδους  $R_{MMC}$  του βρόχου συγχρονισμού ισχύος [12]. Τέλος, παραμένει αναγκαία η ενσωμάτωση ενός εσωτερικού βρόχου ελέγχου ρεύματος, προκειμένου να είναι εφικτή η καταστολή πιθανών υπερεντάσεων που δημιουργούνται στον μετατροπέα κατόπιν εμφάνισης σφαλμάτων επί του νησιωτικού ΣΗΕ. Η δομή του εν λόγω ελεγκτή περιγράφεται αναλυτικά στην αναφορά [11].

Λόγω της συνύπαρξης της εξωτερικής διασύνδεσης EP, οποιαδήποτε μεταβολή στη ζήτηση του νησιωτικού ΣΗΕ αναμένεται πρωτίστως να εξυπηρετηθεί με φυσικό τρόπο από τη διασύνδεση EP, λόγω της σταθερής επιβαλλόμενης συχνότητας λειτουργίας από το ηπειρωτικό σύστημα. Συνεπώς, για την ομαλή λειτουργία του διασυνδεδεμένου νησιού είναι αναγκαία η ρύθμιση της διακινούμενης ενεργού ισχύος επί της διασύνδεσης EP σε πραγματικό χρόνο, προκειμένου αυτή να ρυθμίζεται στα επιθυμητά επίπεδα, και οι προκύπτουσες διακυμάνσεις της ζήτησης να εξυπηρετούνται σε δεύτερο χρόνο από το σύστημα διασύνδεσης VSC-HVDC. Για τον σκοπό αυτόν, υλοποιήθηκε ο απλοποιημένος ολοκληρωτικός ελεγκτής ισχύος του Σχ. 2.8(γ), ο οποίος επιτηρεί τη διακινούμενη ενεργό ισχύ επί της διασύνδεσης EP και αναπροσαρμόζει την ενεργό ισχύ αναφοράς  $p_{MMC}^{AGC}$  που αποστέλλεται στο σύστημα ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα, συναρτήσει της μετρούμενης απόκλισης της ροής ισχύος επί της διασύνδεσης EP από την εντολή κατανομής  $p_{ac}^{set}$ . Στην εν λόγω διεργασία λαμβάνεται υπόψη η χρονική καθυστέρηση  $T_{com}$ , που αναπαριστά τον κύκλο λειτουργίας του αυτόματου συστήματος ρύθμισης παραγωγής (5 s στην παρούσα ανάλυση), στο οποίο θεωρείται ότι είναι ενσωματωμένη η εν λόγω λειτουργία.

### 2.2.2 Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται αποτελέσματα προσομοίωσης σε κανονικές και έκτακτες συνθήκες λειτουργίας, με στόχο αφενός την αξιολόγηση των εναλλακτικών διαμορφώσεων του σχήματος ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα και αφετέρου την αξιολόγηση της δυναμικής

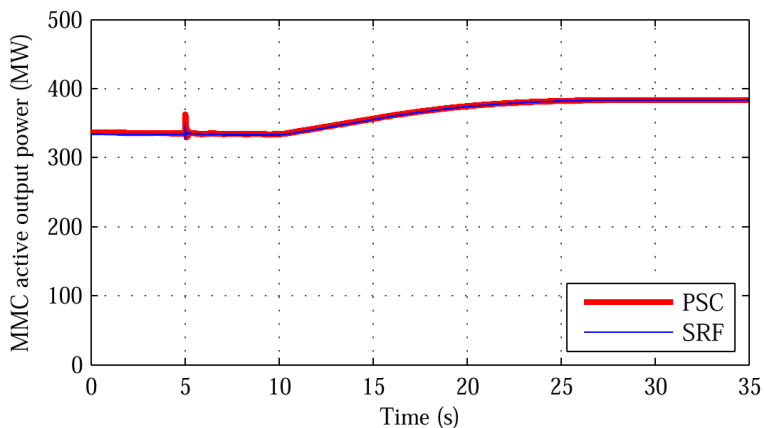
συμπεριφοράς του διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ. Η ανάλυση διενεργείται σε συνθήκες υψηλής ζήτησης, ενώ όλες οι πηγές ηλεκτροδότησης λειτουργούν παράλληλα. Το νησιωτικό φορτίο προ διαταραχής θεωρείται ίσο με 650 MW, η μονάδα ΜΕΚ λειτουργεί στο τεχνικό της ελάχιστο (50% στην παρούσα ανάλυση), και η διακινούμενη ενεργός ισχύς μέσω της διασύνδεσης ΕΡ είναι ρυθμισμένη στα 200 MW.



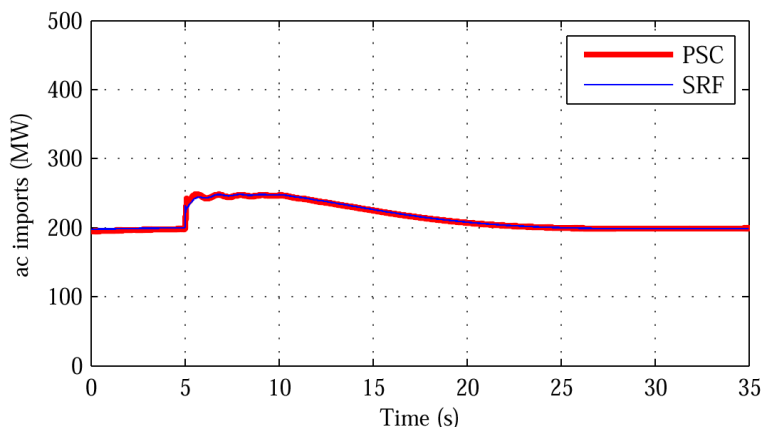
Σχ. 2.8. Εξεταζόμενες τεχνικές ελέγχου του νησιωτικού συστήματος διασύνδεσης VSC-HVDC, (α) διανυσματικός έλεγχος ρεύματος στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς, (β) έλεγχος συγχρονισμού ισχύος, (γ) ολοκληρωτικός ελεγκτής ροής ισχύος της διασύνδεσης ΕΡ.

Στο Σχ. 2.9 παρουσιάζεται η απόκριση των διασυνδέσεων ΣΡ, ΕΡ και της τοπικής μονάδας ΜΕΚ κατόπιν βηματικής αύξησης του φορτίου του νησιού κατά 50 MW. Λόγω της επιβαλλόμενης συχνότητας λειτουργίας των 50 Hz από το ηπειρωτικό σύστημα μέσω της διασύνδεσης ΕΡ, το πρόσθετο φορτίο εξυπηρετείται από τη διασύνδεση ΕΡ κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα μετά την αύξηση του φορτίου. Το εν λόγω πρόσθετο φορτίο εξυπηρετείται σε δεύτερο χρόνο από τη διασύνδεση ΣΡ, μέσω

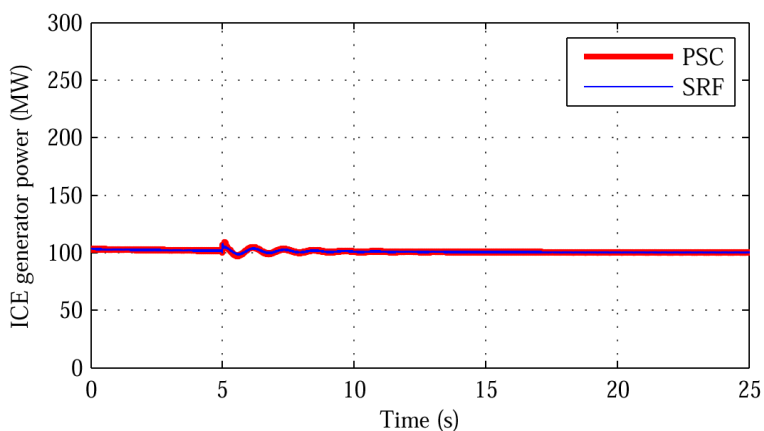
της ενεργοποίησης του ολοκληρωτικού ελεγκτή ισχύος του Σχ. 2.8(γ), ο οποίος αποκαθιστά την διακινούμενη ισχύ επί της διασύνδεσης EP στα επίπεδα προ διαταραχής (200 MW), αυξάνοντας ομαλά την εγχεόμενη ενεργό ισχύ του νησιωτικού μετατροπέα MMC. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ενεργός ισχύς εξόδου της τοπικής μονάδας MEK παραμένει πρακτικά αμετάβλητη, λόγω της σταθερής συχνότητας λειτουργίας που επιβάλλεται από το ηπειρωτικό σύστημα. Η απόκριση των δύο εξεταζόμενων σχημάτων ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα (SRF και PSC) είναι πανομοιότυπη για τις συγκεκριμένες συνθήκες λειτουργίας, όπως και αναμενόταν, καθώς και στις δύο περιπτώσεις επιτυγχάνεται ταχύς συγχρονισμός του συστήματος ελέγχου με τη συχνότητα λειτουργίας του νησιωτικού ΣΗΕ, που επιβάλλεται από το ηπειρωτικό σύστημα.



(α)



(β)

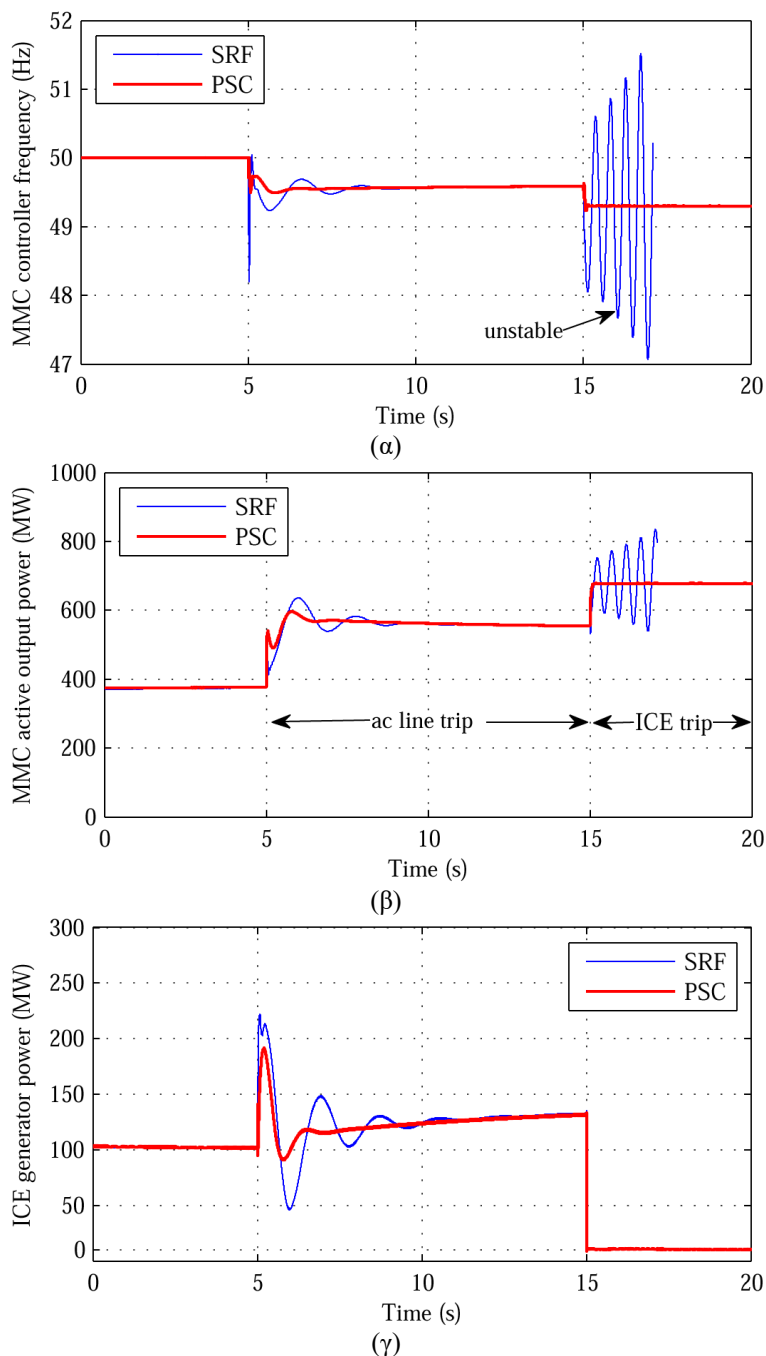


(γ)

Σχ. 2.9. Απόκριση διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ κατόπιν βηματικής αύξησης του φορτίου κατά 50 MW, για εναλλακτικές διαμορφώσεις του σχήματος ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα, (α) ενεργός ισχύς εξόδου νησιωτικού μετατροπέα MMC, (β) εισαγόμενη ενεργός ισχύς από τη διασύνδεση EP, (γ) ενεργός ισχύς εξόδου τοπικής MEK.



Στην ανάλυση που ακολουθεί, αξιολογείται η απόκριση του νησιωτικού μετατροπέα κατόπιν εμφάνισης σοβαρών διαταραχών. Ειδικότερα, προσομοιώνεται ένα ακραίο σενάριο διαδοχικής απώλειας (α) της εξωτερικής διασύνδεσης ΕΡ και (β) του τοπικού συμβατικού σταθμού παραγωγής, μεταβαίνοντας από διασυνδεδεμένη λειτουργία σε λειτουργία παθητικού συστήματος. Στο Σχ. 2.10 εικονίζεται η απόκριση του νησιωτικού μετατροπέα, υποθέτοντας ότι η εξωτερική διασύνδεση ΕΡ αποσυνδέεται στα 5 s. Και στις δύο παραλλαγές ελέγχου, ενεργοποιείται η λειτουργία ρύθμισης στατισμού συχνότητας, με αποτέλεσμα να επιτυγχάνεται η επιθυμητή ανάληψη του πρόσθετου φορτίου, που εξυπηρετούσε η διασύνδεση ΕΡ, μεταξύ της διασύνδεσης ΣΡ και της τοπικής μονάδας ΜΕΚ. Λόγω της μετάβασης του νησιωτικού ΣΗΕ σε νησιδοποιημένη λειτουργία, παρατηρείται πτώση της συχνότητας λειτουργίας κατά 0.4 Hz, η οποία εξαρτάται από τις τιμές στατισμού του ελεγκτή του μετατροπέα και του ρυθμιστή στροφών της μονάδας ΜΕΚ, οι οποίες έχουν θεωρηθεί στην παρούσα ανάλυση ίσες με 5%.



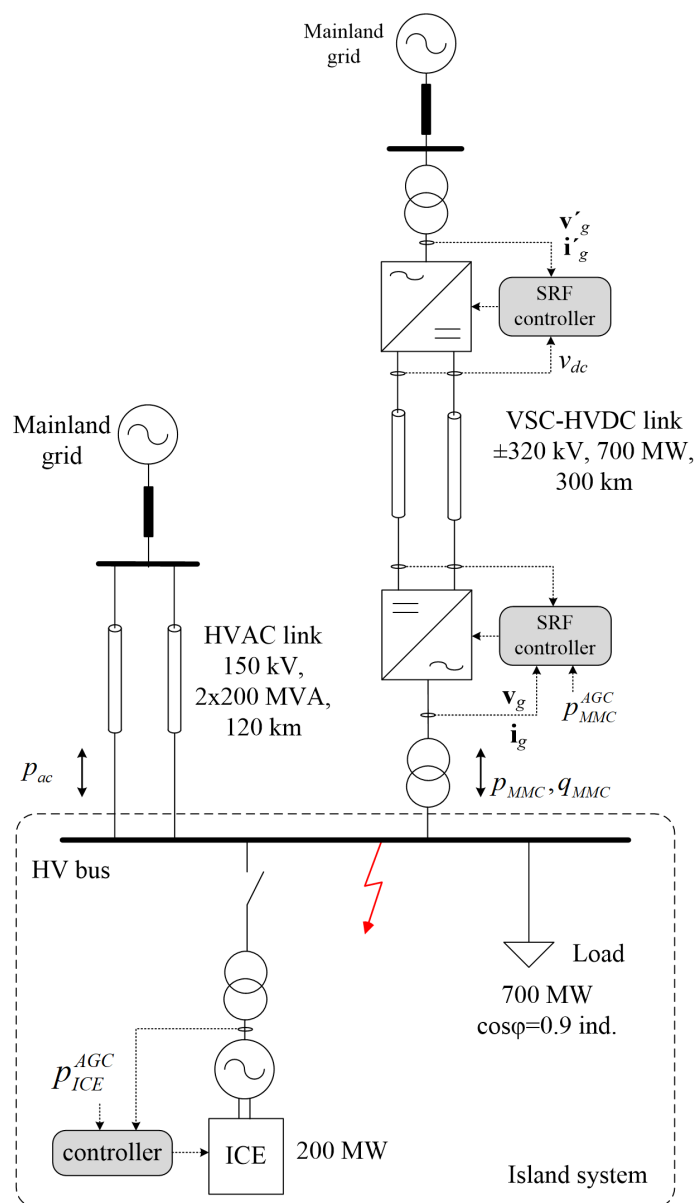
Σχ. 2.10. Απόκριση διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ κατόπιν διαδοχικής απώλειας της εξωτερικής διασύνδεσης ΕΡ και του τοπικού συμβατικού σταθμού παραγωγής, για τις εναλλακτικές διαμορφώσεις του σχήματος ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα, (α) συχνότητα λειτουργίας νησιωτικού μετατροπέα MMC, (β) ενεργός ισχύς εξόδου νησιωτικού μετατροπέα MMC, (γ) ενεργός ισχύς εξόδου τοπικής μονάδας ΜΕΚ.

Στο σενάριο προσομοίωσης του Σχ. 2.10 ακολουθεί η ξαφνική αποσύνδεση και της τοπική μονάδα MEK στα 15 s, μεταβαίνοντας σε λειτουργία παθητικού συστήματος. Πλέον παρατηρείται μη ευσταθής απόκριση του νησιωτικού μετατροπέα όταν εφαρμόζεται ο συμβατικός διανυσματικός έλεγχος ρεύματος στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς (SRF), λόγω της αδυναμίας της διάταξης PLL να διατηρήσει ευσταθή λειτουργία σε συνθήκες απώλειας εξωτερικής τάσης και συχνότητας λειτουργίας (είτε του ηπειρωτικού συστήματος είτε του τοπικού σταθμού παραγωγής). Από την άλλη πλευρά, ο έλεγχος συγχρονισμού ισχύος επιτυγχάνει ταχεία αναδιαμόρφωση της ενεργού ισχύος του νησιωτικού μετατροπέα στο μέγεθος του συνολικού φορτίου του νησιωτικού ΣΗΕ, μέσω αναπροσαρμογής της συχνότητας λειτουργίας του από τον βρόχο συγχρονισμού ισχύος του Σχ. 2.8(β). Η προκληθείσα πτώση συχνότητας, που ήταν αναγκαία για τη διατήρηση της ευσταθούς λειτουργίας του νησιωτικού μετατροπέα, μπορεί πλέον να αποκατασταθεί στην ονομαστική της τιμή με σταδιακή αύξηση της ενεργού ισχύος αναφοράς  $p_{MMC}^{AGC}$  που αποστέλλεται στο σύστημα ελέγχου του μετατροπέα. Η εν λόγω λειτουργία θα εξεταστεί αναλυτικότερα στην παράγραφο 2.4.

## 2.3 Διερεύνηση δυναμικής συμπεριφοράς διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ σε σφάλματα δικτύου με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΣΡ και ΕΡ

### 2.3.1 Εξεταζόμενη τοπολογία και τεχνικές ελέγχου

Στην παρούσα ενότητα αξιολογείται η δυναμική συμπεριφορά διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΣΡ, ΕΡ και τοπικής συμβατικής παραγωγής σε συμμετρικά και ασύμμετρα σφάλματα δικτύου. Για τον σκοπό αυτόν, εξετάζεται η τοπολογία του Σχ. 2.11, στην οποία έχει μοντελοποιηθεί αναλυτικότερα η εξωτερική διασύνδεση ΕΡ συγκριτικά με την τοπολογία του Σχ. 2.7, προκειμένου να διερευνηθεί με μεγαλύτερο βαθμό ακρίβειας η αλληλεπίδραση των πηγών ηλεκτροδότησης που λειτουργούν παράλληλα σε μεταβατικές συνθήκες σφάλματος. Λαμβάνοντας υπόψη τον υφιστάμενο σχεδιασμό του ΑΔΜΗΕ για τη διασύνδεση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ [9], η διασύνδεση ΕΡ μοντελοποιήθηκε με δύο υποβρύχια καλώδια 150 kV, μήκους 120 km, και ονομαστικής ικανότητας 200 MVA έκαστο. Για τα καλώδια χρησιμοποιήθηκε το λεπτομερές μοντέλο καταναμημένων παραμέτρων, που είναι διαθέσιμο στη βιβλιοθήκη του λογισμικού Matlab/Simulink [6].



Σχ. 2.11. Εξεταζόμενη τοπολογία διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΣΡ, ΕΡ και τοπικής συμβατικής παραγωγής.

Αναφορικά με το εφαρμοζόμενο σχήμα ελέγχου του συστήματος διασύνδεσης VSC-HVDC, επιλέχθηκε αυτό του διανυσματικού ελέγχου ρεύματος στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς (SRF) με διάταξη κλειδώματος φάσης, οι αρχές και η λειτουργικότητα του οποίου παρουσιάστηκαν στις παραγράφους 2.1 και 2.2. Ο νησιωτικός μετατροπέας ελέγχει την ενεργό ισχύ εξόδου του σε εξωτερική εντολή αναφοράς  $P_{MMC}^{AGC}$ , ενώ ο ηπειρωτικός μετατροπέας ρυθμίζει την ενεργό του ισχύ στα επίπεδα λειτουργίας του νησιωτικού μετατροπέα, εφαρμόζοντας αναλογικό-ολοκληρωτικό (PI) έλεγχο της dc τάσης λειτουργίας του συνδέσμου VSC-HVDC.

### 2.3.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης

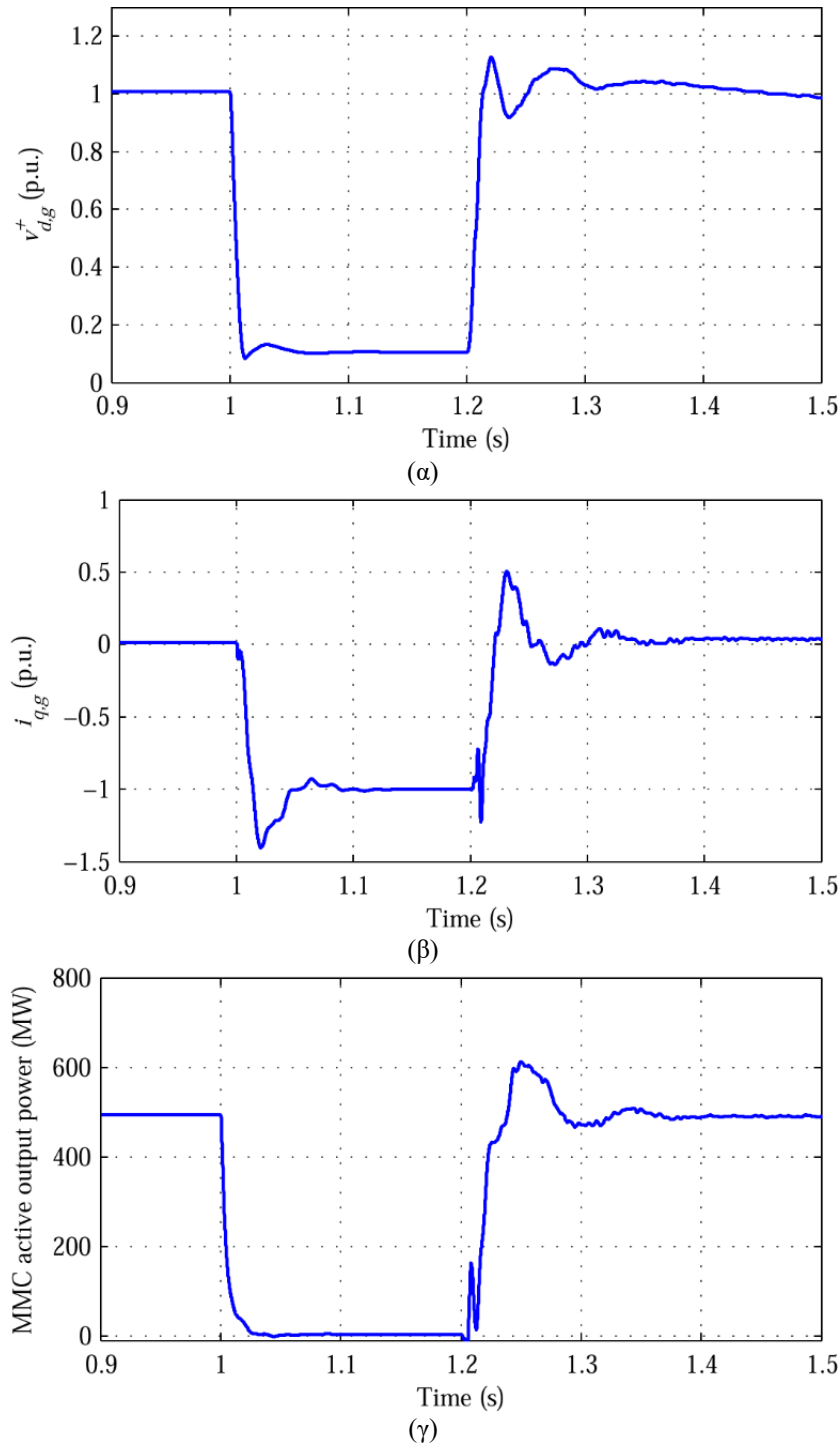
Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται αποτελέσματα προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος διασύνδεσης MMC-HVDC σε συμμετρικά και ασύμμετρα σφάλματα δικτύου. Η ανάλυση διενεργείται σε συνθήκες υψηλής ζήτησης, ενώ όλες οι πηγές ηλεκτροδότησης του Σχ. 2.11 λειτουργούν παράλληλα. Η διασύνδεση ΣΡ εγγεί 500 MW, η τοπική μονάδα MEK λειτουργεί στο τεχνικό της ελάχιστο (50%), και η διακινούμενη ενεργός ισχύς επί της διασύνδεσης ΕΡ έχει ρυθμιστεί στα 100 MW.

Αρχικά εξετάζεται η απόκριση του συστήματος στη δυσμενέστερη περίπτωση τριφασικού σφάλματος επί του νησιωτικού ΣΗΕ, θεωρώντας μηδενική αντίσταση σφάλματος. Το εν λόγω σφάλμα οδηγεί σε παραμένουσα τάση θετικής ακολουθίας της τάξης του 10% της ονομαστικής, στους ακροδέκτες του νησιωτικού μετατροπέα MMC, όπως εικονίζεται στο Σχ. 2.12(α). Η εν λόγω βύθιση τάσης ενεργοποιεί τη λειτουργία ταχείας υποστήριξης της τάσης του δικτύου, που είναι ενσωματωμένη στο σύστημα ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα MMC, ο οποίος ρυθμίζει την άεργο συνιστώσα του ρεύματος εξόδου στο 100% της ονομαστικής έντασης εντός 50 ms κατόπιν εμφάνισης της διαταραχής. Η εν λόγω λειτουργία, σε συνδυασμό με το μεγάλο μέγεθος βύθισης τάσης, οδηγούν σε μηδενισμό της εγγεόμενης ενεργού ισχύος του νησιωτικού μετατροπέα κατά τη διάρκεια του σφάλματος (Σχ. 2.12(γ)).

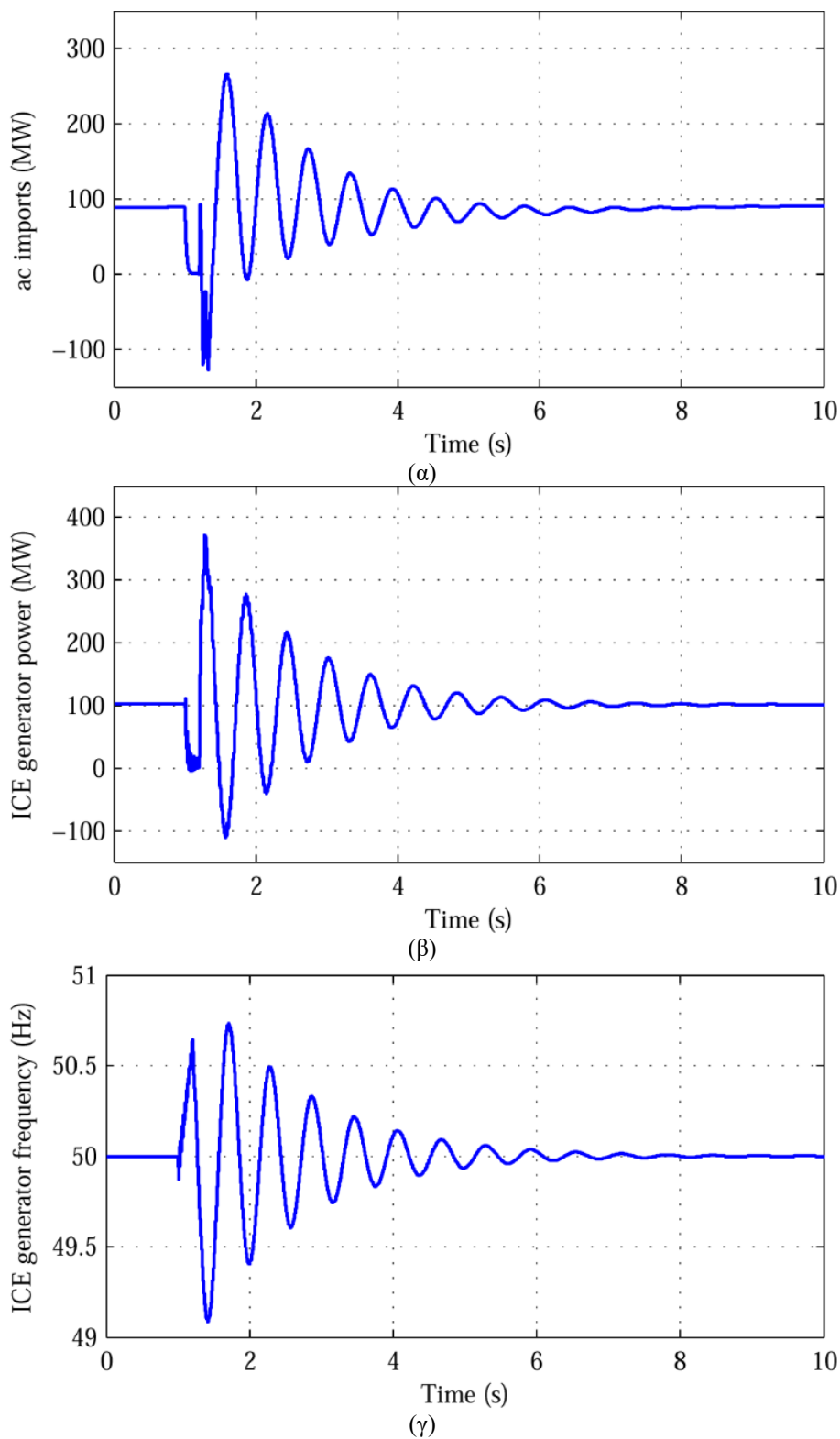
Λόγω της προκληθείσας βύθισης τάσης επί του νησιωτικού ΣΗΕ, παρατηρείται προσωρινή επιτάχυνση της τοπικής μονάδας MEK, η οποία μετά την εκκαθάριση του σφάλματος οδηγεί σε έντονες ηλεκτρομηχανικές ταλαντώσεις που φαίνονται στο Σχ. 2.13, οι οποίες προκαλούν μεταβατικές διακυμάνσεις αντίστοιχου χαρακτήρα στην ενεργό ισχύ που διακινείται μέσω της διασύνδεσης ΕΡ, η οποία προσεγγίζει στιγμιαία ακόμα και την τιμή των 270 MW μετά την εκκαθάριση του σφάλματος (βλ. Σχ. 2.13(α)). Το γεγονός αυτό εγείρει προβληματισμό ως προς την ικανότητα απρόσκοπτης λειτουργίας του διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ σε πραγματικές συνθήκες διαταραχών και χρήζει περαιτέρω διερεύνησης, καθώς σχετίζεται άμεσα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τη χωροθέτηση των τοπικών σταθμών παραγωγής που τελικά θα παραμείνουν σε λειτουργία για λόγους ασφάλειας. Παρόλα αυτά, στα αποτελέσματα προσομοίωσης του Σχ. 2.13 παρατηρείται ταχεία απόσβεση των ηλεκτρομηχανικών ταλαντώσεων, εντός 5 s μετά την εκδήλωση της διαταραχής.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται αποτελέσματα προσομοίωσης για το λιγότερο δυσμενές μονοφασικό σφάλμα επί του νησιωτικού ΣΗΕ. Όπως φαίνεται και στο Σχ. 2.14, το εν λόγω σφάλμα προκαλεί μικρότερου μεγέθους βύθιση τάσης συγκριτικά με την περίπτωση του τριφασικού σφάλματος, καθώς η απομένουσα τάση θετικής ακολουθίας προκύπτει περίπου στο 65% της ονομαστικής, στους ακροδέκτες του νησιωτικού μετατροπέα MMC. Η εν λόγω βύθιση τάσης ενεργοποιεί ξανά τη λειτουργία ταχείας υποστήριξης της τάσης του δικτύου, με αποτέλεσμα ο νησιωτικός μετατροπέας να ρυθμίσει την άεργο συνιστώσα του ρεύματος εξόδου στο 70% της ονομαστικής έντασης εντός 50 ms μετά την εμφάνιση του σφάλματος. Όπως αναμενόταν, η επίδραση του μονοφασικού σφάλματος είναι λιγότερο δυσμενής συγκριτικά με την περίπτωση του τριφασικού σφάλματος, καθώς ο νησιωτικός μετατροπέας διατηρεί τη δυνατότητα έγχυσης ενεργού ισχύος κατά τη διάρκεια του σφάλματος, η οποία ωστόσο εμφανίζει έντονες ταλαντώσεις των 100 Hz λόγω του μεγέθους της αρνητικής ακολουθίας της τάσης του δικτύου. Τα αποτελέσματα του Σχ. 2.15 επιβεβαιώνουν την ομαλότερη δυναμική συμπεριφορά που εμφανίζουν η τοπική μονάδα MEK και η διασύνδεση ΕΡ, καθώς οι προκληθείσες ηλεκτρομηχανικές ταλαντώσεις έχουν πολύ μικρότερο μέγεθος συγκριτικά με αυτές του Σχ. 2.13.

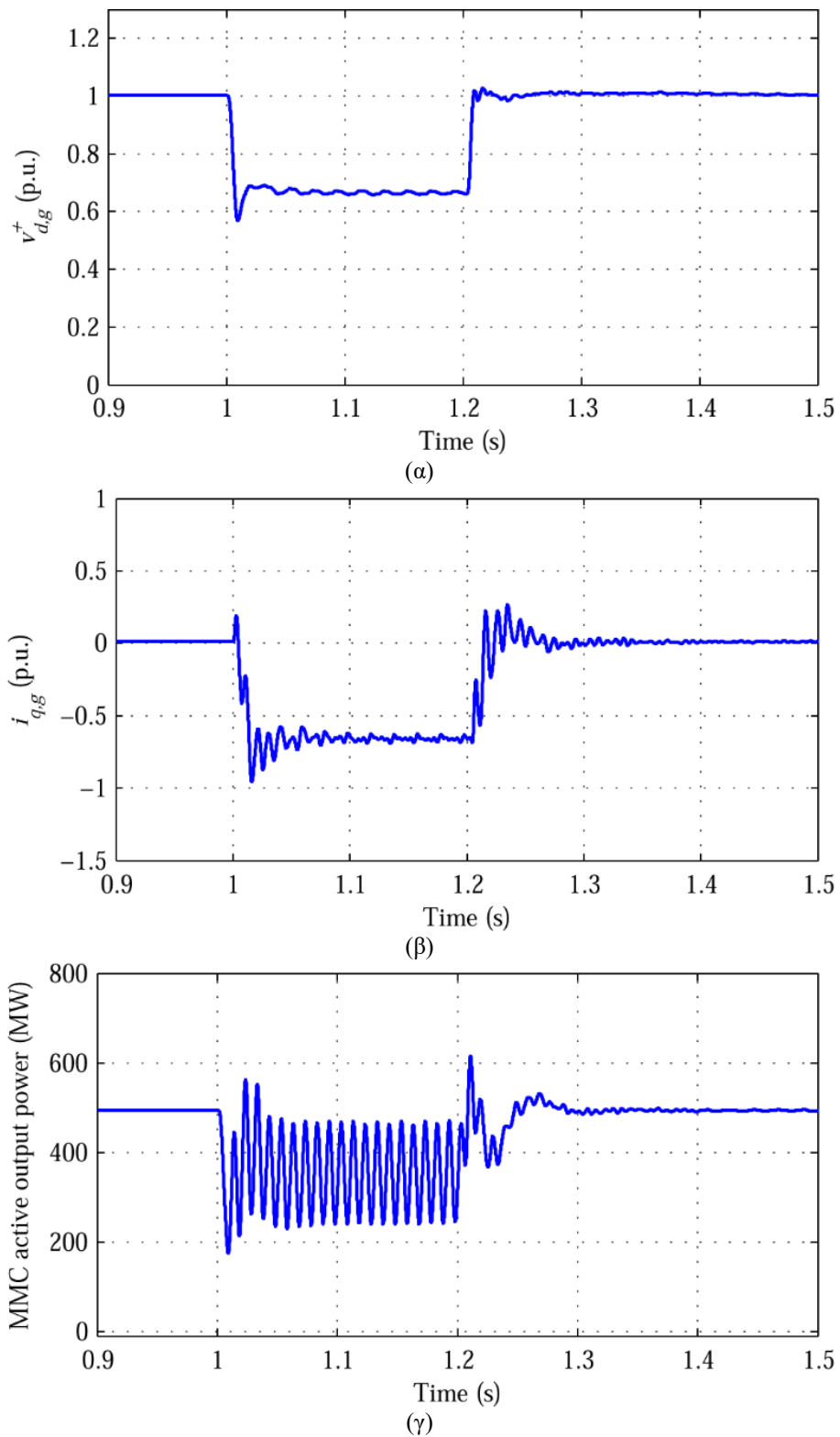
Τέλος, αξίζει να σημειωθεί πως και στις δύο περιπτώσεις σφάλματος παρατηρείται καλή δυναμική συμπεριφορά στον σύνδεσμο MMC-HVDC (βλ. Σχ. 2.16), καθώς η προκληθείσα dc υπέρταση δεν υπερβαίνει το 10% της ονομαστικής, ακόμα και για τη δυσμενή περίπτωση του τριφασικού σφάλματος, λόγω της ταχείας απόκρισης του PI ελεγκτή της dc τάσης λειτουργίας, ο οποίος είναι ενσωματωμένος στο σύστημα ελέγχου του ηπειρωτικού μετατροπέα MMC, ρυθμίζοντας αποτελεσματικά την ενεργό ισχύ που απορροφά από το ηπειρωτικό σύστημα, στα χαμηλά επίπεδα ενεργού ισχύος που εγγείει ο νησιωτικός μετατροπέας κατά τη διάρκεια του σφάλματος.



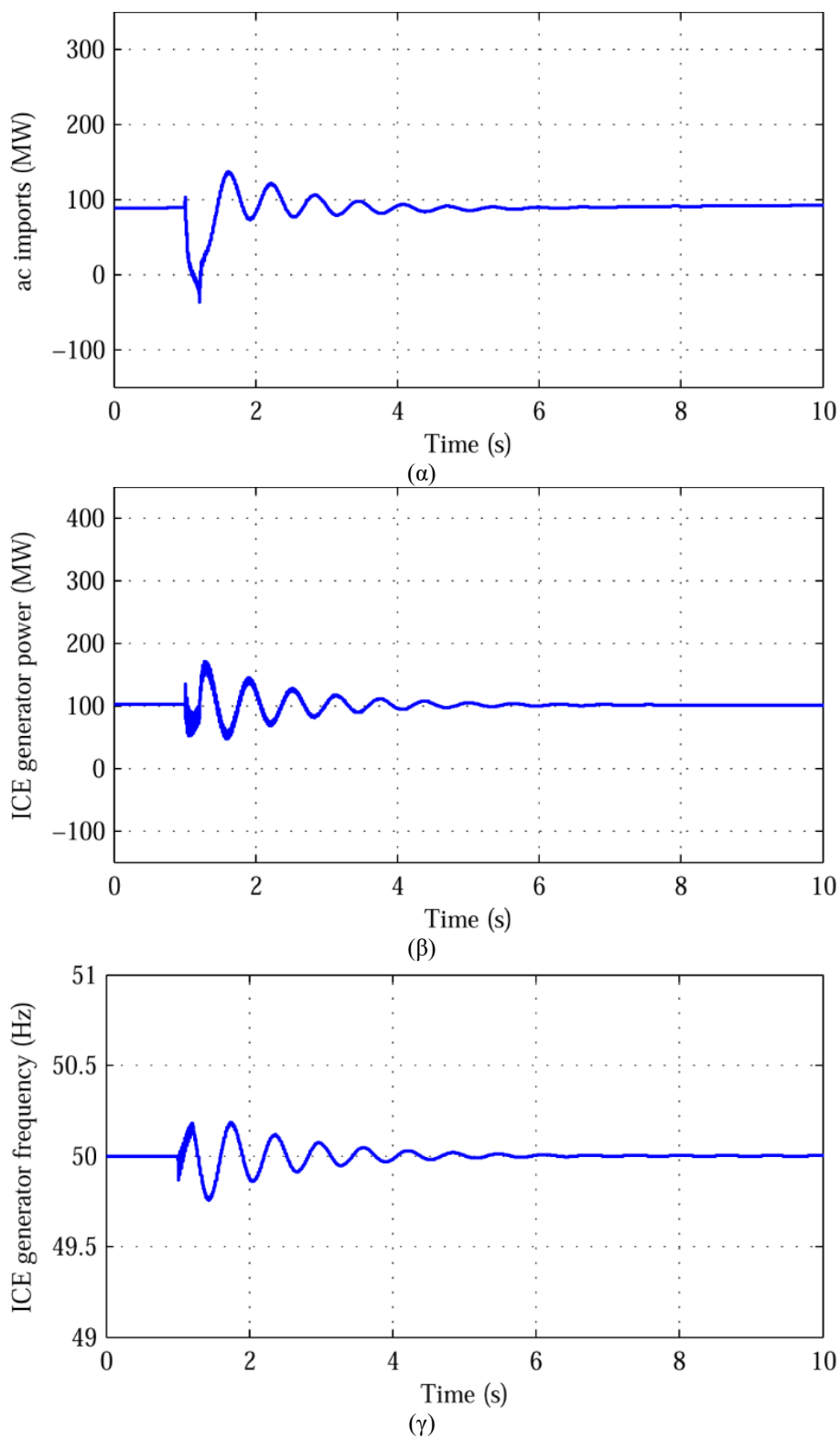
Σχ. 2.12. Απόκριση νησιωτικού μετατροπέα MMC σε τριφασικό σφάλμα στην πλευρά των 150 kV του Μ/Σ του μετατροπέα, (α) μετρούμενη τάση θετικής ακολουθίας από τη διάταξη PLL, (β) άεργος συνιστώσα ρεύματος εξόδου νησιωτικού μετατροπέα MMC, (γ) ενεργός ισχύς εξόδου νησιωτικού μετατροπέα MMC.



Σχ. 2.13. Απόκριση νησιωτικού ΣΗΕ για την ίδια διαταραχή με αυτή του Σχ. 2.12, (α) διακινούμενη ενεργός ισχύς επί της διασύνδεσης ΕΡ, (β) ενεργός ισχύς εξόδου τοπικής μονάδας ΜΕΚ, (γ) συχνότητα λειτουργίας τοπικής μονάδας ΜΕΚ.

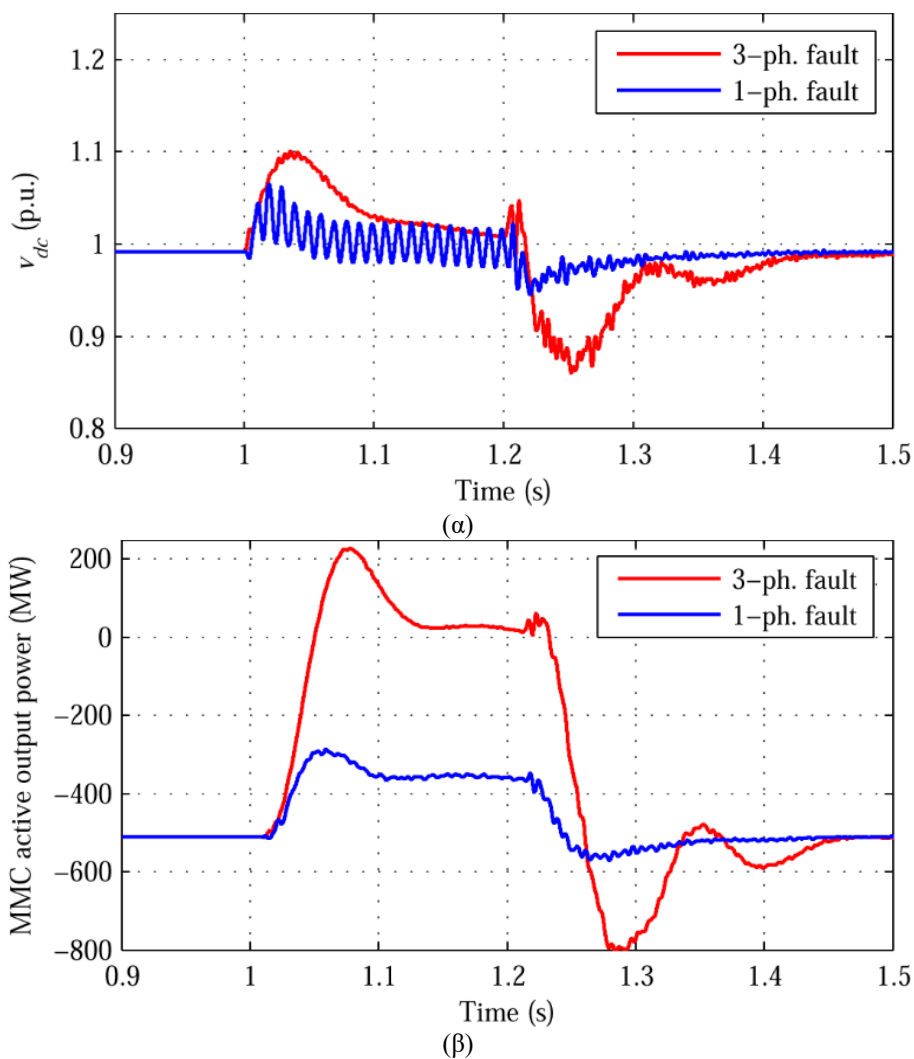


Σχ. 2.14. Απόκριση νησιωτικού μετατροπέα σε μονοφασικό σφάλμα στην πλευρά των 150 kV, του Μ/Σ του μετατροπέα, (α) μετρούμενη τάση θετικής ακολουθίας από τη διάταξη PLL, (β) άεργος συνιστώσα ρεύματος εξόδου νησιωτικού μετατροπέα MMC, (γ) ενεργός ισχύς εξόδου νησιωτικού μετατροπέα MMC.



Σχ. 2.15. Απόκριση νησιωτικού ΣΗΕ για την ίδια διαταραχή με αυτή του Σχ. 2.14, (α) διακινούμενη ενεργός ισχύς επί της διασύνδεσης ΕΡ, (β) ενεργός ισχύς εξόδου τοπικής μονάδας ΜΕΚ, (γ) συχνότητα λειτουργίας τοπικής μονάδας ΜΕΚ.





Σχ. 2.16. Απόκριση συστήματος διασύνδεσης MMC-HVDC για τις διαταραχές των Σχ. 2.12-2.15, (α) dc τάση λειτουργίας στους ακροδέκτες του νησιωτικού μετατροπέα MMC, (β) ενεργός ισχύς εξόδου ηπειρωτικού μετατροπέα MMC.

## 2.4 Διερεύνηση απόκρισης συχνότητας νησιωτικού μετατροπέα VSC-HVDC με βελτιωμένο έλεγχο συγχρονισμού ισχύος

### 2.4.1 Εισαγωγή

Ένα από τα βασικά συμπεράσματα της ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε στην παράγραφο 2.2 για διασυνδεδεμένα νησιωτικά ΣΗΕ με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΣΡ και ΕΡ είναι η εμφάνιση έντονων διακυμάνσεων συχνότητας κατά τη μετάβαση σε νησιδοποιημένη λειτουργία, η οποία θα μπορούσε να προκύψει κατόπιν σοβαρής διαταραχής όπως η απώλεια της εξωτερικής διασύνδεσης ΕΡ. Το γεγονός αυτό εγείρει προβληματισμό ως προς την ικανότητα ασφαλούς λειτουργίας του διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ σε έκτακτες συνθήκες, λόγω της πιθανότητας ενεργοποίησης μέσω προστασίας συχνότητας που υπάρχουν σε τοπικούς σταθμούς συμβατικής παραγωγής ή/και σταθμούς ΑΠΕ, οδηγώντας στη διαδοχική τους αποσύνδεση από το σύστημα και ενδεχομένως σε ολική σβέση του νησιωτικού ΣΗΕ.

Με αφορμή τα παραπάνω, στην παρούσα μεταδιδακτορική έρευνα αναπτύχθηκε πρωτότυπη τεχνική ελέγχου για τον νησιωτικό μετατροπέα VSC-HVDC, με στόχο τη βελτίωση της απόκρισης συχνότητας του νησιωτικού ΣΗΕ σε έκτακτες συνθήκες λειτουργίας. Η εν λόγω στρατηγική βασίζεται στη φιλοσοφία ελέγχου συγχρονισμού ισχύος [11], [12], στην οποία ωστόσο ενσωματώνεται και πρόσθετη λειτουργία παροχής εικονικής αδράνειας (inertia emulation control – INEC), με στόχο την αποτελεσματική καταστολή γρήγορων μεταβολών συχνότητας που θα μπορούσαν να προκληθούν στο νησιωτικό ΣΗΕ αμέσως μετά την εμφάνιση σοβαρής διαταραχής.

Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης στρατηγικής ελέγχου, εξετάζεται η απλοποιημένη τοπολογία διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ που παρουσιάστηκε στο Σχ. 2.7, η οποία συγκροτείται από διασύνδεση ΣΡ ±320 kV 2x500 MW, εξωτερική διασύνδεση ΕΡ, και τοπική συμβατική παραγωγή μεγέθους περί τα 200 MW. Όπως και στις προηγούμενες αναλύσεις, χρησιμοποιούνται τα απλοποιημένα μοντέλα μέσης τιμής για τη μοντελοποίηση του νησιωτικού και του ηπειρωτικού πολυεπίπεδου μετατροπέα MMC-HVDC.

### 2.4.2 Ανάλυση βελτιωμένου ελέγχου συγχρονισμού ισχύος στο πεδίο της συχνότητας

Στο Σχ. 2.17 εικονίζεται απλοποιημένα η διασύνδεση του νησιωτικού μετατροπέα με το ηπειρωτικό σύστημα, μέσω της διασύνδεσης ΕΡ, όπου οι παράμετροι  $R$ ,  $L$  συμβολίζουν τη συνολική σύνθετη αντίσταση που παρεμβάλλεται μεταξύ του νησιωτικού μετατροπέα και του ηπειρωτικού συστήματος. Για την ανάλυση του προτεινόμενου βρόχου ελέγχου συγχρονισμού ισχύος στο πεδίο της συχνότητας εφαρμόζεται η μεθοδολογία ανάλυσης μικρού σήματος (small-signal model), μέσω της οποίας εξάγεται το διάγραμμα βαθμίδων του Σχ. 2.18. Η συνάρτηση μεταφοράς  $J_{P\delta}(s)$  συνδέει την απόκριση της ενεργού ισχύος εξόδου του νησιωτικού μετατροπέα  $\Delta p_{MMC}$  συναρτήσει της μεταβολής της φάσης της τάσης εξόδου του  $\Delta\delta$ , και προσδιορίζεται από την ακόλουθη εξίσωση [11]:

$$J_{P\delta} = \frac{a_0 s^2 + a_1 s + a_2}{(sL + R + H_{HP}(s))^2 + (\omega_0 L)^2} \quad (6)$$

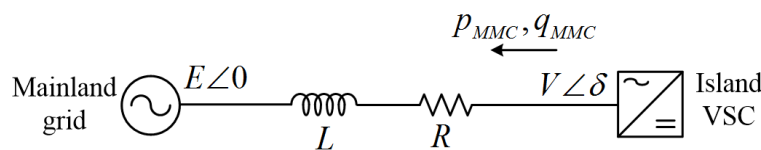
όπου

$$\begin{aligned} a_0 &= L(E_0 V_0 \cos \delta_0 - V_0^2) / \omega_0 \\ a_1 &= (R + H_{HP}(s))(E_0 V_0 \cos \delta_0 - V_0^2) / \omega_0 \\ a_2 &= \omega_0 L E_0 V_0 \cos \delta_0 - (R + H_{HP}(s)) E_0 V_0 \sin \delta_0 \end{aligned} \quad (7)$$

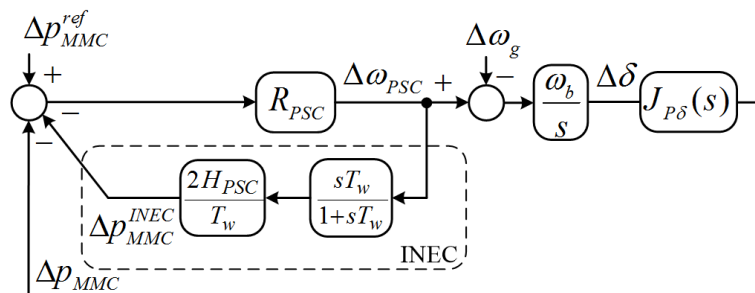
Η συνάρτηση μεταφοράς  $H_{HP}(s)$  αποτελεί ένα υπεραπλοποιημένο φίλτρο πρώτης τάξης το οποίο εφαρμόζεται στο μετρούμενο ρεύμα εξόδου του μετατροπέα, προκειμένου να ενισχυθεί η ευστάθεια του συστήματος ελέγχου, λόγω της εν γένει μικρής ωμικής αντίστασης  $R$ , και δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$H_{HP}(s) = \frac{k_v s}{s + \alpha_v} \quad (8)$$

Όπως εικονίζεται και στο Σχ. 2.18, ο αναλογικός ελεγκτής κέρδους  $R_{PSC}$  επενεργεί στη συχνότητα λειτουργίας του μετατροπέα  $\Delta\omega_{PSC}$ , προκειμένου η εγχεόμενη ενεργός ισχύς εξόδου να ρυθμιστεί στην τιμή αναφοράς  $\Delta p_{MMC}^{ref}$ . Συνεπώς, διαπιστώνεται ότι όταν η συχνότητα λειτουργίας του νησιωτικού ΣΗΕ είναι διαφορετική από την ονομαστική, εμφανίζεται μόνιμο σφάλμα ρύθμισης στην ενεργό ισχύ του μετατροπέα, το οποίο προσομοιάζει τη λειτουργία στατισμού συχνότητας και εξαρτάται από το αναλογικό κέρδος  $R_{PSC}$  [12]. Η προτεινόμενη βελτίωση του εν λόγω σχήματος ελέγχου έγκειται στην ενσωμάτωση του αδρανειακού ελεγκτή (INEC) που εικονίζεται στο Σχ. 2.18, με στόχο την ταχύτερη αναπροσαρμογή της ενεργού ισχύος εξόδου σε συνθήκες γρήγορων μεταβολών συχνότητας, μέσω υπέρθεσης του σήματος ελέγχου  $\Delta p_{MMC}^{INEC}$ . Για την εκτίμηση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας χρησιμοποιείται υψιπερατό φίλτρο σταθεράς  $T_w$ , και στη συνέχεια εφαρμόζεται το κέρδος  $H_{PSC}$ , που αναπαριστά την εικονική σταθερά αδράνειας του νησιωτικού μετατροπέα.



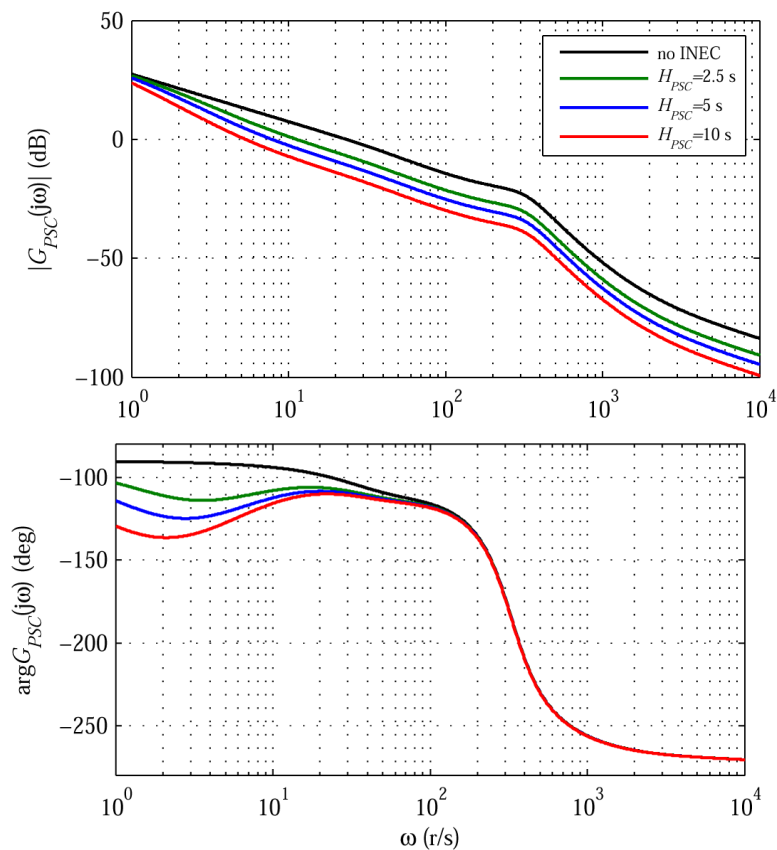
Σχ. 2.17. Απλοποιημένη αναπαράσταση διασύνδεσης του νησιωτικού μετατροπέα με το ηπειρωτικό σύστημα (μέσω της διασύνδεσης EP), για την ανάλυση της ευστάθειας του προτεινόμενου σχήματος ελέγχου.



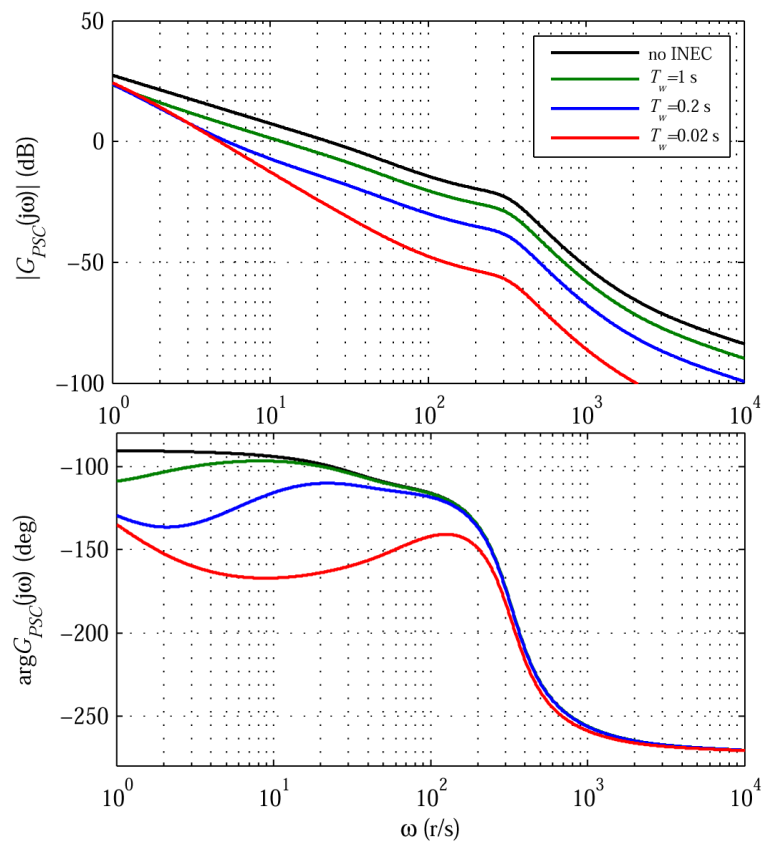
Σχ. 2.18. Διάγραμμα βαθμίδων του προτεινόμενου βρόχου συγχρονισμού ισχύος με αδρανειακή απόκριση (INEC).

Η αξιολόγηση της ευστάθειας του συστήματος ελέγχου πραγματοποιείται στα Σχ. 2.19 και Σχ. 2.20, με βάση την απόκριση της συνάρτησης μεταφοράς ανοιχτού βρόχου, του βρόχου ελέγχου του Σχ. 2.18, στο πεδίο της συχνότητας. Αναλυτικότερα, όπως εικονίζεται στο Σχ. 2.19, μεγάλες τιμές της εικονικής σταθεράς αδράνειας  $H_{PSC}$  τείνουν να μειώσουν την ταχύτητα απόκρισης του νησιωτικού μετατροπέα, λόγω του μηχανισμού αδρανειακής απόκρισης που εισάγεται τεχνητά, αλλά διατηρούν επαρκές περιθώριο φάσης (μεγαλύτερο των  $45^\circ$ ). Ωστόσο, η ευστάθεια του σχήματος ελέγχου εξαρτάται σημαντικά και από τη χρονική σταθερά  $T_w$  του υψιπερατού φίλτρου που παρεμβάλλεται για την εκτίμηση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας λειτουργίας, καθώς πολύ μικρές τιμές της εν λόγω σταθεράς τείνουν να περιορίσουν το περιθώριο φάσης σε υπερβολικά χαμηλές τιμές (Σχ. 2.20), ενώ πολύ μεγάλες τιμές διατηρούν επαρκές περιθώριο φάσης αλλά τείνουν να αναστείλουν την επιδιωκόμενη λειτουργία αδρανειακής απόκρισης, καθώς ο μετρούμενος ρυθμός μεταβολής συχνότητας πλέον δεν θα ανταποκρίνεται στον πραγματικό. Στην παρούσα ανάλυση, η εν λόγω χρονική σταθερά ρυθμίστηκε στην τιμή των 0.2 s, με γνώμονα την επίτευξη καλής ταχύτητας απόκρισης και επαρκούς περιθωρίου φάσης.

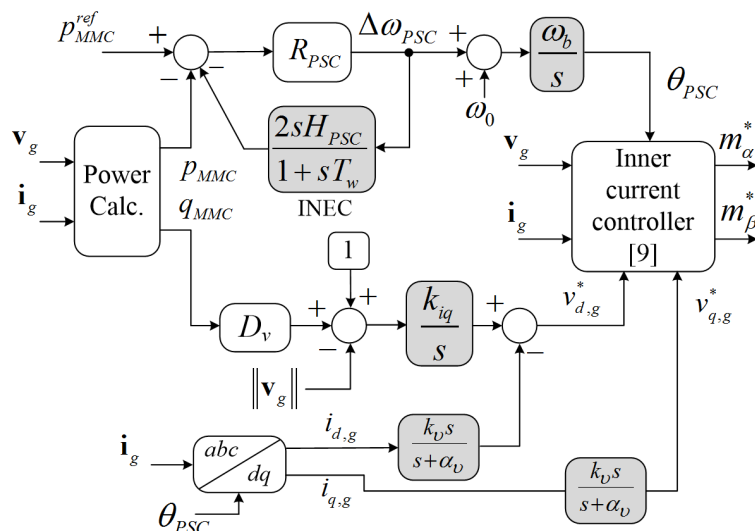
Η τελική δομή του προτεινόμενου σχήματος ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα εικονίζεται στο Σχ. 2.21, η οποία βασίζεται σε μεγάλο βαθμό στον συμβατικό βρόχο συγχρονισμού ισχύος που έχει ήδη παρουσιαστεί στο Σχ. 2.8(β).



Σχ. 2.19. Διάγραμμα Bode της συνάρτησης μεταφοράς ανοιχτού βρόχου του βρόχου ελέγχου του Σχ. 2.18, για διαφορετικές τιμές της εικονικής σταθεράς αδράνειας  $H_{PSC}$  ( $R_{PSC} = 5\%$ ,  $L = 0.5$  p.u.,  $R = 0.01$  p.u.,  $k_v = 0.2$ ,  $\alpha_v = 40$  r/s,  $T_w = 0.2$  s).



Σχ. 2.20. Διάγραμμα Bode της συνάρτησης μεταφοράς ανοιχτού βρόχου του βρόχου ελέγχου του Σχ. 2.18, για διαφορετικές τιμές της χρονικής σταθεράς  $T_w$  του εφαρμοζόμενου υπερβατού φίλτρου ( $R_{PSC} = 5\%$ ,  $H_{PSC} = 5$  s,  $L = 0.5$  p.u.,  $R = 0.01$  p.u.,  $k_v = 0.2$ ,  $\alpha_v = 40$  r/s).



Σχ. 2.21. Τελική δομή προτεινόμενου σχήματος ελέγχου νησιωτικού μετατροπέα MMC, με πρόσθετη λειτουργία παροχής εικονικής αδράνειας.

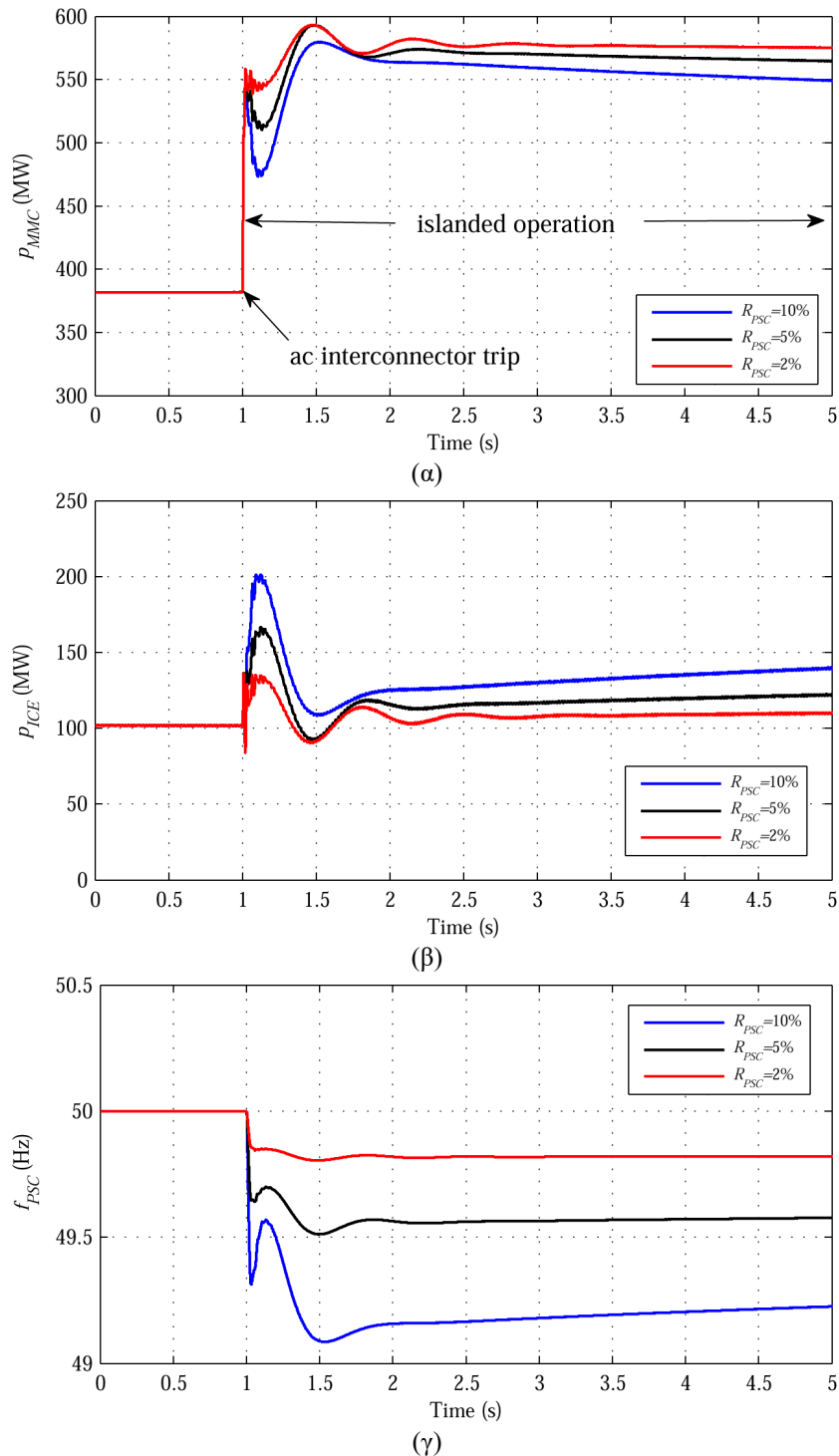
### 2.4.3 Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Στην παρούσα ενότητα αξιολογείται η απόκριση συχνότητας του διασυνδεδεμένου νησιωτικού ΣΗΕ κατόπιν εμφάνισης σοβαρών διαταραχών, με εφαρμογή του προτεινόμενου ελέγχου συγχρονισμού ισχύος στον νησιωτικό μετατροπέα MMC. Για τον σκοπό αυτόν, εξετάζεται ένα ακραίο σενάριο διαδοχικής απώλειας της εξωτερικής διασύνδεσης ΕΡ και του τοπικού σταθμού συμβατικής παραγωγής, το οποίο προσομοιώνεται απλοποιημένα με το άνοιγμα των αντίστοιχων διακοπών ισχύος που φαίνονται στην τοπολογία νησιωτικού ΣΗΕ του Σχ. 2.7. Η ανάλυση διενεργείται σε συνθήκες αιχμής φορτίου, περί τα 700 MW, ενώ όλες οι πηγές λειτουργούν παράλληλα. Η τοπική μονάδα ΜΕΚ λειτουργεί στο τεχνικό της ελάχιστο, που θεωρείται το 50% της μέγιστης ικανότητάς της, ενώ η διακινούμενη ενεργός ισχύς μέσω της διασύνδεσης ΕΡ είναι ρυθμισμένη στα 200 MW.

Αρχικά εξετάζεται η απόκριση του νησιωτικού ΣΗΕ κατόπιν ξαφνικής απώλειας της εξωτερικής διασύνδεσης ΕΡ, η οποία προσομοιώνεται στο Σχ. 2.22 τη χρονική στιγμή 1 s, με απενεργοποιημένη τη λειτουργία αδρανειακής απόκρισης του νησιωτικού μετατροπέα. Περιλαμβάνονται αποκρίσεις για διαφορετικές τιμές του κέρδους  $R_{PSC}$  του βρόχου συγχρονισμού ισχύος του νησιωτικού μετατροπέα, προκειμένου να αναδειχθεί η εγγενής ικανότητα του εν λόγω σχήματος ελέγχου να παρέχει λειτουργία ρύθμισης μεταβλητού στατισμού συχνότητας, επιτρέποντας έτσι την ελεγχόμενη ανάληψη φορτίου μεταξύ της διασύνδεσης ΣΡ και της τοπικής μονάδας ΜΕΚ κατά τη μετάβαση σε νησιδοποιημένη λειτουργία. Μεγάλες τιμές στατισμού οδηγούν σε μεγαλύτερη πτώση της συχνότητας λειτουργίας του νησιωτικού ΣΗΕ κατόπιν της διαταραχής, καθώς δίνεται μεγαλύτερη προτεραιότητα στην ανάληψη ισχύος από τον τοπικό σταθμό παραγωγής, συγκριτικά με την πολύ μεγαλύτερη διασύνδεση ΣΡ. Επιπρόσθετα, σε όλες τις περιπτώσεις εξέτασης, παρατηρείται έντονη μεταβατική διακύμανση της συχνότητας λειτουργίας του νησιωτικού ΣΗΕ, γεγονός που υποδηλώνει υψηλές τιμές του ρυθμού μεταβολής της (Rate of Change of Frequency – ROCOF) και άρα περισσότερο επισφαλή λειτουργία.

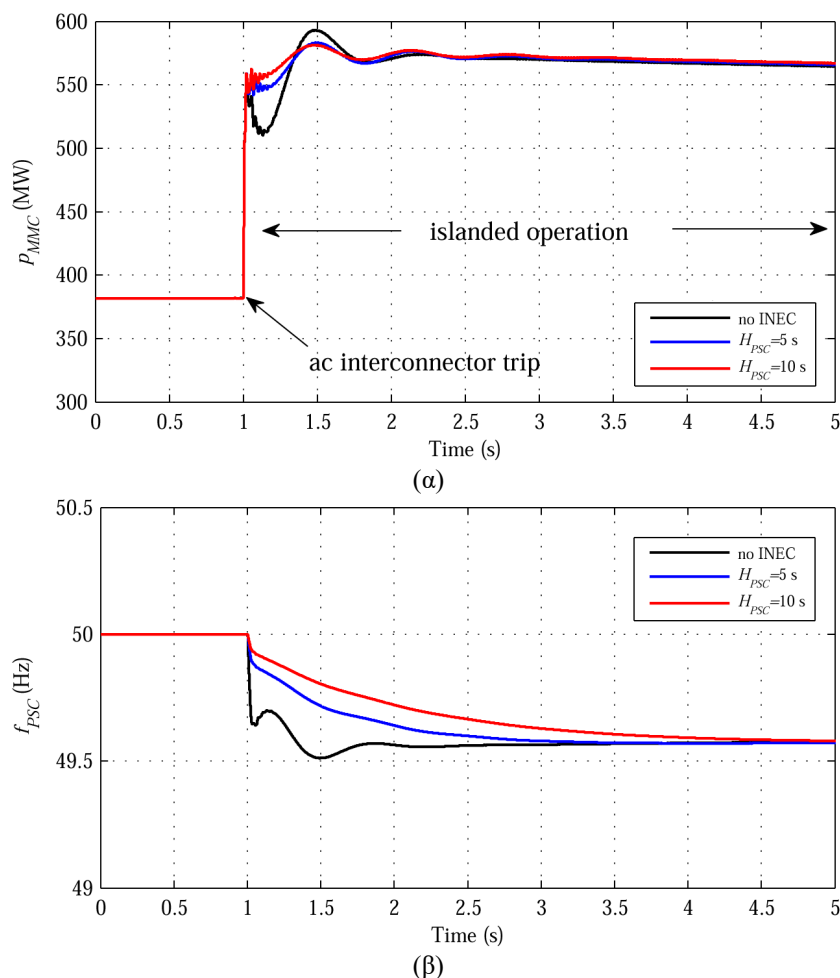
Με αφορμή τα παραπάνω, στην ανάλυση που ακολουθεί προσομοιώνεται η ίδια διαταραχή αλλά με ενεργοποιημένο τον προτεινόμενο αδρανειακό ελεγκτή του Σχ. 2.21, εξετάζοντας παραμετρικά διαφορετικές τιμές της εικονικής σταθεράς αδράνειας  $H_{PSC}$ , ενώ το κέρδος  $R_{PSC}$  του βρόχου συγχρονισμού ισχύος παραμένει σταθερό στην τιμή 5%. Όπως εικονίζεται στα Σχ. 2.23 και Σχ. 2.24, απουσία του αδρανειακού ελεγκτή, εμφανίζονται υψηλές τιμές του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας λειτουργίας, άνω του 1 Hz/s, χρησιμοποιώντας ως κυλιόμενο παράθυρο μέτρησης είτε τα 500 ms είτε τα 100 ms. Το αποτέλεσμα αυτό υποδηλώνει τη μειωμένη αδράνεια του νησιωτικού ΣΗΕ όταν αυτό μεταβαίνει σε νησιδοποιημένη λειτουργία, εγείροντας προβληματισμό ως προς την ικανότητα απρόσκοπτης λειτουργίας του νησιωτικού ΣΗΕ σε έκτακτες συνθήκες λειτουργίας, λαμβάνοντας υπόψη

ότι οι τυπικές ρυθμίσεις των μέσων προστασίας συχνότητας διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής, που επιτηρούν τον ρυθμό μεταβολής συχνότητας, κυμαίνονται στο εύρος 0.5-1 Hz/s [13]-[15]. Από την άλλη πλευρά, όταν ο προτεινόμενος αδρανειακός ελεγκτής επενεργεί στον βρόχο συγχρονισμού ισχύος, παρατηρείται δραστικός περιορισμός του ρυθμού μεταβολής συχνότητας (βλ. Σχ. 2.24(γ) και (δ)), σε τιμές κάτω του 1 Hz/s, ανεξαρτήτως του εφαρμοζόμενου παραθύρου μέτρησης, επιτυγχάνοντας εμφανώς ομαλότερη διακύμανση της συχνότητας λειτουργίας του νησιωτικού μετατροπέα και της τοπικής μονάδας MEK.

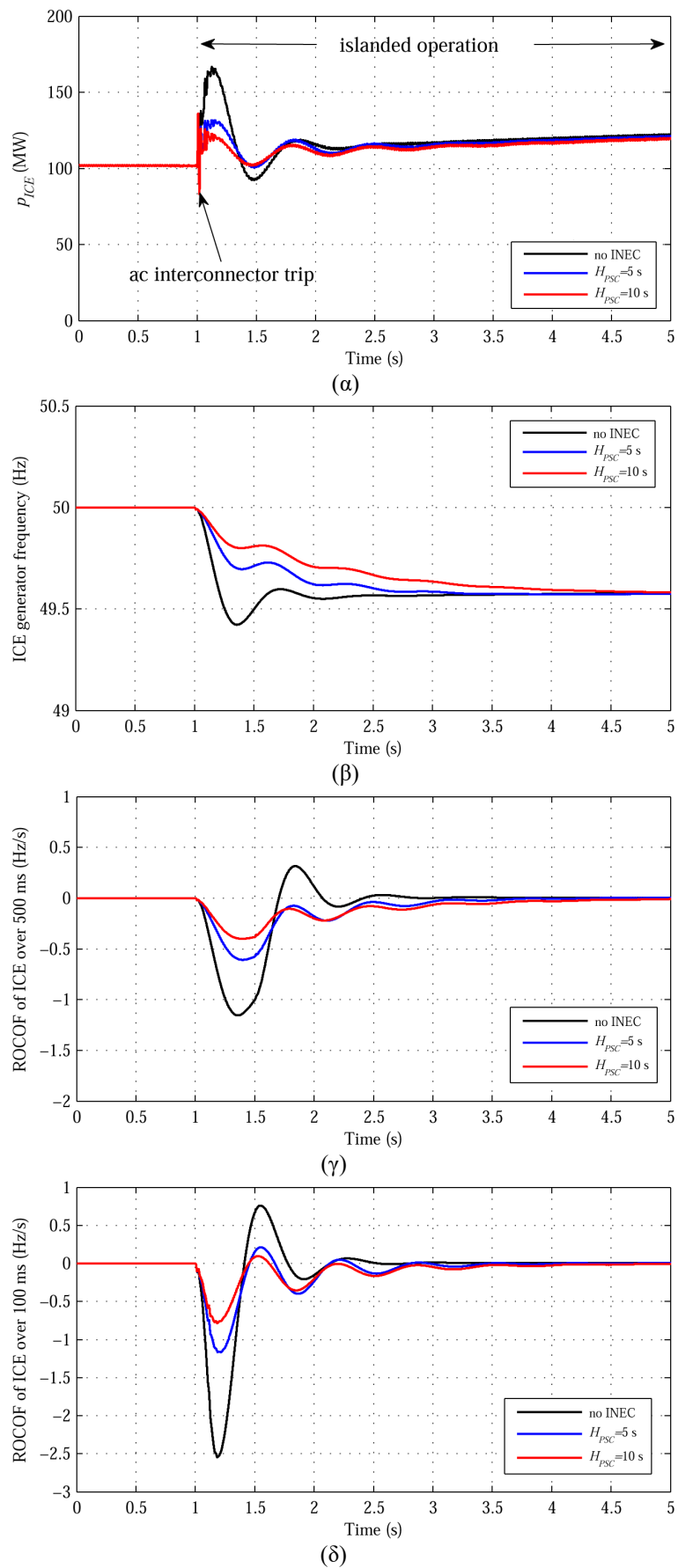


Σχ. 2.22. Απόκριση νησιωτικού συστήματος κατόπιν απώλειας της εξωτερικής διασύνδεσης EP, για διαφορετικές τιμές στατισμού  $R_{PSC}$ , (α) ενεργός ισχύς εξόδου νησιωτικού μετατροπέα MMC, (β) ενεργός ισχύς εξόδου τοπικής μονάδας MEK, (γ) συχνότητα λειτουργίας νησιωτικού μετατροπέα MMC.

Προκειμένου να τεκμηριωθεί σε τελική βάση η ικανότητα του νησιωτικού μετατροπέα να διατηρήσει ευσταθή λειτουργία σε οποιαδήποτε πιθανή κατάσταση λειτουργίας, ακολούθως αξιολογείται η απόκριση συχνότητας του νησιωτικού ΣΗΕ κατά τη μετάβαση σε λειτουργία παθητικού συστήματος (passive network operation), η οποία προσομοιώνεται στο Σχ. 2.25 με αποσύνδεση και του τοπικού σταθμού παραγωγής τη χρονική στιγμή 1 s, ενώ προηγουμένως το νησιωτικό ΣΗΕ βρίσκεται σε νησιδοποιημένη λειτουργία, όπως παρουσιάστηκε στα Σχ. 2.23 και Σχ. 2.24. Από το Σχ. 2.25 διαπιστώνεται ότι ο ελεγκτής συγχρονισμού ισχύος επιφέρει ευσταθή λειτουργία και ομαλή απόκριση συχνότητας, διατηρώντας τον ρυθμό μεταβολής συχνότητας σε αποδεκτές τιμές, λόγω της ενσωματωμένης λειτουργίας αδρανειακής απόκρισης. Αξίζει να σημειωθεί ότι η μόνιμη πτώση συχνότητας που προκαλείται λόγω της διαταραχής, μπορεί πλέον να αποκατασταθεί με σταδιακή αύξηση της ενεργού ισχύος αναφοράς  $p_{MMC}^{ref}$  που αποστέλλεται στο σύστημα ελέγχου του νησιωτικού μετατροπέα. Η εν λόγω λειτουργία προσομοιώνεται στο Σχ. 2.25 τη χρονική στιγμή 21 s, εφαρμόζοντας ράμπα ανόδου της ενεργού ισχύος εξόδου ίση με 0.2 α.μ./s, αντί για βηματική αύξηση ισχύος, προκειμένου να αποφευχθούν υπερβολικά υψηλές τιμές του ρυθμού μεταβολής συχνότητας, λόγω της απόκρισης του συστήματος ελέγχου του μετατροπέα σε βηματική μεταβολή του σήματος  $p_{MMC}^{ref}$ . Μέσω της ρύθμισης αυτής, επιτυγχάνεται σταδιακή αποκατάσταση της συχνότητας λειτουργίας στην ονομαστική της τιμή, χωρίς να επηρεάζεται η ενεργός ισχύς εξόδου του νησιωτικού μετατροπέα, η οποία αυτορυθμίζεται στη ζήτηση του νησιωτικού φορτίου για τις υπόψη συνθήκες λειτουργίας παθητικού συστήματος.



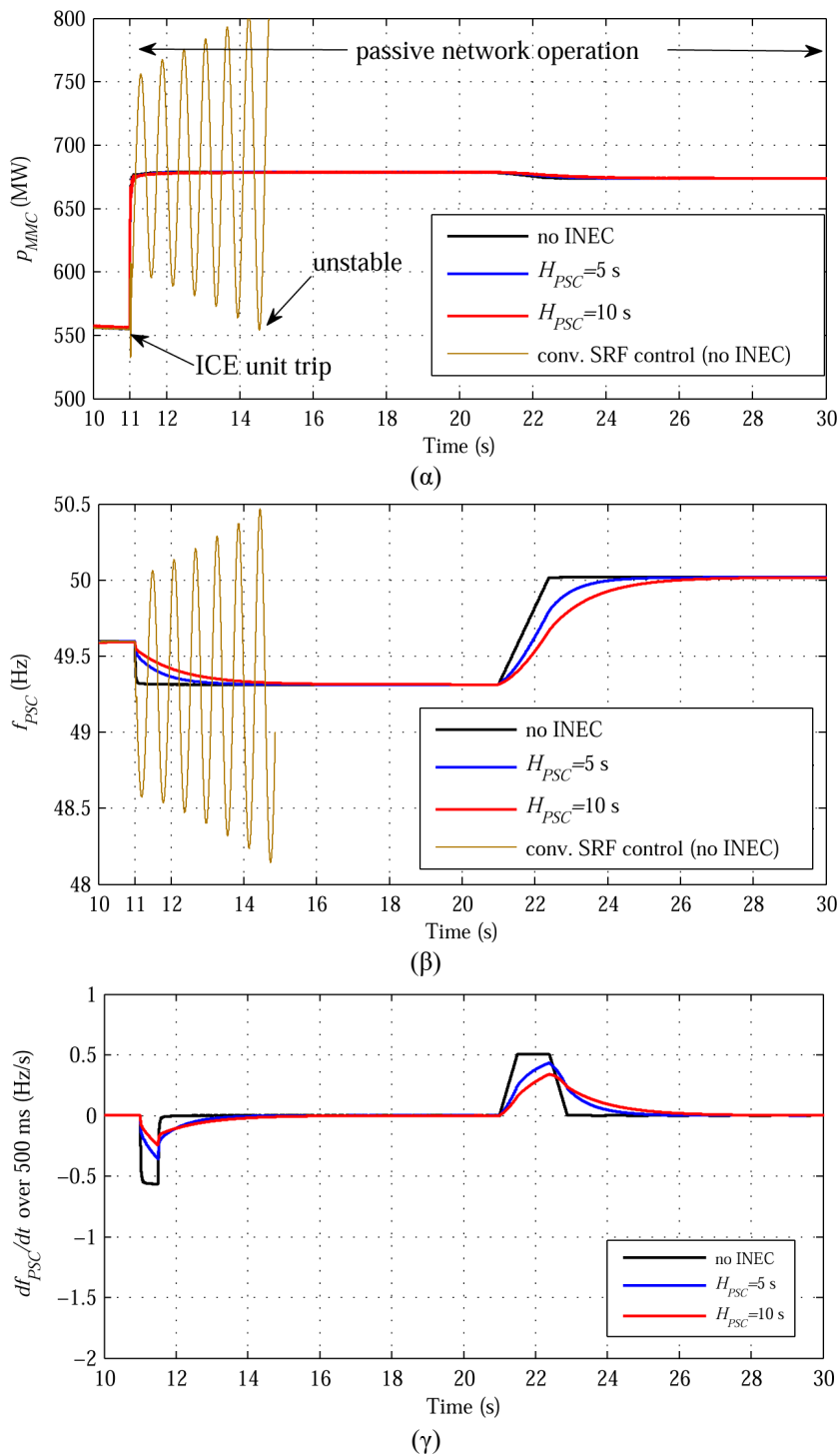
Σχ. 2.23. Απόκριση νησιωτικού μετατροπέα MMC κατόπιν απώλειας της εξωτερικής διασύνδεσης ΕΡ, για διαφορετικές τιμές της εικονικής σταθεράς αδράνειας  $H_{PSC}$ . (α) Ενεργός ισχύς εξόδου, (β) συχνότητα λειτουργίας.



Σχ. 2.24. Απόκριση τοπικού σταθμού παραγωγής κατόπιν απώλειας της εξωτερικής διασύνδεσης ΕΡ, για διαφορετικές τιμές της εικονικής σταθεράς αδράνειας  $H_{psc}$  του αδρανειακού ελεγκτή του νησιωτικού μετατροπέα MMC (α) ενεργός ισχύς εξόδου, (β) συχνότητα λειτουργίας, (γ) ρυθμός μεταβολής συχνότητας με κλιόμενο παράθυρο μέτρησης τα 500 ms, (δ) ρυθμός μεταβολής συχνότητας με κλιόμενο παράθυρο μέτρησης τα 100 ms.



Τέλος, για την επιβεβαίωση της μεγαλύτερης ευελιξίας που προσφέρει η προτεινόμενη τεχνική ελέγχου στη λειτουργία του νησιωτικού μετατροπέα, συγκριτικά με άλλες υποψήφιες τεχνικές, στο Σχ. 2.25 παρουσιάζεται επιπρόσθετα και η απόκριση του νησιωτικού μετατροπέα MMC με εφαρμογή του συμβατικού διανυσματικού ελέγχου ρεύματος στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς με διάταξη κλειδώματος φάσης, η δομή του οποίου έχει παρουσιαστεί στο Σχ. 2.8(α). Σε αυτή την περίπτωση, ο νησιωτικός μετατροπέας εμφανίζει ασταθή απόκριση κατά τη μετάβαση σε λειτουργία παθητικού συστήματος, λόγω της εγγενούς αδυναμίας της διάταξης PLL να διατηρήσει συγχρονισμένη λειτουργία απουσία άλλης εξωτερικής τάσης και συχνότητας λειτουργίας (είτε του ΕΣΜΗΕ είτε του τοπικού σταθμού συμβατικής παραγωγής).



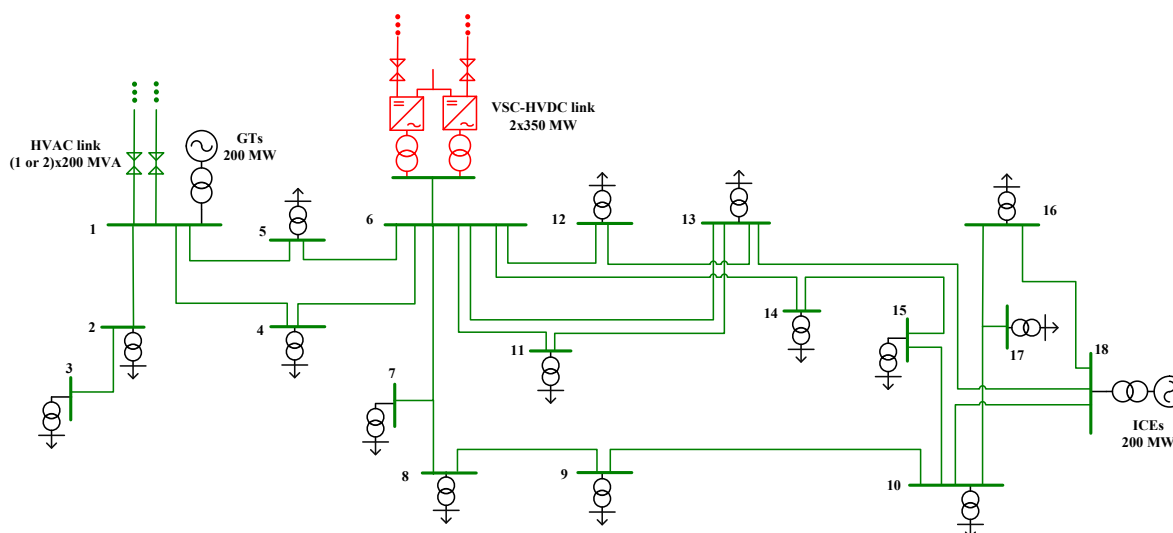
Σχ. 2.25. Απόκριση νησιωτικού μετατροπέα MMC κατόπιν απόλειας και της τοπικής μονάδας MEK, ενώ το νησιωτικό ΣΗΕ λειτουργεί σε νησιδοποιημένη λειτουργία λόγω απώλειας της διασύνδεσης EP, για διαφορετικές τιμές της εικονικής σταθεράς αδράνειας  $H_{PSC}$ . (α) ενεργός ισχύς εξόδου, (β) συχνότητα λειτουργίας, (γ) ρυθμός μεταβολής συχνότητας με κυλιόμενο παράθυρο μέτρησης τα 500 ms.

### 3 ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΣΗΕ ΜΕ ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ ΡΟΩΝ ΙΣΧΥΟΣ

#### 3.1 Προγραμματισμός βέλτιστης ένταξης και φόρτισης διασυνδεδεμένων ΣΗΕ με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΣΡ και ΕΡ

##### 3.1.1 Εξεταζόμενη τοπολογία ΣΗΕ και περιγραφή μοντέλου βέλτιστης ένταξης και φόρτισης

Στο παρόν κεφάλαιο εξετάζεται το πρόβλημα βέλτιστης ένταξης και φόρτισης (Unit Commitment – UC) κατανεμημένων μονάδων παραγωγής, συμπεριλαμβανομένων διασυνδέσεων ΕΡ και ΣΡ, με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας και τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ για την εξυπηρέτηση της ζήτησης διασυνδεδεμένων ΣΗΕ. Για τον σκοπό αυτόν, εξετάζεται η τοπολογία του Σχ. 3.1, η οποία βασίζεται στις αναλύσεις που εκπονήθηκαν στο Κεφ. 1 και περιλαμβάνει διπολική διασύνδεση ΣΡ 2x350 MW, διασύνδεση ΕΡ με υποβρύχια καλώδια ικανότητας 200 MVA, και τοπικές μονάδες συμβατικής παραγωγής. Για τις ανάγκες της παρούσας ανάλυσης, θεωρείται ότι υπάρχουν διαθέσιμες αεριοστροβιλικές μονάδες (Gas Turbines – GTs) ισχύος περί τα 200 MW στον ζυγό #1 και μονάδες ΜΕΚ ισχύος περί τα 200 MW στον ζυγό #18.



Σχ. 3.1. Εξεταζόμενη τοπολογία διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με συνύπαρξη διασυνδέσεων ΕΡ και ΣΡ.

Ο προγραμματισμός βέλτιστης ένταξης και φόρτισης αφορά στην κατάστρωση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης που αποσκοπεί στην ελαχιστοποίηση του ημερήσιου κόστους λειτουργίας του συστήματος και στην τήρηση τεχνικών περιορισμών λειτουργίας που απορρέουν από τις δυνατότητες ρύθμισης της παραγόμενης ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής και των διασυνδέσεων ΕΡ και ΣΡ, καθώς και από τη δυνατότητα διακίνησης των απαιτούμενων ποσοτήτων ενεργού ισχύος μέσω των διαθέσιμων γραμμών μεταφοράς του τοπικού δικτύου. Το μοντέλο UC που παρουσιάζεται ακολούθως έχει ορίζοντα επίλυσης μίας ημέρας (24 ώρες) με ωριαία ανάλυση, αναπτύχθηκε σε περιβάλλον GAMS [16], και χρησιμοποιεί τη μέθοδο του μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (Mixed Integer Linear Programming – MILP). Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης περιγράφεται παρακάτω:

$$\min \left\{ \begin{array}{l} \sum_{u,t} \left( C_{u,0}^G X_{u,t}^{UC} + \sum_m \pi_u^{G,m} P_{u,t}^{G,m} \right) \\ + \sum_{u,t} \pi_u^{SR} (P_{u,t}^{SRU} + P_{u,t}^{SRD}) \\ + \sum_{u,t} C_u^{SU} X_{u,t}^{SU} + \sum_{b,t} \pi^{curt} P_{b,t}^{curt} \end{array} \right\} \quad (1)$$

Όπου:

$C_{u,0}^G$  το κόστος λειτουργίας της μονάδας  $u$  σε κενό φορτίο.

$X_{u,t}^{UC}$  δυαδική μεταβλητή ένταξης μονάδας  $u$  την ώρα  $t$ .

$\pi_u^{G,m}$  το μεταβλητό κόστος λειτουργίας (σε €/MWh) της μονάδας  $u$  για κάθε block ισχύος  $m$  της συνάρτησης μεταβλητού κόστους.

$P_{u,t}^{G,m}$  η ποσότητα παραγωγής της μονάδας  $u$  την ώρα  $t$ , για κάθε block ισχύος  $m$  της συνάρτησης μεταβλητού κόστους.

$\pi_u^{SR}$  το κόστος δέσμευσης στρεφόμενης εφεδρείας της μονάδας  $u$ .

$P_{u,t}^{SRU(D)}$  η δεσμευόμενη στρεφόμενη εφεδρεία (άνω/κάτω) της μονάδας  $u$  την ώρα  $t$ .

$C_u^{SU}$  το κόστος εκκίνησης της μονάδας  $u$ .

$X_{u,t}^{SU}$  δυαδική μεταβλητή εκκίνησης λειτουργία της μονάδας  $u$  την ώρα  $t$ .

$\pi^{curt}$  το κόστος περικοπών ενεργού ισχύος ΑΠΕ.

$P_{b,t}^{curt}$  οι ανεκτές περικοπές ενεργού ισχύος (αιολικών πάρκων) στον ζυγό  $b$  την ώρα  $t$ , σε περίπτωση αδυναμίας τήρησης των περιορισμών του προβλήματος.

Στο ανωτέρω πρόβλημα βελτιστοποίησης θα πρέπει να εξασφαλίζεται η τήρηση του ισοζυγίου ενεργού ισχύος σε κάθε ζυγό της εξεταζόμενης τοπολογίας ΣΗΕ, που περιγράφεται ακολούθως:

$$\sum_u P_{u,b,t}^G + P_{b,t}^{PV} + P_{b,t}^{WP} - \sum_{b'} P_{b \rightarrow b',t}^{line} - P_{b,t}^{curt} = P_{b,t}^{load}, \forall t, b \quad (2)$$

Όπου:

$P_{u,b,t}^G$  η προγραμματιζόμενη έγχυση ενεργού ισχύος από την μονάδα  $u$  την ώρα  $t$ , η οποία είναι συνδεδεμένη στον ζυγό  $b$ .

$P_{b,t}^{WP,PV}$  η προβλεπόμενη έγχυση ενεργού ισχύος από ΑΠ και ΦΒ σταθμούς την ώρα  $t$ , οι οποίοι είναι εγκατεστημένοι στο δίκτυο που εξυπηρετείται από τον ζυγό  $b$ .

$P_{b \rightarrow b',t}^{line}$  η ροή ενεργού ισχύος επί της γραμμής μεταφοράς που διασυνδέει τους ζυγούς  $b$  και  $b'$ .

$P_{b,t}^{load}$  η προβλεπόμενη ζήτηση ενεργού ισχύος την ώρα  $t$ , για το φορτίο που τροφοδοτείται από τον ζυγό  $b$ .

Οι ωριαίες ροές ενεργού ισχύος  $P_{b \rightarrow b',t}^{line}$  των γραμμών μεταφοράς προσεγγίζονται με εφαρμογή της μεθόδου dc ροής ισχύος (dc power flow), και περιγράφονται από την ακόλουθη σχέση [17], [18]:

$$P_{b \rightarrow b',t}^{line} = \frac{V_n^2}{X_{bb'}} (\delta_{b,t} - \delta_{b',t}), \forall t, b, b' \quad (3)$$

Όπου:

$V_n$  ονομαστική τάση λειτουργίας του τοπικού δικτύου του εξεταζόμενου ΣΗΕ.

$X_{bb'}$  η επαγωγική αντίδραση της γραμμής μεταφοράς που διασυνδέει τους ζυγούς  $b$  και  $b'$ .

$\delta_{b,t}$  το όρισμα του διανύσματος της τάσης του ζυγού  $b$  την ώρα  $t$ .

Τέλος, το πρόβλημα βελτιστοποίησης διέπεται από τους ακόλουθους ανισοτικούς περιορισμούς:

$$|P_{b \rightarrow b',t}^{line}| \leq P_{\max, b-b'}^{line}, \forall t, b \quad (4)$$

$$\sum_u P_{u,t}^{SRU} \geq 0.5 P_{HVDC}^{G, \max} + \alpha_l \sum_b P_{b,t}^{load}, \forall t \quad (5)$$

$$\sum_u P_{u,t}^{SRU} \geq P_{HVAC}^{G, \max} + \alpha_l \sum_b P_{b,t}^{load}, \forall t \quad (6)$$

$$\sum_u P_{u,t}^{SRD} \geq \beta_l \sum_b P_{b,t}^{load}, \forall t \quad (7)$$

$$P_{u,t}^G + P_{u,t}^{SRU} \leq P_u^{G, \max} \cdot X_{u,t}^{UC}, \forall u, t \quad (8)$$

$$P_{u,t}^G - P_{u,t}^{SRD} \geq P_u^{G, \min} \cdot X_{u,t}^{UC}, \forall u, t \quad (9)$$

όπου:

$\alpha_l, \beta_l$  ποσοστά εκτιμώμενων μεταβολών της ζήτησης του εξεταζόμενου ΣΗΕ.

$P_{\max, b-b'}^{line}$  μέγιστη μεταφορική ικανότητα της γραμμής μεταφοράς που διασυνδέει του ζυγούς  $b$  και  $b'$ .

$P_u^{G, \max, \min}$  η τεχνικά μέγιστη και ελάχιστη παραγωγή της μονάδας  $u$ .

Οι Εξ. (5)-(9) διασφαλίζουν την τήρηση του απαιτούμενου μεγέθους στρεφόμενης εφεδρείας σε συνθήκες διαταραχών N-1, κατόπιν απώλειας ενός πόλου της διπολικής διασύνδεσης VSC-HVDC, ικανότητας 350 MW έκαστος, ή την απώλεια ενός καλωδίου της διασύνδεσης EP, η ικανότητα της οποίας έχει θεωρηθεί ίση με 140 MW/καλώδιο (μεταβλητή  $P_{HVAC}^{G, \max}$ ) [9]. Ωστόσο, θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι εν λόγω περιορισμοί αποτελούν μια απλοποιημένη προσέγγιση στο εν λόγω πρόβλημα βελτιστοποίησης, καθώς εξασφαλίζουν τη δέσμευση του απαιτούμενου μεγέθους στρεφόμενης εφεδρείας από το σύνολο των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής και των διασυνδέσεων ΣΡ και EP, χωρίς να συνεκτιμάται η χρονική κλίμακα στην οποία μπορούν τεχνικά να αποδεσμευτούν οι εν λόγω εφεδρείες. Παρόλα αυτά, λαμβάνοντας υπόψη την υψηλή ταχύτητα απόκρισης του συστήματος διασύνδεσης VSC-HVDC, που τεκμηριώθηκε στο Κεφ. 1, αλλά και την περιορισμένη συμβολή των βραδύτερων συμβατικών μονάδων στο ενεργειακό ισοζύγιο, που αναμένεται περιορισμένη λόγω της παράλληλης λειτουργίας των διασυνδέσεων EP και ΣΡ, η εν λόγω προσέγγιση κρίνεται εύλογη και δεν αναμένεται να αλλοιώσει ουσιαστικά τα αποτελέσματα της ετήσιας ανάλυσης του εξεταζόμενου ΣΗΕ.

Αναφορικά με τον τρόπο ανάληψης ισχύος μεταξύ των διασυνδέσεων ΕΡ και ΣΡ, θα πρέπει να σημειωθεί ότι αποτελεί ένα αυτοτελές αντικείμενο βελτιστοποίησης, στο οποίο θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη αφενός τα αποτελέσματα του ημερήσιου προγραμματισμού λειτουργίας του ηπειρωτικού συστήματος με το οποίο διασυνδέεται το εξεταζόμενο ΣΗΕ, αφετέρου και οι συνθήκες λειτουργίας του ηπειρωτικού συστήματος επί των σημείων έγχυσης των διασυνδέσεων ΕΡ και ΣΡ. Για τις ανάγκες της παρούσας ανάλυσης, δίνεται απλοποιημένα προτεραιότητα στην έγχυση ενεργού ισχύος από τη διασύνδεση ΕΡ, θέτοντας μικρότερο κόστος εισαγωγών ενέργειας στην μεταβλητή  $\pi_{HVAC}^G$  συγκριτικά με την μεταβλητή  $\pi_{HVDC}^G$ . Με την προσέγγιση αυτή, επιδιώκεται υψηλός βαθμός εκμετάλλευσης της διασύνδεσης ΕΡ, εισάγοντας ενεργό ισχύ από το ηπειρωτικό σύστημα σε μόνιμη βάση. Ωστόσο, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, το εν λόγω ζήτημα εξαρτάται από πρόσθετα κριτήρια σχεδιασμού και χρήζει περαιτέρω διερεύνησης.

Τέλος, στο ανωτέρω πρόβλημα βελτιστοποίησης έχουν μοντελοποιηθεί και πρόσθετοι περιορισμοί λειτουργίας των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής, όπως πχ οι ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας/κράτησης και ο μέγιστος ρυθμός ανάληψης ισχύος, η μαθηματική διατύπωση των οποίων περιγράφεται με λεπτομέρεια στις αναφορές [19]-[21].

### 3.1.2 Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Το διασυνδεδεμένο ΣΗΕ του Σχ. 3.1 προσομοιώθηκε σε ετήσια βάση με εφαρμογή του μοντέλου UC της παρούσας παραγράφου, για δύο διαφορετικά σενάρια που αφορούν στις θεωρούμενες τιμές αιχμής φορτίου και εγκατεστημένης ισχύος σταθμών ΑΠΕ. Τα εν λόγω μεγέθη εικονίζονται στον Πίν. 3.1 και βασίζονται σε αντίστοιχες μελέτες που έχουν εκπονηθεί για τοπολογίες ΣΗΕ με αντίστοιχα χαρακτηριστικά [22]. Για την ετήσια προσομοίωση χρησιμοποιήθηκαν κατάλληλες χρονοσειρές ζήτησης και παραγωγής ΑΠ και ΦΒ σταθμών.

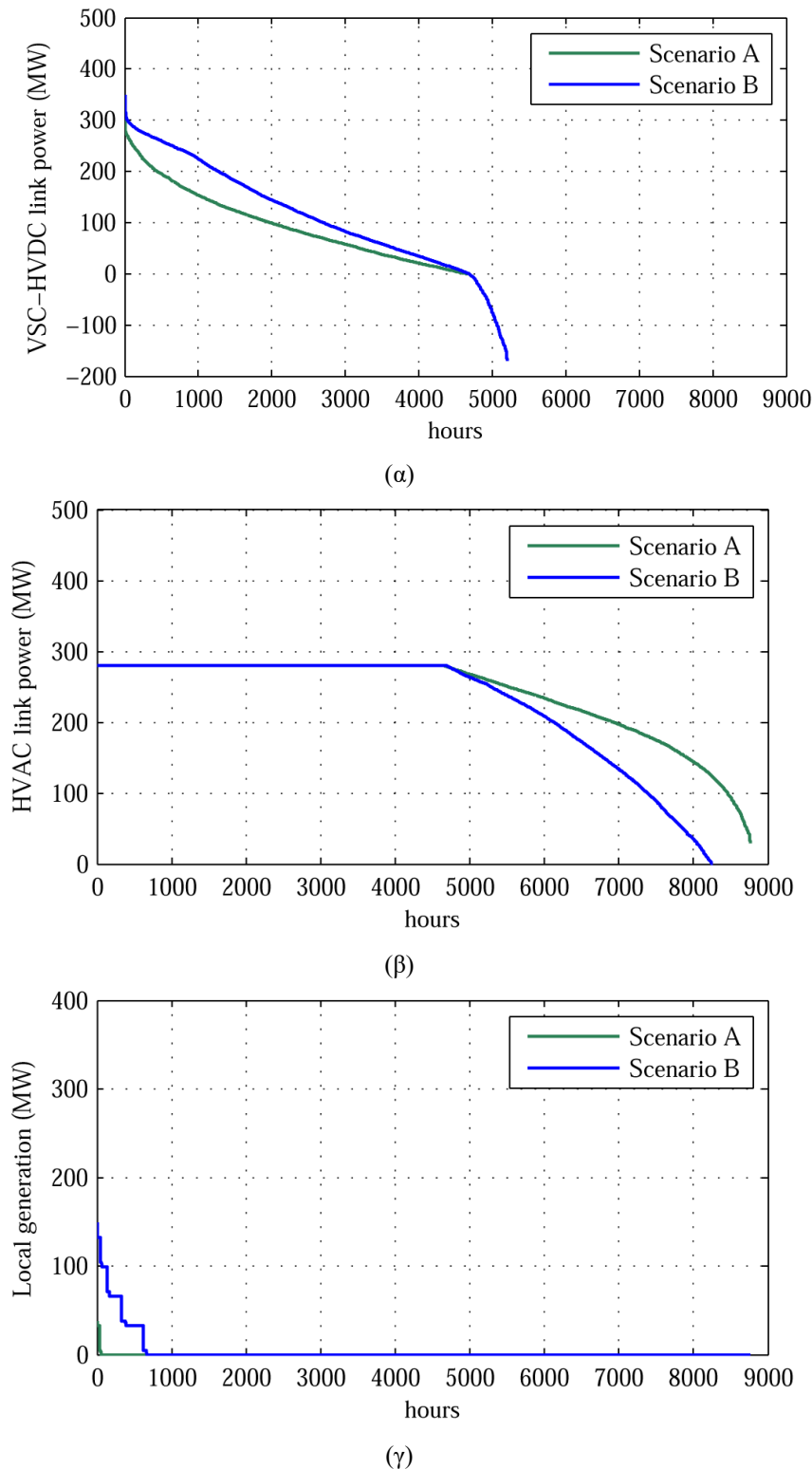
Πίν. 3.1. Εξεταζόμενα σενάρια αιχμής φορτίου και εγκατεστημένης ισχύος σταθμών ΑΠΕ.

Σενάριο	Αιχμή φορτίου (MW)	Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠ (MW)	Εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ (MW)
A	650	200	80
B	840	500	150

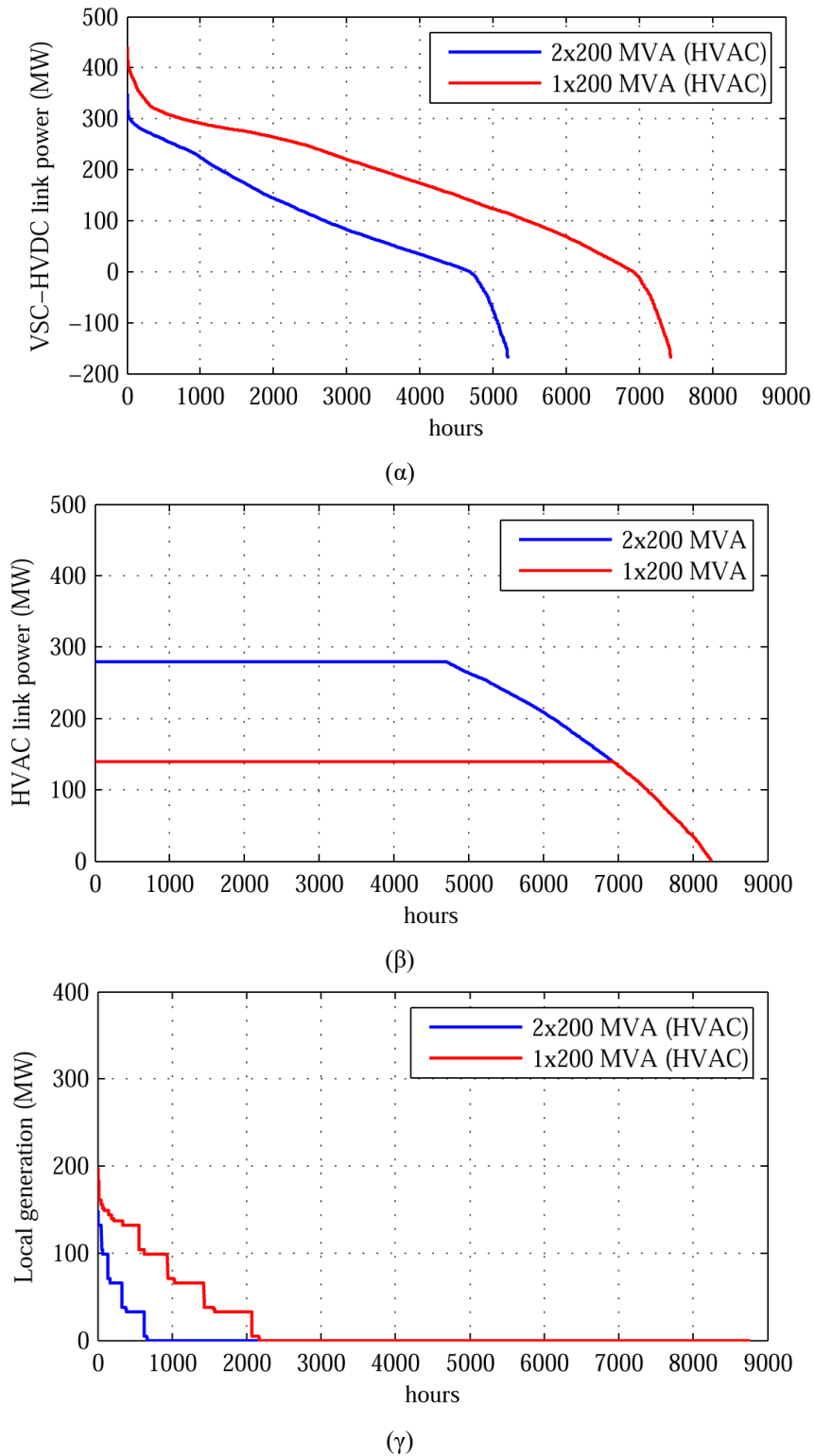
Στο Σχ. 3.2 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ετήσιας προσομοίωσης του εξεταζόμενου διασυνδεδεμένου ΣΗΕ του Σχ. 3.1 για τα Σενάρια Α και Β. Και στα δύο σενάρια, διαπιστώνεται υψηλός συντελεστής φόρτισης της διασύνδεσης ΕΡ, όπως και αναμενόταν, λόγω της προτεραιότητας εισαγωγών ενέργειας που δόθηκε στο μοντέλο UC για τη διασύνδεση ΕΡ, με κατάλληλη ρύθμιση της μεταβλητής κόστους  $\pi_{HVAC}^G$ . Αναφορικά με τη φόρτιση της διασύνδεσης ΣΡ, διαπιστώνεται ότι δεν υπερβαίνει το 50% της μέγιστης ικανότητας και στα δύο σενάρια, επιτρέποντας τη δέσμευση του απαιτούμενου μεγέθους στρεφόμενης εφεδρείας από αυτήν, είτε για την περίπτωση απώλειας του ενός πόλου της διασύνδεσης ΣΡ, είτε για την απώλεια ενός καλωδίου της διασύνδεσης ΕΡ, με αποτέλεσμα να ελαχιστοποιείται η ανάγκη λειτουργίας συμβατικής παραγωγής επί του εξεταζόμενου ΣΗΕ.

Στο Σχ. 3.3 παρουσιάζονται παρόμοιες καμπύλες διάρκειας με αυτές του Σχ. 3.2, εξετάζοντας παραμετρικά την ικανότητα της διασύνδεσης ΕΡ που συνδέεται στον ζυγό #1 του Σχ. 3.1, ενώ τα χαρακτηριστικά του φορτίου και των σταθμών ΑΠΕ θεωρούνται αυτά του Σεναρίου Β. Διαπιστώνεται ότι η μείωση της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης ΕΡ από 2x200 MVA σε 1x200 MVA οδηγεί σε υψηλότερους συντελεστές φόρτισης της διασύνδεσης ΣΡ, όπως και αναμενόταν, προσεγγίζοντας έως και το 68% της ονομαστικής της ικανότητας. Ωστόσο, η φόρτιση της διασύνδεσης ΣΡ σε ποσοστά άνω του 50% της ονομαστικής της ικανότητας, οδηγεί σε συχνότερη ένταξη των συμβατικών μονάδων

παραγωγής (βλ. Σχ. 3.3(γ)), προκειμένου να παρέχουν την απαιτούμενη ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας στο ενδεχόμενο απώλειας του ενός πόλου της διπολικής διασύνδεσης ΣΡ. Όπως φαίνεται αναλυτικότερα και στο Σχ. 3.3(γ), η συνολική διάρκεια λειτουργίας συμβατικής παραγωγής στην περίπτωση διασύνδεσης EP 2x200 MVA προκύπτει κατά 1200 ώρες μικρότερη συγκριτικά με την αντίστοιχη διάρκεια όπου υφίσταται διασύνδεση 1x200 MVA, ενώ και η μέγιστη ωριαία έγχυση ενεργού ισχύος από συμβατικές μονάδες περιορίζεται από 200 MW σε 150 MW.



Σχ. 3.2. Καμπύλες διάρκειας (α) φόρτισης διασύνδεσης VSC-HVDC, (β) φόρτισης διασύνδεσης EP, (γ) παραγόμενης ισχύος συμβατικών μονάδων, για τα Σενάρια A και B.

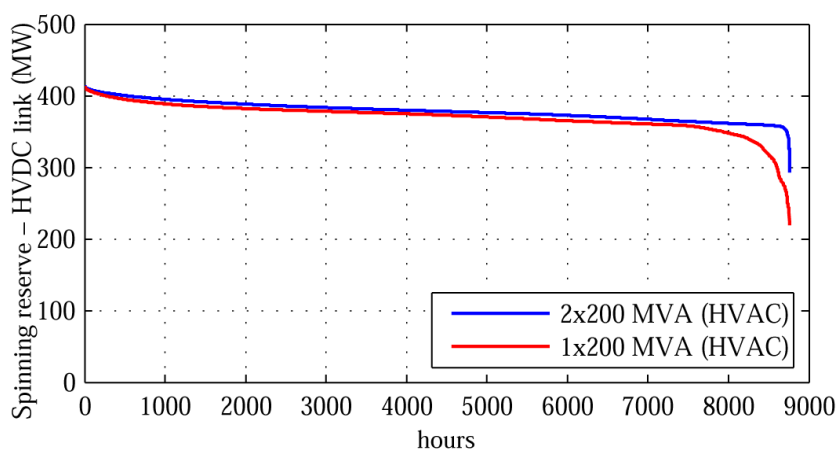


Σχ. 3.3. Καμπύλες διάρκειας (α) φόρτισης διασύνδεσης VSC-HVDC, (β) φόρτισης διασύνδεσης EP, (γ) παραγόμενης ισχύος συμβατικών μονάδων, για δύο παραλλαγές της ικανότητας της διασύνδεσης EP (2x200 MVA ή 1x200 MVA).

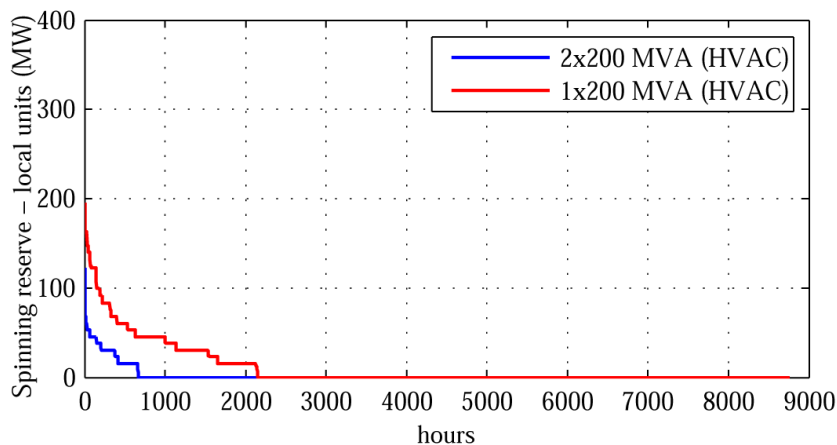
Τα ανωτέρω συμπεράσματα μπορούν να επιβεβαιωθούν και από τα διαγράμματα του Σχ. 3.4, που εικονίζουν το μέγεθος της στρεφόμενης εφεδρείας που δεσμεύεται από τη διασύνδεση ΣΡ και τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Τα εν λόγω αποτελέσματα πρακτικά αναδεικνύουν ότι η διπολική

διασύνδεση ΣΡ παρέχει το μέγεθος των απαιτούμενων εφεδρειών, εκτός από περιορισμένες ώρες του έτους όπου η φόρτιση της προσεγγίζει ή και υπερβαίνει το 50% της ονομαστικής της ικανότητας, εγείροντας την ανάγκη παράλληλης λειτουργίας συμβατικών μονάδων επί του εξεταζόμενου ΣΗΕ. Τέλος, λόγω της προτεραιότητας έγχυσης ενεργού ισχύος που δίνεται στη διασύνδεση ΕΡ, δεν προκύπτει οικονομικά συμφέρουσα η δέσμευση περιθωρίου φόρτισης σε αυτήν, για την κάλυψη των απαιτούμενων εφεδρειών ενεργού ισχύος.

Αναφορικά με την ικανότητα απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος σταθμών ΑΠΕ επί του εξεταζόμενου ΣΗΕ, από τα αποτελέσματα της ετήσιας προσομοίωσης προκύπτει ότι οι απαιτούμενες περικοπές ενέργειας ΑΠΕ δεν υπερβαίνουν το 1,1% της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ, οι οποίες επιβλήθηκαν λόγω της κορεσμένης λειτουργίας των γραμμών μεταφοράς του τοπικού δικτύου του Σχ. 3.1 σε περιόδους αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ. Το γεγονός αυτό υποδηλώνει ότι η επίτευξη μεγαλύτερων διεισδύσεων ΑΠΕ προϋποθέτει τη σταδιακή αναβάθμιση του τοπικού δικτύου του Σχ. 3.1 με νέες γραμμές μεταφοράς επαρκούς μεταφορικής ικανότητας.



(α)



(β)

Σχ. 3.4. Καμπύλες διάρκειας μεγέθους στρεφόμενης εφεδρείας που δεσμεύεται (α) στη διασύνδεση VSC-HVDC, (β) στις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

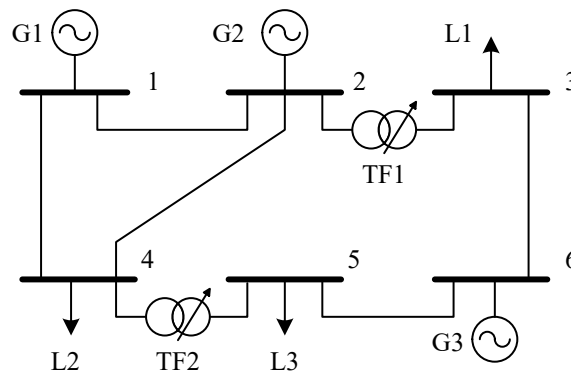


### 3.2 Βελτίωση μοντέλου βέλτιστης ένταξης και φόρτισης με ενσωμάτωση περιορισμών ac ροής ισχύος

#### 3.2.1 Εξεταζόμενη τοπολογία και περιγραφή βελτιωμένου μοντέλου UC

Στο μοντέλο βέλτιστης ένταξης που παρουσιάστηκε στην παράγραφο 3.1, εφαρμόστηκε απλοποιημένη μεθοδολογία επίλυσης dc ροής ισχύος, για την ενσωμάτωση τεχνικών περιορισμών που αφορούν στη μεταφορική ικανότητα των γραμμών μεταφοράς του τοπικού δικτύου. Ωστόσο, το βασικό μειονέκτημα της εν λόγω προσέγγισης είναι ότι δεν λαμβάνονται υπόψη οι ροές αέργου ισχύος και οι διακυμάνσεις τάσης που υφίστανται στο πραγματικό σύστημα, οι οποίες θα μπορούσαν να επηρεάσουν έως έναν βαθμό το αποτέλεσμα του προγραμματισμού βέλτιστης ένταξης και φόρτισης των μονάδων παραγωγής, ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της εξεταζόμενης τοπολογίας ΣΗΕ.

Με αφορμή τα παραπάνω, στην παρούσα μεταδιδακτορική έρευνα διερευνήθηκε η δυνατότητα ενσωμάτωσης των περιορισμών ac ροής ισχύος, αντί της απλουστευμένης dc ροής ισχύος, στο κυρίως πρόβλημα βελτιστοποίησης, με στόχο την αξιολόγηση της επίδρασης των εν λόγω περιορισμών λειτουργίας στο αποτέλεσμα του προγραμματισμού βέλτιστης ένταξης και φόρτισης των μονάδων. Ως παράδειγμα εφαρμογής επιλέχθηκε το τυποποιημένο ΣΗΕ έξι ζυγών του Σχ. 3.5, το οποίο συγκροτείται από 3 μονάδες παραγωγής, 5 γραμμές μεταφοράς, και δύο Μ/Σ ισχύος. Τα λεπτομερή τεχνικά χαρακτηριστικά τους δίνονται στις αναφορές [23]-[25].



Σχ. 3.5. Εξεταζόμενη τοπολογία τυποποιημένου ΣΗΕ έξι ζυγών, συγκροτούμενο από 3 μονάδες παραγωγής, 5 γραμμές μεταφοράς και 2 Μ/Σ ισχύος [25].

Συγκριτικά με το μοντέλο UC που περιγράφηκε στην παράγραφο 3.1, απαιτείται συμπληρωματικά η προσθήκη ισωτικών περιορισμών για την τήρηση του ισοζυγίου αέργου ισχύος σε κάθε ζυγό της τοπολογίας ΣΗΕ, καθώς και κατάλληλη εκτίμηση των ροών ενεργού και αέργου ισχύος που διακινούνται επί των γραμμών μεταφοράς, συναρτήσει των μεταβολών του ορίσματος και του μέτρου του διανύσματος της τάσης κάθε ζυγού.

Η τήρηση του ισοζυγίου αέργου ισχύος σε κάθε ζυγό της εξεταζόμενης τοπολογίας ΣΗΕ περιγράφεται ακολούθως:

$$\sum_u Q_{u,b,t}^G - \sum_{b'} Q_{b \rightarrow b',t}^{line} = Q_{b,t}^{load}, \forall t, b \quad (10)$$

Όπου:

$Q_{u,b,t}^G$  η προγραμματιζόμενη έγχυση αέργου ισχύος από την μονάδα  $u$  την ώρα  $t$ , η οποία είναι συνδεδεμένη στον ζυγό  $b$ .

$Q_{b \rightarrow b',t}^{line}$  η ροή αέργου ισχύος επί της γραμμής μεταφοράς που διασυνδέει τους ζυγούς  $b$  και  $b'$ .

$Q_{b,t}^{load}$  η προβλεπόμενη ζήτηση αέργου ισχύος την ώρα  $t$ , του φορτίου στον ζυγό  $b$ .

Οι ωριαίες ροές ενεργού και αέργου ισχύος των γραμμών μεταφοράς υπολογίζονται μέσω κατάλληλης γραμμικοποίησης της ac ροής ισχύος, διαμορφώνονται με βάση τα ωριαία ισοζύγια ενεργού/αέργου ισχύος σε κάθε ζυγό, και διέπονται από τους ακόλουθους ισοτικούς και ανισοτικούς περιορισμούς:

$$P_{b \rightarrow b',t}^{line} = g_{bb'} V_n (V_{b,t} - V_{b',t}) - b_{bb'} V_n^2 (\delta_{b,t} - \delta_{b',t}) + \frac{1}{2} p_{bb',t}^{loss} \quad (11)$$

$$Q_{b \rightarrow b',t}^{line} = -g_{bb'} V_n^2 (\delta_{b,t} - \delta_{b',t}) - b_{bb'} V_n (V_{b,t} - V_{b',t}) + \frac{1}{2} q_{bb',t}^{loss} \quad (12)$$

$$Q_u^{G,\min} \leq Q_{u,b,t}^G \leq Q_u^{G,\max} \quad (13)$$

$$V_b^{\min} \leq V_{b,t} \leq V_b^{\max}, \forall t, b \quad (14)$$

Όπου:

$g_{bb'}, b_{bb'}$ : η ωμική και η επαγωγική αγωγιμότητα σειράς της γραμμής μεταφοράς που διασυνδέει τους ζυγούς  $b$  και  $b'$ .

$V_{b,t}$ : το μέτρο της τάσης του ζυγού  $b$  την ώρα  $t$ .

$\delta_{b,t}$ : το όρισμα του διανύσματος της τάσης του ζυγού  $b$  την ώρα  $t$ .

$p, q_{bb',t}^{loss}$ : οι εκτιμώμενες απώλειες ενεργού και αέργου ισχύος επί της γραμμής μεταφοράς που διασυνδέει τους ζυγούς  $b$  και  $b'$ , την ώρα  $t$ .

$Q_u^{G,\min,\max}$ : η ελάχιστη και η μέγιστη ικανότητα έγχυσης αέργου ισχύος από την μονάδα  $u$ .

$V_b^{\min,\max}$ : η ελάχιστη και μέγιστη αποδεκτή τάση λειτουργίας σε κάθε ζυγό.

### 3.2.2 Αποτελέσματα προσομοιώσεων

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του ημερήσιου προγραμματισμού βέλτιστης ένταξης και φόρτισης των μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ του Σχ. 3.5 που προκύπτουν με εφαρμογή των παρακάτω παραλλαγών του μοντέλου UC:

- **Μοντέλο UC χωρίς περιορισμούς ροών ισχύος.** Αφορά στο βέλτιστο προφίλ λειτουργίας που εξάγεται αποκλειστικά με κριτήριο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας, χωρίς να εξετάζονται οι προκύπτουσες ροές ενεργού/αέργου ισχύος επί των γραμμών μεταφοράς και οι διακυμάνσεις τάσης επί του τοπικού δικτύου.
- **Μοντέλο UC με περιορισμούς dc ροής ισχύος.** Αφορά στο βέλτιστο προφίλ λειτουργίας που εξάγεται λαμβάνοντας υπόψη τη μεταφορική ικανότητα των γραμμών μεταφοράς του τοπικού δικτύου, χωρίς ωστόσο να υπάρχει η δυνατότητα εκτίμησης των επιπέδων διακύμανσης τάσης.
- **Μοντέλο UC με περιορισμούς ac ροής ισχύος.** Αφορά στο βέλτιστο προφίλ λειτουργίας που εξάγεται λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των περιορισμών ac ροής ισχύος, που αφορούν στη μεταφορική ικανότητα των γραμμών μεταφοράς και στα μέγιστα αποδεκτά όρια διακύμανσης τάσης ( $\pm 6\%$  στην παρούσα ανάλυση).

Όπως φαίνεται αναλυτικότερα και στα αποτελέσματα του Πίν. 3.2, λόγω της οικονομικότερης λειτουργίας της μονάδας G1 συγκριτικά με τις μονάδες G2 και G3, προκύπτει η συστηματική ένταξη της για όλες τις ώρες της ημέρας (1-24), ανεξαρτήτως του εφαρμοζόμενου μοντέλου UC. Ειδικότερα, στο μοντέλο UC χωρίς περιορισμούς ροών ισχύος, παρατηρείται η φόρτιση της μονάδας G1 στη μέγιστη ικανότητά της (220 MW) τις περιόδους υψηλής ζήτησης (ώρες 11-22), προκειμένου να επιτευχθεί η

εξυπηρέτηση της ζήτησης με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Ωστόσο, το εν λόγω προφίλ λειτουργίας δεν είναι τεχνικά εφικτό, λόγω της υπερφόρτισης που θα εμφάνιζε η γραμμή μεταφοράς που διασυνδέει τους ζυγούς #1 και #4 (όριο φόρτισης τα 100 MW). Ο υπόψη περιορισμός λειτουργίας εντοπίζεται επιτυχώς από το μοντέλο UC με περιορισμούς dc ροής ισχύος, στο οποίο περιορίζεται η προγραμματιζόμενη έγχυση ενεργού ισχύος από την μονάδα G1 τις περιόδους υψηλής ζήτησης, σε επίπεδα που δεν υπερβαίνουν τα 200 MW, δίνοντας μεγαλύτερη προτεραιότητα στην έγχυση ενεργού ισχύος από την ακριβότερη μονάδα G2, η οποία είναι συνδεδεμένη στον ζυγό #2, γεγονός που προσαυξάνει το ημερήσιο κόστος λειτουργίας περίπου κατά 5,6% συγκριτικά με το κόστος λειτουργίας που υπολογίζεται από το απλοποιημένο μοντέλο UC χωρίς περιορισμούς ροών ισχύος (βλ. Πίν. 3.2).

Παρά την προαναφερθείσα ικανότητα του μοντέλου UC με περιορισμούς dc ροής ισχύος να εντοπίσει κορεσμένη λειτουργία στη γραμμή μεταφοράς που διασυνδέει τους ζυγούς #1 και #4 σε περιόδους υψηλής ζήτησης, παραμένει μη εφικτή η δυνατότητα εκτίμησης των ροών αέργου ισχύος και των επιπέδων διακύμανσης τάσης σε κάθε ζυγό της τοπολογίας ΣΗΕ του Σχ. 3.5. Για τον σκοπό αυτόν, επαναλαμβάνεται η επίλυση του αλγορίθμου UC με την παραλλαγή του μοντέλου UC που περιλαμβάνει τη γραμμικοποιημένη μέθοδο επίλυσης ac ροής ισχύος (αποτελέσματα 4<sup>ης</sup> στήλης του Πίν. 3.2). Συγκριτικά με τα αποτελέσματα του μοντέλου UC με περιορισμούς dc ροής ισχύος, παρατηρείται συχνότερη ένταξη της μονάδας G3 (διάστημα 8-24 αντί 10-22), η οποία είναι συνδεδεμένη στον ζυγό #6, προκειμένου να ελεγχθεί η υπόταση που εμφανίζεται στον ζυγό #5 στο ελάχιστο αποδεκτό όριο του 0,94 α.μ., μέσω ρύθμισης της αέργου ισχύος εξόδου της μονάδας G3 στη μέγιστη ικανότητά της (50 MVar). Το υπόψη προφίλ λειτουργίας προσαυξάνει το κόστος λειτουργίας κατά 1,3%, συγκριτικά με το μοντέλο UC με περιορισμούς dc ροής ισχύος, και κατά 7%, συγκριτικά με το μοντέλο UC χωρίς περιορισμούς ροών ισχύος, όχι μόνο λόγω της συχνότερης ένταξης της μονάδας G3, αλλά και λόγω της συνεκτίμησης των συνολικών απωλειών για την εξυπηρέτηση της ζήτησης, που δεν ήταν εφικτή στις προαναφερθείσες παραλλαγές του μοντέλου UC.

Πίν. 3.2. Αποτελέσματα προγραμματισμού βέλτιστης ένταξης και φόρτισης των μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ του Σχ. 3.5, με εφαρμογή των τριών παραλλαγών του μοντέλου UC.

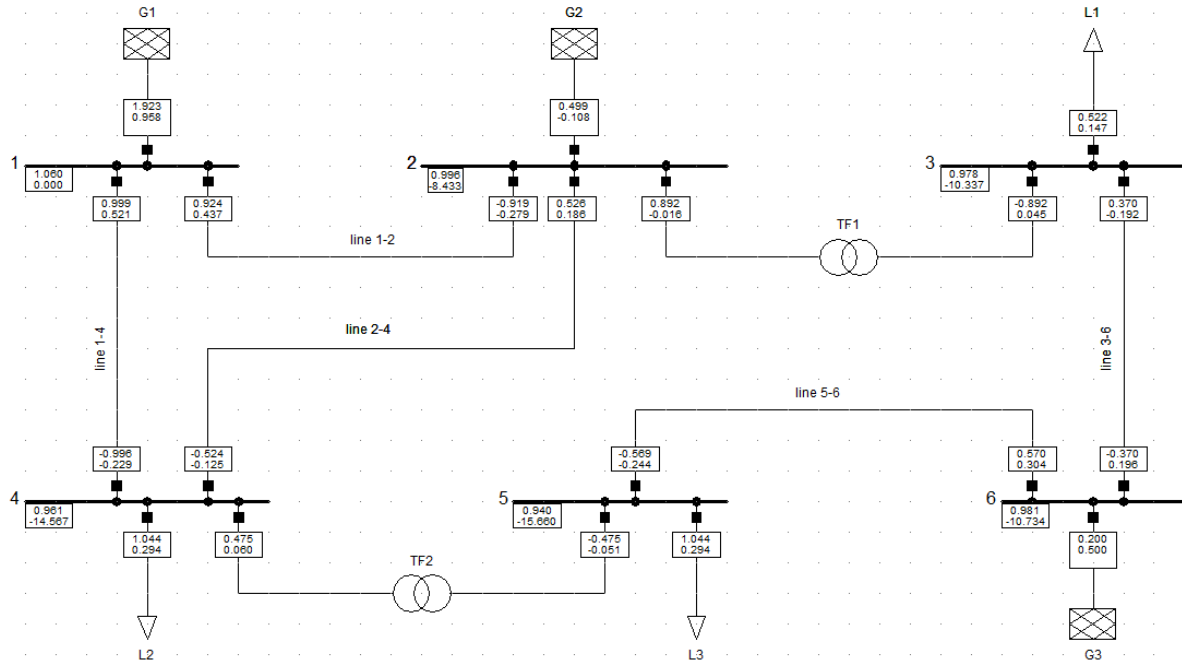
Μονάδα	Μοντέλο UC χωρίς περιορισμούς ροών ισχύος	Μοντέλο UC με περιορισμούς dc ροής ισχύος	Μοντέλο UC με περιορισμούς ac ροής ισχύος
G1	1–24	1–24	1–24
G2	1,12–21	1,11–22	1,11–22
G3	10–22	10–22	8–24
Κόστος λειτουργίας(\$)	101.269,6	106.995,8	108.389,6
Απώλειες (MWh)	–	–	23,76(0,46%)
Χρόνος εκτέλεσης αλγορίθμου UC (s)	0,06	0,1	2,5

Τέλος, για την επικύρωση των αποτελεσμάτων ac ροής ισχύος που εξάγονται από το μοντέλο UC, πραγματοποιείται συγκριτική τους αξιολόγηση με το εμπορικό λογισμικό ανάλυσης ροής ισχύος DIgSILENT/Powerfactory, για το στιγμιότυπο αιχμής φορτίου (ώρα 17.00 – 261,12 MW). Για την επίλυση της ροής ισχύος επιλέχθηκε η ακόλουθη διαδικασία:

- Ο ζυγός #1 ορίστηκε ζυγός ταλάντωσης, με μέτρο του διανύσματος της τάσης ίσο με αυτό που προσδιορίστηκε από το μοντέλο UC (1,06 α.μ.).
- Οι ζυγοί #2 και #6 ορίστηκαν ζυγοί PQ, με τις τιμές ενεργού/αέργου ισχύος που προσδιορίστηκαν από το μοντέλο UC για τις μονάδες G2 και G3 αντίστοιχα, την ώρα 17.00.

Με βάση τα ανωτέρω βήματα, επιλύθηκε η ροή ισχύος στο λογισμικό DIgSILENT/PowerFactory για το ίδιο στιγμιότυπο, από την οποία προέκυψαν τα αποτελέσματα του Πίν. 3.3 ως προς τις εγχύσεις ενεργού/αέργου ισχύος των μονάδων και ως προς το μέτρο και το όρισμα της τάσης σε κάθε ζυγό της

τοπολογίας ΣΗΕ του Σχ. 3.5, το οποίο παρουσιάζεται και στο Σχ. 3.6 όπως μοντελοποιήθηκε στο εν λόγω λογισμικό. Με βάση τα αποτελέσματα της συγκριτικής αξιολόγησης, παρατηρείται εξαιρετική σύγκλιση μεταξύ του μοντέλου UC και του λογισμικού DIgSILENT/PowerFactory για το ίδιο στιγμιότυπο, επικυρώνοντας έτσι τα συμπεράσματα που προέκυψαν από το εξαγόμενο προφίλ λειτουργίας, του μοντέλου UC με περιορισμούς ac ροής ισχύος, για το εξεταζόμενο ΣΗΕ του Σχ. 3.5.



Σχ. 3.6. Στιγμιότυπο ac ροής ισχύος του εμπορικού λογισμικού ανάλυσης ροής ισχύος DIgSILENT/Powerfactory, για την εξεταζόμενη τοπολογία ΣΗΕ του Σχ. 3.5, με βάση τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης του μοντέλου UC με περιορισμούς ac ροής ισχύος για την ώρα 17.00.

Πίν. 3.3. Αποτελέσματα ροών ισχύος του μοντέλου UC για το ΣΗΕ του Σχ. 3.5, την ώρα 17.00, και συγκριτική τους αξιολόγηση με το λογισμικό ανάλυσης ροής ισχύος DIgSILENT/Powerfactory.

Ζυγός		Διάνυσμα τάσης (α.μ.)		Εγγεόμενη ενεργός /άεργος ισχύς (α.μ.)	
		Μοντέλο UC (GAMS)	DIgSILENT/ Powerfactory	Μοντέλο UC (GAMS)	DIgSILENT/ Powerfactory
1	SL	1,060∠0°		1,924/0,966	1,923/0,958
2	PQ	0,994∠-8,9°	0,996∠-8,4°	0,499/-0,108	
3	PQ	0,976∠-10,7°	0,978∠-10,3°	-	
4	PQ	0,960∠-14,7°	0,961∠-14,6°	-	
5	PQ	0,940∠-15,7°	0,940∠-15,7°	-	
6	PQ	0,979∠-11,1°	0,981∠-10,7°	0,200/0,500	

**ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ**

- [1] A. Yazdani, R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. John Wiley & Sons, Inc., NJ, 2010.
- [2] Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, pp. 4734-4749, Nov. 2012.
- [3] S. Nanou, and S. Papathanassiou, “Evaluation of a communication-based fault ride-through scheme for offshore wind farms connected through high-voltage DC links based on voltage source converter,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, pp. 882-891, Nov. 2015.
- [4] M. Saeedifard, and R. Iravani, “Dynamic Performance of a Modular Multilevel Back-to-Back HVDC System,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 25, pp. 2903-2912, Oct. 2010.
- [5] H. Saad, J. Peralta, S. Denetiere, J. Mahseredjian, J. Jatskevich, J. A. Martinez, A. Davoudi, M. Saeedifard, V. Sood, X. Wang, J. Cano, and A. Mehrizi-Sani, “Dynamic Averaged and Simplified Models for MMC-Based HVDC Transmission Systems,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 28, pp. 1723-1730, July 2013.
- [6] “SimPowerSystems™ User’s Guide”, Hydro-Québec and The MathWorks, Inc., Massachusetts, 2010.
- [7] H. Yang, Y. Dong, W. Li, and X. He, “Average-Value Model of Modular Multilevel Converters Considering Capacitor Voltage Ripple,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, pp. 723-732, Apr. 2016.
- [8] “COMMISSION REGULATION (EU) 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules,” 2016.
- [9] “Ten Year Network Development Plan 2017-2026,” Independent Power Transmission Operator (IPTO/ADMIE) S.A., Athens, Mar. 2016.
- [10] S. V. Papaefthymiou, V. G. Lakiotis, I. D. Margaritis, and S. A. Papathanassiou, “Dynamic analysis of island systems with wind-pumped-storage hybrid power stations,” *Renew. Energy*, vol. 74, pp. 544–554, 2015.
- [11] L. Zhang, L. Harnefors, and H.-P. Nee, “Power synchronization control of grid-connected voltage-source converters,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 809-820, May 2010.
- [12] S. I. Nanou, and S. A. Papathanassiou, “Grid Code Compatibility of VSC-HVDC Connected Offshore Wind Turbines Employing Power Synchronization Control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, pp. 5042-5050, Jan. 2016.
- [13] J. O’ Sullivan, A. Rogers, D. Flynn, P. Smith, A. Mullane, and M. O’ Malley, “Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System-Frequency Stability Challenges in Ireland,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, pp. 2943–2951, Nov. 2014.
- [14] C. M. Affonso, W. Freitas, W. Xu, and L. C. P. da Silva, “Performance of ROCOF relays for embedded generation applications,” in *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, pp. 109-114, 2005.
- [15] Rate of Change of Frequency (ROCOF) – Review of TSO and Generator Submissions, PPA Energy, Final Rep., Guildford, UK, 2013.
- [16] General Algebraic Modeling System (GAMS) – A User’s Guide, ([Online]. Available: <http://www.gams.com>).

- [17] K. W. Hedman, M. C. Ferris, R. P. O' Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, pp.1052-1063, May 2010.
- [18] P. Jacobs, C. Jansen, R. Van Houtert, E. Pelgrum, A. Ciupuliga, M. Gibescu, W. Kling, "Combining Market Simulations and Load-Flow Calculations for planning of interconnected systems with high RES penetration – Practical Experience," in *Proc. Cigre Paris Session*, 2012.
- [19] J. M. Arroyo, and A. J. Conejo, "Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, pp. 1098-1104, Aug. 2000.
- [20] J. M. Arroyo, and A. J. Conejo, "Optimal Response of a Power Generator to Energy, AGC, and Reserve Pool-Based Markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 404-410, May 2002.
- [21] M. Carrion, J. Arroyo, "A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, pp. 1371-1378, Aug. 2006.
- [22] M. Karystianos, Y. Kabouris, T. Koronides, S. Sofroniou, "Operation of the Electrical System of Crete in Interconnection with the Mainland Grid: A Stability Study," in *Proc. 2013 IREP Symposium in Bulk Power System Dynamics and Control – IX*, pp. 1-8, Aug. 2013, Greece.
- [23] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, "AC Contingency Dispatch Based on Security-Constrained Unit Commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 897–908, May 2006.
- [24] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Security-Constrained Unit Commitment With AC Constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 1001–1013, May 2005.
- [25] A. Castillo, C. Laird, C. A. Silva-Monroy, J. Watson, and R. P. O'Neill, "The Unit Commitment Problem With AC Optimal Power Flow Constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4853–4866, Nov. 2016.

## ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΤΟΥ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ ΣΤΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΤΗΣ ΜΕΤΑΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΕΡΕΥΝΑΣ

### *Σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά με κριτές*

1. **S. I. Nanou**, S. A. Papathanassiou, “Frequency Control of Island VSC-HVDC Links Operating in Parallel with AC Interconnectors and Onsite Generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, in press, DOI: 10.1109/TPWRD.2017.2722498.

### *Σε πρακτικά διεθνών συνεδρίων*

1. **S. I. Nanou**, S. A. Papathanassiou, “Evaluation of control schemes for island VSC-HVDC links operating in parallel with AC interconnectors,” in *Proc. 2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, UK, June 2017, DOI: 10.1109/PTC.2017.7980817.
2. **S. I. Nanou**, G. N. Psarros, S. A. Papathanassiou, M. P. Papadopoulos, “Operating reserve scheduling for island systems with parallel AC-DC interconnectors: The case of Crete,” in *Proc. 2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, UK, June 2017, DOI: 10.1109/PTC.2017.7980818.
3. **S. I. Nanou**, S. A. Papathanassiou, “Generic Average-Value Modeling of MMC-HVDC Links Considering Submodule Capacitor Dynamics,” in *Proc. 52<sup>nd</sup> International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2017)*, Heraklion, Crete, Greece, Aug. 2017.
4. **S. I. Nanou**, S. A. Papathanassiou, “Fault Ride-Through Response of VSC-HVDC Links Operating in Island Systems with Parallel AC Interconnectors,” in *Proc. 52<sup>nd</sup> International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2017)*, Heraklion, Crete, Greece, Aug. 2017.