



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»

**Εξισορρόπηση Κινδύνου Πυρκαγιάς και Αποκοπής  
Φορτίου μέσω Βέλτιστης Απενεργοποίησης Κρίσιμων  
Στοιχείων του Δικτύου**

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Στασινός Έκτωρ-Ιωάννης

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Οκτώβριος 2021





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ»

## Εξισορρόπηση Κινδύνου Πυρκαγιάς και Αποκοπής Φορτίου μέσω Βέλτιστης Απενεργοποίησης Κρίσιμων Στοιχείων του Δικτύου

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Στασινός Έκτωρ-Ιωάννης

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την Πέμπτη 21 Οκτωβρίου 2021.

.....  
Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....  
Ιωάννης Προυσαλίδης  
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....  
Γεώργιος Κορρές  
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Οκτώβριος 2021



.....  
Στασινός Έκτωρ-Ιωάννης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Στασινός Έκτωρ-Ιωάννης, 2021

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.



## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Οι φυσικές καταστροφές, πέραν από το κίνδυνο απώλειας ανθρώπινων ζώων και τις μεγάλες υλικές και οικονομικές ζημιές που μπορεί να επιφέρουν, αποτελούν μία από τις μεγαλύτερες απειλές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συνέπειες της κλιματικής αλλαγής αυξάνουν τόσο την συχνότητα εκδήλωσης όσο και την ένταση τέτοιων φαινομένων, σε παγκόσμιο επίπεδο. Στις μέρες μας, οι δασικές πυρκαγιές αποτελούν την πιο συχνή κατηγορία φυσικών καταστροφών στο σύγχρονο κόσμο. Τα δε σφάλματα των ηλεκτρικών δικτύων είναι ένας παράγοντας που μπορεί να οδηγήσει σε πυρκαγιές, ιδιαίτερα σε περιόδους υψηλής θερμοκρασίας και ισχυρών ανέμων. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι οι καταστροφικές πυρκαγιές στην Καλιφόρνια το 2018, οι οποίες εκκίνησαν από σφάλματα του εξοπλισμού του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η έγκαιρη συντήρηση των στοιχείων του δικτύου, το κλάδεμα των δέντρων και η διαχείριση της βλάστησης σε κοντινή απόσταση από τα στοιχεία του δικτύου είναι μακροχρόνια μέτρα που μπορούν να μειώσουν τον κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς. Βραχυπρόθεσμα, οι διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να απενεργοποιήσουν εξοπλισμό του δικτύου προληπτικά, ώστε να μειώσουν τον κίνδυνο πυρκαγιάς, με αποτέλεσμα όμως να διακόπτεται η παροχή ρεύματος σε πολλούς καταναλωτές. Επομένως, οι αποφάσεις απενεργοποίησης ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου έχουν σημαντικές επιπτώσεις στους καταναλωτές, οι οποίοι μπορεί να στερηθούν την πρόσβαση στην ηλεκτρική ενέργεια προκειμένου να μειωθεί η πιθανότητα μιας καταστροφικής πυρκαγιάς.

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας αναπτύσσεται ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (Mixed-Integer Linear Problem –MILP-) με σκοπό την βέλτιστη επιλογή των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου που πρέπει να απενεργοποιηθούν προληπτικά προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί ο κίνδυνος πυρκαγιάς, ελαχιστοποιώντας παράλληλα την αποκοπή φορτίου, που προκύπτει λόγω της απενεργοποίησης των στοιχείων αυτών. Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος ορίζεται ως η εξισορρόπηση μεταξύ του λειτουργικού κόστους του συστήματος και του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς, χρησιμοποιώντας συντελεστές για να δοθεί μικρότερη ή μεγαλύτερη βαρύτητα σε καθέναν από αυτούς τους δύο παράγοντες. Οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου μοντελοποιούνται ως περιορισμοί του προβλήματος. Η μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος πραγματοποιείται σε περιβάλλον MATLAB, με την βοήθεια του πακέτου YALMIP, που αποτελεί μια χρήσιμη εργαλειοθήκη μοντελοποίησης και βελτιστοποίησης, ενώ για την επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιείται ο επιλύτης GUROBI. Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται εν τέλει για τρία διαφορετικά σενάρια και για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων τους χρησιμοποιείται το πρότυπο δίκτυο 24 ζυγών της IEEE.

Το πρώτο και βασικό σενάριο ορίζει δύο επίπεδα κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το βόρειο και το νότιο τμήμα του δικτύου. Στο δεύτερο σενάριο διατηρούνται οι τεχνικοί περιορισμοί του πρώτου, αλλά ορίζονται, με βάση γεωγραφικά και λειτουργικά κριτήρια τέσσερις υπό-περιοχές του δικτύου με διαφορετικά επίπεδα κινδύνου εκκίνησης πυρκαγιάς, σε ένα εύρος που εκτίνεται από μέσο κίνδυνο έως κατάσταση συναγερμού. Στο τρίτο σενάριο διατηρείται αυτούσιος ο γεωγραφικός χάρτης κινδύνου του δευτέρου σεναρίου, ενώ παράλληλα προστίθεται στην αντικειμενική συνάρτηση ο παράγοντας της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής, συνοδευόμενος από τους απαραίτητους επιπρόσθετους τεχνικούς περιορισμούς.

Εν κατακλείδι, περιγράφεται, για κάθε σενάριο υλοποίησης, ο βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, η βέλτιστη και πιο οικονομική κατανομή της παραγωγής στις μονάδες και η απαιτούμενη αποκοπή φορτίου, προκειμένου να εξασφαλίζεται η εξισορρόπηση ισχύος σε κάθε ζυγό και να ικανοποιούνται οι περιορισμοί λειτουργίας του συστήματος. Χρησιμοποιώντας διαφορετικές τιμές για τους συντελεστές της αντικειμενικής συνάρτησης, παρουσιάζονται γραφικά τα μέτωπα βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου, τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς και για το συνολικό κόστος του συστήματος. Η ανάλυση γίνεται σε ωριαία βάση και τα αποτελέσματα του πολυκριτηριακού προβλήματος αφορούν ολόκληρο το εικοσιτετράωρο μιας ημέρας. Στο τέλος, γίνεται σύγκριση των αποτελεσμάτων των παραπάνω σεναρίων.

### **Λέξεις κλειδιά:**

Φυσικές καταστροφές, πυρκαγιές, πρόβλημα ελαχιστοποίησης μικτού αέριου γραμμικού προγραμματισμού, βέλτιστη απενεργοποίηση ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, αποκοπή φορτίου, κίνδυνος εκδήλωσης πυρκαγιάς, ελαχιστοποίηση λειτουργικού κόστους, ελαχιστοποίηση κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής, μέτωπα βέλτιστων λύσεων κατά Pareto



## **ABSTRACT**

Natural disasters, apart from the risk of human life losses and the great material and economic damage that they can cause, they constitute one of the greatest threats to the electricity systems. The effects of climate change are increasing both the frequency and the intensity of such incidents worldwide. Nowadays, wildfires are the most frequent kind of events among natural disasters in the modern world. Electric grid faults are a common factor that can lead to wildfires, especially during high temperature and windy periods. California 2018 camp fire is a typical example of how an electric grid fault can lead to disastrous wildfires. Long term measures such as power grid electrical components maintenance, vegetation control and pruning trees that may be close to the electric grid equipment can reduce the fire risk. In the short term, power system operators could turn off electric grid equipment proactively in order to reduce the fire risk, but that measure induces power outages to many consumers. Therefore, electric grid equipment deactivation has a significant impact on consumers, who may be deprived of electricity in order to reduce the possibility of a catastrophic wildfire.

In the framework of this thesis, a Mixed-Integer Linear Programming (MILP) problem is developed in order to optimally select the electrical components of the power grid that must be switched off proactively in order to minimize the fire risk, while minimizing load shedding resulting from these components deactivation. The problem's objective function is defined as the balance between the power system operational cost and the fire risk, while numerical coefficients are being used in order to give less or more weight to each of these two factors. The power grid technical constraints are modeled as the problem constraints. The mathematical modeling of the problem is performed in MATLAB with the aid of YALMIP package, which is a useful toolbox for modeling and optimization problems, while the GUROBI solver is used to find the solution. The proposed method is finally applied in three different scenarios and the standard IEEE 24-bus test system is used in order to evaluate the results.

The first and base case scenario defines two levels of fire risk for the northern and southern part of the electric grid. The second scenario, while retaining the technical constraints of the first one, sets four sub-areas with different fire risk values at the electric grid, ranging from medium risk to alarm state, based on geographical and operational criteria. The third scenario, while retaining the geographical fire risk map of the second one, adds the factor of minimizing the unit commitment cost to the problem's objective function, supplementing the problem with the necessary additional technical constraints.

In conclusion, the optimal operational schedule of power grid's electrical components, the optimal and most economical distribution of power production to the

units and the required load shedding, in order to ensure the power balance in each bus and to meet the system operational limitations, are described, for each implementation scenario. The optimal solutions Pareto fronts for load delivery, fire risk and the system total cost are presented graphically, by setting different numerical coefficients for each factor of the objective function. The analysis is done on an hourly basis and the results of the multi-criteria problem refer to the twenty-four hours of a whole day. Finally, the results of all three scenarios are compared to each other.

**Key words:**

Natural disasters, wildfires, mixed integer linear programming minimization problem, optimal power grid components deactivation, load shedding, fire risk, operational cost minimization, unit commitment cost minimization, optimal solutions Pareto front

## **ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

Η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2020-2021, στα πλαίσια του διατμηματικού προγράμματος μεταπτυχιακών σπουδών «Παραγωγή και διαχείριση ενέργειας», με συντονίζουσα σχολή το τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα Καθηγητή μου κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε και την ευκαιρία που μου προσέφερε να διεκπεραιώσω ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο επιστημονικό θέμα. Ακόμα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Καθηγητή κ. Ιωάννη Προυσαλίδη και τον Καθηγητή κ. Γεώργιο Κορρέ για τη συμμετοχή τους στη τριμελή επιτροπή εξέτασης της παρούσας μεταπτυχιακής διπλωματικής εργασίας.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερα τον Μεταδιδάκτορα Ερευνητή Δημήτρη Τράκα για την επιστημονική του καθοδήγηση, την υπομονή, τις υποδείξεις και τον πολύτιμο χρόνο που διέθεσε για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Η γενικότερη συνεισφορά του και η άψογη συνεργασία μας ήταν καθοριστικός παράγοντας ολοκλήρωσής της.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω από καρδιάς τους γονείς μου και την θεία μου για όλη τη στήριξη, υλική και ηθική, που πάντα μου προσέφεραν και θα συνεχίσουν να μου προσφέρουν απλόχερα, τόσο στην επίτευξη των στόχων μου, όσο και γενικότερα σε ολόκληρη τη ζωή μου.

Έκτωρ-Ιωάννης Στασινός

Αθήνα, Οκτώβριος 2021



# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1</b> .....	21
<i>ΚΑΤΑΣΤΡΟΦΙΚΕΣ ΠΥΡΚΑΓΙΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ</i> .....	21
1.1 Εισαγωγή.....	21
1.2 Κλιματική αλλαγή και ακραία φυσικά φαινόμενα.....	22
1.3 Φυσικές καταστροφές και συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.....	24
1.4 Καταστροφικές πυρκαγιές και επιπτώσεις στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.....	30
1.4.1 Ιστορική αναδρομή στην καταστροφική πυρκαγιά της Καλιφόρνια το 2018.....	34
1.5 Λειτουργικά μέτρα πρόληψης καταστροφών και μέτρα ενίσχυσης του ΣΗΕ.....	35
1.6 Οι έννοιες της ανθεκτικότητας, στιβαρότητας, ευστάθειας και αξιοπιστίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και οι διαφορές τους .....	37
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2</b> .....	40
<i>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΑΙ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ</i> .....	40
2.1 Εισαγωγή.....	40
2.2 Πρόβλημα ελαχιστοποίησης.....	42
2.3 Υπόμνημα μεταβλητών και συμβόλων .....	43
2.4 Αντικειμενική συνάρτηση.....	47
2.5 Τεχνικοί περιορισμοί βασικού σεναρίου .....	50
2.6 Στοιχεία και δεδομένα μοντέλου .....	53
2.6.1 Ζήτηση φορτίου .....	54
2.6.2 Τοπολογία δικτύου.....	54
2.6.3 Τεχνικά στοιχεία μονάδων παραγωγής .....	57
2.6.4 Στοιχεία γραμμών μεταφοράς.....	59
2.6.5 Μοντελοποίηση κινδύνου πυρκαγιάς .....	62
2.6.6 Βάρος εξισορρόπησης alpha και μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto .....	66
2.7 Κανονικοποίηση αντικειμενικής συνάρτησης.....	67
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3</b> .....	70
<i>ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΗΣ ΜΕΘΟΔΟΥ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</i> .....	70
3.1 Εισαγωγή.....	70
3.2 Αποτελέσματα βασικού σεναρίου προσομοίωσης μέσου προς υψηλού κινδύνου πυρκαγιάς .....	70

3.2.1 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων εξυπηρέτησης φορτίου και κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς κατά Pareto.....	71
3.2.2 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κόστους κατά Pareto.....	76
3.2.3 Μέτωπο βέλτιστων τιμών της αντικειμενικής συνάρτησης κατά Pareto.....	82
3.2.4 Βέλτιστος ημερήσιος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου για διαφορετικά βάρη εξισορρόπησης .....	84
3.3 Αποτελέσματα σεναρίου προσομοίωσης κατάστασης πολύ υψηλού κινδύνου λόγω δασικών εκτάσεων στο δυτικό τμήμα του δικτύου.....	91
3.3.1 Περιγραφή και δεδομένα σεναρίου .....	91
3.3.2 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων εξυπηρέτησης φορτίου και κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς κατά Pareto.....	95
3.3.3 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κόστους κατά Pareto.....	98
3.3.4 Μέτωπο βέλτιστων τιμών της αντικειμενικής συνάρτησης κατά Pareto.....	101
3.3.5 Βέλτιστος ημερήσιος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου .....	102
3.4 Αποτελέσματα σεναρίου προσομοίωσης κατάστασης πολύ υψηλού κινδύνου λόγω δασικών εκτάσεων στο δυτικό τμήμα του δικτύου με προσθήκη ανάλυσης κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής στο πρόβλημα .....	105
3.4.1 Περιγραφή, δεδομένα σεναρίου και προσθήκη τεχνικών περιορισμών .....	105
3.4.2 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων εξυπηρέτησης φορτίου και κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς κατά Pareto.....	111
3.4.3 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κόστους κατά Pareto.....	114
3.4.4 Μέτωπο βέλτιστων τιμών της αντικειμενικής συνάρτησης κατά Pareto.....	118
3.4.5 Βέλτιστος ημερήσιος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου .....	119
3.5 Σύγκριση σεναρίων και συμπεράσματα.....	122
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.....</b>	<b>132</b>
<b>ΑΝΑΚΕΦΑΛΑΙΩΣΗ ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>132</b>
<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....</b>	<b>137</b>

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 1. Ετήσιος μέσος όρος αύξησης της θερμοκρασίας σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα και τα επίπεδα του διαστήματος 1981-2010 [6].....	23
Εικόνα 2. Πλημμυρισμένοι υποσταθμοί ενέργειας κατά τη διάρκεια της πλημμύρας του ποταμού του Mississippi το 1993 [9].....	25
Εικόνα 3. Πυρκαγιά δίπλα από γραμμές μεταφοράς στη Καλιφόρνια το 2017 [10] .....	25
Εικόνα 4. Πεσμένοι πυλώνες και γραμμές μεταφοράς μετά το πέρασμα του τυφώνα Ida στη Louisiana το 2021 [11].....	26
Εικόνα 5. Ραβδόγραμμα εμφάνισης φυσικών καταστροφών στις ΗΠΑ, κατά κατηγορία (1980-2018) [12].....	27
Εικόνα 6. Ετήσια καταγεγραμμένα στρέμματα καμένης γης από πυρκαγιές στις ΗΠΑ (1983-2020) [13].....	27
Εικόνα 7. Αύξηση διακοπών ρεύματος που οφείλονται σε φυσικές καταστροφές (1992-2012) [16].....	28
Εικόνα 8. Βήματα ανταπόκρισης ενός δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας υπό την επίδραση κάποιου καιρικού φαινομένου [17].....	30
Εικόνα 9. Αλλαγές στη συχνότητα εμφάνισης (A, C, E) και στην επιμήκυνση των περιόδων πυρκαγιών (B, D, F) για τα σενάρια αύξησης της θερμοκρασίας κατά 1,5 °C (A, B), 2 °C (C, D) και ανεξέλεγκτης αύξησης (business as usual - E, F) [19].....	31
Εικόνα 10. Έκρηξη σε μετασχηματιστή του ΚΥΤ Ασπροπύργου τον Ιανουάριο του 2021 [26] .....	33
Εικόνα 11. Δασική έκταση που καίγεται στη Βόρεια Καλιφόρνια κατά την καταστροφική πυρκαγιά του Νοέμβρη του 2018 [40] .....	35
Εικόνα 12. Τοπολογία πρότυπου δικτύου 24 ζυγών της IEEE .....	56
Εικόνα 13. Γεωγραφικός χάρτης κινδύνου πυρκαγιάς βασικού σεναρίου .....	64
Εικόνα 14. Γεωγραφικός χάρτης κινδύνου πυρκαγιάς δεύτερου σεναρίου.....	92





## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1. Αιτίες των μεγαλύτερων διακοπών ηλεκτρικού ρεύματος στις ΗΠΑ (1984-2006) [17].....	29
Πίνακας 2. Όρια παραγωγής των 14 μονάδων του δικτύου .....	57
Πίνακας 3. Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της κάθε μονάδας.....	58
Πίνακας 4. Τεχνικά στοιχεία μονάδων παραγωγής.....	59
Πίνακας 5. Επαγωγική αντίσταση και χωρητικότητα γραμμών μεταφοράς του δικτύου 24 ζυγών της IEEE.....	60
Πίνακας 6. Προεπιλεγμένη φορά DC ροής φορτίου .....	61
Πίνακας 7. Χαρακτηριστικά νότιου και βόρειου τμήματος του δικτύου .....	66
Πίνακας 8. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς του πρώτου σεναρίου .....	75
Πίνακας 9. Περικοπή φορτίου και κλίσεις καμπυλών του πρώτου σεναρίου .....	75
Πίνακας 10. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για τα μεγέθη κόστους του πρώτου σεναρίου .....	81
Πίνακας 11. Ποσοστιαία αύξηση και κλίση καμπύλης του συνολικού κόστους του πρώτου σεναρίου για τις διάφορες τιμές του παράγοντα εξισορρόπησης .....	82
Πίνακας 12. Τιμές γεωγραφικού κινδύνου των ζυγών και φορτίων του δεύτερου σεναρίου για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο .....	94
Πίνακας 13. Τιμές γεωγραφικού κινδύνου των γεννητριών του δεύτερου σεναρίου για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο .....	94
Πίνακας 14. Τιμές γεωγραφικού κινδύνου των γραμμών μεταφοράς του δεύτερου σεναρίου για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο.....	95
Πίνακας 15. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς του δεύτερου σεναρίου .....	98
Πίνακας 16. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για τα μεγέθη κόστους του δεύτερου σεναρίου .....	101
Πίνακας 17. Βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων πρώτου και δεύτερου σεναρίου.....	103

Πίνακας 18. Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των μονάδων παραγωγής του τρίτου σεναρίου .....	110
Πίνακας 19. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξισορρόπηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς του τρίτου σεναρίου .....	113
Πίνακας 20. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για τα μεγέθη κόστους του τρίτου σεναρίου .....	118
Πίνακας 21. Συνολικός αριθμός εκκινήσεων και τερματισμών λειτουργίας των μονάδων παραγωγής για κάθε τιμή του βάρους εξισορρόπησης.....	122
Πίνακας 22. Βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του τρίτου σεναρίου .....	122
Πίνακας 23. Βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών των τριών σεναρίων.....	131

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΓΡΑΦΗΜΑΤΩΝ

Γράφημα 1. Ωριαία συνολική ζήτηση φορτίου ( $MW$ ) κατά τις ώρες 1:00-24:00 .....	54
Γράφημα 2. Συγκριτικό μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς για το πρώτο σενάριο .....	71
Γράφημα 3. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto της εξυπηρέτησης φορτίου για το πρώτο σενάριο .....	72
Γράφημα 4. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το πρώτο σενάριο .....	73
Γράφημα 5. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους λειτουργίας για το πρώτο σενάριο .....	77
Γράφημα 6. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους παραγωγής για το πρώτο σενάριο .....	78
Γράφημα 7. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για το πρώτο σενάριο .....	79
Γράφημα 8. Συγκριτικό μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για τα κόστη παραγωγής και μη εξυπηρετούμενου φορτίου .....	80
Γράφημα 9. Καμπύλη βέλτιστων τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης για το πρώτο σενάριο .....	83
Γράφημα 10. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου για το δεύτερο σενάριο .....	96
Γράφημα 11. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το δεύτερο σενάριο .....	97
Γράφημα 12. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του συνολικού κόστους για το δεύτερο σενάριο .....	99
Γράφημα 13. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για το δεύτερο σενάριο .....	100
Γράφημα 14. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους παραγωγής για το δεύτερο σενάριο .....	100
Γράφημα 15. Καμπύλη βέλτιστων τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης για το δεύτερο σενάριο .....	102

Γράφημα 16. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto της εξυπηρέτησης φορτίου για το τρίτο σενάριο .....	112
Γράφημα 17. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το τρίτο σενάριο .....	112
Γράφημα 18. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για το τρίτο σενάριο .....	115
Γράφημα 19. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους παραγωγής για το τρίτο σενάριο .....	115
Γράφημα 20. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής για το τρίτο σενάριο .....	116
Γράφημα 21. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του συνολικού κόστους για το τρίτο σενάριο .....	117
Γράφημα 22. Καμπύλη βέλτιστων τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης για το τρίτο σενάριο .....	119
Γράφημα 23. Καμπύλες συνολικής ημερήσιας εξυπηρέτησης φορτίου για τα τρία σενάρια	124
Γράφημα 24. Καμπύλες συνολικού κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για τα τρία σενάρια...	125
Γράφημα 25. Καμπύλες συνολικού κόστους για τα τρία σενάρια .....	127
Γράφημα 26. Καμπύλες κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για τα τρία σενάρια.....	129
Γράφημα 27. Καμπύλες κόστους παραγωγής για τα τρία σενάρια .....	130

## **ΚΑΤΑΣΤΡΟΦΙΚΕΣ ΠΥΡΚΑΓΙΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

### **1.1 Εισαγωγή**

Η ενέργεια αποτελεί, εδώ και αιώνες, πρωταρχικό πυλώνα του ανθρώπινου πολιτισμού, καθώς, χωρίς αυτήν, ο άνθρωπος δεν μπορεί να ζήσει, να δημιουργήσει και να προσφέρει στον κοινωνικό του σύνολο. Ως σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) ορίζεται το σύνολο των εγκαταστάσεων και του εξοπλισμού που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές [1]. Έτσι, τα ΣΗΕ αποτελούν παράγοντες οικονομικής, κοινωνικής και πολιτισμικής ανάπτυξης κάθε χώρας και χάρη στην τεχνολογική τους πρόοδο απολαμβάνουμε, σήμερα, τις ανέσεις και τις διευκολύνσεις του σύγχρονου τρόπου ζωής. Φυσικά, για την λειτουργία, την οργάνωση και τον έλεγχο ενός τόσο εκτεταμένου και πολύπλοκου συστήματος, απαραίτητη υπήρξε η συνεχής ενσωμάτωση της τεχνολογικής προόδου κάθε εποχής και η γέννηση νέων επιστημονικών προκλήσεων και στόχων, ο αέναος αυτός κύκλος που οδηγεί κάθε φορά την ανθρωπότητα στο να βαδίζει προς τα εμπρός.

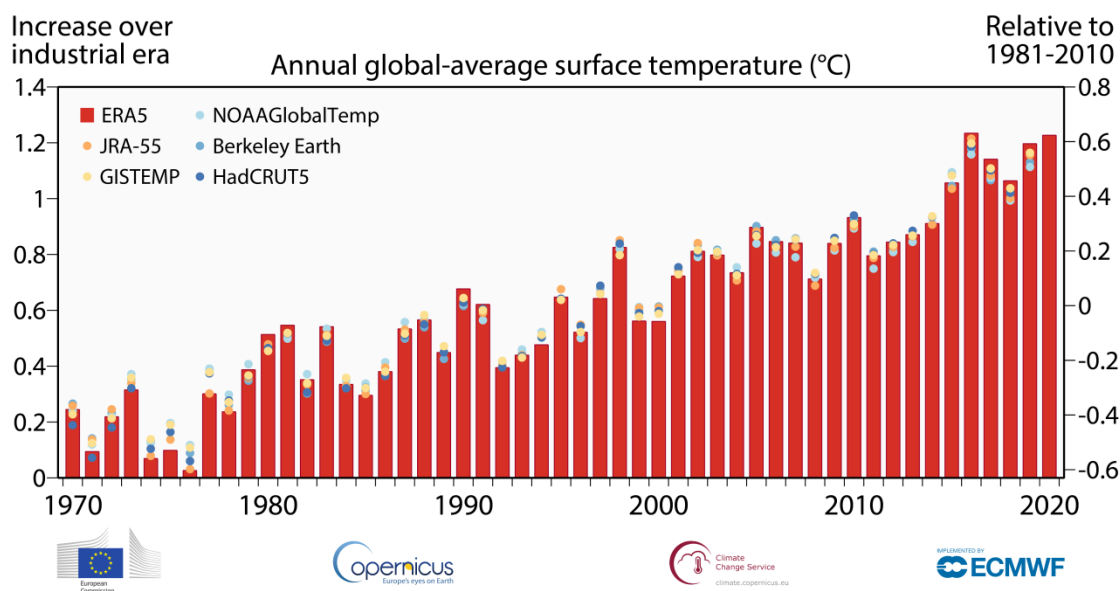
Η δραστηριότητα κάθε ΣΗΕ συμπεριλαμβάνει κατά σειρά τις διακριτές λειτουργίες της παραγωγής, μεταφοράς και εν τέλει διανομής ηλεκτρικής ενέργειας σε σπίτια, νοσοκομεία, σχολεία, εργοστάσια και εργασιακούς χώρους και εν γένει σε όλους τους τελικούς καταναλωτές. Η σχεδίαση των ΣΗΕ βασίζεται στην αξιόπιστη λειτουργία τους υπό κανονικές συνθήκες, ωστόσο, η ικανότητά τους να ανταπεξέρχονται σε εξωγενείς, μικρής συχνότητας εμφάνισης, ακραίες καταστάσεις, με μεγάλη επίδραση σε αυτά, αποτελεί μεγάλη πρόκληση για την σύγχρονη εποχή. Χαρακτηριστικά παραδείγματα τέτοιων καταστάσεων αποτελούν οι πυρκαγιές, οι σεισμοί, οι ανεμοστρόβιλοι, οι πλημμύρες, αλλά και οι κακόβουλες ενέργειες. Για την καλύτερη κατανόηση της επίδρασης ακραίων φαινομένων σε ένα ΣΗΕ πρέπει να γίνει διάκριση μεταξύ της κατάρρευσης (blackout) και της καταστροφής του [2]. Ο όρος

κατάρρευση αναφέρεται στην απενεργοποίηση μεγάλου μέρους του συστήματος και στην προσωρινή διακοπή παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα αξιόπιστο ΣΗΕ πρέπει να είναι σε θέση να ελαχιστοποιεί την αποκοπή φορτίου, όπως και τον χρόνο αποκατάστασης της κανονικής του λειτουργίας. Από την άλλη πλευρά, ο όρος καταστροφή για ένα ΣΗΕ περιγράφει τις επί μέρους βλάβες στα στοιχεία του εξοπλισμού του, οι οποίες έχουν ως αποτέλεσμα την διακοπή της λειτουργίας τους. Στην περίπτωση ενός ακραίου εξωγενούς φαινομένου, το ΣΗΕ υφίσταται καταστροφή, αλλά και πιθανώς κατάρρευση, με απρόβλεπτα αποτελέσματα και συνέπειες. Συνεπώς, τα σύγχρονα ΣΗΕ πρέπει να είναι τόσο αξιόπιστα και ευσταθή απέναντι σε συνήθη και ενδογενή σφάλματα όσο και ανθεκτικά και στιβαρά απέναντι σε σπάνιες καταστροφές, οι οποίες συγκεντρώνουν μικρή πιθανότητα να συμβούν, εφόσον όμως συμβούν θα προκαλέσουν μεγάλη και απρόβλεπτη επίδραση στη λειτουργία του.

## **1.2 Κλιματική αλλαγή και ακραία φυσικά φαινόμενα**

Η έναρξη του 21<sup>ου</sup> αιώνα συνοδεύεται από τεράστια περιβαλλοντικά προβλήματα και προκλήσεις, που αφορούν την ατμοσφαιρική ρύπανση, τις κλιματολογικές αλλαγές λόγω του φαινομένου του θερμοκηπίου και την τρύπα του όζοντος. Πρόκειται για παγκόσμια προβλήματα, που μπορούν να λυθούν μόνο με την συμμετοχή και συνεργασία όλων των κρατών, σε παγκόσμιο επίπεδο, με την δίκαιη κατανομή των υποχρεώσεων μεταξύ τους. Οι εκθέσεις της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Κλιματική Αλλαγή (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC) το 2012 και το 2015 έδειξαν την συνέχιση της ανοδικής τάσης αύξησης της θερμοκρασίας της ατμόσφαιρας κατά τον αιώνα που διανύουμε [3]. Συγκεκριμένα, βάσει ενός συνόλου μελετών και κλιματικών προσομοιώσεων, η μέση θερμοκρασία της ατμόσφαιρας αναμένεται να αυξηθεί, ανάλογα με το επίπεδο των συγκεντρώσεων των αερίων του θερμοκηπίου, αλλά και εν συναρτήσει της ανθρώπινης αντίδρασης και αντιμετώπισής τους, κατά ένα εύρος 1,1 με 6,4 °C κατά τον αιώνα που διανύουμε [4]. Αυτή η άνοδος της θερμοκρασίας εκτιμάται ότι θα είναι πιο έντονη στα μεγαλύτερα γεωγραφικά πλάτη και στις ηπειρωτικές περιοχές, σε σύγκριση με τους ωκεανούς, με συνέπεια τη μείωση των θαλάσσιων και των χερσαίων εκτάσεων που καλύπτονται από πάγο, όπως και την αύξηση της μέσης στάθμης της θάλασσας [5]. Έτσι, η κλιματική κρίση επιταχύνεται και η αντιμετώπισή της αποτελεί μια κομβική για τον πλανήτη και τον άνθρωπο μάχη, και κρίνεται αναγκαίο να υπάρξει άμεση αντίδραση στην κατεύθυνση της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Χαρακτηριστικό στοιχείο των παραπάνω αποτελεί το γεγονός ότι το 2020 υπήρξε το θερμότερο έτος που έχει καταγραφεί ιστορικά στην Ευρώπη, ενώ η τελευταία δεκαετία αποτελεί τη θερμότερη όλων των εποχών [6]. Η Εικόνα 1 που ακολουθεί,

δείχνει τους ετήσιους μέσους όρους αύξησης της παγκόσμιας θερμοκρασίας, σε σύγκριση με τα προβιομηχανικά επίπεδα στον αριστερό άξονα, και σε σύγκριση με το διάστημα 1981-2010 στον δεξιό άξονα, με βάση αναλύσεις και σύνολα δεδομένων διάφορων οργανισμών [6].



Εικόνα 1. Ετήσιος μέσος όρος αύξησης της θερμοκρασίας σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα και τα επίπεδα του διαστήματος 1981-2010 [6]

Υπό αυτούς τους υπαρκτούς κινδύνους και στα πλαίσια αυτής της δυστοπικής μελλοντικής πραγματικότητας, 195 χώρες της Σύμβασης-πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC) συμφώνησαν στο Παρίσι, στις 12 Δεκεμβρίου του 2015, στα πλαίσια της 21ης Διάσκεψης των Μερών (Conference of Parties – COP21) σε μια νέα, παγκόσμια και δεσμευτική συμφωνία για το κλίμα, γνωστή ως «Συμφωνία των Παρισίων» [7]. Η συγκεκριμένη συμφωνία αποτελεί την πιο πρόσφατη και παγκόσμια αναφοράς συμφωνία της διεθνούς κοινότητας, η οποία έθεσε ως στόχο τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, στα μέτρα της συγκράτησης της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη αρκετά κάτω από τους 2°C και τη συνέχιση των προσπαθειών για τον περιορισμό της αύξησης της σε 1,5°C, σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα, αναγνωρίζοντας ότι θα συμβάλει σημαντικά στη μείωση των κινδύνων και των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής. Οι διεθνείς διαπραγματεύσεις για τη κλιματική αλλαγή θα συνεχιστούν στο Ηνωμένο Βασίλειο με την διάσκεψη COP26, η οποία έχει προγραμματιστεί για το Νοέμβριο του 2021. Ωστόσο, ακόμα και αν οι παγκόσμιες προσπάθειες για τη μείωση των εκπομπών αποδειχθούν αποτελεσματικές, η αύξηση της παγκόσμιας θερμοκρασίας είναι πολύ πιθανό να ξεπεράσει τον 1,5 °C. Έτσι, η ενεργειακή μετάβαση σε ένα φιλικότερο

προς το περιβάλλον και τον άνθρωπο οικονομικό και κοινωνικό μοντέλο γίνεται η μεγάλη πρόκληση της εποχής μας και είναι πιο επίκαιρη από ποτέ. Οι καταστροφικές συνέπειες της κλιματικής κρίσης όμως δεν είναι απλά μια αποτύπωση απρόσωπων αριθμών που δεν επηρεάζει σε ουσιαστικό βαθμό την ανθρώπινη ζωή και δραστηριότητα. Η αναφορά της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την κλιματική αλλαγή σχετικά με τα ακραία καιρικά φαινόμενα και τις φυσικές καταστροφές επισημαίνει ότι υπάρχει άμεση συσχέτιση της αύξησης της παγκόσμιας θερμοκρασίας με την εμφάνιση ακραίων και απρόβλεπτων καιρικών φαινομένων και φυσικών καταστροφών που απειλούν τον άνθρωπο [4]. Στην τελευταία έκθεσή του, ο Παγκόσμιος Μετεωρολογικός Οργανισμός (WMO) προβλέπει ότι τα ακραία καιρικά και κλιματικά φαινόμενα και οι φυσικές καταστροφές, όπως οι καταστροφικές πυρκαγιές, οι πλημμύρες, οι τυφώνες κλπ θα εκδηλώνονται με όλο και μεγαλύτερη συχνότητα και ένταση σε παγκόσμιο επίπεδο [8]. Η εξέλιξη αυτή θα έχει δυσμενείς επιπτώσεις, απειλώντας πρωτίστως την ανθρώπινη ζωή, υγεία και περιουσία, την οικονομία, καθώς και το περιβάλλον και τα οικοσυστήματα και εν γένει την κοινωνική ευημερία.

### **1.3 Φυσικές καταστροφές και συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας**

Οι φυσικές καταστροφές, πέραν από το τραγικό ενδεχόμενο απώλειας ανθρώπινων ζώων και τις μεγάλες υλικές και οικονομικές ζημιές που μπορεί να επιφέρουν, επηρεάζουν αρνητικά και το βιοτικό επίπεδο. Φυσικά, τέτοιου είδους καταστροφές απειλούν και τα ΣΗΕ, καθώς και την αξιόπιστη λειτουργία τους, συνεπώς, η αναγκαιότητα αντιμετώπισής τους κρίνεται επιτακτική και επίκαιρη. Η πρόβλεψη τέτοιων φαινομένων είναι μεν δυνατή, τα μέτρα αντιμετώπισής τους, ωστόσο, είναι αρκετά δαπανηρά. Τέτοιες φυσικές καταστροφές έχουν σημαντικές επιπτώσεις σε οικονομικό και κοινωνικό επίπεδο, καθώς επιφέρουν πολλές και εκτεταμένες διακοπές στη ρευματοδότηση και υδροδότηση των καταναλωτών. Αλλά επίσης, οι επιπτώσεις τους στα ΣΗΕ είναι τεράστιες, με την καταστροφή πυλώνων, γραμμών μεταφοράς και υποσταθμών ενέργειας να αποτελούν συχνά φαινόμενα. Στις Εικόνες 2-4 παρουσιάζονται καταστροφές ηλεκτρικών στοιχείων ΣΗΕ που προκλήθηκαν από πλημμύρα, πυρκαγιά και τυφώνα.





Εικόνα 2. Πλημμυρισμένοι υποσταθμοί ενέργειας κατά τη διάρκεια της πλημμύρας του ποταμού του Mississippi το 1993 [9]

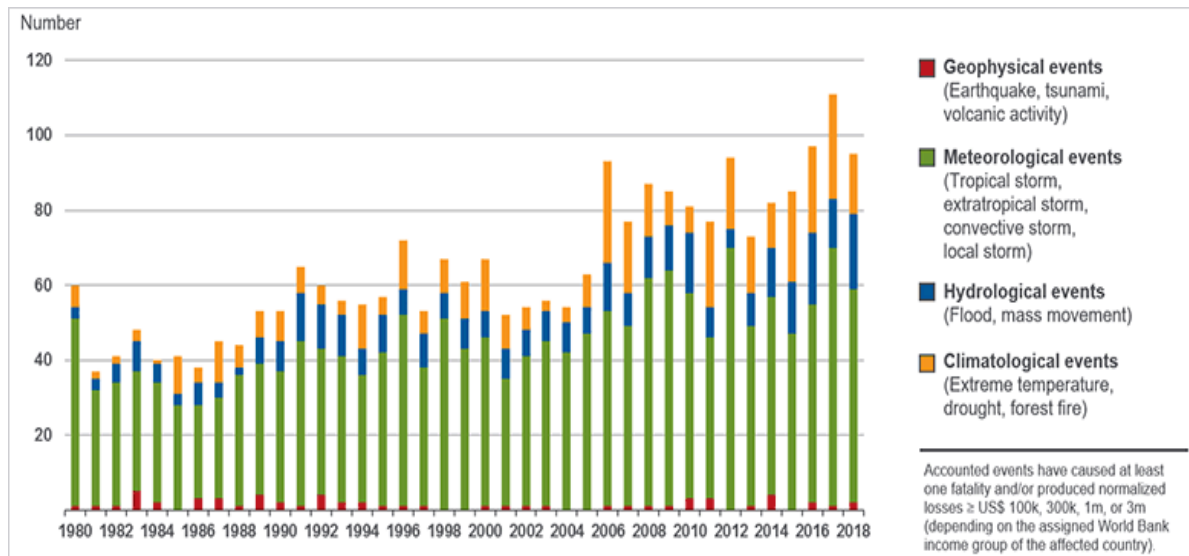


Εικόνα 3. Πυρκαγιά δίπλα από γραμμές μεταφοράς στη Καλιφόρνια το 2017 [10]



Εικόνα 4. Πεσμένοι πυλώνες και γραμμές μεταφοράς μετά το πέρασμα του τυφώνα Ida στη Louisiana το 2021 [11]

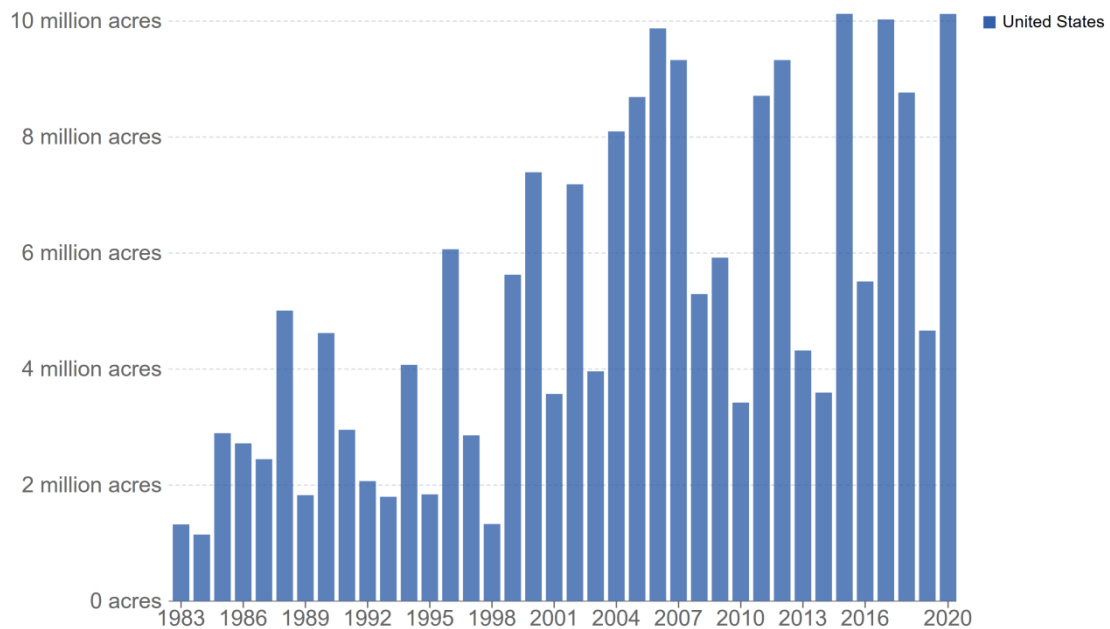
Συμπερασματικά, η ανθρωπότητα και τα κράτη σε ολόκληρο τον πλανήτη βιώνουν κάθε χρόνο αυξημένο αριθμό φυσικών καταστροφών, σε σχέση με παλαιότερα. Η επιστημονική κοινότητα προειδοποιεί ότι η τάση αύξησης της συχνότητας εμφάνισης, αλλά και της έντασης των φυσικών καταστροφών θα συνεχιστεί, με αμείωτο ρυθμό, ως συνέπεια της κλιματικής κρίσης. Μεγάλο ενδιαφέρον εμφανίζει η Εικόνα 5, που αποτυπώνει σε μια στατιστική ανάλυση την παραπάνω παρατήρηση [12]. Η Εικόνα 6 αποτυπώνει την στατιστική καταγραφή όλο και περισσότερων καμένων στρεμμάτων γης, κάθε χρόνο, στις ΗΠΑ [13].



Εικόνα 5. Ραβδόγραμμα εμφάνισης φυσικών καταστροφών στις ΗΠΑ, κατά κατηγορία (1980-2018) [12]

### Wildfire acres burned in the United States

Number of acres of wildfire burned in a given year in the United States. This is shown from 1983 onwards, when consistent reporting began.

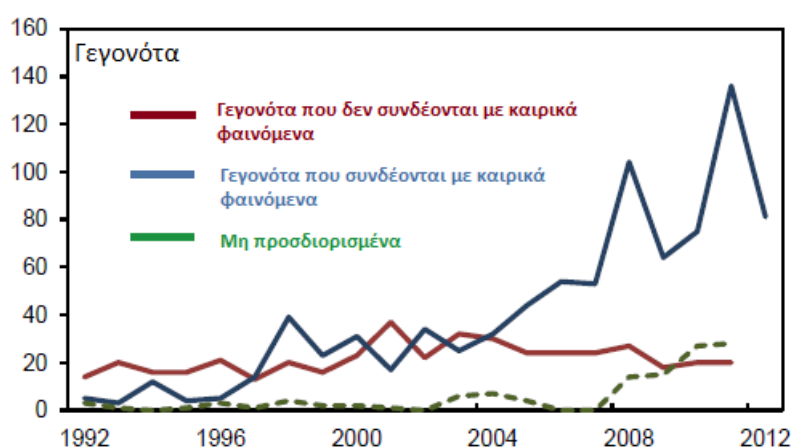


Source: National Interagency Fire Center (NIFC)

OurWorldInData.org/natural-disasters • CC BY

Εικόνα 6. Ετήσια καταγεγραμμένα στρέμματα καμένης γης από πυρκαγιές στις ΗΠΑ (1983-2020) [13]

Οι φυσικές καταστροφές αποτελούν την κύρια αιτία διακοπών ρεύματος στις πολύπαθες από τέτοια φαινόμενα ΗΠΑ [14]. Μερικές από τις πιο γνωστές φυσικές καταστροφές που συνέβησαν τα τελευταία χρόνια είναι οι πυρκαγιές του «μαύρου Σαββάτου» της Victoria (Black Saturday bushfires, Αυστραλία, 2009), του Texas (2011), της California (2008, 2017, Campfire-2018, 2020) οι τυφώνες Isabel (2003), Katrina (2005), Sandy και Isaac (2012) και πλημμύρες στον ποταμό Missouri (Μέσο-δυτικές πολιτείες-2019), στο Texas (2017) και στη Louisiana (2017) [15]. Όπως προαναφέρθηκε, η παρουσία φυσικών καταστροφών, αλλά και ακραίων καιρικών φαινομένων έχει αυξηθεί τα τελευταία χρόνια. Στην Εικόνα 7 που ακολουθεί, φαίνεται η καθαρή αύξηση του αριθμού των διακοπών ρεύματος που οφείλονται σε φυσικές καταστροφές, από το 1992 έως τις αρχές του 2012 [16].



Εικόνα 7. Αύξηση διακοπών ρεύματος που οφείλονται σε φυσικές καταστροφές (1992-2012) [16]

Στον Πίνακα 1 που ακολουθεί, παρουσιάζονται οι αιτίες που προκάλεσαν διακοπές ρεύματος στις ΗΠΑ, από το 1984 έως το 2006 [17].

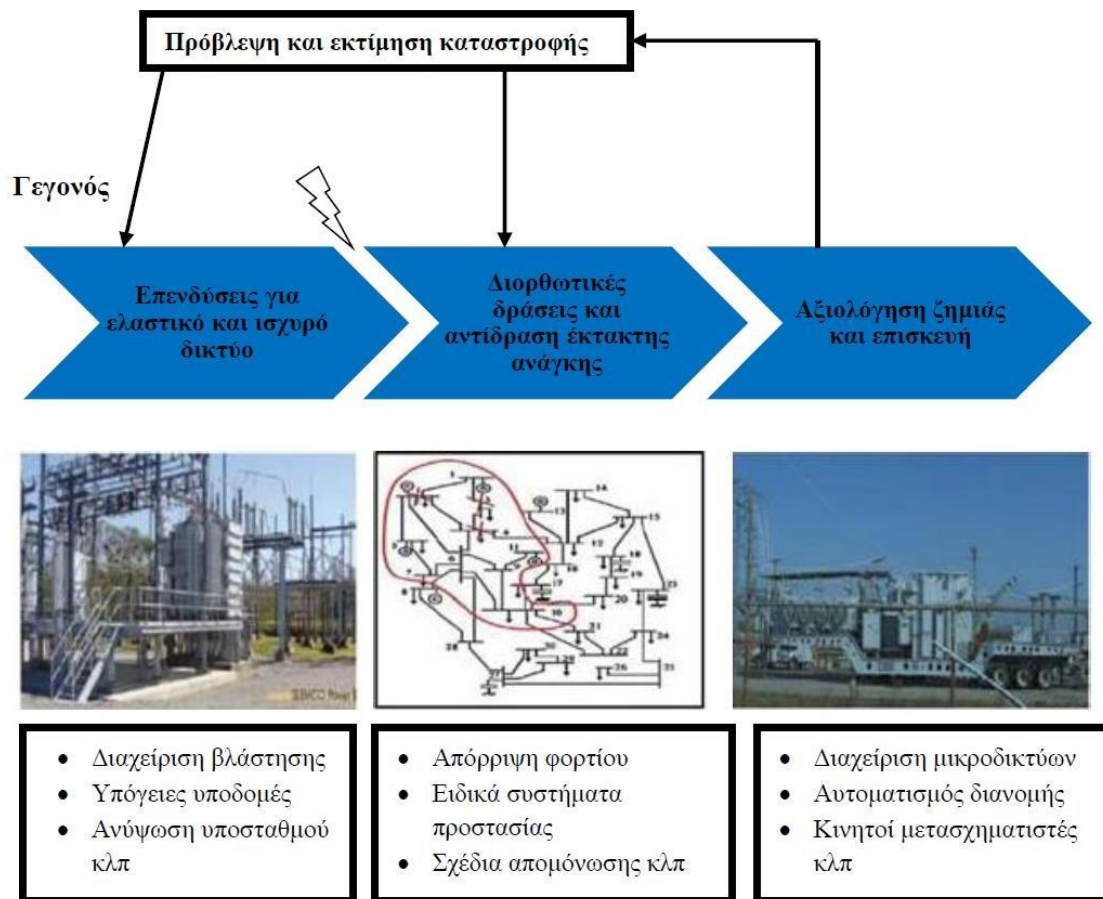
Αιτίες	Ποσοστό των συμβάντων (%)	Μέση αποκοπή φορτίου (MW)	Μέσος αριθμός Καταναλωτών
Σεισμοί	0,8	1408	375.900
Ανεμοστρόβιλοι	2,8	367	115.439
Τυφώνες/τροπικές καταιγίδες	4,2	1309	782.695
Παγοθύελλες	5,0	1152	343.448
Κεραυνοί	11,3	270	70.944

Άνεμοι/Βροχές	14,8	793	185.199
Άλλες ψυχρές καιρικές συνθήκες	5,5	542	150.255
Φωτιά	5,2	431	111.244
Εσκεμμένες επιθέσεις	1,6	340	24.572
Έλλειψη προμηθειών	5,3	341	138.957
Άλλες εξωτερικές αιτίες	4,8	710	246.071
Σφάλματα εξοπλισμού	29,7	379	57.140
Λάθη χειρισμού	10,1	489	105.322
Πτώση τάσης	7,7	153	212.900
Εθελοντική μείωση	5,9	190	134.543

Πίνακας 1. Αιτίες των μεγαλύτερων διακοπών ηλεκτρικού ρεύματος στις ΗΠΑ (1984-2006) [17]

Με τις συνέπειες των φυσικών καταστροφών στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας να είναι τεράστιες, αλλά και με την αναμενόμενη αύξηση της συχνότητας και της έντασης εμφάνισής τους, δημιουργήθηκε, εύλογα, η ανάγκη να μελετηθούν πιθανοί τρόποι ενδυνάμωσης και θωράκισής τους. Σε αυτή την κατεύθυνση έχει πραγματοποιηθεί πλέον μεγάλη πρόοδος, και τα βήματα ανταπόκρισης ενός ΣΗΕ υπό την επίδραση ενός ακραίου καιρικού φαινομένου φαίνονται εν συντομία στην Εικόνα 8 [17].



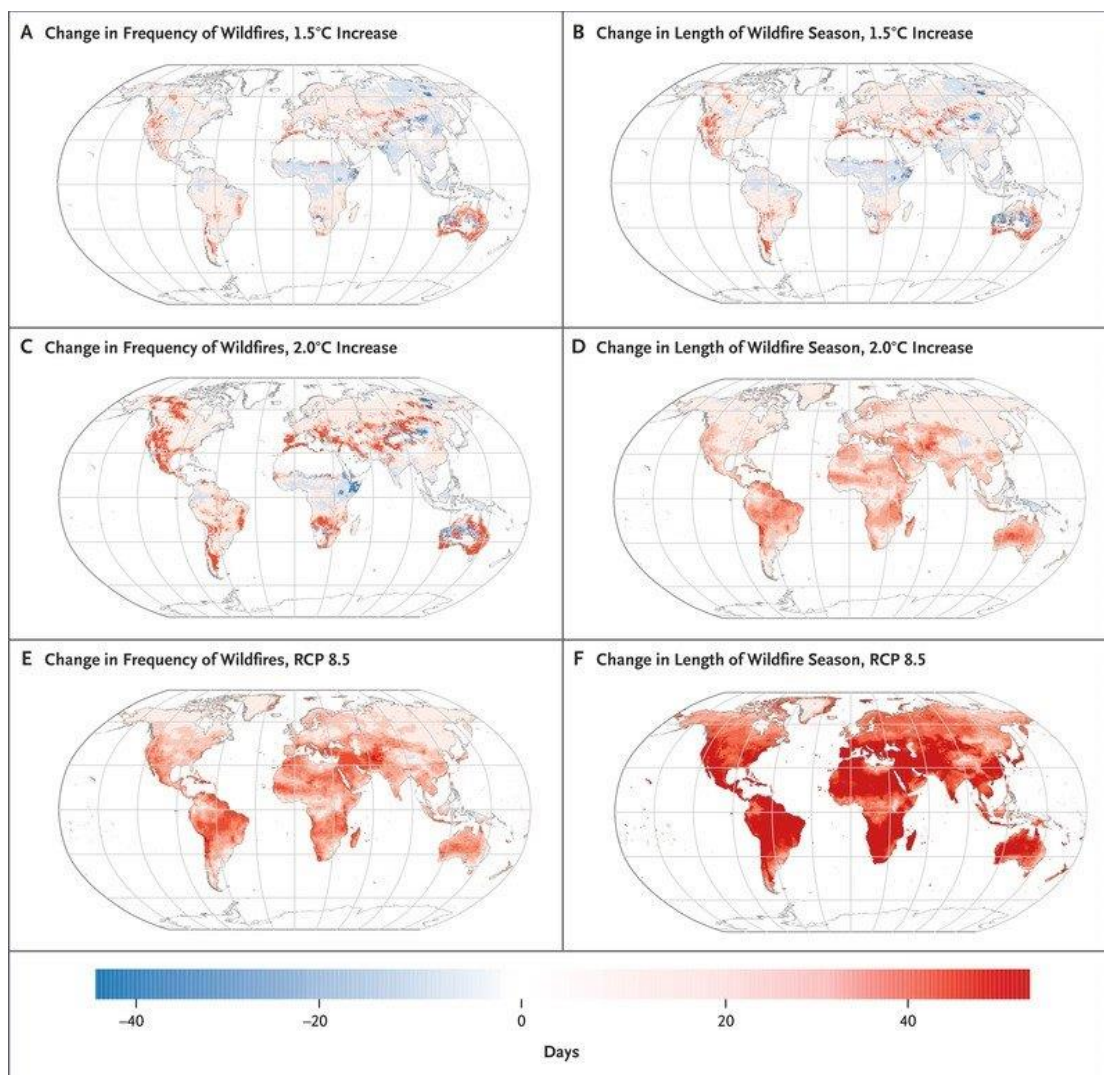


Εικόνα 8. Βήματα ανταπόκρισης ενός δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας υπό την επίδραση κάποιου καιρικού φαινομένου [17]

#### **1.4 Καταστροφικές πυρκαγιές και επιπτώσεις στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας**

Οι δασικές πυρκαγιές αποτελούν την πιο συχνή κατηγορία φυσικών καταστροφών στο σύγχρονο κόσμο. Οι αυξανόμενες εμφανίσεις τους, τις τελευταίες ειδικά δεκαετίες, έχουν προκαλέσει μεγάλη ανησυχία, λόγω απωλειών σε ανθρώπινες ζωές, καταστροφής δασικών εκτάσεων, πνευμόνων πρασίνου και περιουσιών, και εν γένει εκτεταμένων οικονομικών ζημιών. Επίσης, οι πυρκαγιές μπορούν να προκαλέσουν χρόνια αναπνευστικά και καρδιολογικά προβλήματα και εν γένει προβλήματα υγείας και υποβαθμίζουν το βιοτικό επίπεδο των πληθυσμών των περιοχών που εκδηλώνονται συχνά τέτοια φαινόμενα [18].

Οι πυρκαγιές παρατηρούνται συνήθως τους θερινούς μήνες, λόγω υψηλών θερμοκρασιών και ξηρασίας. Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, η συχνότητα εμφάνισης τέτοιων φαινομένων αυξάνεται με την κλιματική αλλαγή. Στην Εικόνα 9 που ακολουθεί αποτυπώνονται οι αναμενόμενες αλλαγές στην συχνότητα εμφάνισης, αλλά και στην επιμήκυνση των περιόδων πυρκαγιών, ανά τον κόσμο, για τα σενάρια αύξησης της θερμοκρασίας κατά 1,5 °C, 2 °C και για το business as usual σενάριο ανεξέλεγκτης αύξησης [19].



Εικόνα 9. Αλλαγές στη συχνότητα εμφάνισης (A, C, E) και στην επιμήκυνση των περιόδων πυρκαγιών (B, D, F) για τα σενάρια αύξησης της θερμοκρασίας κατά 1,5 °C (A, B), 2 °C (C, D) και ανεξέλεγκτης αύξησης (business as usual - E, F) [19]

Εν' ολίγοις, ακόμα και στο πιο αισιόδοξο σενάριο ως προς την αντιμετώπιση της παγκόσμιας κλιματικής αλλαγής, οι εκτεταμένες πυρκαγιές θα είναι ένα όλο και πιο συχνό φαινόμενο.

Η Ελλάδα αποτελεί μια από τις πλέον πολύπαθες χώρες ως προς αυτά τα φαινόμενα. Η επικινδυνότητα πυρκαγιάς είναι πολύ μεγάλη, λόγω του μεσογειακού της κλίματος, με υψηλές θερμοκρασίες, ξηρασία και υψηλούς ανέμους που δύνανται να θέσουν μια φωτιά εκτός ελέγχου [20]. Άλλωστε, νωπές είναι ακόμα οι μνήμες από τις καταστροφικές πυρκαγιές στην Πελοπόννησο το 2007 και το 2021, στο Μάτι και τις τριγύρω περιοχές το 2018 και στην Εύβοια το 2021, γεγονότα που χαρακτηρίζονται από τις μεγαλύτερες φυσικές καταστροφές στην ιστορία της σύγχρονης Ελλάδας. Στις πυρκαγιές της Πελοποννήσου, το 2007, έχασαν την ζωή τους 84 άνθρωποι, ενώ περισσότερα από 1500 σπίτια και 670.000 στρέμματα γης κάηκαν, με το ύψος της οικονομικής καταστροφής να αποτιμάται πάνω από 3,5 δισεκατομμύρια ευρώ [21]. Ακόμα, το δίκτυο διανομής υπέστη μεγάλες ζημιές, καθώς, οι καταγραφές δείχνουν ότι κάηκαν 2500 πόλοι και έγιναν περίπου 400 διακοπές παροχής ηλεκτρικού ρεύματος, με το 20% των τοπικών καταναλωτών να μένουν χωρίς παροχή για περισσότερες από 5 ημέρες, ενώ άλλοι δεν είχαν πρόσβαση σε ηλεκτρική ενέργεια ακόμα και για περισσότερες από 10 ημέρες [2]. Στη φονική πυρκαγιά του 2018 στο Νέο Βουτζά και στο Μάτι, ο τραγικός απολογισμός κατέγραψε την απώλεια 102 ανθρώπινων ζωών [22], ενώ στην τρομερά εκτεταμένη πυρκαγιά του 2021 στην Εύβοια, έχασαν την ζωή τους 3 άνθρωποι και κάηκαν συνολικά πάνω από 1,3 εκατομμύρια στρέμματα γης [23]. Στις 23 Ιουλίου 2018 δύο μεγάλες πυρκαγιές ξέσπασαν στην Αττική, η πρώτη στην Κινέτα και η δεύτερη κοντά στο Νταού Πεντέλης. Η πρώτη φέρεται να ξεκίνησε από καλώδια σε κολώνα της ΔΕΗ [24]. Αντίστοιχα, το 2021, η πυρκαγιά στη Βαρυπόμπη υποστηρίζεται ότι προκλήθηκε από έκρηξη σε τοπικό υποσταθμό της ΔΕΗ, ισχυρισμός, πάντως, που διαψεύστηκε από τις επίσημες αρχές [25].





Εικόνα 10. Έκρηξη σε μετασχηματιστή του KYT Ασπροπύργου τον Ιανουάριο του 2021 [26]

Σε παγκόσμιο επίπεδο, τα τελευταία χρόνια, παρατηρείται ραγδαία αύξηση του αριθμού καταστροφικών πυρκαγιών που προέρχεται από το δίκτυο ηλεκτρισμού, ένα τραγικό γεγονός που έχει συχνά επισφραγιστεί με την απώλεια ανθρώπινων ζωών, αλλά και με την καταστροφή περιουσιών. Στη Βικτώρια των Ηνωμένων Πολιτειών, στις καταστροφικές πυρκαγιές του «μαύρου Σαββάτου», το 2009, έχασαν τη ζωή τους 179 άνθρωποι. Πολλές από τις προαναφερθείσες πυρκαγιές, συμπεριλαμβανομένης της πιο ευρείας σε έκταση και πιο φονικής, προέκυψαν από ανάφλεξη σε υποδομές του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας [27]. Στο Τέξας, οι δύο πιο καταστροφικές πυρκαγιές στην ιστορία της πολιτείας, το 2011, προήλθαν από κλαδιά δέντρων που ήρθαν σε επαφή με γειτονικά ηλεκτρικά καλώδια [28], και το αποτέλεσμα τους ήταν 4 θάνατοι και πάνω από 300 εκατομμύρια δολάρια εκτιμώμενη οικονομική καταστροφή. Στην πολιτεία της Καλιφόρνια, οι δασικές φωτιές που προήλθαν επίσης από ηλεκτροφόρα καλώδια, σκότωσαν 84 ανθρώπους και δημιούργησαν εκτιμώμενη καταστροφή 9,3 δισεκατομμυρίων δολαρίων, υπολογίζοντας μόνο τις καταστροφές κατοικιών [29]. Η συγκεκριμένη καταστροφική πυρκαγιά στη Καλιφόρνια, μαζί με άλλες που προέκυψαν τις θερινές περιόδους των ετών 2017 και 2018 άνοιξαν έναν μεγάλο και ταραχώδη κοινωνικό και πολιτικό δημόσιο διάλογο και τελικά οδήγησαν την υπόλογη εταιρεία ηλεκτρισμού Pacific Gas & Electricity (PG&E) να υποβάλλει αίτηση πτώχευσης [30] και να αποδεχτεί κατηγορίες για ανθρωποκτονία εξ' αμελείας [31].

Ο κίνδυνος πρόκλησης πυρκαγιάς που προέρχεται από τις υποδομές του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας επιδεινώνεται από το γεγονός ότι οι διακοπές ρεύματος συμβαίνουν πιο συχνά σε περιόδους υψηλών ανεμολογικών εντάσεων, κατά τις οποίες οι πυρκαγιές εξαπλώνονται γρηγορότερα και είναι πολύ πιο δύσκολο να περιοριστούν και να τεθούν υπό έλεγχο. Απ' αφορμή αυτής τη παρατήρησης, μια σειρά ερευνών που διεξήχθησαν με αντικείμενο τις πυρκαγιές σε δασώδεις περιοχές της Αυστραλίας έδειξαν ότι οι φωτιές που προκαλούνται από τα ηλεκτρικά καλώδια τείνουν να είναι πιο εκτεταμένες και καταστροφικές από αντίστοιχες που προκύπτουν από άλλα αίτια [27] [32] [33]. Τέτοιου είδους πυρκαγιές είναι αρκετά συχνές –στην πολιτεία του Τέξας υπολογίζεται ότι περισσότερες από 4000 φωτιές προήλθαν, σε χρονικό διάστημα μικρότερο από 4 χρόνια [34], από εξοπλισμό του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η προαναφερθείσα εταιρεία ηλεκτρισμού PG&E ανέφερε επισήμως 414 περιστατικά αναφλέξεων κατά το χρονικό διάστημα 2015-2017 [35].

### **1.4.1 Ιστορική αναδρομή στην καταστροφική πυρκαγιά στην Καλιφόρνια το 2018**

Η Καλιφόρνια είναι μια εκ των πολιτειών των ΗΠΑ η οποία βρίσκεται στην δυτική ακτή τους. Οι κλιματολογικές συνθήκες που επικρατούν, εν γένει, χαρακτηρίζονται από υψηλές θερμοκρασίες και ξηρασία, από την άνοιξη μέχρι τα τέλη του φθινοπώρου, καθώς και από υψηλές ανεμολογικές εντάσεις. Τέτοιες συνθήκες, ταυτόχρονα με την ύπαρξη εκτεταμένων δασικών εκτάσεων προσδίδουν στις περιοχές της συγκεκριμένης πολιτείας χαρακτηριστικά υψηλής επικινδυνότητας πυρκαγιών. Ιστορικά, η Καλιφόρνια έχει υποστεί τεράστια πλήγματα από πυρκαγιές, αλλά από το καλοκαίρι του 2015 έως το 2021 εντοπίζονται οι περισσότερες και πιο καταστροφικές εξ αυτών [36]. Η παρατήρηση αυτή φυσικά συνδέεται με πλήθος επιστημονικών μελετών που έχουν συσχετίσει την αύξηση της συχνότητας εμφάνισης τέτοιων φαινομένων με τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής [37].

Οι πυρκαγιές της Βόρειας Καλιφόρνια τον Νοέμβρη του 2018 αποτελούν την πιο θανατηφόρα και καταστροφική πυρκαγιά που έχει ξεσπάσει ποτέ στην ιστορία της πολιτείας. Η επονομαζόμενη ως «camp fire 2018» ξεκίνησε από γραμμή μεταφοράς του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, σε δασική περιοχή στην επαρχία Butte της Βόρειας Καλιφόρνια και επεκτάθηκε σε βαθμό επαρκή για να χριστεί ως η μεγαλύτερη παγκόσμια φυσική καταστροφή του 2018, από άποψης οικονομικής ζημίας [38], το συνολικό ύψος της οποίας αποτιμάται πάνω από 16,5 δισεκατομμύρια δολάρια, με τα 9,3 δισεκατομμύρια να αποδίδονται μόνο τις καταστροφές κατοικιών. Ο τραγικός απολογισμός απωλειών ανθρώπινων ζωών μέτρησε 84 θανάτους και δεκάδες τραυματισμούς, καθώς και μια καμένη έκταση περίπου 240 χιλιάδων

στρεμμάτων γης [39]. Η συγκεκριμένη καταστροφική πυρκαγιά στη Καλιφόρνια άνοιξε έναν μεγάλο και ταραχώδη κοινωνικό και πολιτικό δημόσιο διάλογο και εν τέλει οδήγησε την υπόλογη εταιρεία ηλεκτρισμού PG&E να υποβάλλει αίτηση πτώχευσης, το 2019 [30] και να κριθεί υπεύθυνη για ανθρωποκτονία εξ' αμελείας, το 2020 [31]. Ο καπνός της φωτιάς προκάλεσε τεράστια ατμοσφαιρική ρύπανση σε ολόκληρη την περιοχή του Κόλπου του Σαν Φρανσίσκο και την Κεντρική Κοιλάδα [39].



Εικόνα 11. Δασική έκταση που καίγεται στη Βόρεια Καλιφόρνια κατά την καταστροφική πυρκαγιά του Νοέμβρη του 2018 [40]

### **1.5 Λειτουργικά μέτρα πρόληψης καταστροφών και μέτρα ενίσχυσης του ΣΗΕ**

Οι βαθύτερες αιτίες πρόκλησης κάποιας καταστροφικής πυρκαγιάς από τις υποδομές του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, εν γένει, ποικίλουν, με την πιο συνηθισμένη να αφορά την επαφή των ηλεκτρικών αγωγών με την τοπική βλάστηση

[41]. Έτσι, συνήθως πρακτική προκειμένου να περιοριστεί η πιθανότητα πυρκαγιάς αποτελεί η τέλεση συχνών επιθεωρήσεων και ελέγχων από φορείς δασοπροστασίας και συχνής και πιο αυστηρής διαχείρισης της βλάστησης [42]. Φυσικά, για τα παραπάνω, απαραίτητη είναι η επαρκής στελέχωση και κάλυψη των αυξημένων – λόγω κλιματικής αλλαγής- αναγκών σε ανθρώπινο δυναμικό των φορέων δασοπροστασίας. Σε αυτά τα πλαίσια σημαντικές κινήσεις είναι ο γρήγορος εντοπισμός της βλάστησης που έρχεται σε επαφή με ηλεκτροφόρα καλώδια ή άλλα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου, το κλάδεμα και η απομάκρυνσή τους. Πέραν από την αναγκαία δια ζώσης επιθεώρηση, σύγχρονες προσεγγίσεις που καλύπτουν αυτές τις ανάγκες είναι η τοποθέτηση αισθητήρων προς εντοπισμό της βλάστησης, καθώς και εναέριες επιθεωρήσεις των δασικών περιοχών με drones [43]. Επίσης, σημαντικά προληπτικά μέτρα είναι η γενικότερη ετοιμότητα επέμβασης του κρατικού μηχανισμού, η ενίσχυση των μοντέλων πρόβλεψης και εντοπισμού πυρκαγιών, η ύπαρξη επικαιροποιημένων δασικών χαρτών, καθώς και, εν τέλει, η θωράκιση των σωμάτων πυρόσβεσης με αυξημένη χρηματοδότηση, στελέχωση και τον κατάλληλο εξοπλισμό, ώστε να μπορούν, σε κάθε περίπτωση, να ανταπεξέλθουν στην κάθε περίπτωση, αν αυτή συμβεί.

Οι γραμμές μεταφοράς είναι η ραχοκοκαλιά του συστήματος και η επιθεώρησή τους αποτελεί σημαντικό παράγοντα του εντοπισμού πιθανών κινδύνων ή σφαλμάτων που ενδέχεται να προκαλέσουν κάποια πυρκαγιά. Συνεπώς, ένα άλλο απαραίτητο προληπτικό μέτρο είναι οι επιθεωρήσεις, οι αναβαθμίσεις στα συστήματα προστασίας και η καλή συντήρηση των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, εν γένει, αλλά και των γραμμών μεταφοράς ειδικότερα, προκειμένου να μειωθεί το ρεύμα βραχυκυκλώματος στους αγωγούς [43].

Όπως αναφέρθηκε, πολύ σημαντικό στοιχείο της πρόληψης πυρκαγιών είναι η αξιολόγηση των αντικειμενικών παραμέτρων πρόκλησής τους και βασική παράμετρο αποτελεί η ημερήσια μετεωρολογική πρόβλεψη και η δημιουργία χάρτη επικινδυνότητας πυρκαγιών. Συνεπώς, η διαρκής real-time παρακολούθηση μετεωρολογικών δεδομένων όπως, για παράδειγμα, η θερμοκρασία, η σχετική υγρασία και η ένταση του ανέμου, που αποσκοπεί στην έγκαιρη δράση, είναι κρίσιμη παράμετρος πρόληψης τέτοιων φαινομένων. Οι τεχνολογικές δυνατότητες της εποχής συμπράττουν σε αυτή την ανάγκη με την εφαρμογή απομακρυσμένου ελέγχου, μέσω αισθητήρων και τεχνολογιών internet of things (IoT), στην επικαιροποίηση των μετεωρολογικών δεδομένων και στα μοντέλα πρόβλεψης πυρκαγιών [43].

Τα προαναφερθέντα προληπτικά μέτρα, ωστόσο, συνήθως προγραμματίζονται σε εποχικό ή ετήσιο, δηλαδή μακροχρόνιο άξονα. Από την άλλη, στις ημερήσιες λειτουργίες, τα επιβοηθητικά προγράμματα ασφάλειας έχουν λιγότερες και πιο αποδιοργανωτικές επιλογές προκειμένου να περιορίσουν τον κίνδυνο πρόκλησης κάποιας πυρκαγιάς. Ένα διαθέσιμο μέτρο αυτών των βραχυπρόθεσμων ημερήσιων προγραμμάτων είναι το αυτόματο κλείσιμο των αγωγών ώστε να διασφαλιστεί ότι κάποιο σημείο σφάλματος δεν θα προκαλέσει επαναλαμβανόμενες εκλύσεις σπινθήρα

από το καλώδιο [35]. Παρ' όλα αυτά, το συγκεκριμένο μέτρο δεν μπορεί να περιορίσει ουσιαστικά τις αναφλέξεις που ενδέχεται να προέλθουν από το αρχικό σφάλμα, ούτε μπορεί να εκμηδενίσει τις αναφλέξεις που ενδέχεται να προκληθούν από κάποιο σφάλμα υψηλής αντίστασης (ή εμπέδησης) στις γραμμές μεταφοράς ή διανομής που μπορεί να μην εντοπιστεί εγκαίρως. Συνεπώς, το μόνο μέτρο που μπορεί να εκμηδενίσει εντελώς τον κίνδυνο πρόκλησης πυρκαγιάς είναι, ως εκ τούτου, το να απενεργοποιηθεί πλήρως ο ηλεκτρικός αγωγός, καθώς έτσι δεν δύναται να δημιουργηθεί σπινθήρας, προκαλώντας όμως διακοπές στη ρευματοδότηση. Ειδικά στην περίπτωση της Καλιφόρνια, μετά τα δραματικά γεγονότα με τις φονικές πυρκαγιές που προήλθαν από τις γραμμές ηλεκτρισμού, το 2017 και 2018, τα βοηθητικά προγράμματα ασφάλειας της πολιτείας επέκτειναν την χρήση του κάθετου προληπτικού μέτρου της απενεργοποίησης ηλεκτρικών γραμμών κατά τη διάρκεια συνθηκών υψηλού κινδύνου, ώστε να αποφύγουν πιθανά σφάλματα που μπορούν να δημιουργήσουν πυρκαγιές σε μια δασική περιοχή, μέσω έκλυσης σπινθήρα. Αυτές οι προγραμματισμένες διακοπές ρεύματος είναι ευρύτερα γνωστές ως διακοπές ρεύματος δημόσιας ασφάλειας και περιγράφονται αρτιότερα στην αγγλική γλώσσα ως **public safety power shut-offs (PSPS)**. Οι κοινωνικές και οικονομικές επιπτώσεις των διακοπών ρεύματος αυτού του χωροταξικού μεγέθους, που πολλές φορές διαρκούν για αρκετές μέρες, είναι τεράστιες και επηρεάζουν μέχρι και κοινωνικούς δείκτες υγείας των πολιτών, ακόμα και τον δείκτη θνησιμότητας. Μετά τη πρώτη μεγάλη διακοπή ηλεκτρικού ρεύματος στην βόρεια Καλιφόρνια, το 2019, η εταιρεία ηλεκτρισμού PG&E ανέφερε περισσότερα από 100 περιστατικά ζημιών από υψηλούς ανέμους, συμπεριλαμβανομένων πεσμένων γραμμών και επαφών καλωδίων με δέντρα και βλάστηση εν γένει, κατά μήκος των 25.000 μιλίων έκτασης γραμμών μεταφοράς και διανομής που απενεργοποιήθηκαν [44]. Οποιαδήποτε από τις προαναφερθείσες ζημιές θα μπορούσαν δυνητικά να είχαν προκαλέσει περιστατικό πυρκαγιάς. Στην περίοδο κορύφωσή τους, τον Οκτώβρη του 2019, οι προγραμματισμένες διακοπές ρεύματος που προήλθαν ως αποτέλεσμα αυτών των απενεργοποιήσεων ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, άφησαν χωρίς ρεύμα περίπου 1 εκατομμύριο νοικοκυριά [45].

### **1.6 Οι έννοιες της ανθεκτικότητας, στιβαρότητας, ευστάθειας και αξιοπιστίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και οι διαφορές τους**

Στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας είναι αναγκαία η ύπαρξη στιβαρής, ευσταθούς, ανθεκτικής και αξιόπιστης δομής δικτύου, έτσι ώστε να περιορίζονται και να αποφεύγονται επερχόμενες, αναμενόμενες και μη, καταστροφικές ζημιές και να καλύπτονται οι ενεργειακές ανάγκες των καταναλωτών

με επάρκεια και αξιοπιστία. Ο όρος power system resilience, εν γένει, αναφέρεται στην ικανότητα του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας να ανταπεξέρχεται σε κάποια εξωτερική, μεγάλων επιπτώσεων και χαμηλής πιθανότητας (high-impact low probability –HILP-) διαταραχή [47] και να επανέρχεται, το συντομότερο δυνατόν, σε αποδεκτά επίπεδα λειτουργίας και αξιοπιστίας [48].

Συχνό φαινόμενο αποτελεί η σύγχυση του όρου ανθεκτικότητα με άλλους όρους, όπως τέτοιοι είναι η ευστάθεια (stability), η αξιοπιστία (reliability) και η στιβαρότητα (robustness) ενός ΣΗΕ. Για να γίνει ένας σαφής διαχωρισμός των παραπάνω όρων, θα αναλυθούν τα βασικά χαρακτηριστικά τους [2].

- Ο όρος ευστάθεια ενός ΣΗΕ αναφέρεται στην ικανότητά του, δεδομένης μιας αρχικής κατάστασης λειτουργίας, να ανακάμπτει σε μια νέα κατάσταση ισορροπίας μετά από την έκθεσή του σε ενδογενείς διαταραχές.
- Ο όρος αξιοπιστία ενός ΣΗΕ αναφέρεται στην αξιόπιστη εξυπηρέτηση της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια υπό κανονικές συνθήκες, όπως και στην γρήγορη αποκατάσταση της λειτουργίας του, σε περίπτωση έκθεσής του σε ενδογενείς διαταραχές. Η αξιοπιστία αξιολογείται λαμβάνοντας υπόψη τη πιθανότητα και τις επιπτώσεις μη προγραμματισμένων διακοπών λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του συστήματος.
- Ο όρος στιβαρότητα ενός ΣΗΕ αναφέρεται στη μείωση ή και την αποφυγή των επιπτώσεων μεγάλων διαταραχών στη λειτουργία του, οι οποίες συμβαίνουν σε ασφαλή απόσταση από κρίσιμα σημεία λειτουργίας, σε περίπτωση μεγάλων εξωγενών διαταραχών, όπως τα ακραία φυσικά φαινόμενα ή οι κακόβουλες επιθέσεις. Η ενίσχυση της στιβαρότητας ενός ΣΗΕ επιτυγχάνεται με την κατάλληλη κατασκευή, συντήρηση, σχεδίαση και προγραμματισμό λειτουργίας του πριν την εμφάνιση των εν λόγω διαταραχών
- Ο όρος ανθεκτικότητα ενός ΣΗΕ αναφέρεται στην λειτουργία του με αποδεκτή ποιότητα εξυπηρέτησης του φορτίου, στην ελάχιστη δυνατή αποκοπή φορτίου, αλλά και στην γρήγορη αποκατάσταση της λειτουργίας του κατά τη διάρκεια της έκθεσής του σε μεγάλης επίδρασης εξωγενείς διαταραχές ή και μετά από αυτές. Τέτοιες διαταραχές μπορεί να είναι μεγάλες φυσικές καταστροφές ή και κακόβουλες επιθέσεις.

Από τους παραπάνω ορισμούς επισημαίνεται ότι ο κοινός στόχος της ανθεκτικότητας και της αξιοπιστίας ενός ΣΗΕ είναι η καλύτερη δυνατή εξυπηρέτηση της ζήτησης σε φορτίο, με αποδεκτή ποιότητα, η ελάχιστη αποκοπή φορτίου και η ταχύτερη αποκατάσταση της λειτουργίας του, έπειτα από την έκθεσή του σε διαταραχές. Η διαφορά τους έγκειται στην φύση αυτών των διαταραχών, καθώς ο όρος αξιοπιστία αναφέρεται σε αναμενόμενες, ενδογενείς διαταραχές, ενώ ο όρος ανθεκτικότητα σε μικρής πιθανότητας, αλλά μεγάλης επίδρασης στο σύστημα εξωγενή γεγονότα, όπως είναι οι φυσικές καταστροφές που περιγράφηκαν στις προηγούμενες παραγράφους. Από την άλλη πλευρά, στόχος της στιβαρότητας είναι η μείωση ή και αποφυγή των επιπτώσεων μιας, μικρής πιθανότητας, αλλά μεγάλης επίδρασης στο σύστημα, εξωγενούς διαταραχής, η οποία λαμβάνει χώρα μακριά από κρίσιμα σημεία λειτουργίας του δικτύου. Όπως αναφέρθηκε, η στιβαρότητα επιτυγχάνεται με την ενίσχυση των υποδομών του συστήματος, αλλά και τον κατάλληλο προγραμματισμό λειτουργίας πριν την εμφάνιση τέτοιων διαταραχών. Αντίθετα, η ανθεκτικότητα είναι ένας όρος που αναφέρεται στην αντιμετώπιση εξωγενών διαταραχών κατά τη χρονική διάρκεια που αυτές συμβαίνουν, αλλά και μετά το πέρας τους, με στόχο την ταχεία και πλήρη αποκατάσταση της κανονικής λειτουργίας του συστήματος. Πρέπει, ωστόσο να σημειωθεί ότι η ενίσχυση της στιβαρότητας του συστήματος έχει ως αποτέλεσμα την ενίσχυση της ανθεκτικότητάς του.

Η παρούσα διπλωματική εργασία αναφέρεται στον χρονικά έγκαιρο προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος ώστε να μειωθούν ή και να αποφευχθούν οι καταστροφικές συνέπειες της πρόκλησης κάποιας πιθανής καταστροφικής πυρκαγιάς από τον εξοπλισμό του.

## **ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΑΙ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ**

### **2.1 Εισαγωγή**

Όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 1.5, ο μόνος τρόπος να εκμηδενιστεί ο κίνδυνος πρόκλησης πυρκαγιάς από τα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου να είναι η απενεργοποίησή τους. Ωστόσο, αυτό το κάθετο προληπτικό μέτρο επηρεάζει την ικανότητα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας να διανέμει με αξιοπιστία ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές. Έτσι, δεδομένης της απουσίας μίας τέλει και απόλυτης λύσης στο παραπάνω ζήτημα, το πρόβλημα της «αντιπαράθεσης» μεταξύ των αποδιοργανωτικών διακοπών ρεύματος και του υπαρκτού ρίσκου πρόκλησης πυρκαγιάς από τον εξοπλισμό του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια πολύ ενδιαφέρουσα και μεγάλης σημασίας επιστημονική πρόκληση, ώστε να αποφασιστεί ποιες μονάδες του εξοπλισμού θα απενεργοποιηθούν υπό συνθήκες μεγάλης επικινδυνότητας. Αυτό, εύλογα, δημιουργεί την απορία του εάν ένα πιο στοχευμένο μοντέλο μπορεί να επιτύχει καλύτερα αποτελέσματα, παίρνοντας υπόψη το μέτρο της επικινδυνότητας κάθε ηλεκτρικού στοιχείου, η απενεργοποίηση του οποίου επιφέρει τόσο τη μείωση του ρίσκου να προκληθεί κάποια πυρκαγιά όσο και τη περικοπή κάποιας ποσότητας φορτίου. Να σημειωθεί ότι η ανάγκη για περισσότερο στοχευμένες προγραμματισμένες διακοπές ρεύματος δημόσιας ασφάλειας είχε επισημανθεί και από τη τοπική κυβέρνηση της Καλιφόρνια [46]. Έτσι, χρειάζεται ένα μοντέλο πρόληψης που να εξετάζει και τον κίνδυνο πρόκλησης πυρκαγιάς, αλλά και τον αντίκτυπο των εκτεταμένων διακοπών ρεύματος, με έναν βέλτιστο τρόπο ως προς τις λειτουργίες του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να εντοπίζεται μια καλύτερη ισορροπία μεταξύ των δύο αυτών κριτηρίων. Κοιτάζοντας την διεθνή επιστημονική βιβλιογραφία, παρατηρεί κανείς ότι υπάρχει περιορισμένο ερευνητικό ιστορικό σε τέτοια κατεύθυνση, καθώς η πλειοψηφία των διαθέσιμων μελετών επικεντρώνεται πρωταρχικά στον αντίκτυπο που οι πυρκαγιές ενδέχεται να έχουν στον εξοπλισμό του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, όπως, για



παράδειγμα, την περίπτωση της έκθεσης των αγωγών μεταφοράς σε κάποια πυρκαγιά ή τις λειτουργικές επιπτώσεις που προκύπτουν από την μείωση της χωρητικότητάς τους, εξαιτίας της θερμότητας που προέρχεται από κάποια μαινόμενη πυρκαγιά κοντά σε τέτοιους αγωγούς. Έτσι, γίνεται ένας διαχωρισμός αντικειμένου μελέτης ανάμεσα στο πώς μπορεί ένα ηλεκτρικό δίκτυο να λειτουργήσει υπό την δεδομένη παρουσία φωτιάς με το πώς μπορεί αυτή να αποτραπεί εντελώς. Η παρούσα διπλωματική εργασία φιλοδοξεί να καταπιαστεί με αυτό ακριβώς το ζήτημα.

Έτσι, δημιουργήθηκε μια μέθοδος μαθηματικής περιγραφής και ορισμού του προβλήματος. Αρχικά, μοντελοποιείται το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, τα χαρακτηριστικά και τα στοιχεία του, τα δεδομένα ζήτησης και παραγωγής ενέργειας, καθώς και η μαθηματική περιγραφή της DC ροής ισχύος και ταυτόχρονα εισάγονται οι αναγκαίοι τεχνικοί περιορισμοί της ορθής λειτουργίας του, καθώς και οι σχετικές τιμές του ωριαίου κινδύνου πυρκαγιάς που χαρακτηρίζουν τα στοιχεία του. Οι μονάδες κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς των στοιχείων αποφασίζονται κυρίως βάση της μετεωρολογικής πρόβλεψης, της τάσης λειτουργίας του δικτύου και της γεωγραφικής περιοχής του. Τα στοιχεία που βρίσκονται εντός δασικής περιοχής φέρουν μεγαλύτερο κίνδυνο να προκαλέσουν την έναρξη πυρκαγιάς. Το ίδιο ισχύει και όσο αυξάνει η τάση του δικτύου, τα στοιχεία είναι πιθανότερο να προκαλέσουν ανάφλεξη. Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος αρχικά ορίζεται ως η εξισορρόπηση μεταξύ κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς και αποκοπής φορτίου, η οποία προκύπτει από την απενεργοποίηση κρίσιμων ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου. Στη συνέχεια, υπό το πρίσμα να εκφραστεί και ο παράγοντας του κόστους στο πρόβλημά μας, η αντικειμενική συνάρτηση τροποποιείται, έτσι ώστε να γίνεται εξισορρόπηση μεταξύ του λειτουργικού κόστους του συστήματος και του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς. Η εν λόγω περικοπή φορτίου, όπως αναφέρθηκε και στο παράδειγμα της PG&E στην Καλιφόρνια, έρχεται ως αποτέλεσμα της απενεργοποίησης κρίσιμων ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, προκειμένου να περιοριστεί ο κίνδυνος εκδήλωσης πυρκαγιάς. Συνεπώς, υλοποιείται ένας βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας των στοιχείων του δικτύου, προκειμένου να βρεθεί μια ισορροπία ανάμεσα στον περιορισμό του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς και την μέγιστη δυνατή εξυπηρέτηση φορτίου.

Η περιγραφείσα μέθοδος διαμορφώνεται ως ένα πρόβλημα μικτού-ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (Mixed-Integer Linear Problem –MILP-). Η ανάλυση γίνεται σε ωριαία βάση και τα παραγόμενα αποτελέσματα αφορούν ολόκληρο το εικοσιτετράωρο μιας ημέρας. Δεδομένου ότι οι αποφάσεις απενεργοποίησης των στοιχείων λαμβάνονται λίγο πριν την εφαρμογή τους και ότι η ποιότητα των αποφάσεων εξαρτάται από την ακρίβεια των προβλέψεων στις οποίες βασίζονται (όσο πιο κοντά στο πραγματικό χρόνο τόσο πιο ακριβής η πρόβλεψη), ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος και εύρεσης των βέλτιστων λύσεων πρέπει να επιτρέπει τη γρήγορη λήψη αποφάσεων ώστε να μπορεί να εφαρμοστεί άμεσα ο χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των επί μέρους ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, στα πλαίσια της πρόληψης μιας καταστροφικής πυρκαγιάς.

## 2.2 Πρόβλημα ελαχιστοποίησης

Για την επίλυση του προβλήματος που περιγράφηκε εισαγωγικά στην παράγραφο 2.1, την λήψη προληπτικών μέτρων και τη βέλτιστη λειτουργία των επί μέρους ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, πρέπει να αναπτυχθεί ένα γραμμικό μαθηματικό μοντέλο αναπαράστασης του προβλήματος. Το μοντέλο αυτό αποτελείται από ένα σύνολο δυαδικών μεταβλητών απόφασης (decision variables), αλλά και ακέραιων μεταβλητών που ορίζουν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Η μαθηματική έκφραση των επίδικων του προβλήματος γίνεται μέσω της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος (objective function), η οποία αποτελεί την προς βελτιστοποίηση έκφραση, υπαγόμενη, πάντα, στους αναγκαίους μαθηματικούς περιορισμούς (problem constraints) που διασφαλίζουν την ορθή λειτουργία του συστήματος. Η βέλτιστη λύση του προβλήματος, εν τέλει, αποδίδει μια αριθμητική τιμή στην αντικειμενική συνάρτηση.

Για ένα πρόβλημα μικτού γραμμικού-ακέραιου προγραμματισμού  $n$  μεταβλητών και  $m$  γραμμικών εξισώσεων ή ανισοτήτων, ζητούνται εκείνες οι τιμές των μεταβλητών που ικανοποιούν τους μαθηματικούς περιορισμούς και βελτιστοποιούν την γραμμική μαθηματική έκφραση της αντικειμενικής συνάρτησης. Η τελική μορφή της μεθόδου με την οποία ασχολείται η παρούσα διπλωματική εργασία είναι ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης. Η τυπική περιγραφή ενός τέτοιου προβλήματος είναι η εξής:

**Αντικειμενική συνάρτηση :**

$$\min_{x_1, x_2, \dots, x_n} \{c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_n x_n\}$$

**Περιορισμοί:**

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2$$

....

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m$$

Όπου τα  $a_{ij}, b_i, c_i$  αποτελούν τις παραμέτρους και τα  $x_1, x_2, \dots, x_n$  τις δυαδικές και συνεχείς μεταβλητές απόφασης του προβλήματος. Ο στόχος είναι η κατάλληλη επιλογή των τιμών των μεταβλητών απόφασης ώστε να ελαχιστοποιείται η αντικειμενική συνάρτηση, ικανοποιώντας παράλληλα τους παραπάνω μαθηματικούς περιορισμούς.

Η μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος πραγματοποιήθηκε σε περιβάλλον MATLAB R2020b, με την βοήθεια του πακέτου YALMIP [49], που αποτελεί μια χρήσιμη εργαλειοθήκη μοντελοποίησης και βελτιστοποίησης, ενώ για την επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιήθηκε ο επιλύτης GUROBI 9.0.3. [50].

### **2.3 Υπόμνημα μεταβλητών και συμβόλων**

Σε αυτό το σημείο θα παρουσιαστούν οι επεξηγήσεις όλων των μεταβλητών, συνόλων και συμβόλων που θα χρησιμοποιηθούν στην μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος.

#### ***I. Δείκτες***

$i, j$  Δείκτες για τους ζυγούς

$(i, j)$  Δείκτης για γραμμή μεταφοράς που εκκίνηται από τον ζυγό  $i$  στον ζυγό  $j$

$d$  Δείκτης για τα φορτία

$g$  Δείκτης για τις γεννήτριες

$l$  Δείκτης για τις γραμμές μεταφοράς

$t$  Δείκτης για τον χρόνο (ωριαία ανάλυση)

$m$  Δείκτης γεωγραφικών περιοχών συστήματος

## II. Σύνολα

$B$	Σύνολο των ζυγών
$D$	Σύνολο των φορτίων
$G$	Σύνολο των γεννητριών
$L$	Σύνολο των γραμμών μεταφοράς
$T$	Σύνολο των χρονικών διαστημάτων (ώρες) για την εξεταζόμενη περίοδο
$B_i^D$	Σύνολο των φορτίων που είναι διασυνδεδεμένα με τον ζυγό $i$
$B_i^G$	Σύνολο των γεννητριών που είναι διασυνδεδεμένες με τον ζυγό $i$
$B_i^L$	Σύνολο των γραμμών μεταφοράς που είναι διασυνδεδεμένες με τον ζυγό $i$
$B_{i,j}^L$	Σύνολο των γραμμών μεταφοράς που ξεκινάνε από τον ζυγό $i$ και καταλήγουν στον ζυγό $j$

## III. Συναρτήσεις

$Cost^{Lost\ Load}$	Κόστος μη εξυπηρετούμενου φορτίου [\\$]
$Cost^{Generation}$	Κόστος παραγωγής [\\$]
$Cost^{OC}$	Λειτουργικό κόστος [\\$]
$Cost^{UC}$	Κόστος δέσμευσης των μονάδων παραγωγής [\\$]
$Cost^{Total}$	Συνολικό κόστος [\\$]
$R^{Fire}$	Συνολικός κίνδυνος πυρκαγιάς από τα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου
$D^{Total}$	Συνολική εξυπηρέτηση φορτίου [MW]

#### IV. Παράμετροι

$c_g^G$	Κόστος παραγωγής της γεννήτριας $g$ [ $\frac{\$}{MW}$ ]
$c_g^{SU} / c_g^{SD}$	Κόστος εκκίνησης / τερματισμού λειτουργίας της γεννήτριας $g$ [\$]
$VoLL_i$	Αξία αποκοπής φορτίου στον ζυγό $i$ [ $\frac{\$}{MW}$ ]
$UT_g / DT_g$	Ελάχιστος απαιτούμενος χρόνος λειτουργίας / μη λειτουργίας της γεννήτριας $g$ [h]
$\overline{L}_g / \underline{L}_g$	Ελάχιστος απαιτούμενος αριθμός χρονικών περιόδων κατά τις οποίες η γεννήτρια $g$ πρέπει να μείνει αρχικά συνδεδεμένη / αποσυνδεδεμένη Εάν $\overline{L}_g \neq 0$ , τότε $\underline{L}_g = 0$ . Εάν $\underline{L}_g \neq 0$ , τότε $\overline{L}_g = 0$ .
$z_g^{t0}$	Κατάσταση λειτουργίας (ενεργή ή απενεργοποιημένη) της γεννήτριας $g$ κατά την χρονική στιγμή $t = 0$
$RU_g / RD_g$	Μέγιστη μεταβολή ισχύος της γεννήτριας $g$ προς τα πάνω / κάτω κατά τη διάρκεια μιας ώρας [MW]
$R_t$	Απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία συστήματος [MW]
$S_B$	Βάση Ισχύος του συστήματος [MVA]
$\overline{P}_g / \underline{P}_g$	Τεχνικό μέγιστο / ελάχιστο της γεννήτριας $g$ [MW]
$\theta^{max} / \theta^{min}$	Ανώτατο / κατώτατο όριο γωνίας τάσης
$b_l$	Αγωγιμότητα της γραμμής μεταφοράς $l$ [ $\frac{1}{\Omega}$ ]
$T_l$	Χωρητικότητα της γραμμής μεταφοράς $l$ [MW]
$D_{i,t}$	Ζήτηση φορτίου στον ζυγό $i$ την χρονική στιγμή $t$ [MW]
$R_{i,m,t}$	Μονάδες γεωγραφικού κινδύνου πυρκαγιάς του ζυγού $i$ που ανήκει σε μια περιοχή $m$ του δικτύου την χρονική στιγμή $t$
$R_{g,m,t}$	Μονάδες γεωγραφικού κινδύνου πυρκαγιάς της γεννήτριας $g$ που ανήκει σε μια περιοχή $m$ του δικτύου την χρονική στιγμή $t$
$R_{d,m,t}$	Μονάδες γεωγραφικού κινδύνου πυρκαγιάς του φορτίου $d$ που ανήκει σε μια περιοχή $m$ του δικτύου την χρονική στιγμή $t$

$R_{l,m,t}$	Μονάδες γεωγραφικού κινδύνου πυρκαγιάς της γραμμής μεταφοράς $l$ που ανήκει σε μια περιοχή $m$ του δικτύου την χρονική στιγμή $t$
$k_{i,m,t}$	Μονάδες σχετικού κινδύνου πυρκαγιάς του ζυγού $i$ που ανήκει σε μια περιοχή $m$ του δικτύου την χρονική στιγμή $t$
$k_{g,m,t}$	Μονάδες σχετικού κινδύνου πυρκαγιάς της γεννήτριας $g$ που ανήκει σε μια περιοχή $m$ του δικτύου την χρονική στιγμή $t$
$k_{d,m,t}$	Μονάδες σχετικού κινδύνου πυρκαγιάς του φορτίου $d$ που ανήκει σε μια περιοχή $m$ του δικτύου την χρονική στιγμή $t$
$k_{l,m,t}$	Μονάδες σχετικού κινδύνου πυρκαγιάς της γραμμής μεταφοράς $l$ που ανήκει σε μια περιοχή $m$ του δικτύου την χρονική στιγμή $t$
$R_i$	Μονάδες συνολικού κινδύνου πυρκαγιάς των ζυγών
$R_g$	Μονάδες συνολικού κινδύνου πυρκαγιάς των γεννητριών
$R_d$	Μονάδες συνολικού κινδύνου πυρκαγιάς των φορτίων
$R_l$	Μονάδες συνολικού κινδύνου πυρκαγιάς των γραμμών μεταφοράς

## V. Μεταβλητές

### Δυαδικές Μεταβλητές

$z_{i,t}$	Δυαδική μεταβλητή που συμβολίζει την κατάσταση λειτουργίας του ζυγού $i$ την χρονική στιγμή $t$ ( 1 αν είναι σε λειτουργία, ειδάλλως 0 )
$z_{g,t}$	Δυαδική μεταβλητή που συμβολίζει την κατάσταση λειτουργίας της γεννήτριας $g$ την χρονική στιγμή $t$ ( 1 αν είναι σε λειτουργία, ειδάλλως 0 )
$z_{l,t}$	Δυαδική μεταβλητή που συμβολίζει την κατάσταση λειτουργίας της γραμμής μεταφοράς $l$ την χρονική στιγμή $t$ ( 1 αν είναι σε λειτουργία, ειδάλλως 0 )
$y_{g,t}$	Δυαδική μεταβλητή που συμβολίζει την κατάσταση εκκίνησης της γεννήτριας $g$ την χρονική στιγμή $t$ ( 1 αν για εκκίνηση, ειδάλλως 0 )

$v_{g,t}$  Δυαδική μεταβλητή που συμβολίζει την κατάσταση τερματισμού της γεννήτριας  $g$  την χρονική στιγμή  $t$  ( 1 αν για τερματισμό, ειδιάλλως 0 )

### **Συνεχείς Μεταβλητές**

$x_{d,t}$  Μεταβλητή που συμβολίζει το ποσοστό κάλυψης του φορτίου  $d$  την χρονική στιγμή  $t$   $\{x_{d,t} \in [0,1]\}$

$P_{g,t}^G$  Ενεργός παραγωγή της γεννήτριας  $g$  την χρονική στιγμή  $t$  [MW]

$\theta_{i,t}$  Γωνία τάσης του ζυγού  $i$  την χρονική στιγμή  $t$  [rad]

$P_{l,i,j,t}^L$  Ροή ενεργού ισχύος στην διασυνδεδεμένη με τους ζυγούς  $i$  και  $j$  γραμμή μεταφοράς  $l$  την χρονική στιγμή  $t$  [MW]

### **VI. Άλλα**

$alpha$  Βάρος εξισορρόπησης κινδύνου πυρκαγιάς και αποκοπής φορτίου  
 $\{alpha \in [0,1]\}$

### **2.4 Αντικειμενική συνάρτηση**

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος δείχνει την συσχέτιση των μεταβλητών ενός προβλήματος, υποδηλώνοντας τα ζητούμενά του, έτσι ώστε να καθοριστούν οι τιμές των τελικών μεγεθών. Η μαθηματική έκφραση του προβλήματός μας, έτσι όπως περιγράφηκε, πρέπει να δηλώνει, αρχικά, την «αντιπαράθεση» μεταξύ της εξυπηρέτησης φορτίου και της μείωσης του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς από τα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου. Το μοντέλο, αρχικά, είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, τα ζητούμενα του οποίου είναι η ελαχιστοποίηση του κινδύνου πυρκαγιάς, ταυτόχρονα με την μεγιστοποίηση του

εξυπηρετούμενου φορτίου [51]. Η μαθηματική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης, λαμβάνει λοιπόν, την παρακάτω μορφή:

$$\max_{x,z,p^G,p^L,\theta,D_{TOTAL},R_{FIRE}} \{ D_{TOTAL} - R_{FIRE} \} \quad (1)$$

Όπου:

$$D_{TOTAL} = \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} x_{d,t} \cdot w_{d,t} \cdot D_{d,t} \quad (2)$$

$$R_{FIRE} = \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} (x_{d,t} \cdot R_{d,t}) + \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (z_{g,t} \cdot R_{g,t}) + \sum_{t \in T} \sum_{l \in L} (z_{l,t} \cdot R_{l,t}) \\ + \sum_{t \in T} \sum_{i \in B} (z_{i,t} \cdot R_{i,t}) \quad (3)$$

Η εξίσωση (2) μοντελοποιεί μαθηματικά το συνολικό εξυπηρετούμενο φορτίο, κατά την υπό εξέταση χρονική περίοδο, ενώ η εξίσωση (3) τον συνολικό κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς ως άθροισμα των επί μέρους τιμών κινδύνου των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου [51]. Η αντικειμενική συνάρτηση επιδιώκει την μεγιστοποίηση του εξυπηρετούμενου φορτίου και την παράλληλη ελαχιστοποίηση του ημερήσιου κινδύνου πυρκαγιάς. Υπό το πρίσμα να εκφράσουμε στο πρόβλημά μας και τον παράγοντα του κόστους, η αντικειμενική συνάρτηση θα αλλάξει μορφή [52], πριν ωστόσο φτάσουμε σε αυτό το σημείο, θα εκφράσουμε πρώτα, με μαθηματικό τρόπο, δύο παραμέτρους κόστους, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου και το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με τον εξής τρόπο:

$$Cost^{Lost\ Load} = \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} VoLL_d \cdot (1 - x_{d,t}) \cdot D_{d,t} \quad (4)$$

$$Cost^{Generation} = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (c_g^G \cdot P_{g,t}^G) \quad (5)$$

Το άθροισμά τους ορίζεται ως συνάρτηση συνολικού ή αλλιώς συνάρτηση λειτουργικού κόστους του συστήματος:

$$Cost^{Operational} = C^{OC} = Cost^{Lost\ Load} + Cost^{Generation} \quad (6)$$



Αρχικά, θα θέσουμε την παράμετρο  $VoLL$  (Value of Lost Load), δηλαδή το κόστος περικοπής ενός  $MW$  στα  $5000 \frac{\$}{MW}$ , ορίζοντας έτσι μια «ποινή» (penalty) για κάθε  $MW$  περικοπής φορτίου, το οποίο αν το πολλαπλασιάσουμε με το ποσοστό μη κάλυψης του κάθε φορτίου και την ζήτηση του (σε  $MW$ ), καταλήγουμε στην μαθηματική έκφραση του κόστους του μη εξυπηρετούμενου φορτίου. Με αυτόν τον τρόπο, μπορούμε να εισάγουμε και παραμέτρους κόστους στο πρόβλημά μας, καθώς, η έκφραση της μεγιστοποίησης της εξυπηρέτησης φορτίου είναι έννοια απολύτως συνώνυμη με την ελαχιστοποίηση του μη εξυπηρετούμενου φορτίου. Συνεπώς, μπορούμε να εκφράσουμε το ίδιο ακριβώς ζητούμενο, εμπλουτισμένο με ανάλυση κόστους, μετατρέποντας το πρόβλημα βελτιστοποίησής μας, σε πρόβλημα ελαχιστοποίησης, συμπεριλαμβάνοντας το συνολικό λειτουργικό κόστος στην αντικειμενική συνάρτηση, ως εξής:

$$\min_{Cost^{OC}, R_{FIRE}} \{ Cost^{OC} + R_{FIRE} \} \quad (7)$$

Με αυτόν τρόπο, η μαθηματική έκφραση της αντικειμενικής συνάρτησης μετατρέπεται σε ελαχιστοποίηση του αθροίσματος του συνολικού/λειτουργικού κόστους και του κινδύνου πυρκαγιάς. Παρά το γεγονός ότι με αυτόν τον τρόπο μοντελοποιείται το πρόβλημα που τέθηκε, παρατηρούμε ότι οι δύο εκφράσεις που θέλουμε να μοντελοποιήσουμε, το συνολικό κόστος και ο κίνδυνος πρόκλησης πυρκαγιάς, έχουν την ίδια βαρύτητα στην αντικειμενική συνάρτηση. Αυτό δείχνει μια ελαχιστοποίηση «επί ίσοις όροις» των δύο παραμέτρων, εμφανίζοντας την ανάγκη να βρούμε λύσεις για διαφορετικές προτεραιοποιήσεις, ανάλογα με τους στόχους μας, εμφανίζει δηλαδή την ανάγκη να εκφράσουμε με μαθηματικό τρόπο την **εξισορρόπηση** μεταξύ κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς και εξυπηρέτησης φορτίου. Έτσι, ορίζουμε τον παράγοντα εξισορρόπησης  $alpha \in [0,1]$  που θα καλύψει αυτή την ανάγκη και θα ενταχθεί συμπληρωματικά στην αντικειμενική συνάρτηση ως εξής:

$$\min_{Cost^{OC}, R_{FIRE}} \{ (1 - a) \cdot Cost^{OC}_a + a \cdot R_{FIRE}_a \} \quad a \in [0,1] \quad (8)$$

Ο παράγοντας αυτός, επί της ουσίας είναι μια τιμή βαρύτητας που μας δίνει την δυνατότητα να προτεραιοποιήσουμε (και κατά πόσο) στο πρόβλημά μας είτε την μεγιστοποίηση της εξυπηρέτησης φορτίου στους καταναλωτές (μικρές τιμές του  $alpha$ ) είτε την ελαχιστοποίηση του κινδύνου πυρκαγιάς (μεγάλες τιμές του  $alpha$ ). Περισσότερες λεπτομέρειες για την έννοια του βάρους εξισορρόπησης  $alpha$  ακολουθούν στην παράγραφο 2.6.6, όπου θα δούμε ότι η τελική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης πρέπει να κανονικοποιηθεί, για λειτουργικούς λόγους, έχοντας την παρακάτω γενική μορφή:

$$\min_{Cost^{OC}, R_{FIRE}} \left\{ (1 - a) \cdot \frac{Cost^{OC}_a}{K_1} + a \cdot \frac{R_{FIRE}_a}{K_2} \right\} \quad a \in [0,1] \quad (9)$$

## 2.5 Τεχνικοί περιορισμοί βασικού σεναρίου

Όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.4, η αντικειμενική συνάρτηση δηλώνει την συσχέτιση των μεταβλητών ενός προβλήματος, υποδηλώνοντας τα ζητούμενά του, έτσι ώστε να καθοριστούν οι τιμές των τελικών μεγεθών. Πρέπει, ωστόσο, οι λύσεις στις οποίες θα καταλήξουμε να πληρούν ένα σύνολο εξισώσεων, ώστε να προσομοιώνονται με σωστό τρόπο υπαρκτά τεχνικά όρια, πραγματικοί και λογικοί περιορισμοί που διέπουν την λειτουργία του συστήματος, την διαδικασία παραγωγής και τη λειτουργία κάθε ηλεκτρικού στοιχείου. Όλα τα παραπάνω περιγράφονται με την ορολογία τεχνικοί περιορισμοί του προβλήματος. Παρακάτω, θα μελετηθεί η μαθηματική μοντελοποίηση των τεχνικών περιορισμών του προβλήματος, καθώς και η πραγματική ερμηνεία τους.

### A. Περιορισμός περικοπής φορτίου

$$0 \leq x_{d,t} \leq 1 \quad \forall d \in B_i^D, \quad \forall t \in T \quad (10)$$

Η διπλή ανισότητα (10) περιγράφει τα όρια της ποσοστιαίας περικοπής φορτίου για ωριαία ανάλυση μιας ολόκληρης ημέρας. Η μεταβλητή  $x_{d,t}$  δηλώνει, σε ωριαίο επίπεδο, το ποσοστό της ζήτησης που εξυπηρετείται για κάθε φορτίο. Αν το  $x_d = 0$ , σημαίνει πως η μέθοδος ορίζει ότι το συγκεκριμένο φορτίο  $d$  θα αποκοπεί πλήρως, ενώ το  $x_d = 1$  σημαίνει ότι το συγκεκριμένο φορτίο εξυπηρετείται πλήρως. Οι ενδιάμεσες τιμές ορίζουν το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης για το συγκεκριμένο φορτίο, ενώ το  $1 - x_d$  δηλώνει το ποσοστό του φορτίου που έχει περικοπεί. Το γινόμενο  $x_{d,t} \cdot D_{d,t}$  δείχνει την εξυπηρέτηση φορτίου σε  $MW$ .

### B. Περιορισμοί αλληλεπιδράσεων ηλεκτρικών στοιχείων

$$z_{i,t} \geq x_{d,t} \quad \forall d \in B_i^D, \quad \forall i \in B, \quad \forall t \in T \quad (11)$$

$$z_{i,t} \geq z_{g,t} \quad \forall g \in B_i^G, \quad \forall i \in B, \quad \forall t \in T \quad (12)$$

$$z_{i,t} \geq z_{l,t} \quad \forall l \in B_i^L, \quad \forall i \in B, \quad \forall t \in T \quad (13)$$

Οι ανισότητες (11), (12) και (13) μας δείχνουν έναν βασικό τοπολογικό περιορισμό των διασυνδέσεων των ηλεκτρικών στοιχείων. Εν συντομία, τα φορτία, οι γεννήτριες και οι γραμμές μεταφοράς μπορούν να βρίσκονται σε λειτουργία μόνο αν οι ζυγοί με τους οποίους συνδέονται είναι ενεργοί. Πράγματι, αν ένας ζυγός  $i$  την χρονική στιγμή  $t$  τεθεί εκτός λειτουργίας ( $z_{g,t} = 0$ ), οι παραπάνω ανισότητες ορίζουν ότι και τα  $x_{d,t} = z_{g,t} = z_{l,t} = 0$ , δηλαδή θα είναι επίσης απενεργοποιημένα αν τα στοιχεία αυτά συνδέονται με τον μη-ενεργό ζυγό ( $\forall d \in B_i^D, \forall g \in B_i^G, \forall l \in B_i^L$  αντίστοιχα).

### Γ. Περιορισμοί γωνίας τάσης των ζυγών

$$-\pi \leq \theta_{i,t} \leq \pi \quad \forall i \in B, \quad \forall t \in T \quad (14)$$

Ο περιορισμός (14) μας δείχνει ότι η γωνία τάσης του κάθε ζυγού θα πρέπει να λαμβάνει τιμές ίσες ή ενδιάμεσες από  $-\pi$  και  $\pi$ .

### Δ. Περιορισμός συστήματος - στρεφόμενη εφεδρεία

$$\sum_{g \in G} (\bar{P}_g \cdot z_{g,t}) \geq \sum_{d \in D} D_{d,t} + R_t \quad \forall t \in T \quad (15)$$

Η ανισότητα (15) εισάγει στην ανάλυσή μας την έννοια της στρεφόμενης εφεδρείας που υποδηλώνει την απαραίτητη εφεδρεία στις μονάδες παραγωγής, ώστε, σε περίπτωση απώλειας κάποιας ενταγμένης μονάδας, να υπάρχει η δυνατότητα κάλυψης από τις υπόλοιπες ενταγμένες μονάδες. Η στρεφόμενη εφεδρεία ( $R_t$ ) ορίστηκε ως το 5% της ωριαίας ζήτησης.

### Ε. Περιορισμοί μονάδων παραγωγής

$$z_{g,t} \cdot \underline{P}_g \leq P_{g,t}^G \leq z_{g,t} \cdot \overline{P}_g \quad \forall g \in G, \quad \forall t \in T \quad (16)$$

Η διπλή ανισότητα (16) διασφαλίζει ότι η ωριαία παραγωγή μιας γεννήτριας πρέπει να βρίσκεται ανάμεσα στο τεχνικό ελάχιστο και το τεχνικό μέγιστό της. Αν η εν λόγω γεννήτρια, για κάποια ώρα της ημέρας, οριστεί εκτός λειτουργίας ( $z_g = 0$ ), τότε θα έχουμε ότι  $0 \leq P_g^G \leq 0$ , οπότε  $P_g^G = 0$  για την συγκεκριμένη γεννήτρια.

$$P_{g,t-1}^G - P_{g,t}^G \geq -RU_g \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (17)$$

$$P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G \geq -RD_g \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (18)$$

Οι ανισότητες (17) και (18) δηλώνουν την δυνατότητα μέγιστης αύξησης / μείωσης του επιπέδου παραγωγής της γεννήτριας  $g$  για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα της ώρας  $t$ . Κατά την χρονική στιγμή  $t = 1$ , οι ανισότητες (17) και (18) παίρνουν την μορφή που φαίνεται παρακάτω, στις (19) και (20) αντίστοιχα, χρησιμοποιώντας το  $P_{g,t0}^G$ , δηλαδή το επίπεδο παραγωγής που έχουν οι γεννήτριες την χρονική στιγμή πριν την έναρξη της υπό εξέταση περιόδου.

$$P_{g,t0}^G - P_{g,t=1}^G \geq -RU_g \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (19)$$

$$P_{g,t=1}^G - P_{g,t0}^G \geq -RD_g \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (20)$$

### ΣΤ. Αναπαράσταση DC ροής φορτίου και περιορισμοί συστήματος μεταφοράς

$$P_{l,i,j,t}^L \leq -b_l \left( \theta_{i,t} - \theta_{j,t} + \theta^{max}(1 - z_{l,t}) \right) \quad \forall l \in B_{i,j}^L, \forall t \in T \quad (21)$$

$$P_{l,i,j,t}^L \geq -b_l (\theta_{i,t} - \theta_{j,t} + \theta^{\min}(1 - z_{l,t})) \quad \forall l \in B_{i,j}^L, \forall t \in T \quad (22)$$

$$-T_l \cdot z_{l,t} \leq P_{l,i,j,t}^L \leq T_l \cdot z_{l,t} \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (23)$$

Για να μοντελοποιήσουμε τη ροή φορτίου στο σύστημα, χρησιμοποιούμε την μαθηματική αναπαράσταση της DC ροής φορτίου που φαίνεται στις ανισότητες (21) και (22). Οι εξισώσεις (21)-(23) αντιπροσωπεύουν την ωριαία ροή φορτίου  $P_{l,i,j,t}^L$  από τον ζυγό  $i$  στον  $j$ , με το  $b_l$  να δηλώνει το φανταστικό μέρος της αγωγιμότητας της γραμμής. Να σημειωθεί ότι εάν μια γραμμή  $l$  είναι ενεργή ( $z_l = 1$ ) για κάποια ώρα της ημέρας οι ανισότητες (21) και (22) αντιστοιχούν στον τυπική αναπαράσταση της ροής φορτίου. Επίσης, η διπλή ανισότητα (23) μας υποδεικνύει ότι η ροή φορτίου περιορίζεται να πληροί το όριο θερμοτικής χωρητικότητας  $T_l$  που αντιστοιχεί σε κάθε γραμμή. Από την άλλη πλευρά, εάν μια γραμμή  $l$  τίθεται εκτός λειτουργίας ( $z_l = 0$ ), προστίθενται τα  $\theta^{\max}$  και  $\theta^{\min}$  –που παίρνουν τιμή  $\pi$  και  $-\pi$  αντίστοιχα- στις γωνιακές διαφορές, έτσι ώστε αυτοί οι περιορισμοί να μην ταυτίζονται. Έτσι, αν  $z_l = 0$ , η ροή φορτίου μηδενίζεται, δίνοντας την αντίστοιχη τιμή στην γωνία τάσης.

$$\sum_{g \in B_i^G} P_{g,t}^G + \sum_{l \in B_i^L} P_{l,i,j,t}^L - \sum_{d \in B_i^D} x_{d,t} \cdot D_{d,t} = 0 \quad \forall l \in L, \quad (24)$$

$$\forall t \in T \forall (l, i, j) \in B_{i,j}^L, \quad \forall t \in T \forall (l, i, j) \in B_{i,j}^L, \quad \forall t \in T$$

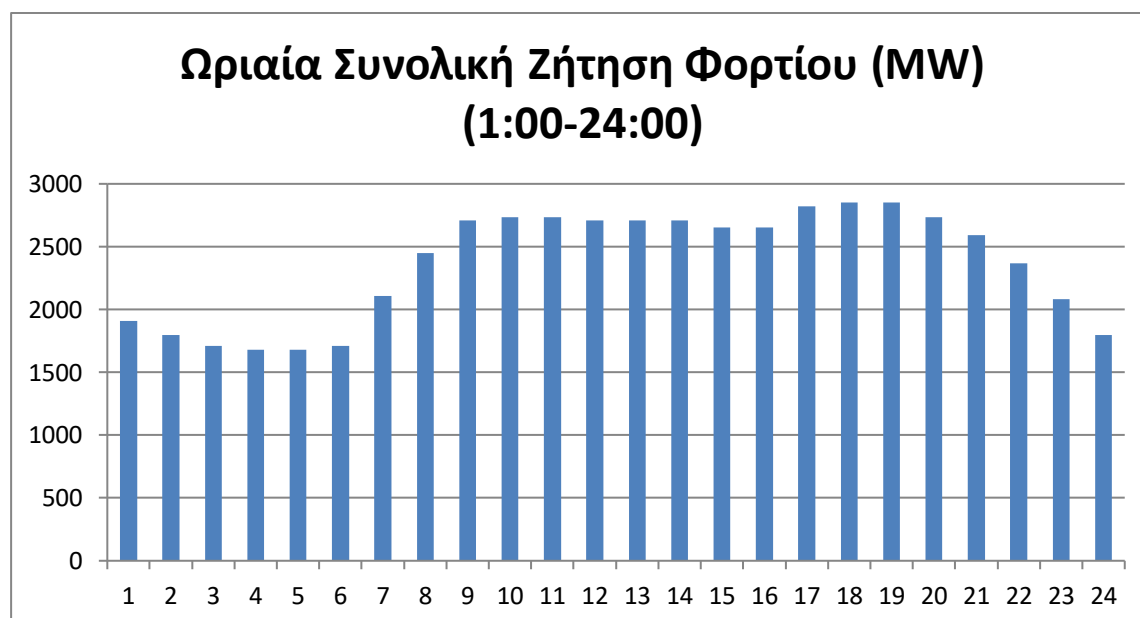
Η εξίσωση (24) μοντελοποιεί την ωριαία ισορροπία ισχύος σε κάθε ζυγό. Όπως αναφέρθηκε και μετά τον περιορισμό (10), το γινόμενο  $x_{d,t} \cdot D_{d,t}$  μοντελοποιεί το ποσοστό κάλυψης της ωριαίας ζήτησης.

## **2.6 Στοιχεία και δεδομένα μοντέλου**

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα στοιχεία και τα δεδομένα του δικτύου τα οποία περνάνε σαν είσοδοι στο πρόβλημα. Παρακάτω θα αναλυθούν η ζήτηση φορτίου, η τοπολογία του δικτύου, τα τεχνικά στοιχεία των μονάδων παραγωγής, των γραμμών μεταφοράς, το βάρος εξισορρόπησης *alpha* και η μοντελοποίηση του κινδύνου πυρκαγιάς στο πρόβλημα. Τέλος, θα περιγραφεί η διαδικασία κανονικοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης και ποια μέθοδος ακολουθείται προκειμένου αυτή να επιτευχθεί.

### 2.6.1 Ζήτηση φορτίου

Η συνολική ωριαία ζήτηση φορτίου κατά τις ώρες 1:00-24:00 σε *MW* ορίστηκε όπως αποτυπώνεται στο ραβδόγραμμα του Γραφήματος 1. Αναλυτικότερα, η ωριαία ζήτηση φορτίου σε *MW* σε καθέναν από τους 24 ζυγούς, για τις ανάγκες μιας ολόκληρης ημέρας παρατίθεται στο υπόμνημα δεδομένων. Παρατηρώντας τις επί μέρους αυξομειώσεις στην ωριαία συνολική ζήτηση φορτίου κατά την διάρκεια μίας ημέρας, διακρίνονται ώρες αιχμής κατανάλωσης κυρίως κατά το διάστημα 17:00-20:00. Αντίστοιχα, οι ώρες χαμηλής ζήτησης κυμαίνονται, αναμενόμενα, κατά τις ώρες 24:00-6:00.

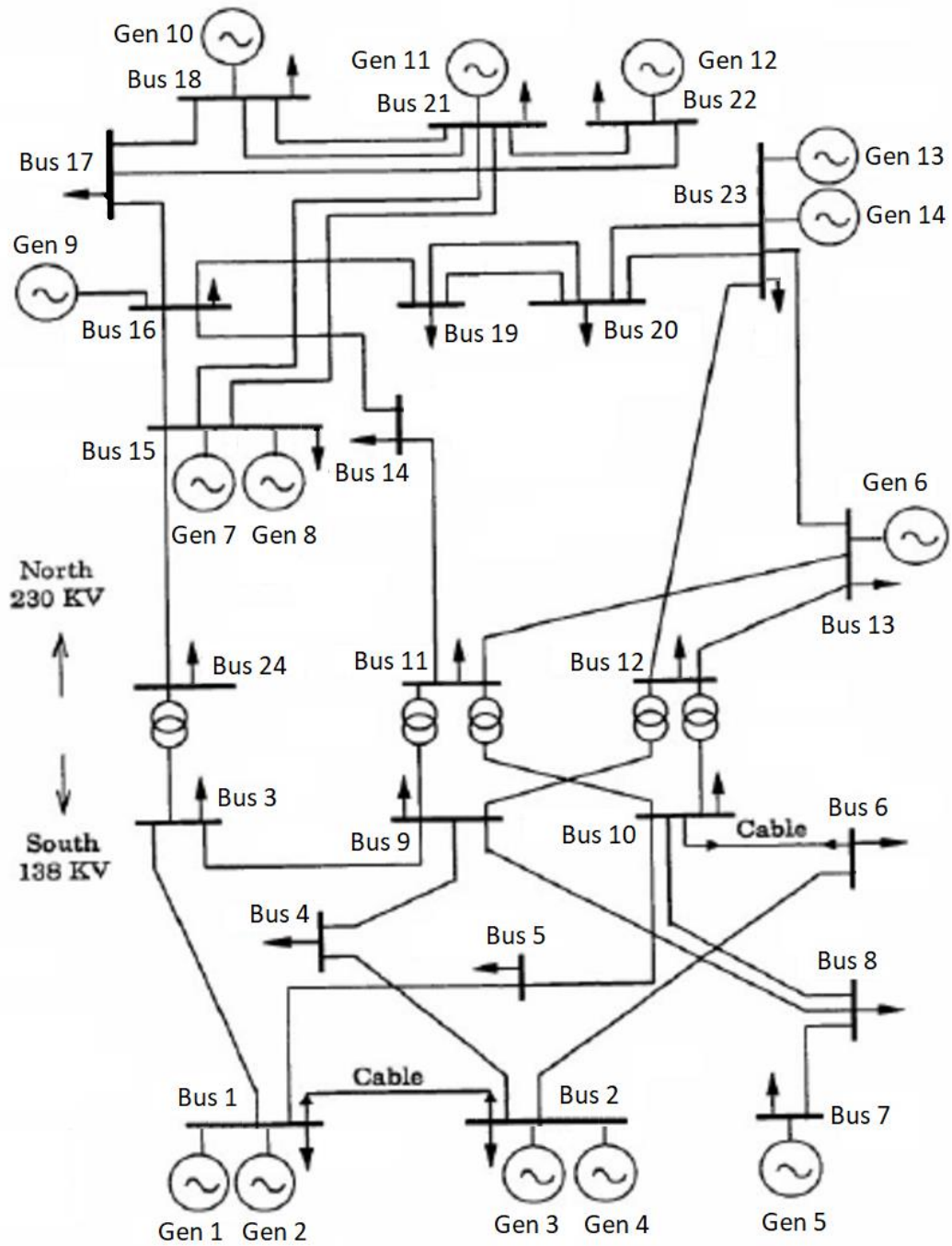


Γράφημα 1. Ωριαία συνολική ζήτηση φορτίου (*MW*) κατά τις ώρες 1:00-24:00

### 2.6.2 Τοπολογία δικτύου

Για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων χρησιμοποιείται το πρότυπο δίκτυο 24 ζυγών, 14 γεννητριών και 38 γραμμών μεταφοράς της IEEE [53]. Το δίκτυο αυτό αποτελείται γεωγραφικά από 2 τμήματα, το βόρειο και το νότιο, τα οποία συνδέονται μέσω 5 μετασχηματιστών. Το νότιο τμήμα εσωκλείει τους ζυγούς B1-B10, τις

γεννήτριες G1-G5 και τις γραμμές μεταφοράς L1-L6 και L8-L13 και εφαρμόζεται τάση δικτύου 138 kV. Το βόρειο τμήμα, εμπεριέχει τους ζυγούς B10-B24, τις γεννήτριες G6-G14 και τις γραμμές μεταφοράς L18-L38 και λειτουργεί υπό τάση δικτύου 230 kV. Οι L7 και L14-L17 είναι οι συνοριακές γραμμές βόρειου και νότιου τμήματος του δικτύου και ουσιαστικά αναπαριστούν τους μετασχηματιστές 230 kV/138 kV. Η ζήτηση φορτίου στο νότιο τμήμα του δικτύου, στην ώρα αιχμής (18:00 και 19:00) είναι 1331,95 MW, ενώ στο βόρειο τμήμα, οι ανάγκες στις αντίστοιχες ώρες κυμαίνονται σε ελαφρώς υψηλότερα επίπεδα, συγκεκριμένα στα 1457,23 MW. Τα όσα περιγράφηκαν προηγουμένως φαίνονται στην Εικόνα 12, που δείχνει την τοπολογία του εν λόγω πρότυπου δικτύου 24 ζυγών της IEEE. Το δίκτυο περιλαμβάνει 14 γεννήτριες και 38 γραμμές μεταφοράς.



Εικόνα 12. Τοπολογία πρότυπου δικτύου 24 ζυγών της IEEE



### 2.6.3 Τεχνικά στοιχεία μονάδων παραγωγής

Ως προς την παραγωγή ισχύος, το παραπάνω δίκτυο διαθέτει 14 μονάδες, G1-G14 και στον παρακάτω Πίνακα φαίνεται τόσο η ονομαστική τους ικανότητα (σε *MW*) όσο και σε ποιον ζυγό ανήκει η κάθε μία. Στον Πίνακα, ακόμα, παρατηρούμε και το τεχνικό ελάχιστο (σε *MW*) κάθε γεννήτριας, δηλαδή το ελάχιστο επίπεδο παραγωγής που μπορεί να προσφέρει κάθε μονάδα.

Γεννήτρια	Ζυγός	Ονομαστική Παραγωγή ( <i>MW</i> )	Τεχνικό Ελάχιστο ( <i>MW</i> )
<b>G1</b>	1	40	16
<b>G2</b>	1	152	30,4
<b>G3</b>	2	40	16
<b>G4</b>	2	152	30,4
<b>G5</b>	7	350	75
<b>G6</b>	13	591	206,85
<b>G7</b>	15	60	12
<b>G8</b>	15	155	54,25
<b>G9</b>	16	155	54,25
<b>G10</b>	18	400	100
<b>G11</b>	21	400	100
<b>G12</b>	22	300	300
<b>G13</b>	23	310	108,5
<b>G14</b>	23	350	140

Πίνακας 2. Όρια παραγωγής των 14 μονάδων του δικτύου

Όπως προαναφέρθηκε, το νότιο τμήμα του δικτύου συμπεριλαμβάνει τις μονάδες G1-G5 με αθροιστική ικανότητα παραγωγής 734 *MW*, ενώ το βόρειο τμήμα έχει σαφώς μεγαλύτερες και περισσότερες μονάδες, τις G6-G14, με πολύ μεγαλύτερη αθροιστική ικανότητα παραγωγής, στα 2721 *MW*. Το κόστος παραγωγής της κάθε μονάδας, σε  $\frac{\$}{MW}$  παραγωγής ορίστηκε όπως δείχνει ο παρακάτω Πίνακας 2.

<b>Γεννήτρια</b>	<b>Κόστος Παραγωγής</b> ( $\frac{\$}{MW}$ )
<b>G1</b>	19,7
<b>G2</b>	13,32
<b>G3</b>	19,7
<b>G4</b>	13,32
<b>G5</b>	20,7
<b>G6</b>	20,93
<b>G7</b>	26,11
<b>G8</b>	10,52
<b>G9</b>	10,52
<b>G10</b>	6,02
<b>G11</b>	5,47
<b>G12</b>	0
<b>G13</b>	10,52
<b>G14</b>	10,89

Πίνακας 3. Κόστος παραγωγής της κάθε μονάδας

Μία ακόμα σημαντική παράμετρος λειτουργίας των γεννητριών, όσο και του ίδιου του προβλήματός μας είναι ο ρυθμός μεταβολής της ισχύος (ramp rate) τους. Όπως προαναφέρθηκε, ο ρυθμός αυτός είναι ένα τεχνικό χαρακτηριστικό που περιγράφει την μέγιστη μεταβολή ισχύος μιας γεννήτριας προς τα πάνω (Ramp up) ή προς τα κάτω (Ramp down) κατά τη διάρκεια μιας ώρας. Πρέπει, βέβαια, να λάβουμε υπόψη ότι όταν η υπό εξέταση μέθοδος τεθεί σε εφαρμογή, το ηλεκτρικό δίκτυο βρίσκεται ήδη σε λειτουργία (αυτό το χρονικό σημείο το θεωρούμε ως χρονική στιγμή  $t_0$ ) και οι γεννήτριες βρίσκονται εκ των πραγμάτων σε μια δεδομένη κατάσταση, είτε ενεργές είτε απενεργοποιημένες, έχοντας ένα δεδομένο επίπεδο παραγωγής. Τα προαναφερθέντα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων, καθώς και οι ιδιαίτερες παράμετροι της χρονικής στιγμής  $t_0$  φαίνονται αναλυτικότερα στον παρακάτω Πίνακα.

<b>Μονάδα</b>	<b>Ramp Up</b> ( <i>MW</i> )	<b>Ramp Down</b> ( <i>MW</i> )	<b>Παραγωγή</b> $t_0$ ( <i>MW</i> )	<b>Αρχική</b> <b>Κατάσταση</b> $t_0$
<b>G1</b>	40	40	0	0
<b>G2</b>	152	152	76	1
<b>G3</b>	40	40	0	0
<b>G4</b>	152	152	76	1
<b>G5</b>	350	350	0	0
<b>G6</b>	591	591	0	0
<b>G7</b>	60	60	0	0

<b>G8</b>	155	155	0	0
<b>G9</b>	155	155	124	1
<b>G10</b>	400	400	240	1
<b>G11</b>	400	400	240	1
<b>G12</b>	300	300	240	1
<b>G13</b>	310	310	248	1
<b>G14</b>	350	350	280	1

Πίνακας 4. Τεχνικά στοιχεία μονάδων παραγωγής

### 2.6.4 Στοιχεία γραμμών μεταφοράς

Σε αυτό το σημείο οφείλουμε να εξετάσουμε κάποια χαρακτηριστικά των γραμμών μεταφοράς και να τα ορίσουμε ως είσοδο στο πρόβλημα. Ένα πρώτο χαρακτηριστικό που θα αναλυθεί, λοιπόν, είναι η αντίσταση που τις χαρακτηρίζει, σε όλο το μήκος τους. Γενικά, για τις γραμμές του δικτύου μεταφοράς ισχύει ότι το επαγωγικό/χωρητικό μέρος της αντίστασης υπερτερεί του αντίστοιχου ωμικού, δηλαδή  $X \gg R$ . Το μέγεθος που θα χρησιμοποιηθεί, όπως φαίνεται και στις ανισότητες (21) και (22), είναι το αντίστροφο μέγεθος της αντίστασης των γραμμών μεταφοράς, δηλαδή η αγωγιμότητά (susceptance) τους. Επίσης, μια πολύ σημαντική παράμετρος, ειδικά για τη φύση του προβλήματός μας, που υπολογίζει τον κίνδυνο να προκληθεί πυρκαγιά από κάποιο ηλεκτρικό στοιχείο του δικτύου, είναι η θερμική χωρητικότητα των γραμμών μεταφοράς. Η χωρητικότητα αναφέρεται στο ανώτερο όριο ισχύος που μπορεί να ρέει σε έναν αγωγό και το εκφράζουμε σε *MW*. Η αντίσταση των 38 γραμμών μεταφοράς, καθώς και η χωρητικότητά τους περιγράφεται αναλυτικά στον παρακάτω Πίνακα 5 [53].

<b>Γραμμή μεταφοράς</b>	<b>Επαγωγική αντίσταση (<math>\Omega</math>)</b>	<b>Χωρητικότητα (<i>MW</i>)</b>
<b>L1</b>	0.0139	175
<b>L2</b>	0.2112	175
<b>L3</b>	0.0845	175
<b>L4</b>	0.1267	175
<b>L5</b>	0.1920	175
<b>L6</b>	0.1190	175
<b>L7</b>	0.0839	400
<b>L8</b>	0.1037	175
<b>L9</b>	0.0883	175

<b>L10</b>	0.0605	175
<b>L11</b>	0.0614	175
<b>L12</b>	0.1651	175
<b>L13</b>	0.1651	175
<b>L14</b>	0.0839	400
<b>L15</b>	0.0839	400
<b>L16</b>	0.0839	400
<b>L17</b>	0.0839	400
<b>L18</b>	0.0476	500
<b>L19</b>	0.0418	500
<b>L20</b>	0.0476	500
<b>L21</b>	0.0966	500
<b>L22</b>	0.0865	500
<b>L23</b>	0.0389	500
<b>L24</b>	0.0173	500
<b>L25</b>	0.0490	500
<b>L26</b>	0.0490	500
<b>L27</b>	0.0519	500
<b>L28</b>	0.0259	500
<b>L29</b>	0.0231	500
<b>L30</b>	0.0144	500
<b>L31</b>	0.1053	500
<b>L32</b>	0.0259	500
<b>L33</b>	0.0259	500
<b>L34</b>	0.0396	500
<b>L35</b>	0.0396	500
<b>L36</b>	0.0216	500
<b>L37</b>	0.0216	500
<b>L38</b>	0.0678	500

Πίνακας 5. Επαγωγική αντίσταση και χωρητικότητα γραμμών μεταφοράς του δικτύου 24 ζυγών της IEEE

Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, οι γραμμές μεταφοράς που ανήκουν στο νότιο τμήμα του δικτύου (L1-L6 και L8-L13) έχουν μικρότερη χωρητικότητα (175 MW) από τις αντίστοιχες (L18-L38) του βόρειου τμήματος (500 MW). Η βάση ισχύος για το πρότυπο δίκτυο 24 ζυγών, 14 γεννητριών και 38 γραμμών μεταφοράς που χρησιμοποιείται για την εφαρμογή της μεθόδου ορίζεται στα 100 MVA.

Για να μπορέσει να γίνει η συσχέτιση ως προς την συνδεσμολογία μεταξύ των επί μέρους ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, χρησιμοποιήθηκαν 2 «χάρτες» συνδεσμολογίας, ο ένας μεταξύ γεννητριών-ζυγών και ο δεύτερος μεταξύ γραμμών μεταφοράς και των ζυγών που αυτές συνδέουν. Έτσι, πρέπει να σημειωθεί ότι ο δεύτερος «χάρτης», ορίζει τη θετική φορά για τη DC ροή φορτίου, σύμφωνα με το MATPOWER αρχείο του πρότυπου δικτύου της IEEE που χρησιμοποιείται για την

αξιολόγηση των αποτελεσμάτων [53]. Στον παρακάτω Πίνακα φαίνεται η προεπιλεγμένη φορά ροής φορτίου.

<b>Προεπιλεγμένη Φορά DC Ροής Φορτίου</b>		
<b>Γραμμή Μεταφοράς</b>	<b>Από τον ζυγό</b>	<b>Με κατεύθυνση τον ζυγό</b>
L1	B1	B2
L2	B1	B3
L3	B1	B5
L4	B2	B4
L5	B2	B6
L6	B3	B9
L7	B3	B24
L8	B4	B9
L9	B5	B10
L10	B6	B10
L11	B7	B8
L12	B8	B9
L13	B8	B10
L14	B9	B11
L15	B9	B12
L16	B10	B11
L17	B10	B12
L18	B11	B13
L19	B11	B14
L20	B12	B13
L21	B12	B23
L22	B13	B23
L23	B14	B16
L24	B15	B16
L25	B15	B21
L26	B15	B21
L27	B15	B24
L28	B16	B17
L29	B16	B19
L30	B17	B18
L31	B17	B22
L32	B18	B21
L33	B18	B21
L34	B19	B20
L35	B19	B20
L36	B20	B23
L37	B20	B23
L38	B21	B22

Πίνακας 6. Προεπιλεγμένη φορά DC ροής φορτίου

### 2.6.5 Μοντελοποίηση κινδύνου πυρκαγιάς

Στο σημείο αυτό, θα οριστεί ένας «τεχνητός» χάρτης κινδύνου πυρκαγιάς για το πρότυπο δίκτυό μας. Ο παραπάνω χαρακτηρισμός «τεχνητός» υποδεικνύει το γεγονός ότι, για να έχουμε μια –το δυνατόν– σωστή εκτίμηση του κινδύνου πυρκαγιάς, όπως προαναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, θα πρέπει να γνωρίζουμε την αντίστοιχη μετεωρολογική πρόβλεψη, την χαρτογράφηση της τοπικής βλάστησης, καθώς και το είδος αυτής, την αξιολόγηση του επί μέρους εξοπλισμού του δικτύου και του βαθμού συντήρησής του, αλλά και άλλες παραμέτρους αξιολόγησης του κινδύνου, συνεπώς, εφόσον το δίκτυο που προσομοιώνεται είναι πρότυπο και όχι πραγματικό, θα πρέπει να οριστούν αυθαίρετα και συμπεριληπτικά οι παραπάνω υποθέσεις, έτσι ώστε, να περιγράψουν ένα αρκετά συγκεκριμένο σενάριο. Έτσι, παίρνοντας έμπνευση από τον χάρτη κινδύνου πυρκαγιάς του Οκτώβρη 2019 της Καλιφόρνια [54], αλλά και βασίζοντας την ανάλυσή μας στα πρότυπα του Χάρτη Πρόβλεψης Κινδύνου Πυρκαγιάς [55] που εκδίδει ο εγχώριος φορέας της Γενικής Γραμματείας Πολιτικής Προστασίας (Γ.Γ.Π.Π.), ορίστηκαν 5 κατηγορίες κινδύνου με αντίστοιχες γεωγραφικές τιμές κινδύνου οι οποίες είναι οι εξής:

1. **Χαμηλή** (πράσινο χρώμα): Γεωγραφική τιμή κινδύνου  $R = 0$
2. **Μέση** (γαλάζιο χρώμα): Γεωγραφική τιμή κινδύνου  $R = 1$
3. **Υψηλή** (κίτρινο χρώμα): Γεωγραφική τιμή κινδύνου  $R = 2$
4. **Πολύ Υψηλή** (πορτοκαλί χρώμα): Γεωγραφική τιμή κινδύνου  $R = 3$
5. **Κατάσταση Συναγερμού** (κόκκινο χρώμα): Γεωγραφική τιμή κινδύνου  $R = 4$

Στην περίπτωση μας, και συγκεκριμένα στο βασικό σενάριο εφαρμογής της μεθόδου μας, λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω κριτήρια, προσομοιώνουμε μια κατάσταση υψηλού κινδύνου για το βόρειο τμήμα, το οποίο και λειτουργεί υπό υψηλότερη τάση δικτύου, και συνεπώς είναι πιο επιρρεπές σε κάποια πιθανή ανάφλεξη σε επίπεδο εξοπλισμού, και μια κατάσταση μεσαίου κινδύνου για το νότιο τμήμα, το οποίο λειτουργεί υπό χαμηλότερη τάση δικτύου. Αυτό σημαίνει ότι η γεωγραφική τιμή κινδύνου στο βόρειο τμήμα τίθεται ίση με  $R = 2$ , ενώ η αντίστοιχη τιμή του νότιου τμήματος του δικτύου τίθεται ίση με  $R = 1$ . Αυτό αντιπροσωπεύει το μέγεθος Area Risk Value και συνεπώς έχουμε:

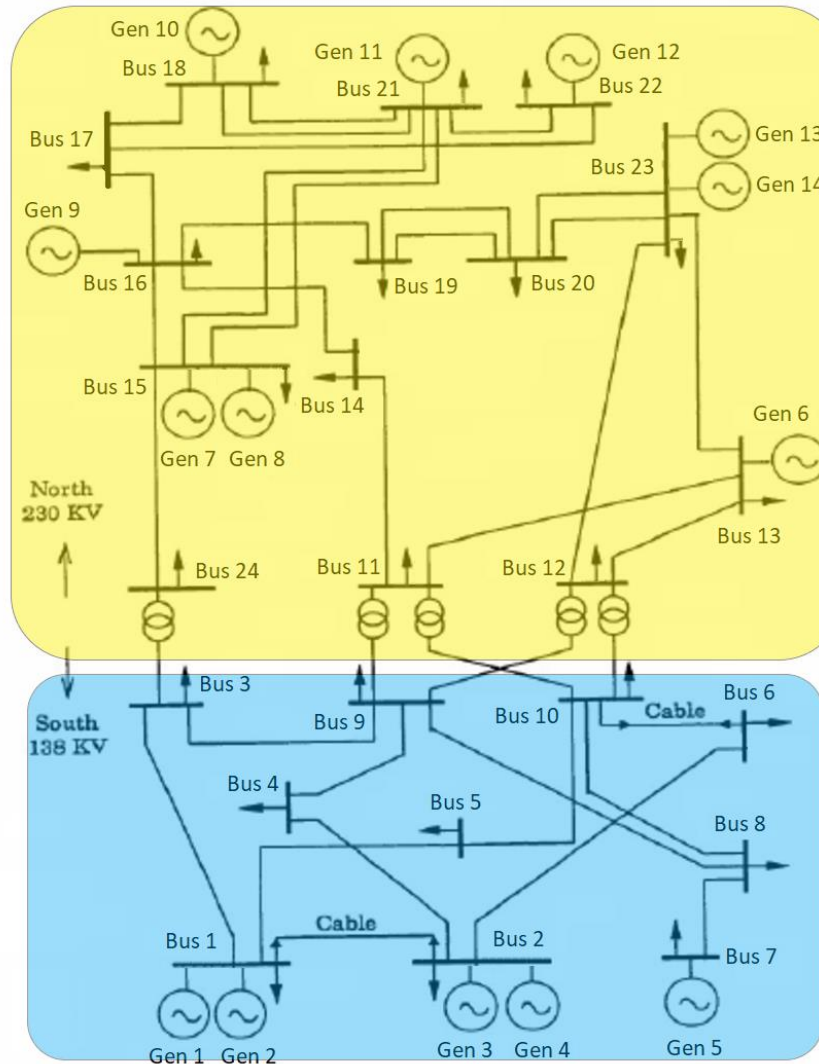
**Βόρειο τμήμα:**  $R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 2$

**Νότιο τμήμα:**  $R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 1$

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι γραμμές μεταφοράς L7 και L14-L17, δηλαδή οι γραμμές που αναπαριστούν τους μετασηματιστές, λαμβάνουν γεωγραφική τιμή κινδύνου  $R_{L7,L14,L15,L16,L17} = 2$ . Αντίστοιχα, θεωρώντας ότι το σύνολο του εξοπλισμού του δικτύου βρίσκεται σε καλή κατάσταση, σε ολόκληρη την έκταση του δικτύου, χάριν απλότητας, θεωρείται τιμή κινδύνου ανάφλεξης των στοιχείων του δικτύου, ή αλλιώς σχετική τιμή κινδύνου (Relative Risk Value) ίση με  $k = 1$ . Αυτό σημαίνει ότι:

**Βόρειο και νότιο τμήμα:**  $k_{buses} = k_{generators} = k_{loads} = k_{lines} = 1$

Έτσι, ο γεωγραφικός χάρτης κινδύνου πυρκαγιάς του βασικού μας σεναρίου φαίνεται στην Εικόνα 13.



Εικόνα 13. Γεωγραφικός χάρτης κινδύνου πυρκαγιάς βασικού σεναρίου

Για να προσομοιάσουμε τον συνολικό ωριαίο κίνδυνο ανάφλεξης όμοιων στοιχείων  $R_{e,m,t}$  που χαρακτηρίζει κάθε κατηγορία ηλεκτρικού στοιχείου  $e$ , με σχετική τιμή κινδύνου  $k_e$  σε μία περιοχή  $m \in A$  (όπου  $A$  το σύνολο των υπό-περιοχών/τμημάτων του δικτύου), με γεωγραφική τιμή κινδύνου  $R_m$ , σε κάποια χρονική στιγμή  $t \in T$ , χρησιμοποιούμε την εξίσωση (25) που ακολουθεί:

$$R_{e,m,t} = k_{e,m,t} \cdot R_{m,t} \quad m \in A, \quad t \in T \quad (25)$$

Ο κίνδυνος για τα στοιχεία αυτά συμβολίζεται ως  $R_{i,j,t}$ ,  $R_{g,j,t}$ ,  $R_{d,j,t}$ ,  $R_{l,j,t}$  και υποδηλώνει τον συνολικό ωριαίο κίνδυνο των ζυγών, γεννητριών, φορτίων και γραμμών μεταφοράς αντίστοιχα, με βάση την υπό-περιοχή στην οποία ανήκουν. Ωστόσο, το μοντέλο που θα χρησιμοποιηθεί στην παρούσα διπλωματική εργασία είναι ο συνολικός ωριαίος κίνδυνος της κάθε κατηγορίας ηλεκτρικών στοιχείων **σε**



ολόκληρη την έκταση του δικτύου και όχι απλά σε κάποια υπό-περιοχή του. Αυτό μπορούμε να το υπολογίσουμε ως εξής:

$$R_{e,t} = \sum_{m \in A} \kappa_{e,m,t} \cdot R_{m,t} \quad t \in T \quad (26)$$

Ο κίνδυνος για τα στοιχεία αυτά συμβολίζεται ως  $R_{i,t}$ ,  $R_{g,t}$ ,  $R_{d,t}$ ,  $R_{l,t}$  και υποδηλώνει τον συνολικό ωριαίο κίνδυνο των ζυγών, γεννητριών, φορτίων και γραμμών μεταφοράς αντίστοιχα, σε ολόκληρο το δίκτυο, κατά τη διάρκεια μιας ημέρας. Έτσι καταλήγουμε στην εξ.(3), δηλαδή τη μαθηματική έκφραση του συνολικού ημερήσιου κινδύνου όλων των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου,  $R_{FIRE}$ , που περιγράφηκε στην παράγραφο 2.4 .

$$R_{FIRE} = \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} (x_{d,t} \cdot R_{d,t}) + \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (z_{g,t} \cdot R_{g,t}) + \sum_{t \in T} \sum_{l \in L} (z_{l,t} \cdot R_{l,t}) + \sum_{t \in T} \sum_{i \in B} (z_{i,t} \cdot R_{i,t}) \quad (3)$$

Με αυτά τα δεδομένα, η τιμή κινδύνου για κάθε ηλεκτρικό στοιχείο καθορίζεται επί της ουσίας από την τιμή κινδύνου της ευρύτερης περιοχής. Η σχετική τιμή κινδύνου καθορίζεται από την πιθανότητα που υπάρχει να προκύψει σφάλμα ικανό να επιφέρει ανάφλεξη σε κάποιο ηλεκτρικό στοιχείο του δικτύου. Όσον αφορά τη σχετική τιμή ρίσκου των φορτίων, θα μπορούσε να είχε ακολουθηθεί η θεώρηση ότι τα μεγαλύτερα φορτία επιφέρουν και μεγαλύτερο κίνδυνο πυρκαγιάς, καθώς αντιπροσωπεύουν μεγαλύτερα συστήματα διανομής. Ωστόσο, αυτή η θεώρηση δεν συνυπολογίζει ότι υπάρχουν και άλλοι σημαντικοί παράγοντες καθορισμού του κινδύνου, όπως, για παράδειγμα, το εάν ένα φορτίο περιγράφει ένα αστικό δίκτυο διανομής, με υπόγεια, κυρίως, καλώδια, ή μία αγροτική κοινότητα, με μακριά καλώδια υψηλού ρίσκου, μια πληροφορία που δεν γνωρίζουμε εκ των προτέρων. Έτσι, για λόγους απλότητας, αλλά και καλύτερης εποπτείας των αποτελεσμάτων όλα τα φορτία του δικτύου χαρακτηρίζονται από τον ίδιο σχετικό κίνδυνο ανάφλεξης από πιθανό σφάλμα, η τιμή του οποίου είναι η ίδια και στα υπόλοιπα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου, στους ζυγούς, στις γεννήτριες και στις γραμμές μεταφοράς. Ταυτόχρονα, ορίστηκε και μια μεταβλητή ειδικής βαρύτητας  $w_d$  για κάθε φορτίο, η οποία δηλώνει τον βαθμό κρισιμότητας εξυπηρέτησης των φορτίων, τα οποία περιλαμβάνουν δομές που δεν έχουν την πολυτέλεια να υποστούν διακοπές ρεύματος, με χαρακτηριστικό παράδειγμα να αποτελούν οι νοσοκομειακές δομές (χειρουργεία, μονάδες εντατικής θεραπείας κ.α.). Σε αρχικό επίπεδο, το ειδικό βάρος για όλα τα 24 φορτία του πρότυπου δικτύου ορίστηκε  $w_d = 1$ .

Συνοπτικά, τα επί μέρους διαφορετικά χαρακτηριστικά των 2 τμημάτων του δικτύου φαίνονται στον παρακάτω Πίνακα 7.

Τμήμα Δικτύου	Αθροιστική Ζήτηση Φορτίου Αιχμής (MW)	Μέγιστη Αθροιστική Παραγωγή (MW)	Αθροιστική Παραγωγή Στο Τεχνικό Ελάχιστο (MW)	Τάση Υπό-δικτύου (kV)	Τιμή Γεωγραφικού Κινδύνου Πυρκαγιάς	Τιμή Σχετικού Κινδύνου Ηλεκτρικών Στοιχείων
<b>Νότιο</b>	1331,95	734	167,8	138	$R_{buses}$ $= R_{generators}$ $= R_{loads}$ $= R_{lines} = 1$	$k_{buses}$ $= k_{generators}$ $= k_{loads}$ $= k_{lines} = 1$
<b>Βόρειο</b>	1457,23	2721	1075,85	230	$R_{buses}$ $= R_{generators}$ $= R_{loads}$ $= R_{lines} = 2$	$k_{buses}$ $= k_{generators}$ $= k_{loads}$ $= k_{lines} = 1$

Πίνακας 7. Χαρακτηριστικά νότιου και βόρειου τμήματος του δικτύου

### 2.6.6 Βάρος εξισορρόπησης alpha και μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto

Έχοντας αναλύσει, πλέον, όλα τα δεδομένα και τις εισόδους που θα χρησιμοποιηθούν, μπορούμε να περάσουμε στην παρατήρηση και τον σχολιασμό των αποτελεσμάτων, αφού πρώτα αναλύσουμε μια τελευταία και πολύ σημαντική παράμετρο του προβλήματος. Οι συντελεστές βάρους  $alpha$  και  $1 - alpha$  (όπου  $alpha \in [0,1]$ ), τοποθετούμενοι κατάλληλα στην αντικειμενική συνάρτηση εκφράζουν την εξισορρόπηση μεταξύ της ελαχιστοποίησης του λειτουργικού κόστους και του κινδύνου πυρκαγιάς, δημιουργώντας ένα μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto (Pareto Front) προς εξέταση από τον διαχειριστή του δικτύου. Το Pareto Front αποτελεί ένα μέτωπο πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης που επιδεικνύει τις βέλτιστες προκύπτουσες λύσεις για πολλούς και διαφορετικούς στόχους, δημιουργώντας ένα ακόμα πρόβλημα προς λύση, το ζήτημα του ποια θα είναι η λύση που τελικά θα επιλεγεί από όλο το μέτωπο. Εν προκειμένω, το μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto μας δίνει το σύνολο των λύσεων του προβλήματος βελτιστοποίησης, για κάθε μία τιμή του  $alpha$ , αρχίζοντας από το  $alpha = 0$  και φτάνοντας ως το  $alpha = 1$  με βήμα  $step = 0,1$ . Αυτό φυσικά μας δίνει 11 βέλτιστες λύσεις προς εξέταση, η κάθε μία για διαφορετική τιμή του βάρους εξισορρόπησης. Στο power shut-off πρόβλημά μας, η παράμετρος εξισορρόπησης  $alpha$  υποδηλώνει την πρόθεσή μας,

σε κάθε περίπτωση, να αποδεχτούμε αυξημένο ( $\alpha = 0$ ), κατά περίπτωση μειωμένο [ $\alpha \in (0,1)$ ] ή μηδενικό ( $\alpha = 1$ ) κίνδυνο πυρκαγιάς. Η εύρεση της βέλτιστης τιμής της παραμέτρου εξισορρόπησης θα ήταν εφικτή μόνο αν μπορούσε να ποσοτικοποιηθεί επακριβώς ο κοινωνικός και οικονομικός αντίκτυπος τόσο των πυρκαγιών όσο και των διακοπών ρεύματος. Η δημιουργία του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto καλύπτει την δυσκολία εύρεσης βέλτιστης τιμής εξισορρόπησης  $\alpha$ , δίνοντας στον υπεύθυνο διαχειριστή του δικτύου την δυνατότητα να εξετάσει τα αποτελέσματα για πληθώρα τιμών εξισορρόπησης και να αποφασίσει εν τέλει, συγκριτικά, ποια τιμή του  $\alpha$  είναι πιο αποδοτική για κάθε δεδομένη συνθήκη, βάση τα κριτήρια που ο ίδιος θέτει. Για παράδειγμα, αν αποφασιστεί από τον διαχειριστή ότι προτεραιότητα σε μια δεδομένη συνθήκη είναι η κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους της ζήτησης σε φορτίο, θα προτιμήσει μικρές τιμές του  $\alpha$ , ενώ, αν η προτεραιότητα τεθεί να είναι η μεγαλύτερη δυνατή εξάλειψη του κινδύνου πυρκαγιάς, θα προτιμήσει μεγάλες τιμές του  $\alpha$ . Στην παράγραφο 2.4 αναλύθηκε ότι η μέθοδός μας χρησιμοποιεί ως αντικειμενική συνάρτηση την εξίσωση (9) και στόχος είναι η ελαχιστοποίησή της, με βάση τους μαθηματικούς περιορισμούς (10)-(24).

$$\min_{Cost^{OC}, R_{FIRE}} \left\{ (1 - \alpha) \cdot \frac{Cost^{OC}_a}{K_1} + \alpha \cdot \frac{R_{FIRE}_a}{K_2} \right\} \quad \alpha \in [0,1] \quad (9)$$

*subject to:*

*equations (10) – (24)*

Έτσι, για δεδομένη μείωση του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς, διατηρείται σε λειτουργία, κάθε φορά, ο βέλτιστος συνδυασμός ζυγών, γεννητριών (με κριτήριο την οικονομικότερη παραγωγή) και γραμμών μεταφοράς ώστε να έχουμε την ελάχιστη δυνατή περικοπή φορτίου.

## **2.7 Κανονικοποίηση αντικειμενικής συνάρτησης**

Το γεγονός ότι τα  $Cost^{OC}$ ,  $R_{FIRE}$  παίρνουν τιμές διαφορετικής τάξης μεγέθους τα καθιστά αρχικά μη συγκρίσιμα. Αυτό σημαίνει ότι η επίλυση του προβλήματος θα εμφανίσει λύσεις που τείνουν **πρώτα και κύρια** στην ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους, λόγω των υψηλότερων απόλυτων τιμών που λαμβάνει το κόστος λειτουργίας του συστήματος σε σύγκριση με την επικινδυνότητα εκκίνησης πυρκαγιάς. Αυτό συμβαίνει γιατί το συνολικό κόστος παίρνει τιμές της τάξεως των  $10^8$  \$, ενώ ο κίνδυνος πυρκαγιάς  $10^4$ . Οι τιμές  $K_1, K_2$  της εξίσωσης (9) αποτελούν τις

τιμές βάρους που θα χρειαστούν προκειμένου να λυθεί αυτό το πρόβλημα, υποδεικνύοντας την ανάγκη κανονικοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης [56]. Το μαθηματικό εργαλείο που θα χρησιμοποιηθεί για την κανονικοποίηση είναι η διαίρεση με τη μέγιστη τιμή που θα προκύψει στο σύνολο βέλτιστων λύσεων του μετώπου κατά Pareto, το οποίο «φέρνει» όλες τις τιμές στο εύρος [0,1]. Συγκεκριμένα, η κανονικοποιημένη έκφραση μιας τυχαίας μεταβλητής έστω  $X$  είναι η  $X'$  και υπολογίζεται ως εξής:

$$X'_i = \frac{X_i}{X_{max}} \quad , \quad X_i \leq X_{max}$$

Συνεπώς, το πρώτο βήμα που πρέπει να γίνει είναι να βρεθούν οι μέγιστες τιμές των μεταβλητών  $Cost^{OC}$  και  $R_{FIRE}$ . Για να εντοπισθούν οι μέγιστες αυτές τιμές, θα πρέπει να επιλυθεί πρώτα το πρόβλημα ελαχιστοποίησης με την αντικειμενική συνάρτηση να βρίσκεται στην απλοποιημένη της μορφή, δηλαδή όπως στην εξίσωση (8):

$$\min_{Cost^{OC}, R_{FIRE}} \{ (1 - a) \cdot Cost^{OC}_a + a \cdot R_{FIRE}_a \} \quad a \in [0,1] \quad (8)$$

*subject to:*

*equations (10) – (24)*

Στην πραγματικότητα, δεν χρειάζεται να λύσουμε το πρόβλημα  $\forall \alpha \in [0,1]$ . Γνωρίζουμε εκ των προτέρων ότι η μέγιστη τιμή του συνολικού λειτουργικού κόστους εντοπίζεται στο ακραίο σενάριο  $\alpha = 1$ , στο σενάριο, δηλαδή, που υπάρχει η πρόθεση για μηδενικό κίνδυνο πυρκαγιάς, το οποίο υλοποιείται μόνο αν απενεργοποιηθούν όλα τα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου. Όπως φαίνεται και από την εξίσωση (6), το λειτουργικό κόστος ισούται με το άθροισμα του κόστους του περικομμένου φορτίου και του κόστους παραγωγής των γεννητριών. Το κόστος αποκοπής ενός  $MW$ , ωστόσο, όπως ορίστηκε, είναι  $VoLL = 5000 \frac{\$}{MW}$ , το οποίο, πολλαπλασιασμένο επί το ποσοστό φορτίου που περικόπεται σε κάθε ελεγχόμενη διακοπή ρεύματος, διαμορφώνει μια ημερήσια τιμή τάξης μεγέθους  $10^8$  \$, την στιγμή που, το κόστος παραγωγής των γεννητριών, πολλαπλασιασμένο επί την πραγματική παραγωγή δεν ξεπερνά ημερησίως τιμές τάξης μεγέθους  $10^7$  \$. Το γεγονός αυτό μας υποδεικνύει ότι πρώτη προτεραιότητα του προβλήματος είναι να μη περικοπεί φορτίο από τους καταναλωτές, και, ταυτόχρονα, δευτερευόντως, η κάλυψη της ζήτησης να γίνεται, από τις μονάδες με το χαμηλότερο κόστος παραγωγής. Συνεπώς, εφόσον υπάρχει μεγαλύτερη ποινή (penalty) στην απώλεια κάλυψης της ζήτησης φορτίου, η μεγαλύτερη τιμή του λειτουργικού κόστους θα παρουσιάζεται στην περίπτωση που όλο το δίκτυο απενεργοποιείται, δηλαδή όταν  $\alpha = 1$ . Έτσι, για να προσδιορίσουμε την αριθμητική τιμή του  $K_1$ , αρκεί να επιλυθεί η εξ. (8) για  $\alpha = 1$ . Η μέγιστη τιμή που προκύπτει είναι  $K_1 = Cost^{OC}_{max} = 283,71 \cdot 10^6$  \$. Για να

υπολογιστεί η μέγιστη τιμή κινδύνου πυρκαγιάς ακολουθείται η ακριβώς αντίστροφη λογική. Ο μέγιστος κίνδυνος πυρκαγιάς παρουσιάζεται όταν  $alpha = 0$ . Συνεπώς, αν το πρόβλημα επιλυθεί για αυτή την τιμή, θα προκύψει  $K_2 = R_{FIRE_{max}} = 2881$ . Σε αυτό το σημείο, πρέπει να επιλυθεί άλλη μια φορά το πρόβλημα, χρησιμοποιώντας τις τιμές που υπολογίσθηκαν, για την επικαιροποίηση των τιμών  $K_1, K_2$ , αν αυτό αποδειχθεί αναγκαίο, με την αντικειμενική συνάρτηση, αυτή τη φορά, να παίρνει την εξής έκφραση:

$$\min_{Cost^{OC}, R_{FIRE}} \left\{ (1 - a) \cdot \frac{Cost^{OC}_a}{Cost^{OC}_{max}} + a \cdot \frac{R_{FIRE_a}}{R_{FIRE_{max}}} \right\} \quad a \in [0,1] \quad (27)$$

*subject to:*

*equations (10) – (24)*

Μετά την επίλυση του παραπάνω προβλήματος ελαχιστοποίησης, προκύπτουν οι τιμές  $Cost^{OC}_{max} = 283,71 \cdot 10^6 \$$  και  $R_{FIRE_{max}} = 2881$ , για  $alpha = 1$  και  $alpha = 0$  αντίστοιχα. Σε αυτό το σημείο μπορεί, πλέον, να εφαρμοστεί η μέθοδός μας και να εξεταστούν τα αποτελέσματα του OPS προβλήματος.

## **ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΗΣ ΜΕΘΟΔΟΥ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ**

### **3.1 Εισαγωγή**

Ως τώρα, περιγράφηκε πώς έγινε στο MATLAB η μαθηματική μοντελοποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, τα στοιχεία και τα χαρακτηριστικά του, πώς ορίστηκε η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος, καθώς και οι αναγκαίοι τεχνικοί περιορισμοί που πρέπει να τηρηθούν προκειμένου να προσομοιωθεί σωστά η λειτουργία του συστήματος μεταφοράς. Για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν, όπως αναφέρθηκε, χρησιμοποιείται το πρότυπο δίκτυο 24 ζυγών της IEEE.

Αρχικά, πρέπει να αναφερθεί ότι το MILP OPS πρόβλημα επιλύθηκε χρησιμοποιώντας τους αντίστοιχους solvers του GUROBI 9.0.3. optimizer, σε ένα HP laptop με 4-πύρηνο, 8-thread επεξεργαστή Intel Core i5-8250U CPU που δουλεύει στα 1.6-3.4 GHz, με εγκατεστημένη μνήμη RAM στα 6 GB.

Στη συνέχεια αυτού του κεφαλαίου εξετάζονται διάφορα σενάρια λειτουργίας και συνθηκών του συστήματος, τα αποτελέσματα των οποίων, εν τέλει, σχολιάζονται και συγκρίνονται ώστε να εξαχθεί χρήσιμη και πολυπρισματική πληροφορία σχετικά με τη βέλτιστη λύση που μπορεί να προκύψει σε κάθε περίπτωση, αλλά και την βαθύτερη ερμηνεία του ίδιου του προβλήματος.

### **3.2 Αποτελέσματα βασικού σεναρίου προσομοίωσης μέσου προς υψηλού κινδύνου πυρκαγιάς**

Αρχικά, θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα του βασικού σεναρίου προσομοίωσης μέσω προς υψηλού κινδύνου πυρκαγιάς, έτσι όπως αυτό περιγράφηκε στην παράγραφο 2.6.5.

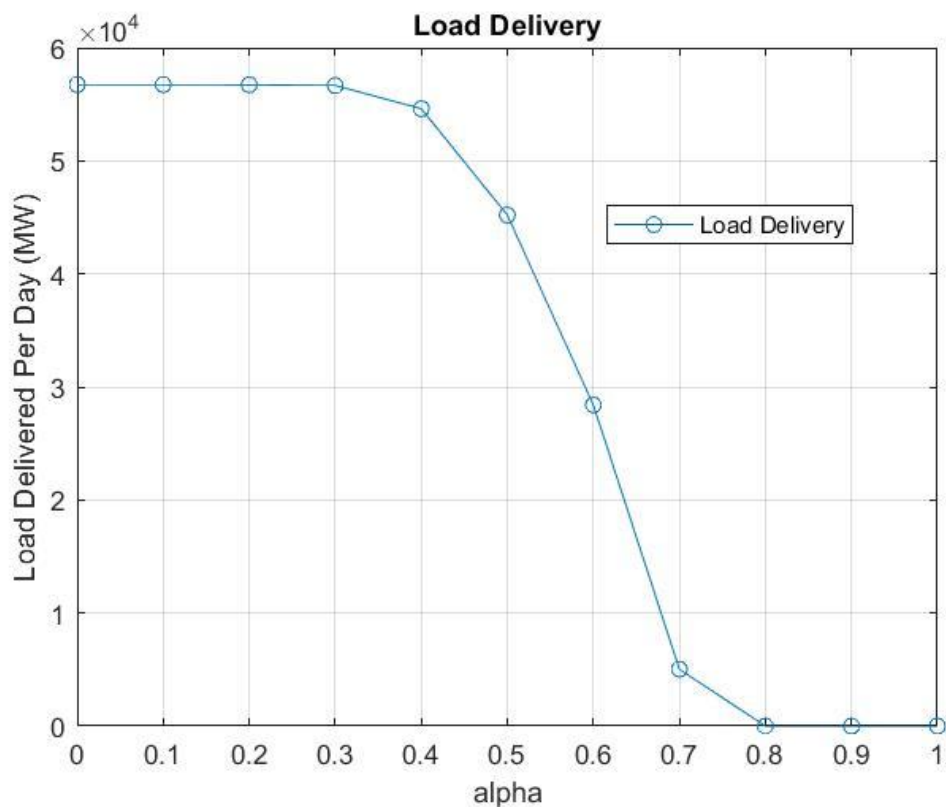
### 3.2.1 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων εξυπηρέτησης φορτίου και κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς κατά Pareto

Έχοντας, πλέον, εφαρμόσει την μέθοδό μας, είμαστε σε θέση να εξετάσουμε ποιοτικά τα αποτελέσματα. Όπως αναλύθηκε, το  $\alpha$  παίρνει τιμές από 0 έως 1, με βήμα 0,1 και συνεπώς έχουμε 11 διαφορετικά σημεία εξισορρόπησης. Το πρώτο γράφημα που θα αναλυθεί είναι και το πλέον ουσιώδες και είναι το μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto που δείχνει ημερησίως την εξυπηρέτηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς (κάθετος άξονας), για τα διάφορα σημεία εξισορρόπησης (οριζόντιος άξονας).



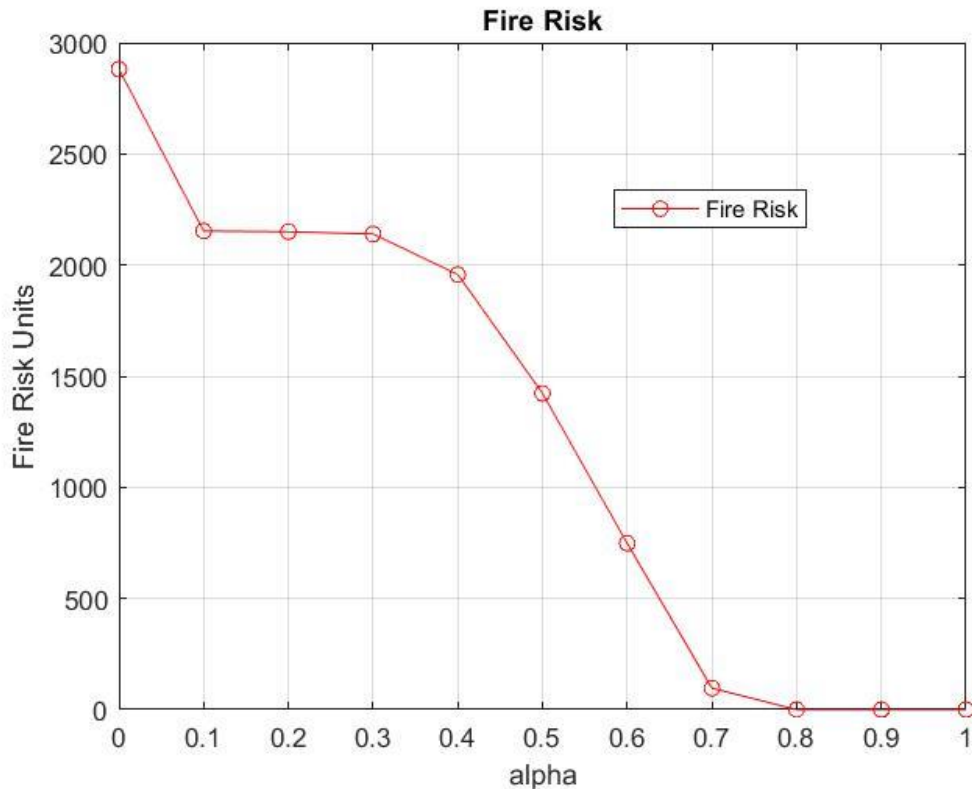
Γράφημα 2. Συγκριτικό μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς για το πρώτο σενάριο

Η ανάγνωση του παραπάνω Γραφήματος γίνεται με κατεύθυνση από το πρώτο σημείο του μετώπου Pareto προς το τελευταίο. Το παραπάνω Γράφημα δείχνει, σε πρώτο επίπεδο, την συνεχόμενη μείωση του κινδύνου πυρκαγιάς που έρχεται ως αποτέλεσμα της απενεργοποίησης κρίσιμων ηλεκτρικών στοιχείων του συστήματος, όσο αυξάνονται τα σημεία της καμπύλης, δηλαδή όσο η τιμή του *alpha* αυξάνεται. Ενώ το Γράφημα δείχνει τη σύνδεση που έχουν η εξυπηρέτηση φορτίου με τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς, η σύγκριση των δύο καμπυλών είναι, σε γενικές γραμμές, δυσδιάκριτη, συνεπώς, θα ήταν πιο σωστό να εξετάσουμε τα δύο μεγέθη σε ξεχωριστά διαγράμματα και μετά να συγκρίνουμε τις μεταβολές και τη συσχέτισή τους, για κάθε τιμή του παράγοντα εξισορρόπησης. Παρακάτω φαίνεται το μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου και εν συνεχεία για τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς, για κάθε τιμή του *alpha*.



Γράφημα 3. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto της εξυπηρέτησης φορτίου για το πρώτο σενάριο





Γράφημα 4. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το πρώτο σενάριο

Στο πρώτο σημείο του μετώπου λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου έχουμε  $alpha = 0$  και παρατηρείται το business as usual σενάριο κατά το οποίο το σύστημα καλύπτει πλήρως τη ζήτηση για ολόκληρη την ημέρα, δηλαδή συνολικά  $56741,5 MW$  ισχύος. Στο ίδιο σημείο, η αντίστοιχη καμπύλη κινδύνου πυρκαγιάς έχει, εύλογα (καθώς δεν έχουμε την παραμικρή σχεδιασμένη διακοπή ρεύματος), τη μέγιστη τιμή της, η οποία υπολογίζεται, όπως έχει ήδη αναφερθεί, στις 2881 μονάδες κινδύνου. Όσο το  $alpha$  παίρνει μεγαλύτερες τιμές, το εξυπηρετούμενο φορτίο μειώνεται, αρχικά κατά πολύ μικρές τιμές, ενώ η ποσοστιαία πτώση του κινδύνου πυρκαγιάς είναι αρκετά πιο απότομη. Παρατηρείται, ότι τόσο η ημερήσια εξυπηρέτηση φορτίου όσο και ο κίνδυνος εκκίνησης πυρκαγιάς μηδενίζονται στο ένατο σημείο του μετώπου λύσεων κατά Pareto. Αυτό σημαίνει ότι όλα τα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου απενεργοποιούνται στο σημείο  $alpha = 0,8$ , πριν φτάσουμε στο σημείο  $alpha = 1$ . Το γεγονός αυτό συμβαίνει επειδή προσομοιώνουμε μια κατάσταση αυξημένου κινδύνου πυρκαγιάς στο δίκτυο αναφοράς, με υπολογίσιμες γεωγραφικές και σχετικές τιμές κινδύνου και συνεπώς η απενεργοποίηση όλων των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου λαμβάνει χώρα, νωρίτερα μεν από το σημείο  $alpha = 1$ , για αυξημένη επικινδυνότητα ανάφλεξης δε. Το πιο ενδιαφέρον μέρος της ανάλυσης των αποτελεσμάτων, ωστόσο, δεν συγκεντρώνεται στις ακραίες τιμές του παράγοντα εξισορρόπησης, αλλά στις

ενδιάμεσες. Στο δεύτερο σημείο των καμπυλών ( $\alpha = 0,1$ ) των γραφημάτων 13 και 14 παρατηρούμε ότι εξυπηρετούνται 56740,5 MW, ενώ το ρίσκο πυρκαγιάς συγκεντρώνει 2152,98 μονάδες, δηλαδή, συγκριτικά με το πρώτο σημείο, υπάρχει μια πτώση κατά 728,02 μονάδες που αντιστοιχεί σε ποσοστιαία μείωση 25,27% του κινδύνου να προκληθεί πυρκαγιά από τα στοιχεία του δικτύου ηλεκτρισμού, για μόνο 1 MW αποκοπής φορτίου. Αντίστοιχα, στο πέμπτο σημείο του μετώπου λύσεων κατά Pareto ( $\alpha = 0,4$ ) παρατηρείται ότι, για περικοπή 2133,1 MW ισχύος, που αντιστοιχεί σε 3,76% συνολική ποσοστιαία μείωση, έχουμε μείωση του συνολικού κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς κατά 32,06%, καθώς συγκεντρώνονται 1957,28 μονάδες ρίσκου σε τέτοια περίπτωση. Οι παραπάνω περιπτώσεις αφορούν τιμές του  $\alpha \in [0, 0.4]$ , που σημαίνει ότι η βαρύτητα εξισορρόπησης είναι μεγαλύτερη για την κάλυψη του φορτίου και μικρότερη για τον περιορισμό του κινδύνου πυρκαγιάς, και άρα το πρόβλημα τείνει να βρει λύσεις στην κατεύθυνση της μεγιστοποίησης του εξυπηρετούμενου φορτίου. Στο έκτο σημείο ( $\alpha = 0,5$ ) τα δύο αντιπαραθετικά μεγέθη έχουν ακριβώς την ίδια βαρύτητα προτίμησης και για αυτό το συγκεκριμένο σημείο έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον. Συγκεκριμένα, για την μέση τιμή του  $\alpha$ , η εξυπηρέτηση φορτίου υπολογίζεται στα 45206 MW, που αντιστοιχεί σε συνολική πτώση 20,33% της κάλυψης της ζήτησης και επιφέρει συνολική πτώση 50,62% του κινδύνου πυρκαγιάς, καθώς πλέον συγκεντρώνονται 1422,78 μονάδες κινδύνου. Για μεγαλύτερες τιμές του  $\alpha$ , μέχρι να φτάσουμε στο  $\alpha = 0,8$ , δηλαδή το σημείο που απενεργοποιούνται όλα τα στοιχεία του δικτύου, παρατηρούμε ότι οι καμπύλες έχουν απότομη, σχεδόν κατακόρυφη πτώση προς το μηδέν. Το γεγονός αυτό είναι λογικό και αναμενόμενο, καθώς, πλέον, η βαρύτητα εξισορρόπησης ενισχύει την τάση μηδενισμού του κινδύνου πυρκαγιάς, πράγμα που επιβάλλει στο δίκτυο να μειώσει κι άλλο την εξυπηρέτηση φορτίου, καθώς και να απενεργοποιήσει και τα τελευταία ηλεκτρικά στοιχεία που βρίσκονται σε κατάσταση λειτουργίας. Εν κατακλείδι, όπως ήδη αναφέρθηκε, αυτό επιτυγχάνεται πριν το σημείο  $\alpha = 1$  λόγω της προσομοίωσης ενός σεναρίου αυξημένου κινδύνου. Στον παρακάτω Πίνακα 8 φαίνονται πιο ευανάγνωστα και αναλυτικότερα η εξυπηρέτηση φορτίου, οι μονάδες ρίσκου, η ποσοστιαία πτώση τους για κάθε τιμή της παραμέτρου εξισορρόπησης, αλλά και ο χρόνος εύρεσης της βέλτιστης λύσης, για κάθε τιμή του  $\alpha$ .

Σημείο Μετώπου Pareto	Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <i>alpha</i>	Ημερήσια Εξυπηρέτηση Φορτίου (MW)	Ημερήσια Περικοπή Φορτίου (%)	Μονάδες Ημερήσιου Κινδύνου Πυρκαγιάς	Μείωση Ημερήσιου Κινδύνου Πυρκαγιάς (%)	Χρόνος Εύρεσης Βέλτιστης Λύσης (sec)
1	0	56741,50	-	2881,00	-	0,34
2	0,1	56740,50	0,002	2152,98	25,27	39,98
3	0,2	56728,10	0,02	2149,80	25,38	41,25
4	0,3	56663,50	0,14	2139,75	25,73	46,23
5	0,4	54608,40	3,76	1957,28	32,06	28,58
6	0,5	45206,00	20,33	1422,78	50,62	15,53
7	0,6	28889,90	49,09	747,78	74,04	6,12
8	0,7	5597,92	90,13	96,00	96,67	0,44
9	0,8	0	100	0	100	0,13
10	0,9	0	100	0	100	0,12
11	1	0	100	0	100	0,07

Πίνακας 8. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς του πρώτου σεναρίου

Στον Πίνακα 9 φαίνεται η περικοπή ημερήσιου φορτίου σε MW και η κλίση των καμπυλών εξυπηρέτησης φορτίου και κινδύνου πυρκαγιάς, για κάθε τιμή του παράγοντα εξισορρόπησης του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto.

Σημείο Μετώπου Pareto	Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <i>alpha</i>	Ημερήσια Περικοπή Φορτίου (MW)	Κλίση Καμπύλης Εξυπηρέτησης Φορτίου	Κλίση Καμπύλης Κινδύνου Πυρκαγιάς
1	0	-	-	-
2	0,1	1,00	-10	-7280,2
3	0,2	13,40	-124	-31,80
4	0,3	78,00	-646	-100,50
5	0,4	2133,10	-20551	-1824,70
6	0,5	11535,50	-194024	-5345,00
7	0,6	27851,60	-163161	-6750,00
8	0,7	51143,58	-232919,8	-6517,80
9	0,8	56741,50	-55979,2	-960,00
10	0,9	56741,50	0	0
11	1	56741,50	0	0

Πίνακας 9. Περικοπή φορτίου και κλίσεις καμπυλών του πρώτου σεναρίου

Στους παραπάνω πίνακες 8 και 9 φαίνονται αναλυτικά τα αποτελέσματα του OPS προβλήματος για κάθε τιμή του *alpha* στο μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto. Συνολικά, παρατηρούνται, για όλες τις τιμές του *alpha*, η ημερήσια εξυπηρέτηση

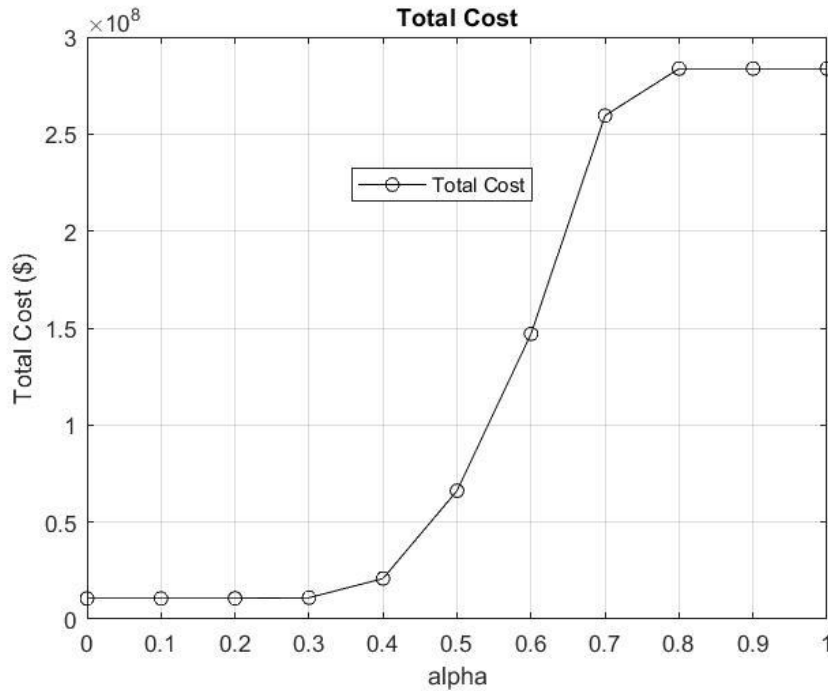
φορτίου και ο ημερήσιος κίνδυνος πυρκαγιάς, καθώς και η ποσοστιαία μείωσή τους, η περικοπή φορτίου σε MW, η (αρνητική) κλίση των καμπυλών εξυπηρετούμενου φορτίου και μονάδων ρίσκου πυρκαγιάς, καθώς και ο χρόνος υπολογισμού της κάθε λύσης. Ως προς το τελευταίο μέγεθος, ο συνολικός χρόνος υπολογισμού του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto υπολογίζεται στα 178,79 sec, το περιθώριο σφάλματος (tolerance) είναι της τάξεως του  $10^{-6}$  και μας διασφαλίζει εξαιρετικά καλή ακρίβεια υπολογισμού των λύσεων. Στον Πίνακα 9, επίσης, υπολογίστηκε η κλίση (slope) τόσο της καμπύλης εξυπηρέτησης φορτίου όσο και της καμπύλης κινδύνου πυρκαγιάς. Το μέγεθος αυτό είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για την ερμηνεία των αποτελεσμάτων του προβλήματος και για την επιλογή των πιο «ενδιαφερόντων» σημείων του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto. Η κλίση, εν προκειμένω, δεν αναφέρεται στις προαναφερθείσες καμπύλες, καθώς η μείωση των τιμών δεν είναι γραμμική, αλλά στα επί μέρους ευθύγραμμα τμήματα που ορίζονται ενδιάμεσα από δυάδες σημείων του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto. Ως γνωστόν, η κλίση μιας ευθείας σε σύστημα αξόνων YY'-XX', αλλά και εν προκειμένω, υπολογίζεται όπως φαίνεται παρακάτω:

$$\text{slope} = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = \frac{y_{\alpha} - y_{\alpha-0,1}}{\alpha - (\alpha - 0,1)} = \frac{y_{\alpha} - y_{\alpha-0,1}}{0,1},$$

$$, \alpha \in (0,1]$$

### **3.2.2 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κόστους κατά Pareto**

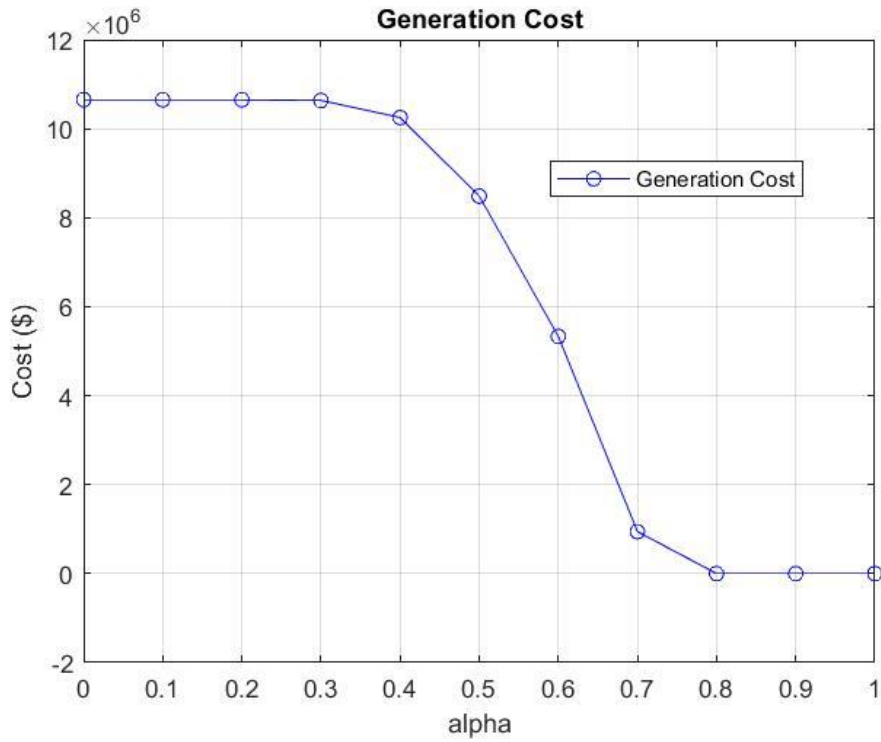
Ιδιαίτερα σημαντική παράμετρος του προβλήματος, όπως είδαμε, είναι το συνολικό λειτουργικό κόστος του, το οποίο ορίζεται ως το άθροισμα του κόστους του μη εξυπηρετούμενου φορτίου και του κόστους παραγωγής. Η γραφική απεικόνιση του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto, από το business as usual σενάριο ( $\alpha = 0$ ) ως την οριστική απενεργοποίηση όλων των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου  $\{\alpha \in [0,8, 1]\}$  φαίνεται στην αμέσως επόμενη σειρά.



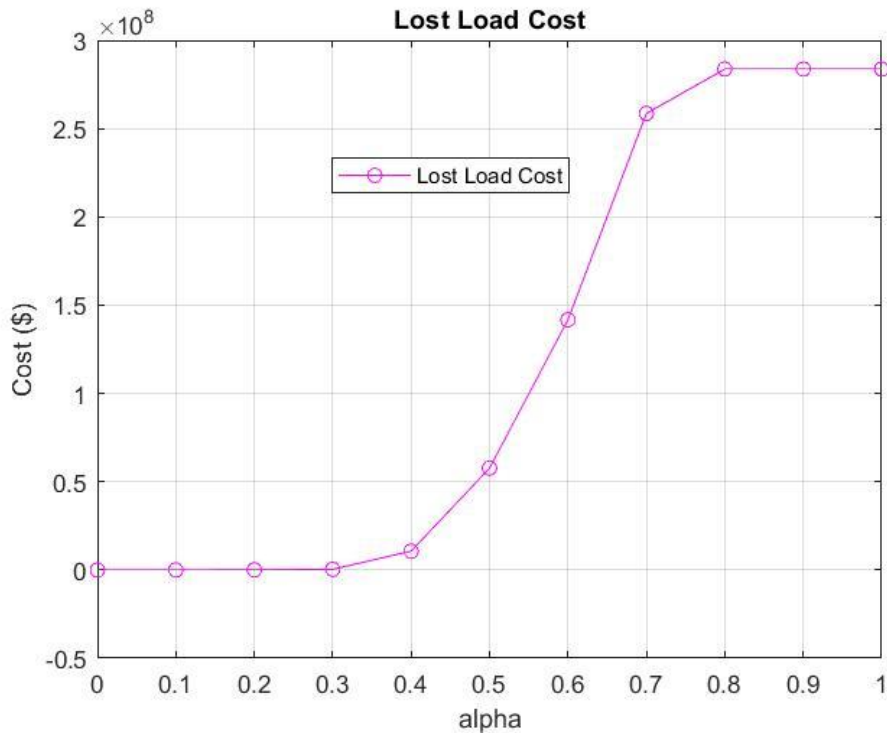
Γράφημα 5. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους λειτουργίας για το πρώτο σενάριο

Αρχικά, για  $alpha = 0$ , δηλαδή στην business as usual περίπτωση, παρατηρείται ότι το λειτουργικό κόστος υπολογίζεται στα 10,652 εκατομμύρια \$, ποσό το οποίο καθορίζεται εξ ολοκλήρου από το κόστος παραγωγής, με την ζήτηση φορτίου στην αγορά να καλύπτεται πλήρως. Αυτή η τιμή κόστους παραγωγής είναι και η μέγιστη που θα παρατηρηθεί, καθώς, ήδη από το σημείο  $alpha = 0,1$  έχει περικοπεί 1 MW ημερήσιου φορτίου και έχει ήδη δρομολογηθεί η προτεραιότητα παραγωγής από τις οικονομικότερες μονάδες παραγωγής. Συγκεκριμένα, στο  $alpha = 0,1$  έχουμε λειτουργικό κόστος στα 10,651 εκατομμύρια \$. Με την αύξηση των τιμών του  $alpha$ , όπως παρατηρήθηκε, έχουμε όλο και μεγαλύτερη αποκοπή φορτίου και συνεπώς το κόστος παραγωγής μειώνεται συνεχώς. Αντίθετα, αρχικά, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου είναι μηδενικό, διότι η ζήτηση καλύπτεται πλήρως. Για μεγαλύτερες, ωστόσο, τιμές του παράγοντα εξισορρόπησης παρατηρείται μεγάλη αύξηση του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου, καθώς λαμβάνει χώρα, σταδιακά, όλο και μεγαλύτερη αποκοπή φορτίου. Στο σημείο  $alpha = 0,1$ , με 1 MW περικοπή φορτίου, το κόστος μη εξυπηρετούμενου φορτίου παίρνει τιμή 4991,22 \$. Το συγκεκριμένο αποτέλεσμα είναι απολύτως αναμενόμενο, καθώς στη μέθοδό μας έχει οριστεί κόστος (ποινή) μη εξυπηρετούμενου MW ίσο με  $Value\ Of\ Lost\ Load = VoLL = 5000 \frac{\$}{MW}$  και, επειδή στην πραγματικότητα περικόπτεται 0,998244 MW, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου είναι ελάχιστα μικρότερο από τα 5000 \$. Έτσι, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου αυξάνεται ραγδαία με την περικοπή όλο και μεγαλύτερης ποσότητας φορτίου και στα σημεία απενεργοποίησης

όλων των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου  $\alpha = 0,8$ ,  $\alpha = 0,9$  και  $\alpha = 1$  παίρνει την μέγιστή του τιμή, η οποία είναι 283,708 εκατομμύρια \$. Παρακάτω, τα Γραφήματα 6 και 7 δείχνουν τις καμπύλες του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για το κόστος παραγωγής και το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου αντίστοιχα, συναρτήσει του παράγοντα εξισορρόπησης  $\alpha$ .

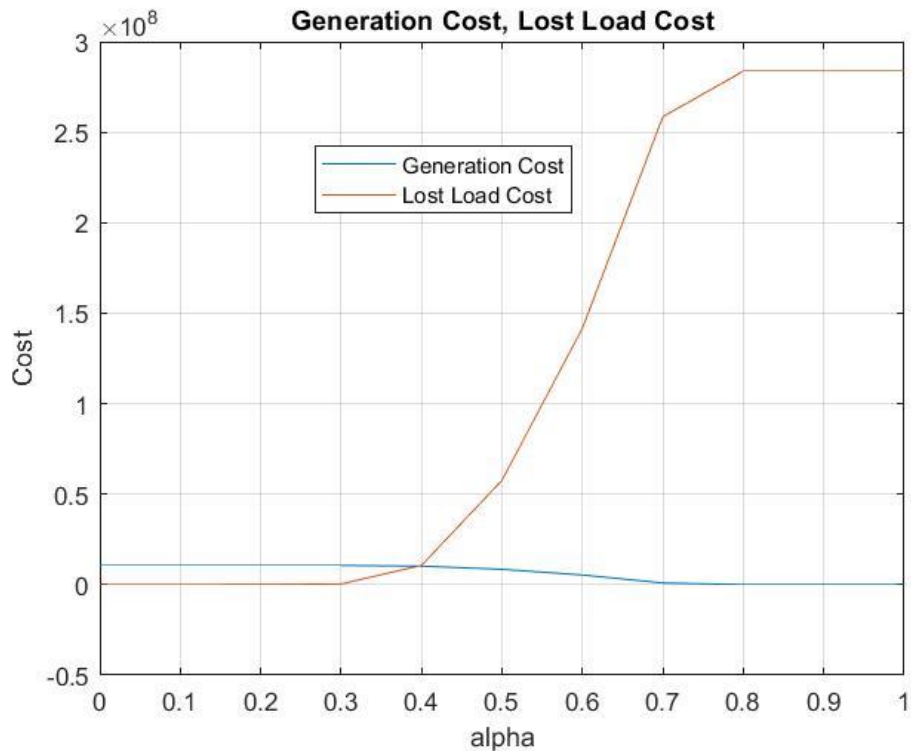


Γράφημα 6. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους παραγωγής για το πρώτο σενάριο



Γράφημα 7. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για το πρώτο σενάριο

Στα παραπάνω Γραφήματα φαίνεται η αύξηση και μείωση, των τιμών στα κόστη παραγωγής και μη εξυπηρετούμενου φορτίου αντίστοιχα, όσο αυξάνεται η τιμή του *alpha*. Να σημειωθεί ότι, αν αθροίσουμε τις καμπύλες στα Γραφήματα 6 και 7, θα μας δώσουν το Γράφημα 5. Εν τέλει, η καμπύλη του συνολικού κόστους προσομοιάζει την αντίστοιχη του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου και όχι την καμπύλη του κόστους παραγωγής και αυτό συμβαίνει καθώς το πρώτο, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, παίρνει μέγιστες τιμές της τάξεως των  $10^8$  \$, ενώ το δεύτερο, αντίστοιχα, της τάξεως των  $10^7$  \$, οπότε, στο άθροισμα, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου υπερिशύει του κόστους παραγωγής, στο μεγαλύτερο μέρος του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για το λειτουργικό κόστος. Συγκριτικά, η διακύμανση των δύο γραφημάτων των μεγεθών κόστους φαίνεται στο Γράφημα 8.



Γράφημα 8. Συγκριτικό μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για τα κόστη παραγωγής και μη εξυπηρετούμενου φορτίου

Στο παραπάνω συγκριτικό Γράφημα παρατηρούμε ότι, κατά την αντίθετη πορεία τους, οι δύο καμπύλες κόστους τέμνονται κοντά στο πέμπτο σημείο του μετώπου λύσεων ( $alpha = 0,4$ ), παίρνουν δηλαδή κοντινές και συγκρίσιμες τιμές. Παρά το γεγονός ότι τα Γραφήματα δίνουν μια αρκετά καλή και ποιοτική περιγραφή και εποπτεία των αποτελεσμάτων, δεν επαρκούν ωστόσο για να παρουσιάσουμε το σύνολο της πληροφορίας. Με αυτό τον τρόπο, λόγω χάριν, δεν μπορούμε να παρατηρήσουμε γραφικά την απότομη αύξηση του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για τις πρώτες, ειδικά, τιμές του  $alpha$ , καθώς ο άξονας  $YY'$  έχει τιμές μερικών εκατοντάδων εκατομμυρίων δολαρίων, με αποτέλεσμα να μην φαίνονται ικανοποιητικά οι μικρές αυξήσεις του. Για τον λόγο αυτό, στον Πίνακα 10 αποτυπώνονται αναλυτικά οι τιμές του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για το κόστος παραγωγής, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου, καθώς και το άθροισμά τους, το συνολικό/λειτουργικό κόστος, συναρτήσει των τιμών του βάρους εξισορρόπησης.



Σημείο Μετώπου Pareto	Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης $\alpha$	Κόστος Παραγωγής (εκατ. \$)	Κόστος Μη Εξυπηρετούμενου Φορτίου (εκατ. \$)	Συνολικό Κόστος (εκατ. \$)
1	0	10,652	0	10,652
2	0,1	10,651	0,005	10,656
3	0,2	10,649	0,067	10,716
4	0,3	10,637	0,390	11,027
5	0,4	10,251	10,666	20,917
6	0,5	8,392	57,678	66,070
7	0,6	5,373	139,258	144,631
8	0,7	0,944	258,571	259,515
9	0,8	0	283,708	283,708
10	0,9	0	283,708	283,708
11	1	0	283,708	283,708

Πίνακας 10. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για τα μεγέθη κόστους του πρώτου σεναρίου

Σε αυτά τα μεγέθη, οι αυξομειώσεις και ο ρυθμός αυτών είναι στοιχεία πιο ευδιάκριτα, εν συγκρίσει με τα μεγέθη του εξυπηρετούμενου φορτίου και του κινδύνου πυρκαγιάς. Παρατηρείται ότι το κόστος παραγωγής μειώνεται με πολύ μικρό ρυθμό, μέχρι το σημείο  $\alpha = 0,4$  και κατόπιν, η πτώση του γίνεται απότομη. Η παρατήρηση αυτή είναι απολύτως εξηγήσιμη, αν σκεφτεί κανείς ότι στο σημείο  $\alpha = 0,5$  έχουμε, πλέον, σημαντική περικοπή φορτίου, καθώς, στο σημείο αυτό, το πρόβλημά μας αντιμετωπίζει με την ίδια βαρύτητα τους αντικρουόμενους στόχους μεγιστοποίησης της εξυπηρέτησης φορτίου και ελαχιστοποίησης του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς. Για ακόμα μεγαλύτερες τιμές του  $\alpha$ , υπερισχύει πλέον η πρόθεση να εξαλειφθεί ο κίνδυνος ανάφλεξης, η παραγωγή μειώνεται δραστικά, και, ως επακόλουθο αυτού, το κόστος της τείνει προς μηδενισμό του. Έτσι, μέχρι τον μηδενισμό του κόστους, η κλίση της καμπύλης του γίνεται πολύ απότομη. Από την άλλη πλευρά, ακολουθώντας την αντίστροφη συλλογιστική πορεία, μέχρι να φθάσουμε στο σημείο  $\alpha = 0,5$ , η περικοπή φορτίου είναι μικρή και συνεπώς το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου κινείται σε χαμηλά επίπεδα τιμών. Από εκείνο το σημείο και έπειτα, το συγκεκριμένο κόστος εκτινάσσεται από 390 χιλιάδες \$ (στο  $\alpha = 0,4$ ) σε 10,666 εκατομμύρια \$ (στο  $\alpha = 0,5$ ), μια αύξηση της τάξεως του 2635%. Κατόπιν, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου συνεχίζει την ραγδαία άνοδό του, κάτι το αναμενόμενο, καθώς γίνεται πολύ μεγάλη περικοπή φορτίου. Η παραπάνω πληροφορία αποτυπώνεται συμπεριληπτικά στις μεταβολές του αθροίσματος των δύο τιμών κόστους, δηλαδή στο λειτουργικό κόστος, το οποίο είναι και το ποιοτικό μέγεθος που εμπεριέχει η αντικειμενική συνάρτηση του OPS προβλήματός μας. Η ποσοστιαία, σταδιακή αύξηση του λειτουργικού κόστους, καθώς και η κλίση της καμπύλης (συγκεκριμένα του κάθε

ευθύγραμμου τμήματος που ενώνει ζευγάρια σημείων του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto) του αποτυπώνεται στον παρακάτω Πίνακα 11.

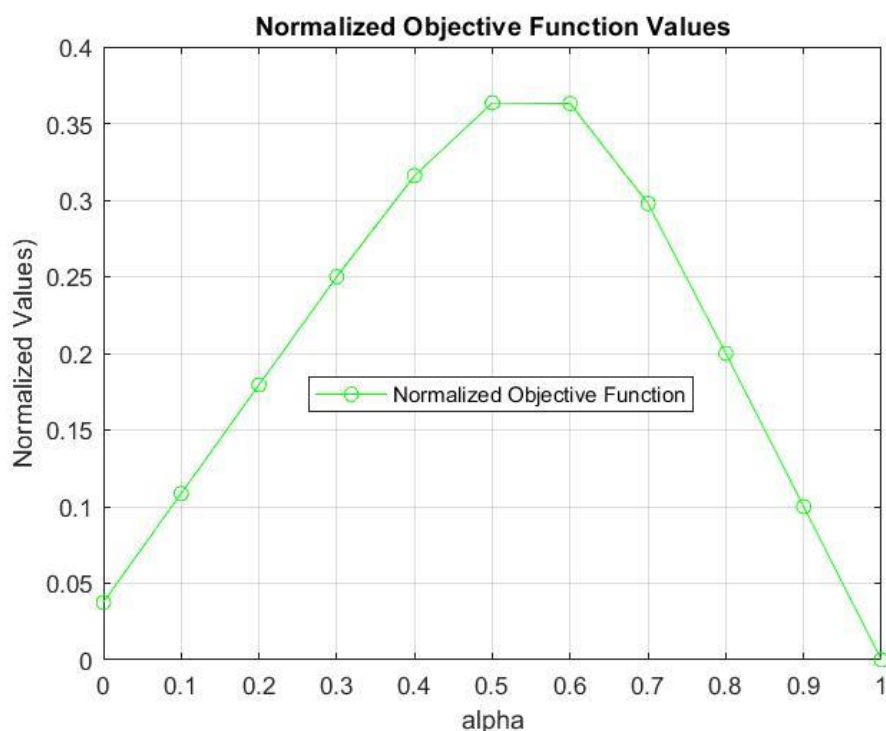
Σημείο Μετώπου Pareto	Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης $\alpha$	Συνολικό Κόστος (εκατ. \$)	Αύξηση Συνολικού Κόστους (%)	Κλίση Καμπύλης Συνολικού Κόστους
1	0	10,652	-	-
2	0,1	10,656	0,04	0,04
3	0,2	10,716	0,60	0,60
4	0,3	11,027	3,52	3,11
5	0,4	20,917	96,37	98,90
6	0,5	66,070	520,26	451,53
7	0,6	144,631	1257,78	786,44
8	0,7	259,515	2336,30	1149,25
9	0,8	283,708	2563,42	241,93
10	0,9	283,708	2563,42	0
11	1	283,708	2563,42	0

Πίνακας 11. Ποσοστιαία αύξηση και κλίση καμπύλης του συνολικού κόστους του πρώτου σεναρίου για τις διάφορες τιμές του παράγοντα εξισορρόπησης

Όλα όσα περιγράφηκαν για τις δύο τιμές κόστους αποτυπώνονται προσθετικά στις παραπάνω μεταβολές. Το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου είναι το μέγεθος με την πλέον βαρύνουσα σημασία για την δημιουργία της καμπύλης του συνολικού κόστους. Το λειτουργικό κόστος παρουσιάζει ραγδαία αύξηση από το σημείο  $\alpha = 0,4$  και ύστερα και ο ρυθμός αύξησής του (κλίση ευθείας) αυξάνεται μέχρι το σημείο  $\alpha = 0,7$ , όπου υπολογίζεται στα 259,515 εκατομμύρια \$. Στο σημείο  $\alpha = 0,8$  το συνολικό κόστος παίρνει και διατηρεί την τελική του τιμή μέχρι το  $\alpha = 1$ , καθώς έχουμε, πλέον, ολική αποκοπή φορτίου, και εκτιμάται στα 283,708 εκατομμύρια \$. Η κλίση στο ευθύγραμμο τμήμα του συνολικού κόστους των σημείων  $\alpha = 0,7$  και  $\alpha = 0,8$  παρουσιάζει μείωση συγκριτικά με τον προηγούμενο ρυθμό μεταβολής, αλλά παραμένει θετική, δηλώνοντας ότι η καμπύλη συνεχίζει και ανεβαίνει μέχρι την μέγιστη τιμή του συνολικού κόστους, απλά με ηπιότερη αύξηση.

### 3.2.3 Μέτωπο βέλτιστων τιμών της αντικειμενικής συνάρτησης κατά Pareto

Όπως αναλύθηκε, η μαθηματική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος ελαχιστοποίησης αποτελείται από δύο μέρη, το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος και τον κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς. Η εν λόγω μαθηματική έκφραση είναι κανονικοποιημένη, όπως περιγράφηκε στην εξίσωση (28) και αυτό σημαίνει ότι και τα δύο τμήματά της παίρνουν τιμές  $\in [0,1]$ . Στο Γράφημα 9 παρατηρούμε τις τιμές που παίρνει η αντικειμενική συνάρτηση, για τις έντεκα τιμές βαρύτητας του  $\alpha$ .



Γράφημα 9. Καμπύλη βέλτιστων τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης για το πρώτο σενάριο

Η καμπύλη της αντικειμενικής συνάρτησης είναι συμπεριληπτική όλων των παρατηρήσεων και συμπερασμάτων που έχουν γίνει μέχρι τώρα. Κατά το αρχικό μας σημείο ( $\alpha = 0$ ) έχουμε  $Objective Value = 0,0375$  και παρατηρείται διαρκής αύξηση των τιμών της αντικειμενικής συνάρτησης μέχρι να φτάσουμε στο σημείο  $\alpha = 0,5$ , όπου και παρουσιάζεται η μέγιστη τιμή της,  $Objective Value = 0,364$ . Στο αρχικό σημείο η αντικειμενική συνάρτηση δεν παίρνει τιμή μηδέν, καθώς το βάρος του κινδύνου πυρκαγιάς δεν προσμετράται και το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου είναι μηδέν, οπότε η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης υπολογίζεται εξ' ολοκλήρου από τον λόγο  $\frac{Generation Cost_{\alpha=0}}{Total Cost_{max}}$ , γεγονός που επεξηγεί και την χαμηλή τιμή της. Όσο οι τιμές του  $\alpha$  αυξάνουν, συμπεριλαμβάνεται, με

όλο και μεγαλύτερη βαρύτητα, και η τιμή του κανονικοποιημένου κινδύνου πυρκαγιάς στον υπολογισμό της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης. Ταυτόχρονα, η συμμετοχή (βαρύτητα) του συνολικού κόστους στον υπολογισμό αυτής της τιμής μειώνεται, καθώς η βαρύτητα  $1 - \alpha$  τείνει προς το μηδέν, παρά το γεγονός ότι το συνολικό κόστος αυξάνεται αριθμητικά. Μετά από το σημείο  $\alpha = 0,5$ , δίνεται μεγαλύτερη βαρύτητα στο να περιοριστεί ακόμα πιο δραστικά ο κίνδυνος ανάφλεξης στα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου, και συνεπώς η μέθοδός μας δίνει εντολή απενεργοποίησής τους, ενώ, ταυτόχρονα, ο συντελεστής του συνολικού κόστους  $1 - \alpha$  τείνει προς το μηδέν, οπότε αναμένεται συνεχής μείωση της αριθμητικής τιμής της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης, μέχρι αυτή να μηδενιστεί.

### **3.2.4 Βέλτιστος ημερήσιος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου για διαφορετικά βάρη εξισορρόπησης**

Σε αυτό το σημείο, οφείλουμε να αναφέρουμε ξανά ότι η επιλογή της τελικής τιμής του  $\alpha$  (μέσα από το σύνολο των σημείων του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto) γίνεται από τον διαχειριστή του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα και τις συνθήκες της εκάστοτε συγκυρίας, αλλά και τα αποτελέσματα της επίλυσης του προβλήματος. Για να μπορέσουμε, ωστόσο, να συνεχίσουμε την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων, επιλέγονται τα πιο «ενδιαφέροντα», από διαχειριστικής άποψης, σημεία του μετώπου λύσεων. Σε γενικές γραμμές, για τον διαχειριστή του δικτύου, κριτήρια της παραπάνω επιλογής αποτελούν η αντιμετώπιση του κινδύνου να προκληθεί κάποια καταστροφική φωτιά από το δίκτυο ηλεκτρισμού, με ταυτόχρονη διατήρηση της ομαλής κοινωνικής και επιχειρηματικής δραστηριότητας.

Η πρώτη περίπτωση ανάλυσης είναι το σημείο  $\alpha = 0$ . Όπως είδαμε, η περίπτωση αυτή είναι το business as usual σενάριο, κατά το οποίο γίνεται πλήρης κάλυψη της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια, στο χαμηλότερο δυνατό κόστος, καθώς συμπεριλαμβάνεται μόνο το κόστος της παραγωγής, με κριτήριο εξοικονόμησης πόρων, αλλά παρατηρείται αυξημένος κίνδυνος εκκίνησης πυρκαγιάς στο δίκτυο. Όπως έχει ήδη αναφερθεί σε προηγούμενη παράγραφο, οι τιμές των δυαδικών μεταβλητών απόφασης για την κατάσταση (status) των ζυγών, γεννητριών και γραμμών μεταφοράς είναι είτε 0 είτε 1 και υποδηλώνει ότι το εξεταζόμενο στοιχείο είναι απενεργοποιημένο ή σε λειτουργία, αντίστοιχα. Στη συνέχεια της ανάλυσης, θα περιγραφεί με παραδείγματα, για συγκεκριμένες τιμές του  $\alpha$ , πόσα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου αποφασίζεται, κατά βέλτιστο τρόπο, ότι θα είναι σε λειτουργία και ποια όχι, ικανοποιώντας, κάθε φορά, τους περιορισμούς, τα κριτήρια και τις

βαρύτητες επιλογής του προβλήματος ελαχιστοποίησης. Παρακάτω, περιγράφεται ο βέλτιστος προγραμματισμός της λειτουργίας, το επίπεδο παραγωγής των 14 μονάδων του δικτύου και η DC ροή ισχύος, για τις πιο σημαντικές περιπτώσεις ηλεκτρικών στοιχείων, καθώς και το ύψος της περικοπής των φορτίων, για ωριαία ανάλυση μιας ολόκληρης ημέρας, για διάφορες τιμές του βάρους εξισορρόπησης  $alpha$ . Συγκεκριμένα:

- **Για  $alpha = 0$  :**

Στο business as usual σενάριο, έχουμε και τους 24 ζυγούς του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας σε ενεργή κατάσταση, για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο μιας ημέρας. Δεδομένου, ότι, στην περίπτωση  $alpha = 0$  δεν λαμβάνεται υπόψη ο κίνδυνος πυρκαγιάς, παραμένουν ενεργοί ακόμα και οι ζυγοί οι οποίοι δεν έχουν φορτίο, για την διευκόλυνση μεταφοράς της ενέργειας.

Η περικοπή φορτίου δηλώνεται με την μεταβλητή  $1 - x_d$ , ενώ το  $x_d$  αντιπροσωπεύει το υπολειπόμενο, μετά την περικοπή φορτίο. Ως γνωστόν, το  $x_d$  παίρνει τιμές  $\in [0,1]$ , μπορεί δηλαδή να ερμηνευτεί και σαν το ποσοστό της ζήτησης φορτίου που τελικά εξυπηρετείται. Όπως ήδη περιγράφηκε, στο συγκεκριμένο σημείο, η ζήτηση φορτίου καλύπτεται πλήρως, συνεπώς δεν υπάρχει περικοπή φορτίου. Έτσι, επαληθεύεται η πλήρης κάλυψη του ζητούμενου φορτίου, για κάθε ώρα μιας ημέρας. Στα φορτία D11, D12, D17 και D21-D24 των αντίστοιχων ζυγών, όπως ήδη παρατηρήθηκε, δεν υπάρχει ζήτηση, οπότε σε αυτά θα έχουμε  $x_d = 0$ .

Στο σημείο  $alpha = 0$ , όπως σημειώθηκε, έχουμε πλήρη κάλυψη της ζήτησης του φορτίου, και μάλιστα με παραγωγή από τις λιγότερο κοστοβόρες μονάδες. Παρατηρείται ότι δεν χρειάζεται να λειτουργούν όλες οι γεννήτριες για την κάλυψη της ζήτησης. Συγκεκριμένα, χρησιμοποιούνται οι πιο οικονομικές. Σημειώνεται ότι, κατά τις ώρες αιχμής, οι περισσότερες γεννήτριες είναι σε λειτουργία και παράγουν στην ονομαστική τους ισχύ ή κοντά σε αυτό το επίπεδο. Για παράδειγμα, στις 18:00, που παρατηρείται η μεγαλύτερη ζήτηση μέσα στο εικοσιτετράωρο (2850 MW), όλες οι γεννήτριες, πλην της G10, βρίσκονται σε λειτουργία. Συγκεκριμένα, οι γεννήτριες G1, G2, G3, G4, G6, G7, G8, G9, G12, G13 και G14 παράγουν στο μέγιστο δυνατό επίπεδο. Το κόστος παραγωγής κατά την ώρα 18:00-19:00 υπολογίζεται στα 37,446 χιλιάδες \$. Αντίθετα, στις ώρες χαμηλής κατανάλωσης, όπως είναι αναμενόμενο, πολλές γεννήτριες απενεργοποιούνται ή λειτουργούν κοντά στο τεχνικό τους ελάχιστο. Λόγου χάριν, στις 4:00, δηλαδή την ώρα της πλέον χαμηλής κατανάλωσης σε επίπεδο ημέρας, που έχουμε ζήτηση περί τα 1681 MW, παρατηρούμε ότι οι γεννήτριες G1, G2, G4, G5, G10, G12 είναι απενεργοποιημένες, η G13 λειτουργεί στο τεχνικό της ελάχιστο, οι G3, G7, G8, G9 και G14 στο τεχνικό τους μέγιστο, ενώ οι υπόλοιπες ενδιάμεσα των τεχνικών ορίων και κοντά στο τεχνικό ελάχιστο. Παρατηρείται ότι οι G3, G7, G8, G9 και G14, που λειτουργούν παράγοντας

το μέγιστο δυνατό επίπεδο ισχύος, είναι οι γεννήτριες με το μικρότερο κόστος παραγωγής, όταν λειτουργούν στο τεχνικό τους μέγιστο. Το κόστος παραγωγής για τα 1681 MW ισχύος κατά την ώρα 4:00-5:00 υπολογίζεται στις 23,476 χιλιάδες \$.

Όπως είδαμε, η κατάσταση των γραμμών μεταφοράς υποδηλώνεται με την μεταβλητή  $z_l$ , η οποία παίρνει τιμή 1 αν η εν λόγω γραμμή είναι σε λειτουργία ή 0 αν είναι απενεργοποιημένη. Παρατηρούμε ότι οι περιορισμοί χωρητικότητας των γραμμών, όπως έχουν τεθεί, 175 MW για το νότιο τμήμα του δικτύου (L1-L6, L8-L13), 400 MW για τις ενδιάμεσες γραμμές των μετασχηματιστών (L7, L14-L17) και 500 MW για το βόρειο τμήμα (L18-L38) τηρούνται χωρίς να φτάνουμε σε οριακές τιμές, έχοντας, εν γένει, ακόμα μεγαλύτερα περιθώρια εκμετάλλευσης. Οι L17, L20 και L23 είναι οι πλέον σημαντικές γραμμές του δικτύου, καθώς μεταφέρουν συγκριτικά τα μεγαλύτερα ημερήσια ποσά ισχύος στα μεγαλύτερα φορτία του δικτύου (D10, D13, D14 αντίστοιχα, αλλά και σε άλλα μεγάλα φορτία). Ένα παράδειγμα ερμηνείας των αποτελεσμάτων της ροής φορτίου θα μπορούσε να είναι η παρατήρηση ότι η γραμμή μεταφοράς L7 έχει, εξ υποθέσεως, θετική φορά ροής από τον ζυγό B3 στον ζυγό B24, ωστόσο, η μέθοδός μας όρισε ότι στις 18:00, η ροή παίρνει φορά αντίθετη της ορισμένης (αυτό δηλώνεται από το αντίθετο πρόσημο στα αποτελέσματα) και η L7 θα μεταφέρει εν τέλει 154,51 MW από τον ζυγό B24 (δεν έχει φορτίο) στον B3, που έχει ένα από τα μεγαλύτερα φορτία του δικτύου. Να σημειωθεί ότι, ο B24 αντιστοιχεί στο βόρειο τμήμα του δικτύου μας, ενώ ο B3 στο νότιο, γεγονός ενδεικτικό, που, αν παρατηρήσουμε και τα υπόλοιπες ροές, γενικεύεται, αποδεικνύοντας την υπόθεση που έγινε πιο πριν, ότι η ροή φορτίου θα κατευθύνεται, κατά τεκμήριο, από το βόρειο προς στο νότιο τμήμα του δικτύου μας και προς τα μεγαλύτερα φορτία του. Όπως είχε σημειωθεί, η παρατήρηση αυτή δεν έγινε εν κενώ, αλλά βασίζεται στο γεγονός ότι το νότιο τμήμα του δικτύου έχει παραγωγή μικρότερη από τις λειτουργικές ανάγκες του, με το αντίστοιχο βόρειο τμήμα να έχει μεγάλο πλεόνασμα προς διάθεση.

Έχοντας συγκεντρώσει, λοιπόν, τα αποτελέσματα της μεθόδου μας για το σημείο  $alpha = 0$  του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto, μπορούμε, πλέον, να παρατηρήσουμε και να συγκρίνουμε μεταξύ τους τα αντίστοιχα αποτελέσματα που προκύπτουν από άλλες τιμές του  $alpha$ .

- **Για  $alpha = 0,1$  :**

Στο σημείο  $alpha = 0,1$  έχει πλέον εισαχθεί στο πρόβλημα μας και το ζητούμενο της μείωσης του κινδύνου πυρκαγιάς στο δίκτυο, με συντελεστή βαρύτητας 0,1 στην μαθηματική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης, ενώ η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λαμβάνει βαρύτητα 0,9. Όπως διαπιστώθηκε προηγουμένως, τα αποτελέσματα έδειξαν ότι μπορούμε να μειώσουμε τον ημερήσιο κίνδυνο ανάφλεξης στο δίκτυο κατά 25,24%, με ημερήσια περικοπή φορτίου μόλις 1 MW. Στη συνέχεια,

θα περιγραφεί ο βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ζυγών, γεννητριών, γραμμών μεταφοράς, καθώς και οι ωριαίες τιμές για την περικοπή φορτίου, την παραγωγή των γεννητριών, όπως και για τη ροή φορτίου στις γραμμές μεταφοράς και θα τα συγκρίνουμε με την business as usual περίπτωση.

Η πρώτη και σχετικά ευδιάκριτη παρατήρηση που σημειώνεται είναι ότι, εν συγκρίσει με την  $alpha = 0$  περίπτωση, δεν είναι όλοι οι ζυγοί σε λειτουργία, κατά τη διάρκεια του εικοσιτετραώρου. Παρόλα αυτά, υπάρχει μόνο μια ελάχιστη αποκοπή φορτίου. Οι συγκεκριμένοι ζυγοί δεν έχουν φορτίο (B11, B12, B17, B21-B24), και συνεπώς απενεργοποιούνται ώστε να μειωθεί ο κίνδυνος εκκίνησης πυρκαγιάς χωρίς όμως να αποκοπεί φορτίο. Επίσης, κατά την ίδια λογική, απενεργοποιούνται και οι γραμμές μεταφοράς που καταλήγουν σε αυτούς. Συγκεκριμένα, οι ζυγοί B17, B22 και B24 παραμένουν απενεργοποιημένοι ολόκληρη τη μέρα, ενώ η κατάσταση των B11, B12 και B21 αλλάζει κατά τη διάρκεια της ημέρας. Πρέπει να σημειωθεί ότι όλοι οι προαναφερόμενοι ζυγοί ανήκουν στο βόρειο τμήμα του δικτύου, έχοντας διπλάσιο κίνδυνο ανάφλεξης από τους αντίστοιχους ζυγούς του νοτιότερου τμήματος, οι οποίοι παραμένουν σε λειτουργία καθ' όλη τη διάρκεια του εικοσιτετραώρου μιας ημέρας.

Όσον αφορά στην κάλυψη της ζήτησης φορτίου, όπως ήδη σημειώθηκε, στην περίπτωση  $alpha = 0,1$  έχουμε περικοπή 1 MW ισχύος από την συνολική ημερήσια ζήτηση. Παρατηρούμε ότι στο φορτίο D16, κατά την ώρα 21:00, συμβαίνει μια μικρή περικοπή της τάξεως του 1,1%. Ανατρέχοντας στον Πίνακα του υπομήματος της ωριαίας ζήτησης φορτίου, παρατηρούμε ότι οι ενεργειακές ανάγκες του φορτίου L16, στις 21:00 υπολογίζονται στις 99,9981 MWh. Συνεπώς, μπορούμε να υπολογίσουμε, για δεδομένη περικοπή σε δεδομένο φορτίο, ότι, προσεγγιστικά  $99,9981 MWh * (1 - 1,1\%) \approx 1 MWh$  και με αυτόν τον τρόπο αποδεικνύουμε το αποτέλεσμα που αποτυπώθηκε στον Πίνακα 8, για  $alpha = 0,1$ . Σε γενικές γραμμές, προτεραιότητα κάλυψης έχουν τα μεγάλα φορτία. Τα δύο μικρότερα σε ανάγκες φορτία είναι τα D2 και D16. Η περικοπή ισχύος γίνεται στο φορτίο D16 που ανήκει στο βόρειο τμήμα του δικτύου και συνεπώς για την πλήρη κάλυψή του θα χρειαστεί να ενεργοποιηθούν στοιχεία του δικτύου που θα αυξάνουν αρκετά τον κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς. Όπως προαναφέρθηκε, τα φορτία D11, D12, D17, D21, D22, D23 και D24 ήταν εκ δεδομένου μηδενικά.

Ακόμα, διαπιστώνεται ότι η κατάσταση των γεννητριών στην περίπτωση  $alpha = 0,1$  έχει ελαφρώς μεταβληθεί σε σχέση με την περίπτωση  $alpha = 0$ . Καταρχάς, παρατηρούμε 229 ωριαία ενεργά status γεννητριών εν συγκρίσει με τα 277 της περίπτωσης  $alpha = 0$ . Κατά την ώρα αιχμής 18:00 παρατηρούνται 12 γεννήτριες σε λειτουργία, ενώ την ώρα της πλέον χαμηλής κατανάλωσης έχουμε 7 ενεργές γεννήτριες. Η μεγαλύτερη συμβολή στην ημερήσια παραγωγή ισχύος αντιστοιχεί στο βόρειο τμήμα του δικτύου, που έχει σαφώς μεγαλύτερες δυνατότητες από το νότιο, ωστόσο, σε αυτό αποτυπώνονται και οι περισσότερες εντολές απενεργοποίησης γεννητριών, στην περίπτωση  $alpha = 0,1$ , καθώς ο κίνδυνος εκδήλωσης πυρκαγιάς είναι μεγαλύτερος. Την ώρα 18:00-19:00, υπολογίζεται παραγωγή της τάξεως των

2850 MW, ενώ στις 4:00-5:00 περίπου 1681,44 MW. Κατά την ώρα 21:00-22:00 παρατηρούμε παραγωγή 2592,45 MW, ενώ, στην περίπτωση  $\alpha = 0$  είχαμε 2593,45 MW, ερμηνεύοντας, με ακόμα έναν τρόπο, την ημερήσια περικοπή φορτίου κατά 1 MW που έχουμε στην περίπτωση  $\alpha = 0,1$ .

Όσον αφορά στις γραμμές μεταφοράς, παρατηρείται μείωση των ωριαίων ενεργών status, σε σχέση με την περίπτωση  $\alpha = 0$ . Συγκεκριμένα, στο business as usual σενάριο είχαμε 617 ωριαίες ενεργές καταστάσεις λειτουργίας, σε αντίθεση με την περίπτωση  $\alpha = 0,1$  όπου σημειώνονται 353. Επίσης, πρέπει να σημειωθεί ότι στο βόρειο τμήμα του δικτύου έχουμε τις περισσότερες απενεργοποιήσεις, καθώς οι γραμμές μεταφοράς εμφανίζουν μεγαλύτερο κίνδυνο ανάφλεξης σε σχέση με το νότιο τμήμα. Οι μεγαλύτερες ροές ισχύος παρατηρούνται, κατά τεκμήριο, στις γραμμές που μεταφέρουν την παραγωγή των μονάδων G2, G5, G6, G10, G11, G13 και G14 στους ζυγούς με τα μεγαλύτερα φορτία (D3, D10, D13, D14, D15, D18 και D19). Αυτές οι γραμμές είναι κατά βάση η L14 που εξυπηρετεί το D3, οι L7 και L17 για το D10, οι L18 και L20 για το D13, η L23 για το D14, οι L24-L26 για το D15, και οι L29, L34, L35 για το D19. Οι παραπάνω γραμμές ανήκουν στο βόρειο τμήμα του δικτύου και παρά το γεγονός ότι φέρουν μεγαλύτερο κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς, βρίσκονται σε λειτουργία, κάτι που δείχνει τον κομβικό τους ρόλο. Επίσης οι L7, L14 και L17 είναι γραμμές που αναπαριστούν τους μετασχηματιστές και δείχνουν την ροή ισχύος από το βόρειο στο νότιο τμήμα του δικτύου, καλύπτοντας τα μεγάλα φορτία του.

- **Για  $\alpha = 0,4$  :**

Στο σημείο  $\alpha = 0,4$  έχει αυξηθεί, πλέον, η βαρύτητα της μείωσης του κινδύνου πυρκαγιάς στο δίκτυο, με την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους να λαμβάνει βαρύτητα 0,6. Όπως διαπιστώθηκε προηγουμένως, τα αποτελέσματα έδειξαν ότι μπορούμε να μειώσουμε τον ημερήσιο κίνδυνο πυρκαγιάς στο δίκτυο κατά 32%, με σημαντική ημερήσια περικοπή φορτίου, της τάξεως των 2133,1 MW. Στη συνέχεια, θα περιγραφεί ο βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός των ζυγών, γεννητριών, γραμμών μεταφοράς, καθώς και οι ωριαίες τιμές για την περικοπή φορτίου, την παραγωγή των γεννητριών, όπως και για τη ροή φορτίου στις γραμμές μεταφοράς και θα τα συγκρίνουμε με τις προηγούμενες περιπτώσεις.

Όσον αφορά στους ζυγούς, παρατηρούμε 440 ωριαίες ενεργές καταστάσεις, σε σύγκριση με την περίπτωση  $\alpha = 0,1$  όπου παρατηρούνταν 469 και την αντίστοιχη  $\alpha = 0$  όπου είχαμε 576 ωριαίες ενεργές καταστάσεις ζυγών. Γενικά, όπως είδαμε, όσο η παράμετρος  $\alpha$  αυξάνει, γίνεται σαφής και η απενεργοποίηση ακόμα περισσότερων ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, μέσα στο εικοσιτετράωρο μιας ημέρας. Επίσης, παρατηρείται ότι οι ζυγοί που απενεργοποιούνται ανήκουν, κατά μεγάλη πλειοψηφία, στο βόρειο τμήμα του δικτύου, καθώς επιφέρουν διπλάσιο



κίνδυνο να προκαλέσουν κάποια πυρκαγιά σε σχέση με το αντίστοιχο νότιο. Παρατηρείται ότι, κατά την ώρα αιχμής 18:00-19:00 υπάρχουν μόνο 4 ζυγοί εκτός λειτουργίας και συγκεκριμένα όσοι δεν έχουν φορτίο, ενώ κατά την ώρα χαμηλής κατανάλωσης 4:00-5:00 σημειώνονται 10. Συμπερασματικά, απενεργοποιούνται ελάχιστοι μόνο ζυγοί, προκειμένου να μην γίνει μεγάλη περικοπή φορτίου. Μια σημαντική παρατήρηση είναι ότι τα μεγαλύτερα φορτία του δικτύου D10, D13, D15, D18 και D19 εξυπηρετούνται πλήρως, όχι μόνο κατά τις ώρες αιχμής και χαμηλής κατανάλωσης, αλλά και σε ολόκληρη τη μέρα, αποδεικνύοντας ότι κατά προτεραιότητα εξυπηρετούνται τα μεγάλα φορτία. Η συνολική ημερήσια περικοπή ισχύος υπολογίζεται στα 2133,1 MW.

Ως προς τις γεννήτριες παρατηρούνται 218 ωριαίες ενεργές καταστάσεις μέσα στο εικοσιτετράωρο μιας ημέρας. Στην περίπτωση  $alpha = 0$  είχαμε αντίστοιχα 277, ενώ στην  $alpha = 0,1$  παρατηρήθηκαν 229 ωριαίες ενεργές καταστάσεις. Οι πιο πολλές απενεργοποιήσεις μονάδων παραγωγής λαμβάνουν χώρο στο βόρειο τμήμα του δικτύου, που έχει και τον μεγαλύτερο κίνδυνο ανάφλεξης στα ηλεκτρικά του στοιχεία. Αξίζει να σημειωθεί ότι η γεννήτρια G12 λαμβάνει εντολή να μην παράξει καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας, καθώς συνδέεται με τον ζυγό B22 που δεν έχει φορτίο, ο οποίος συνδέεται με τους ζυγούς B22 και B17 που επίσης δεν έχουν φορτίο. Συνεπώς, για να μεταφέρει η G12 ισχύ σε μακρινά φορτία, αυξάνεται αρκετά ο κίνδυνος εκκίνησης πυρκαγιάς, καθώς πρέπει να βρίσκονται σε λειτουργία πολλά στοιχεία του δικτύου. Πρέπει να σημειωθεί ότι, οι μονάδες με την μεγαλύτερη παραγωγή, κατά την διάρκεια της ημέρας (G6, G9, G10, G11, G13 και G14), είναι αυτές που τροφοδοτούν τα μεγαλύτερα φορτία. Συγκεκριμένα, η μονάδα G6 τροφοδοτεί το D13, η G11, μέσω της γραμμής L26 το D15, η G9 παράγει το μεγαλύτερο μέρος της ημέρας στο τεχνικό μέγιστο για να τροφοδοτήσει, μέσω της L24 το D15, η G10, μέσω των ανάλογων γραμμών το D19 και οι μονάδες G13, G14 τροφοδοτούν το D19, μέσω της L36 και το D13, μέσω της L21, αντίστοιχα, τις ώρες υψηλής κατανάλωσης. Αυτό αποτυπώνεται από το ύψος της ροής ισχύος στις γραμμές μεταφοράς που τις συνδέουν, αλλά και από το γεγονός ότι οι συγκεκριμένες γραμμές διατηρούνται σε λειτουργία ολόκληρο το εικοσιτετράωρο. Σε γενικές γραμμές, παρατηρείται ότι μειώθηκαν τα ωριαία ενεργά status των γραμμών μεταφοράς, σε σχέση με τις προηγούμενες περιπτώσεις. Συγκεκριμένα, στο business as usual σενάριο είχαμε 617 ωριαίες ενεργές καταστάσεις λειτουργίας, στην περίπτωση  $alpha = 0,1$  σημειώθηκαν 353, ενώ στην περίπτωση  $alpha = 0,4$  μειώθηκαν στις 300. Στο βόρειο τμήμα του δικτύου έχουμε τις περισσότερες απενεργοποιήσεις, καθώς οι γραμμές μεταφοράς εμφανίζουν μεγαλύτερο κίνδυνο ανάφλεξης σε σχέση με το νότιο τμήμα, με εξαίρεση τις γραμμές που μεταφέρουν μεγάλες ποσότητες ισχύος προς κρίσιμα φορτία του δικτύου.

- **Για  $\alpha = 0,6$  :**

Η αλήθεια είναι ότι, για τιμές μεγαλύτερες του  $\alpha = 0,5$  έχουμε αποτελέσματα μη ικανοποιητικά ως προς την εξυπηρέτηση φορτίου, καθώς, για όλο και μεγαλύτερες τιμές του  $\alpha$ , η προτεραιότητα του προβλήματος ελαχιστοποίησης τείνει να γίνει ο ολοκληρωτικός μηδενισμός του κινδύνου πυρκαγιάς, κατάσταση που μπορεί να συμβεί μόνο με μαζικές εντολές απενεργοποίησης στον ηλεκτρικό εξοπλισμό του δικτύου. Ενδεικτικά, θα γίνει μια τελευταία ανάλυση των αποτελεσμάτων του σημείου  $\alpha = 0,6$ , που θα μας δείξει τι συμβαίνει για τιμές εξισορρόπησης μεγαλύτερες του  $0,5$ , ερμηνεύοντας τις μεγάλες μειώσεις σε εξυπηρέτηση φορτίου, κίνδυνο πυρκαγιάς, κόστος παραγωγής αλλά και την μεγάλη αύξηση στο κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου. Όπως διαπιστώθηκε προηγουμένως, τα αποτελέσματα έδειξαν ότι μπορούμε να μειώσουμε δραστικά τον ημερήσιο κίνδυνο πυρκαγιάς στο δίκτυο κατά 73,66% (δηλαδή στις 763,90 μονάδες κινδύνου πυρκαγιάς), με ημερήσια περικοπή φορτίου που προσεγγίζει το 49% της ζήτησης, δηλαδή περικοπή 27851,6 MW. Στη συνέχεια, θα περιγραφεί ο βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ζυγών, γεννητριών, γραμμών μεταφοράς, καθώς και οι ωριαίες τιμές για την περικοπή φορτίου, την παραγωγή των γεννητριών, όπως και για τη ροή φορτίου στις γραμμές μεταφοράς και θα τα συγκρίνουμε με τις προηγούμενες περιπτώσεις τιμών βαρύτητας εξισορρόπησης.

Στην περίπτωση  $\alpha = 0,4$  παρατηρήσαμε 440 ωριαίες ενεργές καταστάσεις ζυγών, σε σύγκριση με την περίπτωση  $\alpha = 0,1$  όπου παρατηρούνταν 469 και την αντίστοιχη  $\alpha = 0$  όπου είχαμε 576. Στην συγκεκριμένη περίπτωση  $\alpha = 0,6$  εντοπίζονται μόνο 205 ωριαίες ενεργές καταστάσεις ζυγών. Πλέον, οι περισσότεροι ζυγοί του βόρειου τμήματος του δικτύου έχουν απενεργοποιηθεί, με εξαίρεση τους ζυγούς B3, B13, B15 και B18, που είναι οι ζυγοί με τα μεγαλύτερα φορτία, που βρίσκονται σε λειτουργία τις ώρες υψηλής ζήτησης για να τα εξυπηρετήσουν αυτά τα φορτία, στο μέτρο του δυνατού. Συγκεκριμένα, ο B18 βρίσκεται σε λειτουργία ολόκληρο το εικοσιτετράωρο και το φορτίο του είναι το μοναδικό που δεν υπόκειται περικοπή ισχύος μέσα στην ημέρα. Στην περίπτωση  $\alpha = 0,6$  έχουμε περικοπή 27851,6 MW ισχύος από την συνολική ημερήσια ζήτηση. Όσον αφορά στις γεννήτριες, παρατηρούνται 104 ωριαίες ενεργές καταστάσεις μέσα στο εικοσιτετράωρο μιας ημέρας. Στην περίπτωση  $\alpha = 0$  είχαμε αντίστοιχα 277, στην  $\alpha = 0,1$  παρατηρήθηκαν 229 ωριαίες ενεργές καταστάσεις, ενώ στην  $\alpha = 0,4$  εντοπίστηκαν 218. Με αυτόν τον τρόπο αποτυπώνεται και η σταδιακή απενεργοποίηση των γεννητριών, όσο αυξάνεται η τιμή της βαρύτητας εξισορρόπησης  $\alpha$ . Μόνο η μονάδα G10 βρίσκεται σε συνεχή λειτουργία ολόκληρο το εικοσιτετράωρο. Πλέον, οι γεννήτριες με τη μεγαλύτερη παραγωγή είναι οι G2, G4, G5, G6, G8 και G10, με τις γεννήτριες του βόρειου τμήματος του δικτύου να είναι κατά βάση εκτός λειτουργίας μέσα στο εικοσιτετράωρο, λόγω αυξημένης επικινδυνότητας εκκίνησης πυρκαγιάς. Οι γραμμές μεταφοράς που καταλήγουν στους

ζυγούς με τα μεγαλύτερα φορτία μεταφέρουν την ισχύ και παραμένουν ενεργές κατά τη διάρκεια των ωρών υψηλότερης ζήτησης. Σε γενικές γραμμές, οι ωριαίες ενεργές καταστάσεις των γραμμών μεταφοράς μειώθηκαν μαζικά, σε σχέση με τις προηγούμενες περιπτώσεις. Συγκεκριμένα, στο business as usual σενάριο είχαμε 617 ωριαίες ενεργές καταστάσεις λειτουργίας, στην περίπτωση  $alpha = 0,1$  σημειώθηκαν 353, στην περίπτωση  $alpha = 0,4$  μειώθηκαν στις 300 και τώρα, στην περίπτωση  $alpha = 0,1$  έχουν διατηρηθεί μόλις 109. Τέλος, στο βόρειο τμήμα του δικτύου, με τον μεγαλύτερο κίνδυνο ανάφλεξης, έχουμε σχεδόν όλες τις γραμμές μεταφοράς απενεργοποιημένες μέσα στο εικοσιτετράωρο μιας ημέρας. Οι γραμμές L14 και L16 (γραμμές που αναπαριστούν μετασχηματιστές) έχουν αναλάβει τη μεταφορά ισχύος από το βόρειο στο υπολειμματικό νότιο τμήμα του δικτύου. Οι γραμμές L1 και L2 μεταφέρουν ισχύ από την γεννήτρια G2 στο μεγάλο φορτίο D3.

### **3.3 Αποτελέσματα σεναρίου προσομοίωσης κατάστασης πολύ υψηλού κινδύνου λόγω δασικών εκτάσεων στο δυτικό τμήμα του δικτύου**

#### **3.3.1 Περιγραφή και δεδομένα σεναρίου**

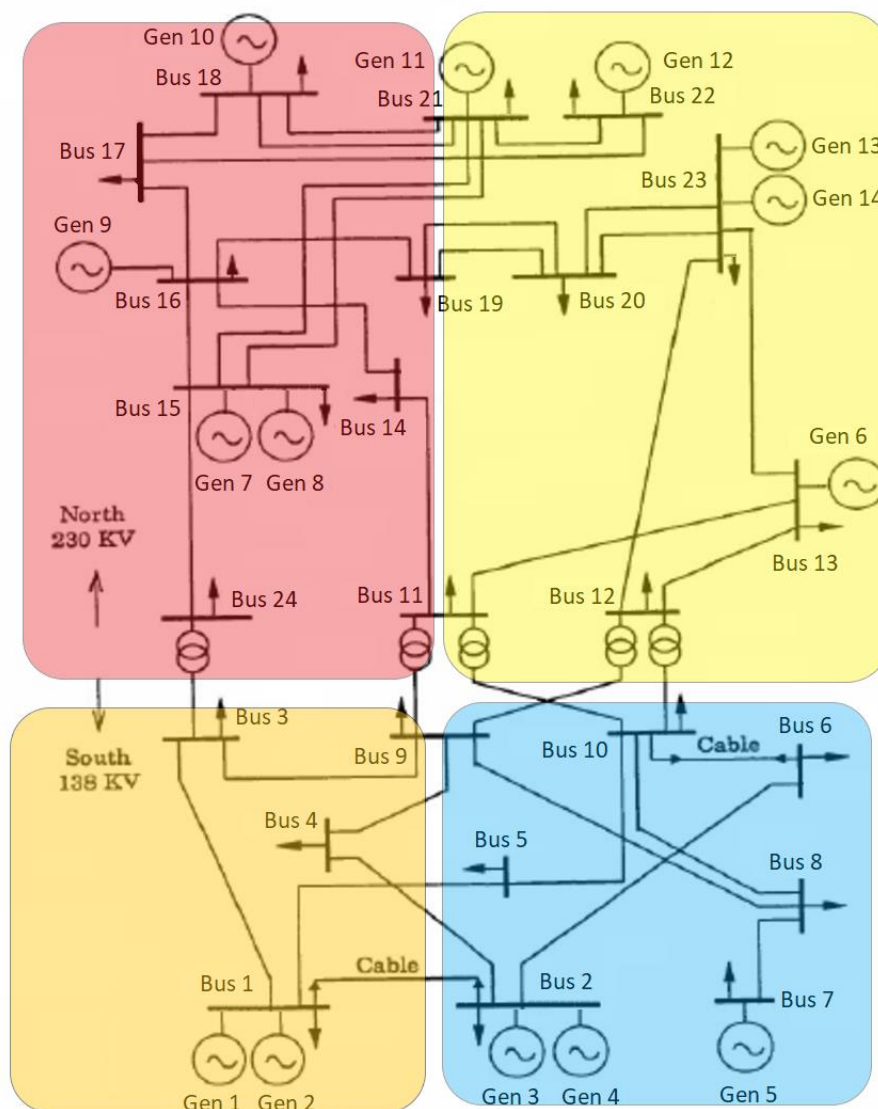
Στο δεύτερο σενάριο προσομοιώνεται μια κατάσταση διαφορετικών επιπέδων κινδύνου κατά μήκος του δικτύου. Διατηρώντας αυτούσια τη μαθηματική μοντελοποίηση και τους τεχνικούς περιορισμούς, την αντικειμενική συνάρτηση, καθώς και τα δεδομένα του βασικού σεναρίου που περιγράφηκαν στο κεφάλαιο 2, χωρίζουμε το δίκτυο σε 4 υπό-περιοχές, τη νοτιοανατολική, τη βορειοανατολική, τη νοτιοδυτική και την βορειοδυτική, εισάγοντας, ως διαφοροποιητικό στοιχείο, άλλο επίπεδο κινδύνου σε καθεμία από αυτές. Θεωρείται ότι στο δυτικό τμήμα του δικτύου εντοπίζεται εκτεταμένη δασική περιοχή υψηλού φυσικού κάλλους, με εύφλεκτη βλάστηση (λ.χ. πευκόφυτη περιοχή) και δεδομένα μεσογειακού κλίματος. Θεωρείται, επίσης, ότι βρισκόμαστε σε μήνες του θέρους και συνεπώς αναφερόμαστε σε ιδιαίτερα θερμές, ξηρές και άνυδρες κλιματολογικές συνθήκες, με αντίστοιχη βεβαρυμμένη μετεωρολογική πρόβλεψη, υψηλών θερμοκρασιών και υψηλών ανέμων. Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, περιγράφεται μια **ιδιαίτερα επικίνδυνη συνθήκη** που αποτελεί γόνιμο έδαφος για πιθανή πρόκληση κάποιας μεγάλης, εκτεταμένης καταστροφικής πυρκαγιάς.

Δεδομένης αυτής της ανάλυσης, και, συμπεριλαμβανομένων των δύο επιπέδων της τάσης του δικτύου, 138 kV στο ευρύτερο νότιο και 230 kV στο ευρύτερο βόρειο τμήμα του δικτύου, θα ορίσουμε έναν καινούργιο χάρτη κινδύνου πυρκαγιάς για το δεύτερο σενάριό μας, που θα περιγράφει τον πραγματικό ωριαίο

κίνδυνο κάθε υπό-περιοχής του δικτύου, για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο μια ημέρας. Βασιζόμενοι στην ανάλυση της παραγράφου 2.6.5 ορίζουμε γεωγραφικό χάρτη κινδύνου πυρκαγιάς στο δίκτυο ως εξής:

- **Νοτιοδυτικό τμήμα:** Πολύ υψηλός κίνδυνος πυρκαγιάς,  $R = 3$
- **Βορειοδυτικό τμήμα:** Κατάσταση συναγερμού  $R = 4$
- **Νοτιοανατολικό τμήμα:** Μέσος κίνδυνος πυρκαγιάς  $R = 1$
- **Βορειοανατολικό τμήμα:** Υψηλός κίνδυνος πυρκαγιάς  $R = 2$

Συνεπώς, ο χάρτης κινδύνου του πρότυπου δικτύου 24 ζυγών της IEEE παίρνει την μορφή που δείχνει η Εικόνα 14.



Εικόνα 14. Γεωγραφικός χάρτης κινδύνου πυρκαγιάς δεύτερου σεναρίου

Οι παραπάνω τιμές αποτελούν τις γεωγραφικές τιμές κινδύνου που έχει το κάθε στοιχείο, ανάλογα σε ποια υπό-περιοχή ανήκει. Θεωρείται επίσης ότι τα επί μέρους ηλεκτρικά στοιχεία βρίσκονται σε καλή κατάσταση, και άρα γενικεύεται ότι η σχετική τιμή κινδύνου όλων των στοιχείων είναι ίση με  $k = 1$ . Συνεπώς, έχουμε:

**Νοτιοδυτικό τμήμα:**  $R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 3$

**Βορειοδυτικό τμήμα:**  $R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 4$

**Νοτιοανατολικό τμήμα:**  $R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 1$

**Βορειοανατολικό τμήμα:**  $R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 2$

**Σε ολόκληρο το δίκτυο:**  $k_{buses} = k_{generators} = k_{loads} = k_{lines} = 1$

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι γραμμές μεταφοράς L7 και L14-L17, δηλαδή οι γραμμές που βρίσκονται ενδιάμεσα του νότιου και βόρειου τμήματος του δικτύου, λαμβάνουν γεωγραφική τιμή κινδύνου  $R_{L7,L14,L15,L16,L17} = 4$ . Οι τιμές γεωγραφικού κινδύνου κάθε ηλεκτρικού στοιχείου του δικτύου, για κάθε ώρα μιας ημέρας, φαίνονται αναλυτικά στους παρακάτω πίνακες 12, 13 και 14.

<b>Ώρες 1:00-24:00</b>	
<b>Ζυγός-Φορτίο</b>	<b>Τιμή Γεωγραφικού Κινδύνου Πυρκαγιάς</b>
<b>B1-L1</b>	3
<b>B2-L2</b>	1
<b>B3-L3</b>	3
<b>B4-L4</b>	3
<b>B5-L5</b>	1
<b>B6-L6</b>	1
<b>B7-L7</b>	1
<b>B8-L8</b>	1
<b>B9-L9</b>	3
<b>B10-L10</b>	3
<b>B11-L11</b>	4
<b>B12-L12</b>	2
<b>B13-L13</b>	2
<b>B14-L14</b>	4
<b>B15-L15</b>	4
<b>B16-L16</b>	4

<b>B17-L17</b>	4
<b>B18-L18</b>	4
<b>B19-L19</b>	4
<b>B20-L20</b>	2
<b>B21-L21</b>	2
<b>B22-L22</b>	2
<b>B23-L23</b>	2
<b>B24-L24</b>	4

Πίνακας 12. Τιμές γεωγραφικού κινδύνου των ζυγών και φορτίων του δεύτερου σεναρίου για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο

<b>Ώρες 1:00-24:00</b>	
<b>Γεννήτρια</b>	<b>Τιμή Γεωγραφικού Κινδύνου Πυρκαγιάς</b>
<b>G1</b>	3
<b>G2</b>	3
<b>G3</b>	1
<b>G4</b>	1
<b>G5</b>	4
<b>G6</b>	2
<b>G7</b>	4
<b>G8</b>	4
<b>G9</b>	4
<b>G10</b>	4
<b>G11</b>	2
<b>G12</b>	2
<b>G13</b>	2
<b>G14</b>	2

Πίνακας 13. Τιμές γεωγραφικού κινδύνου των γεννητριών του δεύτερου σεναρίου για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο

<b>Ώρες 1:00-24:00</b>	
<b>Γραμμή Μεταφοράς</b>	<b>Τιμή Γεωγραφικού Κινδύνου Πυρκαγιάς</b>
<b>L1</b>	3
<b>L2</b>	3
<b>L3</b>	3
<b>L4</b>	3
<b>L5</b>	1
<b>L6</b>	3
<b>L7</b>	3

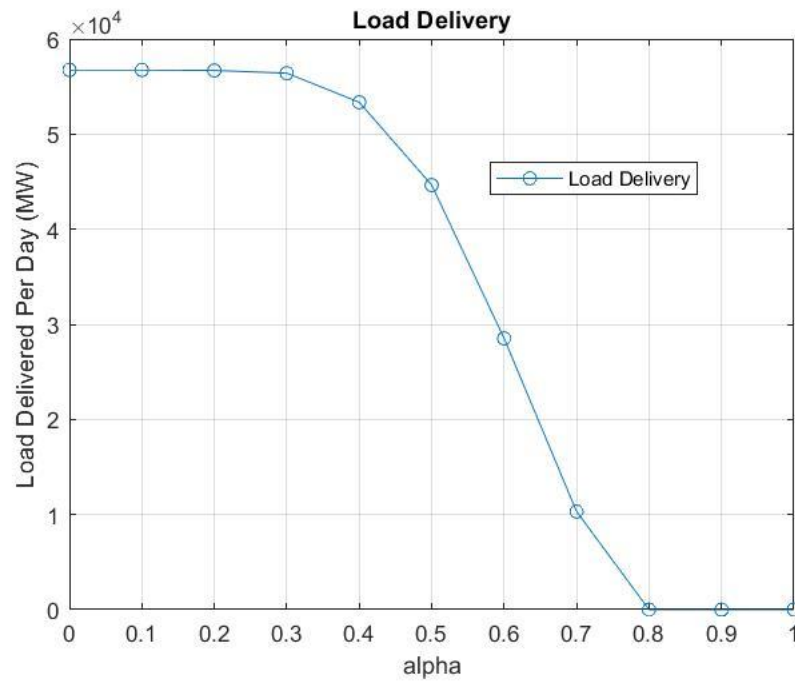
<b>L8</b>	3
<b>L9</b>	1
<b>L10</b>	1
<b>L11</b>	1
<b>L12</b>	1
<b>L13</b>	1
<b>L14</b>	4
<b>L15</b>	2
<b>L16</b>	2
<b>L17</b>	2
<b>L18</b>	2
<b>L19</b>	3
<b>L20</b>	2
<b>L21</b>	2
<b>L22</b>	2
<b>L23</b>	4
<b>L24</b>	4
<b>L25</b>	4
<b>L26</b>	4
<b>L27</b>	4
<b>L28</b>	4
<b>L29</b>	4
<b>L30</b>	4
<b>L31</b>	4
<b>L32</b>	4
<b>L33</b>	4
<b>L34</b>	2
<b>L35</b>	2
<b>L36</b>	2
<b>L37</b>	2
<b>L38</b>	2

Πίνακας 14. Τιμές γεωγραφικού κινδύνου των γραμμών μεταφοράς του δεύτερου σεναρίου για ολόκληρο το εικοσιτετράωρο

### **3.3.2 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων εξυπηρέτησης φορτίου και κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς κατά Pareto**

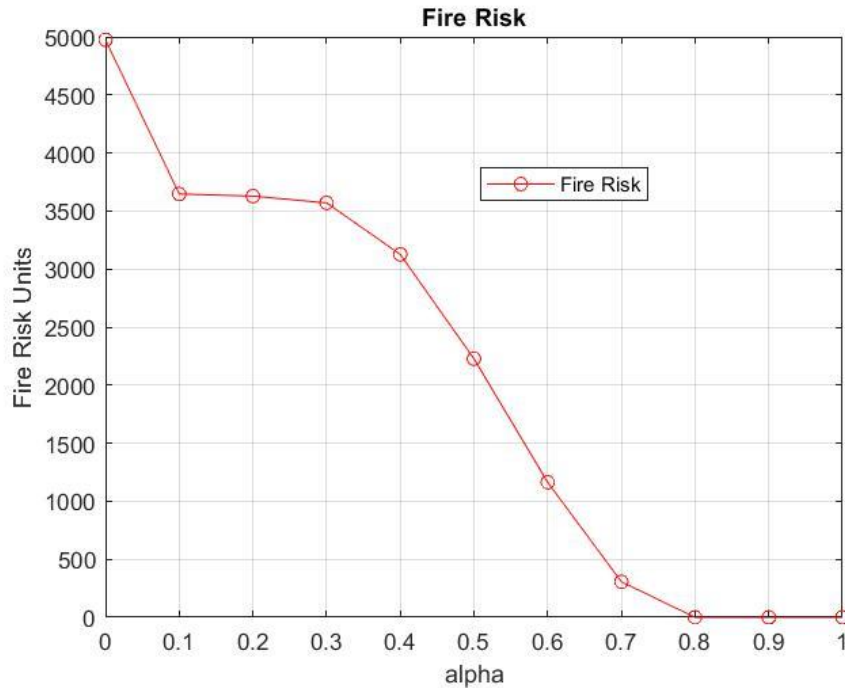
Σε αυτό το σημείο, έχοντας εφαρμόσει τη μέθοδό μας, είμαστε σε θέση να εξετάσουμε ποιοτικά τα αποτελέσματα για το σενάριο ιδιαίτερα υψηλού κινδύνου που περιγράφηκε στην παράγραφο 3.3.1 . Η μέθοδος κανονικοποίησης ορίζει στην

αντικειμενική συνάρτηση τη τιμή  $K2 = 4974$ , ενώ το  $K1$  διατηρεί την τιμή του πρώτου σεναρίου. Παρακάτω αποτυπώνονται τα Γραφήματα των μετώπων βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την συνολική ημερήσια εξυπηρέτηση φορτίου και το συνολικό ημερήσιο κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς, για κάθε τιμή της βαρύτητας εξισορρόπησης, στα Γραφήματα 10 και 11 αντίστοιχα.



Γράφημα 10. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου για το δεύτερο σενάριο





Γράφημα 11. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το δεύτερο σενάριο

Όπως είναι λογικό, παρατηρούμε ότι οι δύο καμπύλες φθίνουν με ελαφρώς μεγαλύτερο ρυθμό από τις αντίστοιχες καμπύλες του βασικού σεναρίου μέσου προς υψηλού κινδύνου πυρκαγιάς. Στη business as usual περίπτωση που  $\alpha = 0$  αναμενόμενα έχουμε πλήρη κάλυψη της ζήτησης φορτίου, αυτή τη φορά όμως παρατηρείται πολύ μεγαλύτερος ημερήσιος κίνδυνος πυρκαγιάς, σε σχέση με τις 2881 μονάδες κινδύνου που υπολογίστηκαν στο βασικό μας σενάριο, καθώς το ημερήσιο ρίσκο υπολογίζεται στις 4974 μονάδες κινδύνου. Μια σημαντική, ακόμα, παρατήρηση είναι ότι όλα τα στοιχεία του δικτύου, λόγω αυξημένου κινδύνου, απενεργοποιούνται στην τιμή βάρους εξισορρόπησης  $\alpha = 0,8$ , όπως ακριβώς συμβαίνει και στο βασικό σενάριο. Επίσης, στο  $\alpha = 0,1$  παρατηρείται η ίδια με το αρχικό σενάριο ημερήσια περικοπή φορτίου κατά 1 MW, καθώς ο κίνδυνος πυρκαγιάς έχει μικρή βαρύτητα συμμετοχής στη βέλτιστη λύση και η μέθοδος δίνει εντολή απενεργοποίησης στα ηλεκτρικά στοιχεία που φέρουν μεγάλο κίνδυνο πυρκαγιάς. Από αυτό το σημείο και ύστερα, η περικοπή φορτίου παίρνει μεγαλύτερες τιμές από τις αντίστοιχες του βασικού σεναρίου. Ο Πίνακας 15 που ακολουθεί, αποτυπώνει αναλυτικά την ημερήσια περικοπή φορτίου, την μείωση του ημερήσιου κινδύνου πυρκαγιάς και τον χρόνο εύρεσης των βέλτιστων λύσεων για κάθε τιμή του βάρους εξισορρόπησης.

Σημείο Μετώπου Pareto	Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <i>alpha</i>	Ημερήσια Εξυπηρέτηση Φορτίου (MW)	Περικοπή Ημερήσιου Φορτίου (MW)	Μονάδες Ημερήσιου Κινδύνου Πυρκαγιάς	Μείωση Ημερήσιου Κινδύνου Πυρκαγιάς (%)	Χρόνος Εύρεσης Βέλτιστης Λύσης (sec)
1	0	56741,5	-	4974,00	-	0,35
2	0,1	56740,5	1	3646,96	26,68	25,92
3	0,2	56693,1	48,4	3628,48	27,05	29,42
4	0,3	56407,5	334	3569,98	28,23	26,32
5	0,4	53348	3393,5	3126,19	37,15	16,70
6	0,5	44641,5	12100	2227,52	55,22	7,39
7	0,6	28515,6	28225,9	1162,82	76,62	4,75
8	0,7	10312,8	46428,7	306,51	93,84	0,45
9	0,8	0	56741,5	0	100	0,15
10	0,9	0	56741,5	0	100	0,18
11	1	0	56741,5	0	100	0,06

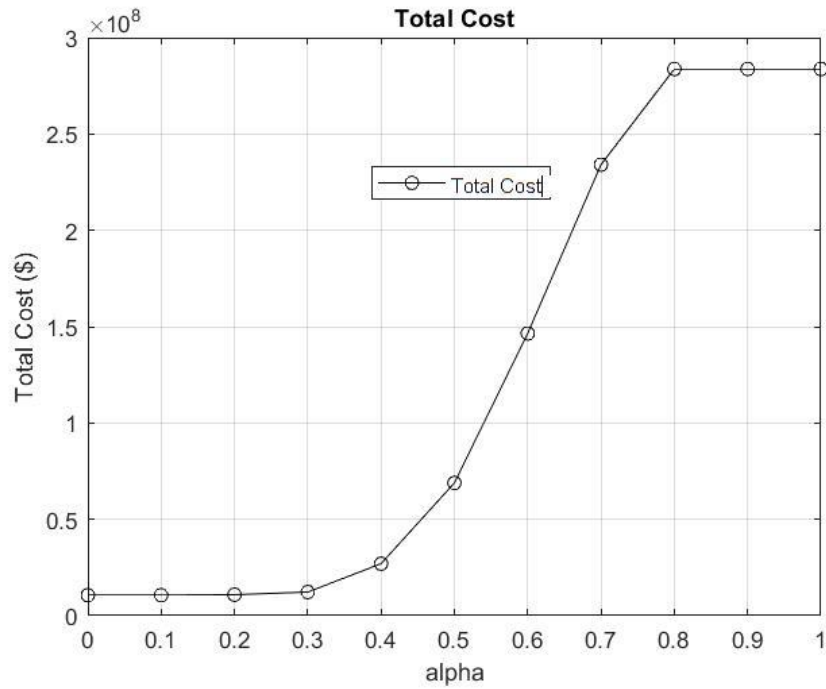
Πίνακας 15. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς του δεύτερου σεναρίου

Παρατηρούμε ότι για ημερήσια περικοπή φορτίου 1 MW μπορούμε να επιτύχουμε 26,68% μείωση ημερήσιου κινδύνου πυρκαγιάς, για  $\alpha = 0,1$ . Στο  $\alpha = 0,2$  παρατηρούμε ότι με περικοπή 48,4 MW έχουμε 28,23% μείωση κινδύνου, ενώ για μεγαλύτερες τιμές του  $\alpha = 0,3$  έχουμε σημαντική μείωση της εξυπηρέτησης φορτίου και αντίστοιχη ποσοστιαία πτώση του κινδύνου. Συγκεκριμένα, στο  $\alpha = 0,4$  με περικοπή 3393,5 MW συγκεντρώνονται περισσότερες μονάδες κινδύνου ακόμα και από την business as usual περίπτωση του βασικού σεναρίου, γεγονός που αποδεικνύει την πολύ υψηλή επικινδυνότητα του υπό μελέτη δεύτερου σεναρίου. Ο συνολικός χρόνος εύρεσης του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto προσεγγίζει τα 111,69 sec, το περιθώριο σφάλματος (tolerance) είναι της τάξεως του  $10^{-6}$  διασφαλίζοντας εξαιρετικά καλή ακρίβεια υπολογισμού των λύσεων.

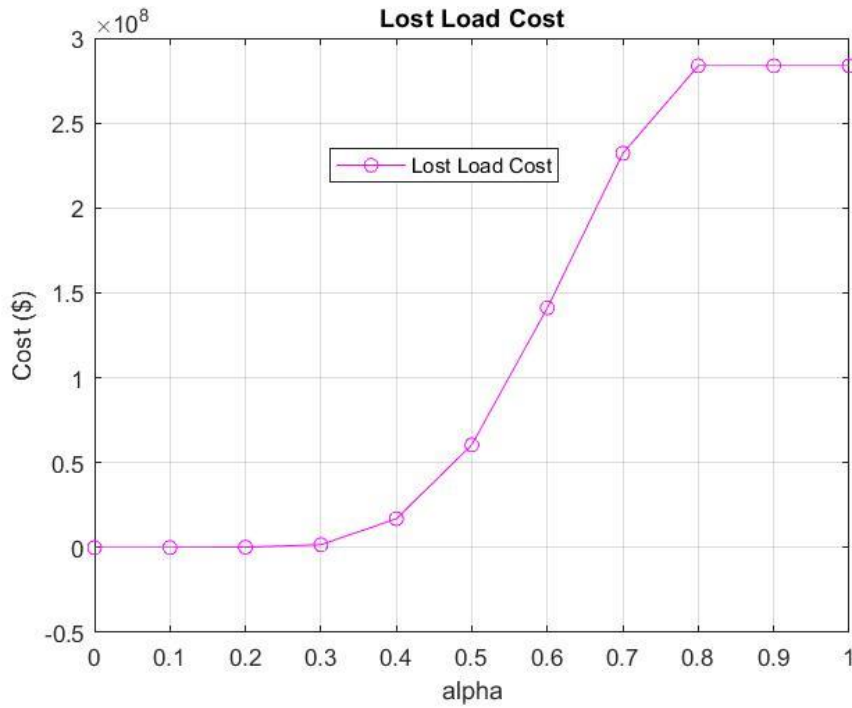
### 3.3.3 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κόστους κατά Pareto

Ιδιαίτερα σημαντική παράμετρο του προβλήματος αποτελεί το λειτουργικό κόστος του, το οποίο ορίστηκε ως το άθροισμα του κόστους του φορτίου που περικόπηκε και του κόστους παραγωγής. Η γραφική απεικόνιση των μετώπων βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για το συνολικό κόστος, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου και το κόστος παραγωγής, από το business as usual

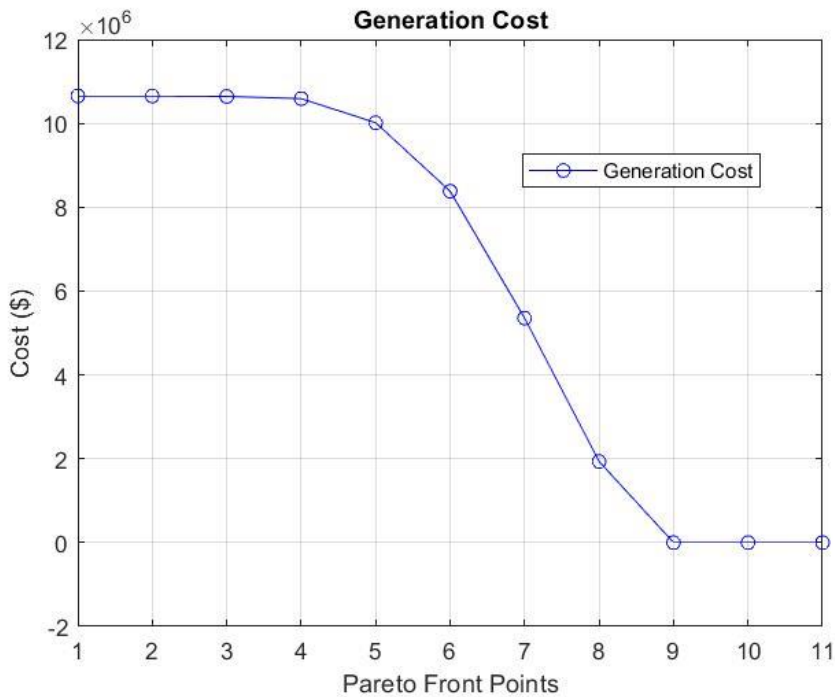
σενάριο ( $\alpha = 0$ ) ως την οριστική απενεργοποίηση όλων των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου  $\{\alpha \in [0.8, 1]\}$  φαίνεται στα Γραφήματα 12, 13 και 14 που ακολουθούν.



Γράφημα 12. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του συνολικού κόστους για το δεύτερο σενάριο



Γράφημα 13. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για το δεύτερο σενάριο



Γράφημα 14. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους παραγωγής για το δεύτερο σενάριο

Την πληροφορία που συγκεντρώνεται από τα παραπάνω Γραφήματα αποτυπώνει αναλυτικά ο Πίνακας 16.

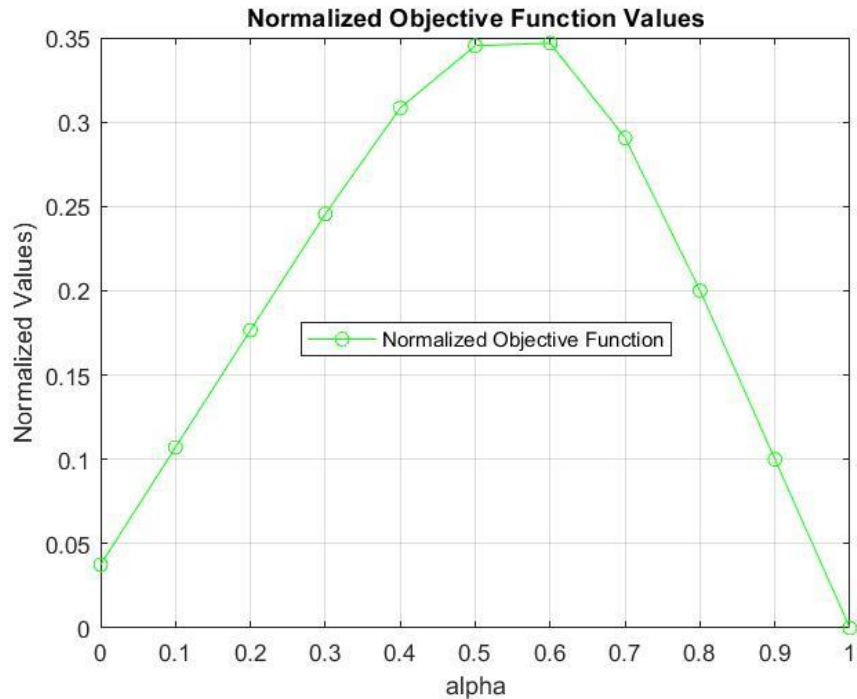
Σημείο Μετώπου Pareto	Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <i>alpha</i>	Κόστος Παραγωγής (εκατ. \$)	Κόστος Μη Εξυπηρετούμενου Φορτίου (εκατ. \$)	Συνολικό Κόστος (εκατ. \$)
1	0	10,652	0	10,652
2	0,1	10,651	0,005	10,656
3	0,2	10,642	0,242	10,885
4	0,3	10,589	1,670	12,259
5	0,4	10,015	16,967	26,982
6	0,5	8,380	60,500	68,880
7	0,6	5,353	141,130	146,483
8	0,7	1,936	232,144	234,079
9	0,8	0	283,708	283,708
10	0,9	0	283,708	283,708
11	1	0	283,708	283,708

Πίνακας 16. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για τα μεγέθη κόστους του δεύτερου σεναρίου

Από τα Γραφήματα 12, 13 και 14 και τον Πίνακα 16 αντιλαμβανόμαστε ότι το λειτουργικό κόστος εκτινάσσεται με αρκετά μεγαλύτερο ρυθμό, σε σύγκριση με το βασικό σενάριο, μετά το σημείο  $alpha = 0,3$ , γεγονός που αποδίδεται στην σημαντική περικοπή φορτίου που είναι ο παράγοντας που καθορίζει κατά το πλείστον το λειτουργικό κόστος. Το κόστος παραγωγής εμφανίζει ελαφρώς μεγαλύτερο ρυθμό μείωσης, σε σύγκριση με το βασικό μας σενάριο, όσο κινούμαστε προς μεγαλύτερες τιμές του *alpha*.

### 3.3.4 Μέτωπο βέλτιστων τιμών της αντικειμενικής συνάρτησης κατά Pareto

Στο Γράφημα 15 που ακολουθεί, παρατηρείται η καμπύλη των τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης, για κάθε μία τιμή βαρύτητας του παράγοντα εξισορρόπησης *alpha*.



Γράφημα 15. Καμπύλη βέλτιστων τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης για το δεύτερο σενάριο

Κατά το αρχικό μας σημείο ( $alpha = 0$ ) έχουμε, αναμενόμενα, *Objective Value* = 0,0375, καθώς αναφέρεται στην ίδια business as usual περίπτωση του βασικού μας σεναρίου, και παρατηρείται διαρκής αύξηση των τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης μέχρι να φτάσουμε στο σημείο  $alpha = 0,6$ , όπου και παρουσιάζεται η μέγιστη τιμή της, *Objective Value* = 0,3468. Μετά από το σημείο αυτό, δίνεται μεγαλύτερη βαρύτητα στο να περιοριστεί ακόμα πιο δραστικά ο κίνδυνος ανάφλεξης στα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου, και συνεπώς η μέθοδός μας δίνει εντολή απενεργοποίησής τους, ενώ, ταυτόχρονα, ο συντελεστής του συνολικού κόστους  $1 - alpha$  τείνει προς το μηδέν, οπότε αναμένεται συνεχής μείωση της αριθμητικής τιμής της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης, μέχρι αυτή να μηδενιστεί.

### 3.3.5 Βέλτιστος ημερήσιος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου

Η πρώτη περίπτωση ανάλυσης για το σενάριο ιδιαίτερα μεγάλης επικινδυνότητας πυρκαγιάς είναι το σημείο  $alpha = 0$ , η οποία ταυτίζεται με την

business as usual περίπτωση του βασικού σεναρίου και άρα για αυτό το σημείο ισχύει η ανάλυση και τα αποτελέσματα που παρουσιάστηκε στην παράγραφο 3.2 . Στην περίπτωση αυτή, όπως γνωρίζουμε, γίνεται πλήρης κάλυψη της ζήτησης φορτίου, στο χαμηλότερο δυνατό κόστος, καθώς συμπεριλαμβάνεται μόνο το κόστος παραγωγής, με κριτήριο εξοικονόμησης πόρων, αλλά παρατηρείται αυξημένος κίνδυνος πυρκαγιάς στο δίκτυο. Στην παράγραφο 3.2 έγινε εκτεταμένη ανάλυση για διαφορετικές τιμές του βάρους εξισορρόπησης  $alpha$  ώστε οι συγκρίσεις των διάφορων σημείων να μας δώσουν πολυπρισματική πληροφορία για την κάθε επί μέρους περίπτωση, αλλά και για την φύση του ίδιου του προβλήματος. Σε αυτό το σενάριο, η ανάλυση θα είναι πιο στοχευμένη, καθώς, λόγω χάριν, δεν έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον να σχολιαστούν τα αποτελέσματα για την περίπτωση  $alpha = 0,6$  , που, όπως αναλύθηκε στην προηγούμενη παράγραφο έχουμε περικοπή φορτίου της τάξεως των 28225,9MW και άρα αναφερόμαστε σε μία μη-λειτουργική περίπτωση. Στον Πίνακα 17 που ακολουθεί, παρουσιάζονται με συντομία, για το παρών σενάριο, πόσα ηλεκτρικά στοιχεία είναι ενεργά, κατά την ανάλυση του βέλτιστου ημερήσιου χρονικού προγραμματισμού, κατά τις περιπτώσεις  $alpha = 0,1$  ,  $alpha = 0,4$  και  $alpha = 0,6$  , σε σύγκριση με το βασικό μας σενάριο.

<b>Βέλτιστος Ημερήσιος Χρονικός Προγραμματισμός - Στοιχεία Σε Λειτουργία</b>					
<b>24 Ώρες</b>					
<b>Βασικό Σενάριο</b>					
<b>Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <math>alpha</math></b>	<b>Ζυγοί</b>	<b>Γεννήτριες</b>	<b>Γραμμές Μεταφοράς</b>	<b>Ποσοστό Στοιχείων Εκτός Λειτουργίας (%)</b>	<b>Περικοπή Φορτίου (MW)</b>
0	576	277	617	-	0
0,1	469	229	353	28,50	1
0,4	440	218	300	34,83	2133,10
0,6	205	104	109	71,56	27851,60
<b>Σενάριο Πολύ Υψηλού Κινδύνου</b>					
0	576	277	617	-	0
0,1	479	220	359	28,03	1
0,4	432	197	309	36,19	3393,5
0,6	207	96	113	71,70	28225,9

Πίνακας 17. Βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων πρώτου και δεύτερου σεναρίου

Ένα καλό σημείο να συγκρίνουμε τα δύο σενάρια ως προς το σύνολο των ενεργών στοιχείων είναι το  $alpha = 0,4$ . Παρατηρούμε ότι τα ηλεκτρικά στοιχεία με αυξημένο κίνδυνο -ειδικά τα στοιχεία του δυτικού τμήματος του δικτύου- εμφανίζονται εν πολλοίς απενεργοποιημένα, σε σύγκριση με τα αντίστοιχα του

ανατολικού τμήματος και δη του νοτιοανατολικού που έχουν και τον μικρότερο γεωγραφικό κίνδυνο πυρκαγιάς στο δίκτυο. Για παράδειγμα, στην περίπτωση  $\alpha = 0,4$ , οι B11, B14, B16, B17 και B24 είναι οι μοναδικοί απενεργοποιημένοι ζυγοί κατά τη διάρκεια της ημέρας και αυτό δικαιολογείται από το γεγονός ότι φέρουν 4 μονάδες ρίσκου πυρκαγιάς, δηλαδή τον μεγαλύτερο βαθμό επικινδυνότητας στο δίκτυο και ταυτόχρονα οι B11, B17 και B24 έχουν μηδενικό φορτίο. Ακόμα, οι ζυγοί που χαρακτηρίζονται από 1 μονάδα ρίσκου (B2, B5-B8) βρίσκονται όλοι σε λειτουργία, ολόκληρο το εικοσιτετράωρο. Το ίδιο μοτίβο ισχύει και για τις γεννήτριες του δικτύου. Οι G7 και G9 βρίσκονται ελάχιστες ώρες της ημέρας σε λειτουργία, καθώς χαρακτηρίζονται από τον υψηλότερο κίνδυνο πυρκαγιάς, ανήκοντας στο βορειοδυτικό και πλέον επικίνδυνο τμήμα του δικτύου. Η G10 ανήκει στο ίδιο τμήμα του δικτύου και είναι η μοναδική ενεργή γεννήτρια καθ' όλη την διάρκεια της ημέρας, επιφορτισμένη με την ανάγκη παραγωγής ισχύος για την κάλυψη των αναγκών των φορτίων που βρίσκονται στο βορειοδυτικό τμήμα του δικτύου. Να σημειωθεί ότι η G10 είναι η πλέον οικονομική γεννήτρια εκ των τεσσάρων, έχοντας κόστος παραγωγής  $6,02 \frac{\$}{MW}$  και έχει μεγάλο επίπεδο παραγωγής που μπορεί να καλύψει, έστω στο ποσοστό που καθίσταται εφικτό, τη ζήτηση του βορειοδυτικού τμήματος. Δεν είναι τυχαίο, άλλωστε, το ότι ο ζυγός B18 στον οποίο εντάσσεται η G10 βρίσκεται σε λειτουργία ολόκληρη την ημέρα, παρά τον κίνδυνο πυρκαγιάς. Η G8, η οποία είναι η δεύτερη πιο οικονομική μονάδα μετά την G10, επίσης βοηθάει στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, αν και με σαφώς μικρότερη παραγωγή, 13 ώρες μέσα στην ημέρα. Με παρόμοια λογική οι γραμμές L24-L33 που ανήκουν στο βορειοδυτικό τμήμα του δικτύου εμφανίζουν μόλις 36 ενεργές καταστάσεις κατά το εικοσιτετράωρο, εμφανίζοντας υψηλές ροές φορτίου κατά τις ελάχιστες ώρες που είναι ενεργές, που πλησιάζουν τα όρια της χωρητικότητάς τους. Τα μεγάλα ποσά ισχύος που εμφανίζονται σε αυτές τις γραμμές είναι απολύτως εξηγήσιμα, καθώς μεταφέρουν την μεγάλη παραγωγή της G10 και της G8 προς κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Τα φορτία D14 και D16 που ανήκουν στο βορειοδυτικό τμήμα, όπως είναι λογικό, υφίστανται τη μεγαλύτερη περικοπή φορτίου σε όλο το δίκτυο ενώ το δεύτερο επίπεδο περικοπής λαμβάνει χώρα (αν και σε σαφώς μικρότερα επίπεδα) γεωγραφικά στο νοτιοδυτικό τμήμα του δικτύου, το οποίο έχει την αμέσως μεγαλύτερη επικινδυνότητα πυρκαγιάς. Τα φορτία του υπόλοιπου δικτύου καλύπτονται πλήρως, ολόκληρο το εικοσιτετράωρο. Οι γραμμές L34, L35, L36 και L37 είναι επιφορτισμένες με τη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ισχύος στο βορειοανατολικό τμήμα του δικτύου, παρά τον κίνδυνο, καθώς παρουσιάζουν μικρότερο κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς από το βορειοδυτικό και το νοτιοδυτικό τμήμα του. Σε γενικές γραμμές, προτεραιότητα της μεθόδου είναι να απενεργοποιηθούν τα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου που φέρουν το μεγαλύτερο κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς και έτσι γίνεται πιο δύσκολη η εξυπηρέτηση της ζήτησης. Γι αυτό τον λόγο, το δεύτερο σενάριο έχει μεγαλύτερη ημερήσια αποκοπή φορτίου σε σχέση με το βασικό σενάριο.



### 3.4 Αποτελέσματα σεναρίου προσομοίωσης κατάστασης πολύ υψηλού κινδύνου λόγω δασικών εκτάσεων στο δυτικό τμήμα του δικτύου με προσθήκη ανάλυσης κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής στο πρόβλημα

#### 3.4.1 Περιγραφή, δεδομένα σεναρίου και προσθήκη τεχνικών περιορισμών

Το τρίτο κατά σειρά σενάριο που προσομοιώνεται διατηρεί αυτούσιο τον γεωγραφικό χάρτη κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς της παραγράφου 3.3, ο οποίος παρουσιάζεται στην Εικόνα 14, με την επικινδυνότητα των 4 υπό-περιοχών του δικτύου να παρουσιάζεται ως εξής:

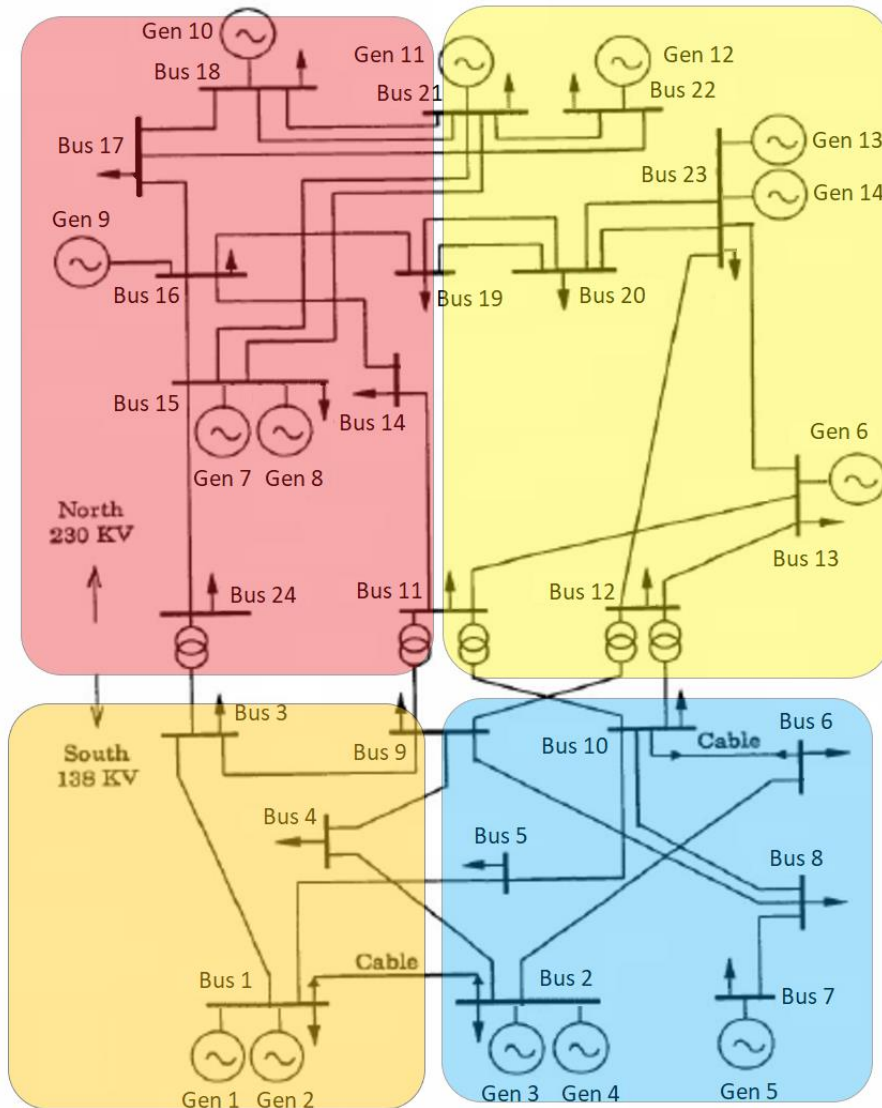
$$\text{Νοτιοδυτικό τμήμα: } R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 3$$

$$\text{Βορειοδυτικό τμήμα: } R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 4$$

$$\text{Νοτιοανατολικό τμήμα: } R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 1$$

$$\text{Βορειοανατολικό τμήμα: } R_{buses} = R_{generators} = R_{loads} = R_{lines} = 2$$

$$\text{Σε ολόκληρο το δίκτυο: } k_{buses} = k_{generators} = k_{loads} = k_{lines} = 1$$



Εικόνα 14. Γεωγραφικός χάρτης κινδύνου πυρκαγιάς δεύτερου σεναρίου

Το διαφοροποιητικό στοιχείο του συγκεκριμένου σεναρίου έγκειται τόσο στη μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης όσο και στους τεχνικούς περιορισμούς που συνοδεύουν το πρόβλημα ελαχιστοποίησης. Πιο συγκεκριμένα, θα ενταχθεί στην αντικειμενική συνάρτηση το κόστος δέσμευσης των μονάδων παραγωγής (Unit commitment cost, σε \$), το οποίο είναι το ημερήσιο συνολικό κόστος που προκύπτει από το άθροισμα των γινομένων του κόστους εκκίνησης λειτουργίας ( $c_g^{SU}$ ) επί την κατάσταση εκκίνησης λειτουργίας ( $y_{g,t}$ ) και του κόστους τερματισμού λειτουργίας ( $c_g^{SD}$ ) επί την κατάσταση τερματισμού λειτουργίας ( $v_{g,t}$ ) των γεννητριών. Οι  $y_{g,t}$ ,  $v_{g,t}$  αποτελούν δυαδικές μεταβλητές απόφασης που παίρνουν τιμή 1 ή 0, εφόσον μια γεννήτρια τίθεται σε λειτουργία ή τερματίζει την λειτουργία της, αντίστοιχα, την χρονική στιγμή  $t$ . Με την ελαχιστοποίηση του κόστους δέσμευσης των μονάδων

παραγωγής και την προσθήκη των τεχνικών περιορισμών της, ουσιαστικά δίνεται προτεραιότητα στο να καλυφθεί η ζήτηση φορτίου από τις μονάδες που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία και μόνο αν αυτό δεν επαρκεί, να τεθεί σε λειτουργία κάποια μονάδα που ήταν εκτός λειτουργίας. Κάθε εκκίνηση ή τερματισμός λειτουργίας μιας γεννήτριας, επιφέρει ένα συγκεκριμένο κόστος,  $c_g^{SU}$  και  $c_g^{SD}$  αντίστοιχα. Με την προσθήκη του κόστους δέσμευσης εξασφαλίζουμε την βέλτιστη σχεδίαση λειτουργίας των μονάδων παραγωγής του συστήματος, προκειμένου να καλυφθούν οι απαιτήσεις φορτίου με τον οικονομικότερο δυνατό τρόπο. Η εξίσωση (28) περιγράφει την μαθηματική έκφραση του κόστους δέσμευσης των μονάδων.

$$C^{UC} = Cost^{Unit\ Commitment} = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (c_g^{SU} \cdot y_{g,t} + c_g^{SD} \cdot v_{g,t}) \quad (28)$$

Το κόστος δέσμευσης των μονάδων θα εισαχθεί στην αντικειμενική συνάρτηση ως παράγοντας κόστους, αθροιστικά με το λειτουργικό κόστος (άθροισμα κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου και κόστους παραγωγής). Το συνολικό, προς ελαχιστοποίηση κόστος του προβλήματος θα έχει, πλέον, τη μορφή της εξίσωσης (29).

$$\begin{aligned} Cost^{Total} &= C^{OC} + C^{UC} = \\ &= Cost^{Lost\ Load} + Cost^{Generation} + Cost^{Unit\ Commitment} \end{aligned} \quad (29)$$

Συμπεριληπτικά των όσων αναφέρθηκαν έως τώρα στην παράγραφο 3.4.1, η μαθηματική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης της προσομοίωσης του τρίτου σεναρίου θα έχει την μορφή που φαίνεται στην εξίσωση (30). Όπως θα αναλυθεί και στη συνέχεια, η κανονικοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης θα χρειαστεί να επικαιροποιηθεί, εφόσον πλέον εντάχθηκε σε αυτή και το κόστος δέσμευσης των μονάδων παραγωγής.

$$\min_{Cost^{OC}, Cost^{UC}, R_{FIRE}} \left\{ (1 - a) \cdot \frac{Cost^{Total}_a}{Cost^{Total}_{max}} + a \cdot \frac{R_{FIRE}_a}{R_{FIRE_{max}}} \right\}, \quad (30)$$

$, a \in [0,1]$

Η ένταξη στο πρόβλημα, όμως, του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής επιβάλλει την προσθήκη κάποιων επιπρόσθετων λειτουργικών τεχνικών περιορισμών,

οι οποίοι θα αυξήσουν αρκετά την πολυπλοκότητα του προβλήματος ελαχιστοποίησης, καθώς και τον χρόνο επίλυσής του.

### Προσθήκη περιορισμών μονάδων παραγωγής

Οι τεχνικοί περιορισμοί που συνδέονται με το κόστος δέσμευσης των μονάδων παραγωγής [52] παρουσιάζονται και περιγράφονται παρακάτω, από την ανισότητα (31) έως την εξίσωση (35).

$$y_{g,t} + v_{g,t} \leq 1 \quad \forall g \in G, \quad \forall t \in T \quad (31)$$

Η ανισότητα (31) διασφαλίζει καταρχάς ότι μια γεννήτρια  $g$  σε μια χρονική στιγμή  $t$  δεν μπορεί να βρίσκεται ταυτόχρονα σε εκκίνηση και τερματισμό λειτουργίας. Δηλαδή, το  $y_{g,t}$  και το  $v_{g,t}$  δεν μπορούν να πάρουν ταυτόχρονα την τιμή 1. Ωστόσο, οι δύο αυτές μεταβλητές απόφασης δύναται να πάρουν ταυτόχρονα την τιμή 0. Αυτή η περίπτωση σημαίνει ότι η εν λόγω γεννήτρια δεν άλλαξε κατάσταση λειτουργίας από την χρονική στιγμή  $t - 1$  στην  $t$  (παρέμεινε είτε ενεργή είτε απενεργοποιημένη).

$$y_{g,t} - v_{g,t} = z_{g,t} - z_{g,t-1} \quad \forall g \in G, \quad \forall t \in T \quad (32)$$

Η εξίσωση (32) συνδέει τις μεταβλητές απόφασης εκκίνησης / τερματισμού λειτουργίας με τις μεταβλητές απόφασης της κατάστασης λειτουργίας μιας γεννήτριας  $g$  την χρονική στιγμή  $t$ . Συγκεκριμένα, αν μια γεννήτρια που βρίσκεται εκτός λειτουργίας, μια χρονική στιγμή  $t - 1$ , αλλάξει κατάσταση σε ενεργή την χρονική στιγμή  $t$ , η μεταβλητή εκκίνησης λειτουργίας  $y_g$  για την χρονική στιγμή  $t$  θα πάρει τιμή 1. Εάν όμως, την χρονική στιγμή  $t + 1$  η συγκεκριμένη γεννήτρια παραμείνει σε λειτουργία, συνυπολογίζοντας και την ανισότητα (31), τα  $y_{g,t}$  και  $v_{g,t}$  θα έχουν ταυτόχρονα τιμή 0, υποδηλώνοντας ότι η κατάσταση λειτουργίας της δεν άλλαξε. Η ίδια ανάλυση ισχύει και για την αντίστροφη περίπτωση, όπου μια γεννήτρια  $g$  την χρονική στιγμή  $t$  βρίσκεται σε λειτουργία. Την χρονική στιγμή  $t = 1$ , η εξίσωση (32) παίρνει την μορφή της εξίσωσης (33).

$$y_{g,t=1} - v_{g,t=1} = z_{g,t=1} - z_{g,t=0} \quad \forall g \in G \quad (33)$$

Η περιγραφή της εξίσωσης είναι η ακριβώς η ίδια με την (32), με μοναδική διαφορά ότι αντί για  $z_{g,t-1}$ , πλέον, λαμβάνεται υπόψη η κατάσταση λειτουργίας της γεννήτριας  $g$  την πρώτη χρονική στιγμή  $t_0$ .

$$\sum_{q=t-UT_g+1}^t y_{g,q} = z_{g,t} \quad \forall g \in G, \quad t \in [\bar{L}_g, T] \quad (34)$$

$$\sum_{q=t-DT_g+1}^t v_{g,q} = 1 - z_{g,t} \quad \forall g \in G, \quad t \in [L_g, T] \quad (35)$$

Οι εξισώσεις (34) και (35) εξασφαλίζουν τον ελάχιστο απαιτούμενο χρόνο λειτουργίας (Minimum up time) / μη λειτουργίας (Minimum down time) των γεννητριών, όταν αυτές τεθούν εντός ή εκτός λειτουργίας αντίστοιχα. Για παράδειγμα, από την στιγμή που μια γεννήτρια τεθεί σε λειτουργία, πρέπει να παραμείνει σε αυτή τη κατάσταση τουλάχιστον για τον ελάχιστο απαιτούμενο χρόνο λειτουργίας της. Για τον ελάχιστο αριθμό των περιόδων που μια γεννήτρια πρέπει να μείνει ενεργή / απενεργοποιημένη, γνωρίζουμε, από την παράγραφο 2.3, ότι:

Εάν  $\bar{L}_g \neq 0$ , τότε  $L_g = 0$ . Εάν  $L_g \neq 0$ , τότε  $\bar{L}_g = 0$

Όπως θα αναλυθεί και στη συνέχεια, για την χρονική στιγμή  $t_0$  θεωρούμε ότι οι γεννήτριες έχουν παραμείνει σε λειτουργία / εκτός λειτουργίας (Minimum up / down time  $t_0$ ) για επαρκή χρόνο, έτσι ώστε να μπορούν να αλλάξουν κατάσταση άμεσα. Για μια ήδη ενεργή γεννήτρια, για τη χρονική στιγμή  $t_0$  θεωρούμε ότι ο χρόνος που έχει παραμείνει σταθερά σε λειτουργία είναι άπειρος, και άρα η γεννήτρια έχει περάσει επαρκή χρόνο σε λειτουργία, ενώ ο χρόνος εκτός λειτουργίας της θεωρείται 0, το οποίο σημαίνει ότι η γεννήτρια είναι σε θέση να αλλάξει άμεσα κατάσταση, από ενεργή σε κλειστή, ενώ το ακριβώς αντίστροφο ισχύει για την περίπτωση που η γεννήτρια είναι αρχικά κλειστή, εννοώντας ότι έχει υπάρξει απενεργοποιημένη για επαρκή χρόνο και δύναται να ενεργοποιηθεί άμεσα. Μια γεννήτρια, την πρώτη φορά που θα ενεργοποιηθεί, δύναται να αποκτήσει παραγωγή ίση με την μέγιστη ικανότητα αύξησής της, μέσα στο διάστημα μιας ώρας.

### Δεδομένα μονάδων παραγωγής

Ο Πίνακας 18 παρουσιάζει συνοπτικά τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των μονάδων παραγωγής για το τρίτο σενάριο.

Μονάδα	Τεχνικό Μέγιστο (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο (MW)	Ramp Up (MW)	Ramp Down (MW)	Start-Up Cost (\$)	Shut-Down Cost (\$)	Generation Cost (\$)	Min Up (h)	Min Down (h)	Min Up $t_0$	Min Down $t_0$	Παραγωγή $t_0$ (MW)	Αρχική Κατάσταση $t_0$
G1	40	16	40	40	180	36	19,7	1	1	0	$\infty$	0	0
G2	152	30,4	120	120	1430,4	286,08	13,32	8	4	$\infty$	0	76	1
G3	40	16	40	40	180	36	19,7	1	1	0	$\infty$	0	0
G4	152	30,4	120	120	1430,4	286,08	13,32	8	4	$\infty$	0	76	1
G5	350	75	350	350	1725	345	20,7	8	8	0	$\infty$	0	0
G6	591	206,85	240	240	3056,7	611,34	20,93	12	10	0	$\infty$	0	0
G7	60	12	60	60	437	87,4	26,11	4	2	0	$\infty$	0	0
G8	155	54,25	155	155	312	62,4	10,52	8	8	0	$\infty$	0	0
G9	155	54,25	155	155	312	62,4	10,52	8	8	$\infty$	0	124	1
G10	400	100	280	280	2000	400	6,02	1	1	$\infty$	0	240	1
G11	400	100	280	280	2000	400	5,47	1	1	$\infty$	0	240	1
G12	300	300	300	300	4200	840	0	0	0	$\infty$	0	240	1
G13	310	108,5	180	180	624	124,8	10,52	8	8	$\infty$	0	248	1
G14	350	140	240	240	2298	459,6	10,89	8	8	$\infty$	0	280	1

Πίνακας 18. Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των μονάδων παραγωγής του τρίτου σεναρίου

### Κανονικοποίηση αντικειμενικής συνάρτησης

Όπως αναλύθηκε, στην αντικειμενική συνάρτηση του τρίτου σεναρίου εντάχθηκε το κόστος δέσμευσης των μονάδων παραγωγής, ως μέρος του συνολικού κόστους του προβλήματος. Η καινούργια αυτή προσθήκη μας υποχρεώνει να επικαιροποιήσουμε την κανονικοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, η οποία θα έχει τη μαθηματική μορφή της (30).

$$\min_{Cost^{OC}, Cost^{UC}, R_{FIRE}} \left\{ (1 - a) \cdot \frac{Cost^{Total}_a}{Cost^{Total}_{max}} + a \cdot \frac{R_{FIRE_a}}{R_{FIRE_{max}}} \right\} \quad (30)$$

$$a \in [0,1]$$

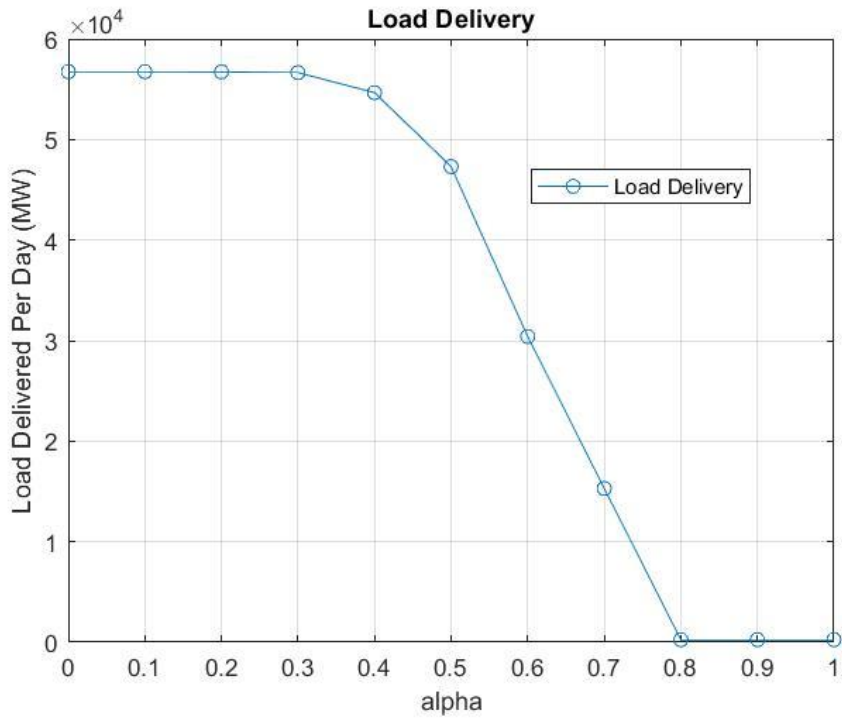
*subject to:*

*equations (10) – (24) , (31) – (35)*

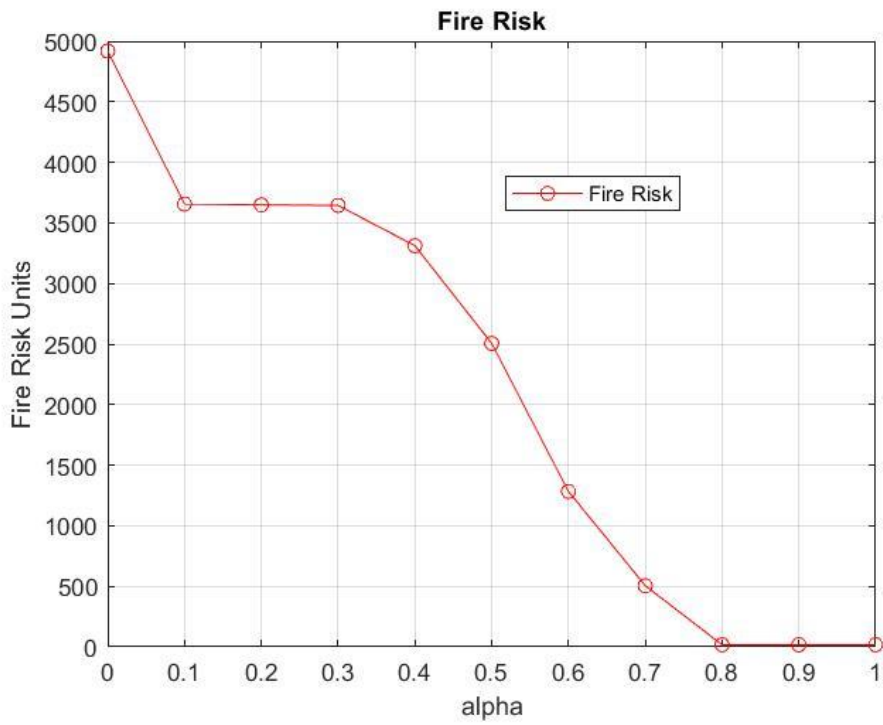
Με την ίδια λογική που ακολουθήθηκε στην παράγραφο 2.7, η (30) θα επιλυθεί αρχικά χωρίς παρανομαστές, ώστε να εντοπισθούν οι μέγιστες τιμές του συνολικού ημερήσιου κόστους και του συνολικού ημερήσιου κινδύνου εκκίνησης πυρκαγιάς. Οι τιμές αυτές υπολογίζονται  $Cost^{Total}_{max} = 283,515$  εκατομμύρια \$ και  $R_{FIRE_{max}} = 4919$ . Συνεπώς, μπορούμε, πλέον, να προχωρήσουμε στην ανάλυση του μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto.

### **3.4.2 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων εξυπηρέτησης φορτίου και κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς κατά Pareto**

Σε αυτό το σημείο, έχοντας εφαρμόσει τη μέθοδο, είμαστε σε θέση να εξετάσουμε ποιοτικά τα αποτελέσματα για το τρίτο σενάριο ιδιαίτερα υψηλού κινδύνου, με προσθήκη του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής, που περιγράφηκε στην παράγραφο 3.4.1. Παρακάτω αποτυπώνονται τα Γραφήματα των μετώπων βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την συνολική ημερήσια εξυπηρέτηση φορτίου και τον συνολικό κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς, για κάθε τιμή της βαρύτητας εξισορρόπησης, στα Γραφήματα 16 και 17 αντίστοιχα.



Γράφημα 16. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto της εξυπηρέτησης φορτίου για το τρίτο σενάριο



Γράφημα 17. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το τρίτο σενάριο



Παρατηρείται, ότι στις περιπτώσεις business as usual και  $\alpha = 0,1$  έχουμε την ίδια κάλυψη φορτίου με τα προηγούμενα σενάρια. Η καμπύλη εξυπηρέτησης φορτίου στο τρίτο σενάριο φθίνει με μικρότερο ρυθμό από ότι στο δεύτερο σενάριο, που έχει τον ίδιο χάρτη γεωγραφικού κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς και αυτό δικαιολογείται, καθώς στο τρίτο σενάριο, με την εισαγωγή των περιορισμών ελάχιστου απαιτούμενου χρόνου λειτουργίας και μη λειτουργίας, η απενεργοποίηση των μονάδων για μικρό χρονικό διάστημα δεν είναι δυνατή. Συνεπώς, στο τρίτο σενάριο έχουμε μεγαλύτερη κάλυψη φορτίου, συγκριτικά με το δεύτερο σενάριο. Ο κίνδυνος εκκίνησης πυρκαγιάς στην business as usual περίπτωση είναι 4919, λίγο μικρότερος από τον αντίστοιχο στο δεύτερο σενάριο και αυτό εξηγείται, καθώς, με την προσθήκη των περιορισμών της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων, δίνεται εντολή να καλυφθεί -στο μέτρο του εφικτού- η ζήτηση φορτίου από τις ήδη ενεργές (την χρονική στιγμή  $t_0$ ) μονάδες, καθώς, αν αυτές απενεργοποιηθούν, θα χρειαστεί να μείνουν εκτός λειτουργίας για αρκετές χρονικές περιόδους  $t$ , δυσκολεύοντας την επίτευξη του βασικού στόχου που είναι η εξυπηρέτηση της ζήτησης φορτίου. Ωστόσο, για μεγαλύτερες τιμές του  $\alpha$ , στη προσπάθεια να αποφευχθεί η απενεργοποίηση μονάδων, λόγω των περιορισμών, επόμενο είναι να παρατηρείται μεγαλύτερος κίνδυνος εκδήλωσης πυρκαγιάς στο τρίτο σενάριο. Ο Πίνακας 19 που ακολουθεί, αποτυπώνει αναλυτικά την ημερήσια περικοπή φορτίου και την μείωση του συνολικού κινδύνου εκκίνησης πυρκαγιάς για κάθε τιμή του βάρους εξισορρόπησης.

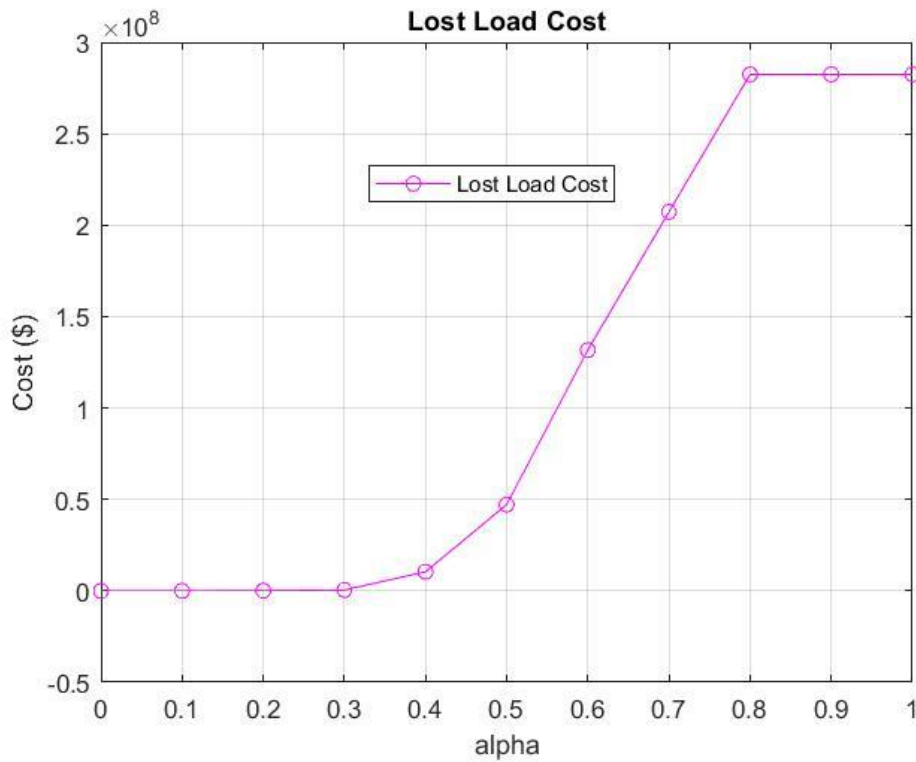
Σημείο Μετώπου Pareto	Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης $\alpha$	Ημερήσια Εξυπηρέτηση Φορτίου (MW)	Ημερήσια Περικοπή Φορτίου (MW)	Μονάδες Ημερήσιου Κινδύνου Πυρκαγιάς	Μείωση Ημερήσιου Κινδύνου Πυρκαγιάς (%)
1	0	56741,5	-	4919,00	-
2	0,1	56740,5	1	3655,96	25,68
3	0,2	56724,7	16,8	3648,69	25,82
4	0,3	56651,8	89,7	3644,13	25,92
5	0,4	54656,6	2084,9	3311,87	32,67
6	0,5	47306,7	9434,8	2504,98	49,08
7	0,6	30404,4	26337,1	1282,94	73,92
8	0,7	15295,6	41445,9	504,80	89,74
9	0,8	0	56741,5	0	100
10	0,9	0	56741,5	0	100
11	1	0	56741,5	0	100

Πίνακας 19. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξισορρόπηση φορτίου και τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς του τρίτου σεναρίου

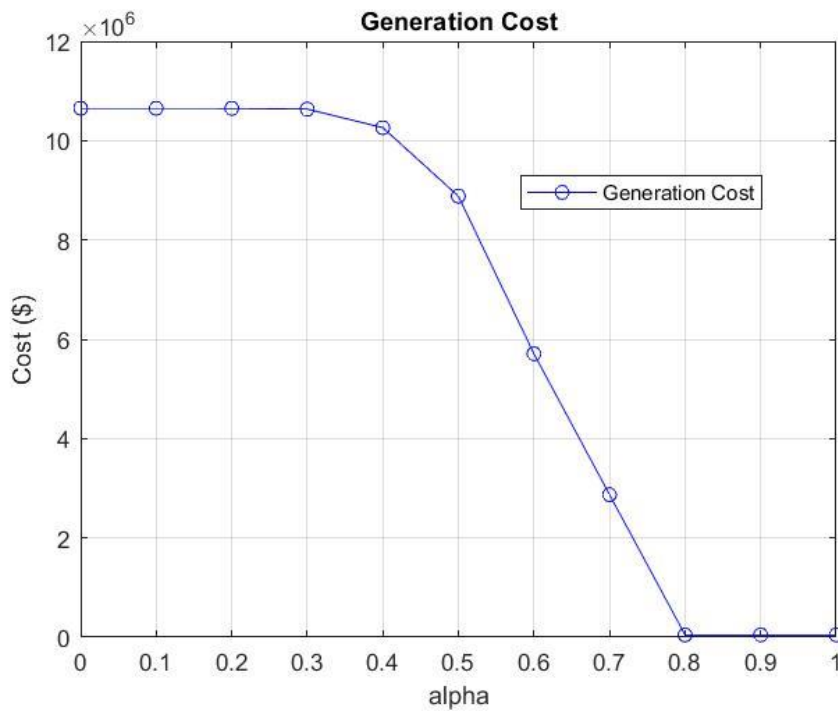
Παρατηρούμε ότι για ημερήσια περικοπή φορτίου 1 MW (γίνεται στο φορτίο D16 που έχει το μεγαλύτερο επίπεδο επικινδυνότητας, στις 21:00-22:00) μπορούμε να επιτύχουμε 25,68% μείωση ημερήσιου κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς, για  $\alpha = 0,1$ . Στο  $\alpha = 0,2$  παρατηρούμε ότι με περικοπή 16,8 MW έχουμε 25,82% μείωση κινδύνου. Όπως αναφέρθηκε, με την προσθήκη της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής, αυξήθηκε πολύ η πολυπλοκότητα του προβλήματος, γεγονός που οφείλεται κυρίως στην προσθήκη των καινούργιων δυαδικών μεταβλητών απόφασης, οι οποίες συσχετίζονται με τις ήδη υπάρχουσες. Για το λόγο αυτό, ο συνολικός χρόνος επίλυσης του προβλήματος προσέγγισε τις 24 ώρες, με το περιθώριο σφάλματος να κυμαίνεται ανάλογα με την τιμή του  $\alpha$ . Η πιο χρονοβόρα επίλυση αποδείχθηκε η περίπτωση  $\alpha = 0,3$ , όπου εμφανίστηκε περιθώριο σφάλματος 1,4%, ενώ για τις υπόλοιπες τιμές του  $\alpha$ , αυτό κυμάνθηκε ανάμεσα σε τιμές κάτω του 1% και του  $10^{-6}$  %.

### **3.4.3 Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κόστους κατά Pareto**

Σε αυτό το σημείο θα εξεταστούν ποιοτικά τα αποτελέσματα για το συνολικό κόστος του τρίτου σεναρίου, καθώς και τις συνιστώσες του, μετά την προσθήκη της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής. Παρακάτω αποτυπώνονται τα Γραφήματα των μετώπων βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για το κόστος μη εξυπηρετούμενου φορτίου και το κόστος παραγωγής, για κάθε τιμή της βαρύτητας εξισορρόπησης, στα Γραφήματα 18 και 19 αντίστοιχα.

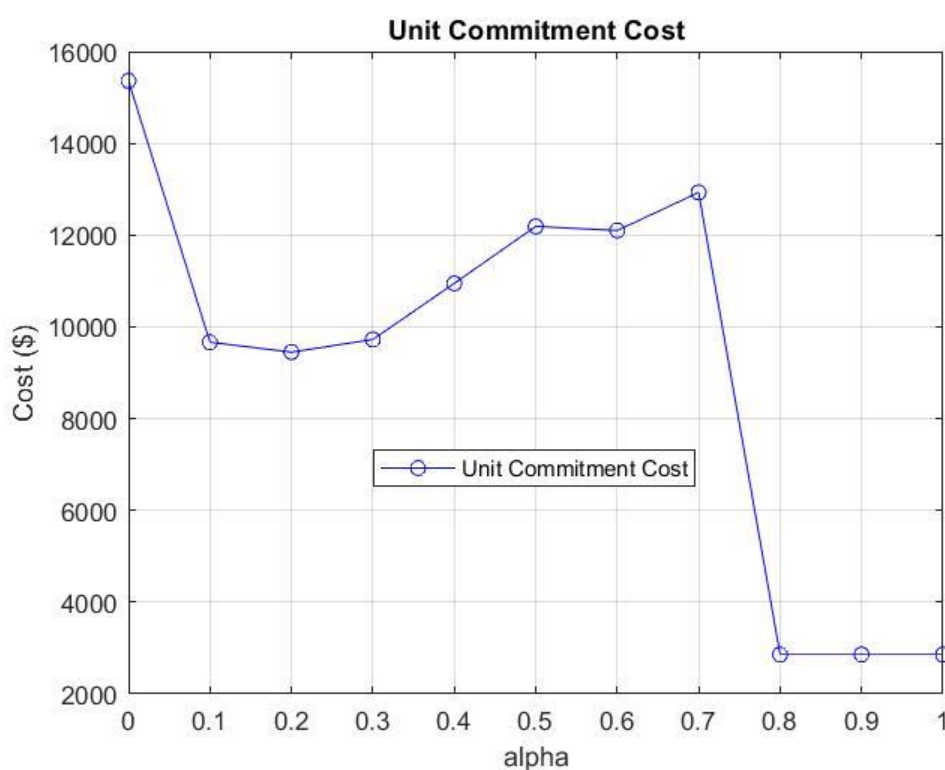


Γράφημα 18. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για το τρίτο σενάριο

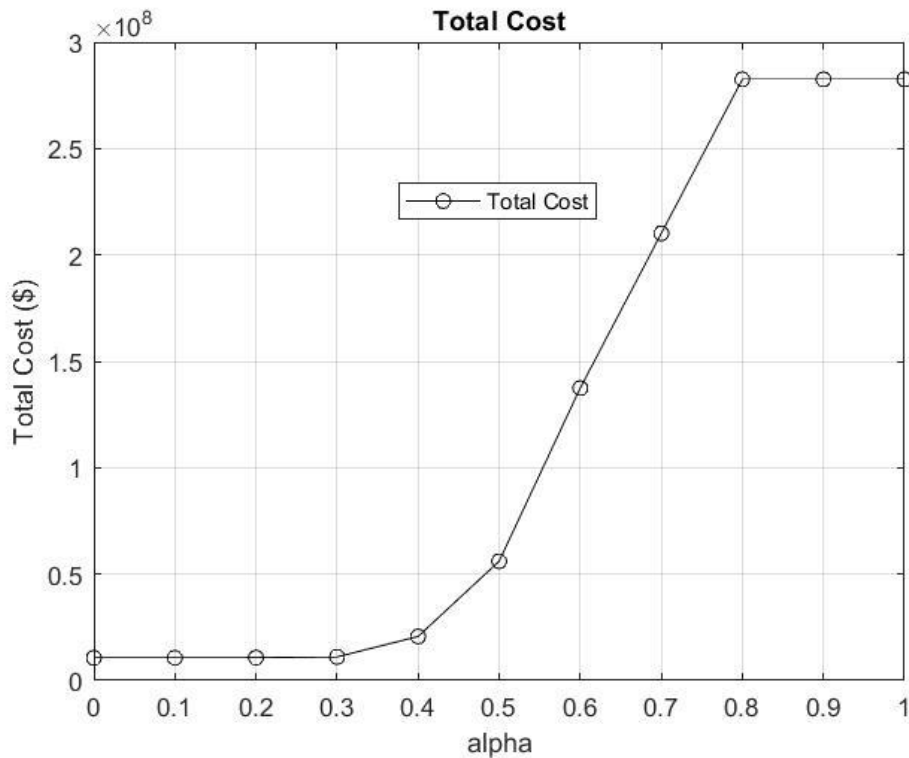


Γράφημα 19. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους παραγωγής για το τρίτο σενάριο

Παρατηρείται ότι το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου αυξάνεται με μικρότερο ρυθμό στο τρίτο σενάριο, σε σχέση με το δεύτερο. Η παρατήρηση αυτή ήταν αναμενόμενη, καθώς, το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου αποτελεί συνώνυμη έκφραση της εξυπηρέτησης φορτίου και παρατηρήθηκε ότι στο τρίτο σενάριο έχουμε μικρότερη περικοπή φορτίου. Ωστόσο, στο τρίτο σενάριο παρατηρείται μεγαλύτερο κόστος παραγωγής. Στη συνέχεια, αποτυπώνονται οι γραφικές παραστάσεις του κόστους δέσμευσης των μονάδων, στο Γράφημα 20 και εν τέλει του συνολικού κόστους, ως άθροισμα των παραπάνω συνιστωσών, στο Γράφημα 21.



Γράφημα 20. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής για το τρίτο σενάριο



Γράφημα 21. Μέτωπο βέλτιστων λύσεων κατά Pareto του συνολικού κόστους για το τρίτο σενάριο

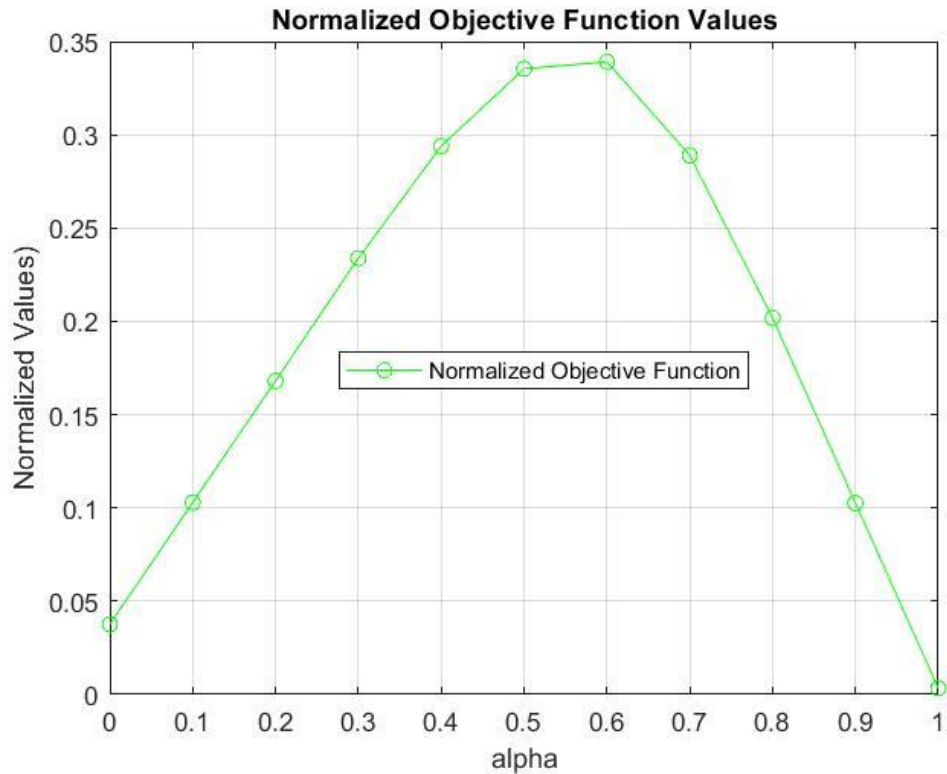
Το κόστος δέσμευσης των μονάδων σημειώνει την μέγιστη τιμή του στην business as usual περίπτωση και υπολογίζεται στα 15,362 χιλιάδες \$, καθώς, σε αυτή την περίπτωση έχουμε τις περισσότερες εκκινήσεις λειτουργίας γεννητριών, ώστε να καλυφθεί πλήρως ζήτηση φορτίου. Στη συνέχεια, το συγκεκριμένο κόστος μειώνεται, καθώς αυξάνεται η περικοπή φορτίου, συνεπώς σημειώνονται λιγότερες καινούργιες εκκινήσεις και τερματισμοί λειτουργίας στις γεννήτριες. Το κόστος δέσμευσης κατά βάση αυξάνεται στις υψηλές τιμές και στο  $\alpha = 0,7$  εμφανίζει τοπικά μέγιστη τιμή, στα 12,930 χιλιάδες \$, σημειώνοντας τους περισσότερους τερματισμούς λειτουργίας στο μέτωπο Pareto. Από την τιμή  $\alpha = 0,8$  έως το  $\alpha = 1$  το κόστος δέσμευσης εμφανίζει σταθερή (ελάχιστη) τιμή στα 2,859 χιλιάδες \$, η οποία εμφανίζεται λόγω των (άμεσων) απενεργοποιήσεων των γεννητριών που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία την χρονική στιγμή  $t_0$ . Σε γενικές γραμμές, η καμπύλη συνολικού κόστους ενσωματώνει τις παραπάνω παρατηρήσεις, ως άθροισμα των τριών συνιστωσών κόστους του προβλήματος. Οι τιμές της καθορίζονται κυρίως από το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου (τάξη μεγέθους  $10^8$ ), σε μικρότερο βαθμό επηρεάζονται από το κόστος παραγωγής (τάξη μεγέθους  $10^7$ ) και ολοκληρώνονται με το άθροισμα των τιμών του κόστους δέσμευσης των μονάδων (τάξη μεγέθους  $10^4$ ). Η παραπάνω ανάλυση αποτυπώνεται στον Πίνακα 20.

Σημείο Μετώπου Pareto	Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <i>alpha</i>	Κόστος Δέσμευσης Μονάδων (εκατ. \$)	Κόστος Παραγωγής (εκατ. \$)	Κόστος Μη Εξυπηρετούμενου Φορτίου (εκατ. \$)	Συνολικό Κόστος (εκατ. \$)
1	0	0,0154	10,652	0	10,667
2	0,1	0,0097	10,651	0,005	10,666
3	0,2	0,0094	10,648	0,084	10,742
4	0,3	0,0097	10,635	0,449	11,093
5	0,4	0,0109	10,260	10,425	20,696
6	0,5	0,0122	8,880	47,174	56,069
7	0,6	0,0121	5,708	131,169	137,405
8	0,7	0,0129	2,871	207,230	210,011
9	0,8	0,0029	0	283,708	283,708
10	0,9	0,0029	0	283,708	283,708
11	1	0,0029	0	283,708	283,708

Πίνακας 20. Αποτελέσματα μετώπου βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για τα μεγέθη κόστους του τρίτου σεναρίου

#### 3.4.4 Μέτωπο βέλτιστων τιμών της αντικειμενικής συνάρτησης κατά Pareto

Στο Γράφημα 22 που ακολουθεί, παρατηρούμε την καμπύλη των τιμών που παίρνει η κανονικοποιημένη αντικειμενική συνάρτηση, για το τρίτο σενάριο, για κάθε μια τιμή βαρύτητας του παράγοντα εξισορρόπησης *alpha*.



Γράφημα 22. Καμπύλη βέλτιστων τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης για το τρίτο σενάριο

Κατά το αρχικό μας σημείο ( $alpha = 0$ ) παρατηρείται *Objective Value* = 0,0376, που αναφέρεται στην business as usual περίπτωση, με την προσθήκη της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής και παρατηρείται διαρκής αύξηση των τιμών της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης μέχρι να φτάσουμε στο σημείο  $alpha = 0,6$ , όπου και παρουσιάζεται η μέγιστη τιμή της, *Objective Value* = 0,3391. Μετά από το σημείο αυτό, δίνεται μεγαλύτερη βαρύτητα στο να περιοριστεί ακόμα πιο δραστικά ο κίνδυνος ανάφλεξης στα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου, και συνεπώς η μέθοδός μας δίνει εντολή απενεργοποίησής τους, ενώ, ταυτόχρονα, ο συντελεστής του συνολικού κόστους  $1 - alpha$  τείνει προς το μηδέν, οπότε αναμένεται συνεχής μείωση της αριθμητικής τιμής της κανονικοποιημένης αντικειμενικής συνάρτησης, μέχρι αυτή να μηδενιστεί.

### 3.4.5 Βέλτιστος ημερήσιος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου

Στο τρίτο σενάριο αλλάζει η business as usual περίπτωση, σε σχέση με τα προηγούμενα δύο, καθώς έχει προσμετρηθεί στα αποτελέσματα η ελαχιστοποίηση του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής. Για  $\alpha = 0$  παρατηρείται και οι 24 ζυγοί του δικτύου παραμένουν ενεργοί, όλο το εικοσιτετράωρο, καθώς δεν επιδιώκεται η μείωση του κινδύνου πρόκλησης πυρκαγιάς. Με την προσθήκη των τεχνικών περιορισμών της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης, οι μονάδες παραγωγής τείνουν να διατηρήσουν την κατάσταση λειτουργίας τους και να καλυφθούν οι απαιτήσεις φορτίου από τις μονάδες που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία. Στα αποτελέσματα αυτό φαίνεται από το γεγονός ότι οι μονάδες G4, G5, G6, G11-G14 μένουν ενεργές καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας και όσες μονάδες βγαίνουν εκτός λειτουργίας, εν γένει, διατηρούν αυτή την κατάσταση (G1, G3, G9). Οι εκκινήσεις και οι τερματισμοί λειτουργίας των μονάδων ελαχιστοποιούνται και συμβαίνουν μόνο όταν η ζήτηση φορτίου είναι μεγάλη και δεν καλύπτεται από τις ήδη υπάρχουσες. Αυτό συμβαίνει κυρίως στη 1:00, που είναι η πρώτη ώρα ανάλυσης, και στις 7:00 και 8:00 που η ζήτηση έχει αρχίσει να αυξάνεται σημαντικά (η ζήτηση φορτίου στις 6:00 είναι 1710 MW και στις 7:00 είναι 2109 MW), εκκινούν τη λειτουργία τους οι G8, G10 και G2, G11 αντίστοιχα. Η G8 λειτουργεί στο τεχνικό της ελάχιστο (54,25 MW), ενώ και οι υπόλοιπες τρεις γεννήτριες διατηρούν σχετικά χαμηλά επίπεδα παραγωγής. Καθώς αποφεύγεται, στο μέτρο του δυνατού, να απενεργοποιηθεί κάποια από τις ενεργές γεννήτριες, οι υπάρχουσες ανεβάζουν την παραγωγή τους όσο πλησιάζουμε προς την ώρα αιχμής 18:00. Επί αυτού, χαρακτηριστική είναι η παρατήρηση ότι στις 18:00 υπάρχουν 11 γεννήτριες σε λειτουργία, εκ των οποίων οι 9 παράγουν στο τεχνικό τους μέγιστο. Μετά τις ώρες αιχμής, κάποιες γεννήτριες πρέπει να τεθούν εκτός λειτουργίας, για να αποφευχθεί η αύξηση του (μεγαλύτερου από το κόστος δέσμευσης των μονάδων) κόστους παραγωγής και καθώς η ζήτηση φορτίου μειώνεται. Χαρακτηριστική παρατήρηση αποτελεί ότι, σε χρονικό διάστημα 4 ωρών (20:00-24:00) έχουμε 6 τερματισμούς λειτουργίας μονάδων, την στιγμή που τις υπόλοιπες 20 ώρες της ημέρας είχαμε επίσης 6 τερματισμούς λειτουργίας. Με το δεδομένο ότι δεν επιδιώκεται, στο  $\alpha = 0$ , η μείωση του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς, οι γραμμές μεταφοράς και οι ροές ισχύος τους δεν παρουσιάζουν μεγάλο ενδιαφέρον, καθώς μεταφέρουν την ισχύ των γεννητριών προς κάλυψη των φορτίων χωρίς περιορισμούς κινδύνου. Όπως γνωρίζουμε, σε αυτή την περίπτωση δεν υπάρχει αποκοπή φορτίου.

Στην περίπτωση  $\alpha = 0,4$  σημειώνεται περικοπή 2084,9 MW φορτίου και έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον να εξεταστούν τα αποτελέσματα του βέλτιστου χρονικού προγραμματισμού λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, κυρίως ως προς την προσθήκη της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής, αλλά και ως προς τα 4 διαφορετικά επίπεδα κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς στο δίκτυο. Κατά τη διάρκεια της ημέρας παρατηρούνται 448 ενεργοί ζυγοί. Από τις παραγράφους 3.2 και 3.3 σημειώθηκε ότι, υπό κανονικές συνθήκες, τα μεγάλα φορτία συνήθως εξυπηρετούνται κατά προτεραιότητα. Η μεγαλύτερη περικοπή γίνεται στα φορτία D16 (κυρίως) και D3 (λιγότερο), ενώ περικοπή ισχύος



υφίστανται και τα φορτία D1, D2 και D7. Το D16 αποτελεί το μικρότερο φορτίο του βορειοδυτικού υπό-τμήματος του δικτύου, το οποίο βρίσκεται σε κατάσταση συναγερμού ως προς την πιθανότητα εκδήλωσης πυρκαγιάς, οπότε το γεγονός ότι υφίσταται περικοπή φορτίου είναι λογικό. Τα D1, D2 αποτελούν τα μικρότερα φορτία ολόκληρου του δικτύου. Το D3 είναι το μεγαλύτερο φορτίο της νοτιοδυτικής περιοχής του δικτύου με πολύ υψηλό γεωγραφικό κίνδυνο, αλλά αφενός ο ζυγός του δεν συνδέεται με γεννήτρια, αφετέρου οι γεννήτριες της υπό-περιοχής του δεν έχουν μεγάλες δυνατότητες παραγωγής (και φέρουν υψηλό κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς), συνεπώς θα πρέπει να τροφοδοτηθεί από την γραμμή μεταφοράς L7, η οποία ανήκει στο βορειοδυτικό τμήμα του δικτύου, στο οποίο υπάρχει κατάσταση συναγερμού ως προς την επικινδυνότητα εκδήλωσης πυρκαγιάς. Παρατηρώντας τα αποτελέσματα, η L7 βρίσκεται εκτός λειτουργίας ολόκληρο το εικοσιτετράωρο, λόγω του πάρα πολύ υψηλού κινδύνου εκκίνησης πυρκαγιάς. Η δεύτερη γραμμή που συνδέεται με τον ζυγό B3 είναι η L2, η οποία είναι σε λειτουργία μόνο κατά την πρώτη ώρα της ανάλυσης. Συνεπώς, εξετάζοντας τα αποτελέσματα των ροών φορτίου, παρατηρείται ότι η τροφοδότηση του D3 γίνεται από την τελευταία γραμμή σύνδεσης, την L6, που μεταφέρει ισχύ από τον B9 στον B3. Ο B9 δεν είναι συνδεδεμένος με γεννήτρια, αλλά επικοινωνεί με το νοτιοανατολικό υπό-τμήμα του δικτύου, που φέρει τον μικρότερο κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς και έχει τα ηλεκτρικά στοιχεία του κατά βάση ενεργά, το μεγαλύτερο μέρος του εικοσιτετράωρου. Κατά την ώρα αιχμής υφίστανται περικοπή τα φορτία D16 και D3, ενώ τις ώρες χαμηλής κατανάλωσης (4:00 και 5:00) καλύπτεται πλήρως η ωριαία ζήτηση. Όσον αφορά στον προγραμματισμό λειτουργίας των γεννητριών, ακολουθείται η ίδια λογική με την business as usual περίπτωση. Οι μονάδες είναι κατά τεκμήριο σταθερά ενεργές μέσα στην μέρα και παράγουν μεγάλες ποσότητες ισχύος. Αυτές είναι οι G2, G4, G6, G10, G11, G13 και G14. Η G10 είναι η μόνη που ανήκει στο πλέον επικίνδυνο, ως προς την πιθανότητα πυρκαγιάς, βορειοδυτικό υπό-τμήμα του δικτύου, αλλά παρά τον κίνδυνο θα πρέπει να παραμείνει ενεργή, καθώς έχει τις υψηλότερες δυνατότητες παραγωγής του συγκεκριμένου υπό-τμήματος του δικτύου. Οι G7 και G9 που ανήκουν στο ίδιο υπό-τμήμα είναι εκτός λειτουργίας ολόκληρο το εικοσιτετράωρο. Κατά την πρώτη χρονική περίοδο της ανάλυσης, στη 1:00, έχουμε 2 εκκινήσεις λειτουργίας γεννητριών. Στις 7:00 που σημειώνεται σημαντική αύξηση της ζήτησης, εντοπίζονται 3 εκκινήσεις λειτουργίας. Όσο πλησιάζουμε την ώρα αιχμής οι γεννήτριες αυξάνουν την παραγωγή τους. Την ώρα αιχμής (18:00), από τις 10 γεννήτριες που βρίσκονται σε λειτουργία, οι 6 παράγουν στο τεχνικό τους μέγιστο. Στη συνέχεια η ζήτηση μειώνεται και σημειώνονται 4 τερματισμοί λειτουργίας γεννητριών από τις 20:00 ως τις 24:00, την στιγμή που την υπόλοιπη μέρα είχαν σημειωθεί 5. Κατά τις ώρες 23:00 και 24:00 δεν σημειώνεται περικοπή φορτίου. Στον Πίνακα 21 αποτυπώνεται ο συνολικός αριθμός των καταστάσεων εκκίνησης και τερματισμού λειτουργίας των μονάδων παραγωγής για κάθε τιμή του βάρους εξισορρόπησης.

Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <i>alpha</i>	Αριθμός Εκκινήσεων Λειτουργίας Μονάδων Παραγωγής	Αριθμός Τερματισμών Λειτουργίας Μονάδων Παραγωγής
0	14	15
0,1	7	8
0,2	6	7
0,3	7	8
0,4	8	9
0,5	8	11
0,6	4	9
0,7	5	13
0,8	0	8
0,9	0	8
1	0	8

Πίνακας 21. Συνολικός αριθμός εκκινήσεων και τερματισμών λειτουργίας των μονάδων παραγωγής για κάθε τιμή του βάρους εξισορρόπησης

Στον Πίνακα 22 που ακολουθεί αποτυπώνεται ο αριθμός των ενεργών καταστάσεων των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου του τρίτου σεναρίου για διάφορες τιμές του βάρους εξισορρόπησης.

Τρίτο Σενάριο					
Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <i>alpha</i>	Ζυγοί	Γενήτριες	Γραμμές Μεταφοράς	Ποσοστό Απενεργοποιημένων Στοιχείων (%)	Περικοπή Φορτίου (MW)
0	576	229	645	-	0
0,1	474	226	358	27,03	1
0,4	448	197	337	32,28	2084,9
0,6	227	100	136	68,07	26337,1

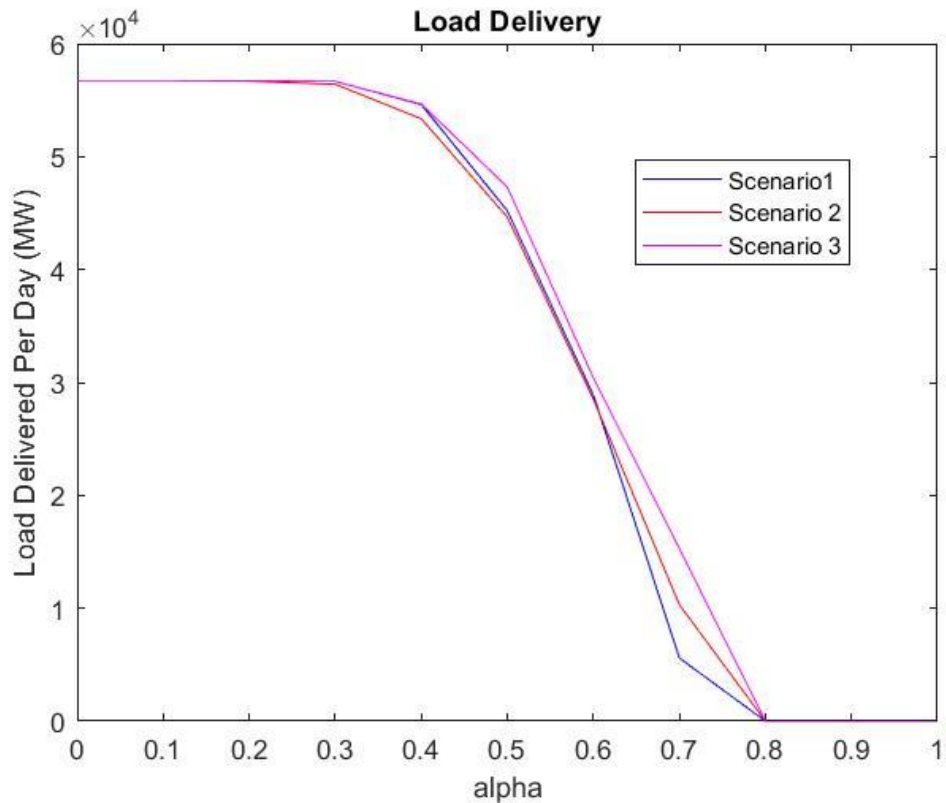
Πίνακας 22. Βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του τρίτου σεναρίου

### 3.5 Σύγκριση σεναρίων και συμπεράσματα

Η προτεινόμενη μέθοδος που αναλύθηκε στο κεφάλαιο 2 εφαρμόστηκε, εν τέλει, σε τρία διαφορετικά σενάρια. Κάθε σενάριο έχει κοινά σημεία με τα υπόλοιπα, αλλά και σημαντικές διαφορές. Το πρώτο και βασικό σενάριο έθεσε διαφορετικά

επίπεδα κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το βόρειο και το νότιο τμήμα του πρότυπου δικτύου 24 ζυγών της IEEE, που χρησιμοποιήθηκε για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων. Στο δεύτερο σενάριο διατηρήθηκαν οι τεχνικοί περιορισμοί του πρώτου, αλλά περιπλέχτηκε ο χάρτης κινδύνου εκκίνησης πυρκαγιάς. Συγκεκριμένα, το δίκτυο «διαιρέθηκε» σε τέσσερα γεωγραφικά υπό-τμήματα, καθένα από τα οποία χαρακτηριζόταν από διαφορετικό επίπεδο κινδύνου, σε ένα εύρος από μέσο κίνδυνο πυρκαγιάς έως κατάσταση συναγερμού. Το τρίτο σενάριο διατήρησε αυτούσιο τον γεωγραφικό χάρτη κινδύνου του δεύτερου σεναρίου, προσθέτοντας στην αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής. Σε αυτή την περίπτωση, το πρόβλημα εμπλουτίστηκε με τους απαραίτητους επιπρόσθετους τεχνικούς περιορισμούς, αλλά και με καινούργια δεδομένα εισόδου. Κοινός στόχος των τριών σεναρίων ήταν η εξισορρόπηση μεταξύ κινδύνου πυρκαγιάς και αποκοπής φορτίου, μέσω της βέλτιστης απενεργοποίησης κρίσιμων ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου. Σε αυτό το σημείο θα συγκριθούν τα τρία αυτά σενάρια και θα εξαχθούν τα τελικά συμπεράσματα που προκύπτουν από την σύγκρισή τους, ενσωματώνοντας παράλληλα και τις πιο βασικές εκ των παρατηρήσεων που σημειώθηκαν στις παραγράφους 3.2, 3.3 και 3.4.

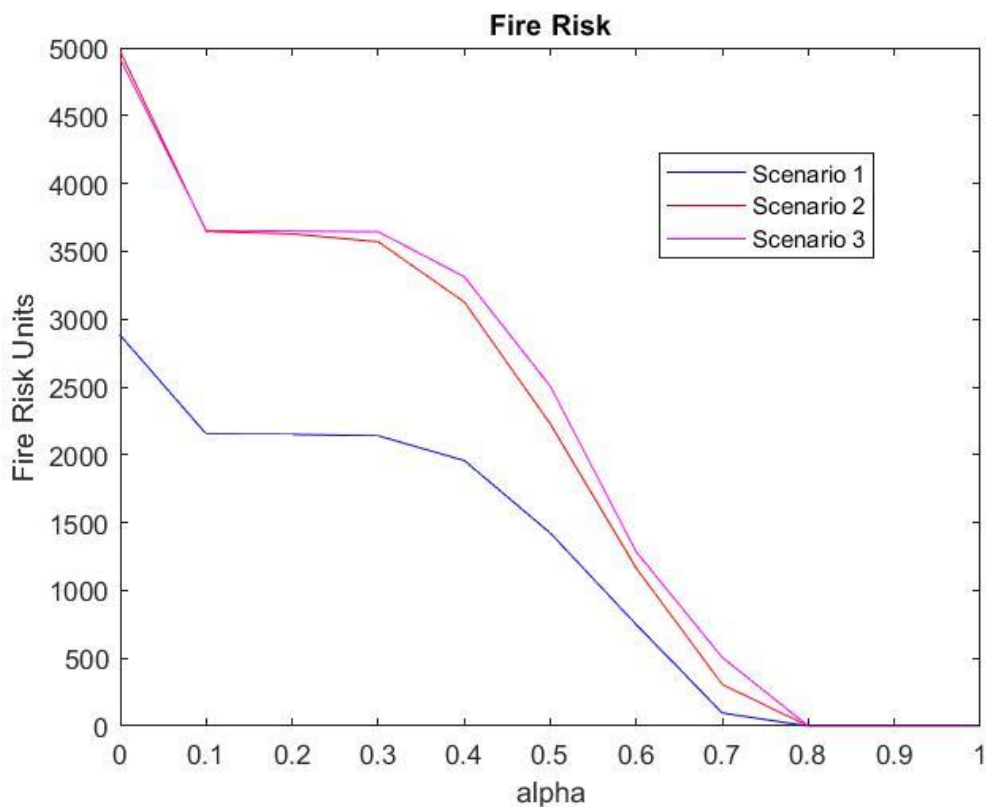
Αρχικά, θα συγκριθούν τα αποτελέσματα των τριών σεναρίων για την εξυπηρέτηση της ζήτησης φορτίου. Το Γράφημα 23 παρουσιάζει τις καμπύλες των μετώπων βέλτιστων λύσεων κατά Pareto των τριών σεναρίων για την συνολική ημερήσια εξυπηρέτηση φορτίου.



Γράφημα 23. Καμπύλες συνολικής ημερήσιας εξυπηρέτησης φορτίου για τα τρία σενάρια

Αρχικά, γνωρίζουμε ότι στη business as usual περίπτωση ( $alpha = 0$ ) καλύπτεται πλήρως η ημερήσια ζήτηση φορτίου ( $56741,5 MW$ ) και στα τρία σενάρια, καθώς ο κίνδυνος εκδήλωσης πυρκαγιάς δεν λαμβάνεται υπόψη. Στην περίπτωση  $alpha = 0,1$  σημειώνεται αποκοπή  $1 MW$  και στα τρία σενάρια. Από το σημείο  $alpha = 0,2$  οι καμπύλες των τριών σεναρίων διαφοροποιούνται μεταξύ τους. Στο συγκεκριμένο σημείο, το πρώτο σενάριο εξυπηρετεί μεγαλύτερο ποσοστό της ζήτησης από τα υπόλοιπα δύο ( $56728,1 MW$  έναντι  $56693,1 MW$  του δεύτερου σεναρίου και  $56724,7 MW$  του τρίτου). Όπως σημειώθηκε στην παράγραφο 3.4, στο τρίτο σενάριο οι μονάδες παραγωγής αποφεύγουν τις άσκοπες εκκινήσεις και τους τερματισμούς λειτουργίας, καθώς λαμβάνονται υπόψη οι τεχνικοί περιορισμοί της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης τους. Έτσι, παρατηρείται σταδιακή απενεργοποίηση των μονάδων, όσο οι τιμές του βάρους εξισορρόπησης αυξάνουν, την ίδια στιγμή που στα υπόλοιπα δύο σενάρια ο κίνδυνος εκκίνησης πυρκαγιάς υποχρεώνει (μεταξύ άλλων στοιχείων) τις μονάδες παραγωγής να τεθούν εκτός λειτουργίας με πιο γρήγορο ρυθμό. Έτσι, παρότι στο πρώτο σενάριο ο κίνδυνος εκκίνησης πυρκαγιάς είναι μικρότερος, στο  $alpha = 0,4$  το τρίτο σενάριο εξυπηρετεί για πρώτη φορά μεγαλύτερη ποσότητα φορτίου, κάτι που συνεχίζεται μέχρι να τεθούν εκτός λειτουργίας όλα τα στοιχεία του δικτύου, στο  $alpha = 0,8$ . Η σταδιακή

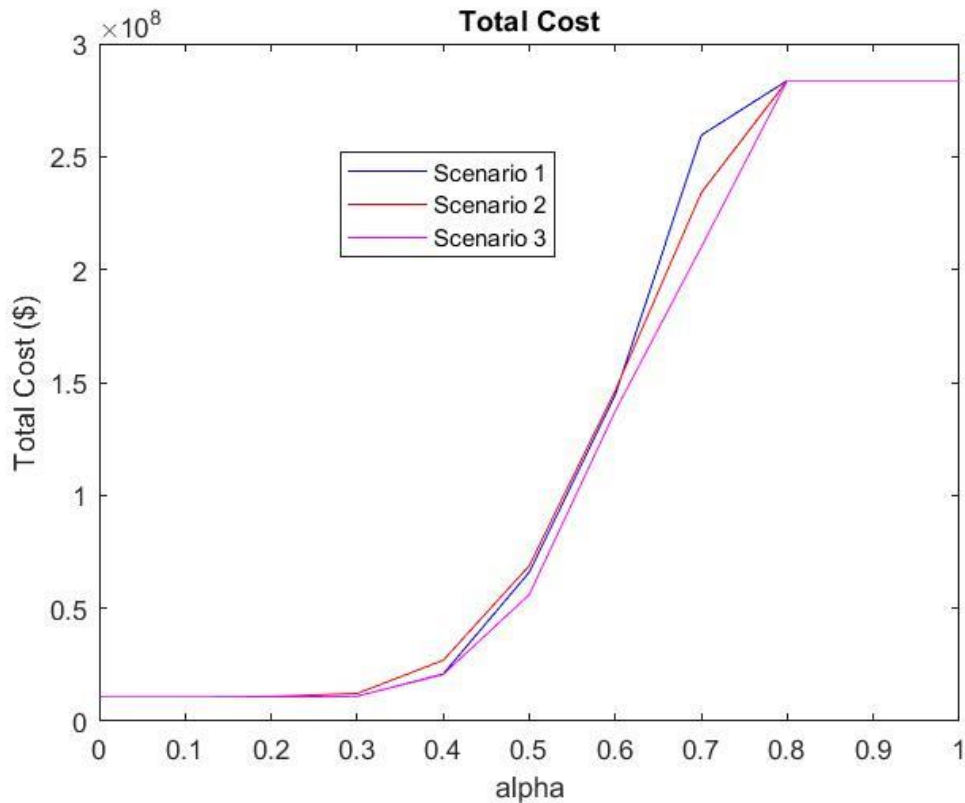
απενεργοποίηση των στοιχείων προσδίδει στη καμπύλη του τρίτου σεναρίου μια – τηρουμένων των αναλογιών– σχεδόν γραμμική, ήπια μείωση, συγκριτικά με τις υπόλοιπες δύο καμπύλες. Επιπροσθέτως, το πρώτο σενάριο εξυπηρετεί σταθερά μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης από το δεύτερο, μέχρι λίγο πριν το σημείο  $alpha = 0,7$ . Σε αυτό το σημείο, στο πρώτο σενάριο βρίσκονται εντός λειτουργίας ελάχιστα ηλεκτρικά στοιχεία, καθώς ο κίνδυνος εκδήλωσης πυρκαγιάς έχει πλέον μειωθεί στις 96 μονάδες, ενώ στο ίδιο σημείο, στο δεύτερο σενάριο ο κίνδυνος εκκίνησης πυρκαγιάς συγκεντρώνει 307 μονάδες, συνεπώς έχει συγκριτικά μεγαλύτερες δυνατότητες εξυπηρέτησης της ζήτησης. Παρ’ όλα αυτά, το σημείο  $alpha = 0,7$  δεν αποτελεί λειτουργική περίπτωση, λόγω του πολύ μικρού ποσοστού εξυπηρέτησης της ζήτησης φορτίου. Οι διαφοροποιήσεις των σεναρίων στην εξυπηρέτηση φορτίου, όμως, δεν θα μπορούσαν να αξιολογηθούν χωρίς την σύγκριση των καμπυλών τους ως προς τον κίνδυνο εκκίνησης πυρκαγιάς. Στο Γράφημα 24 παρουσιάζονται οι καμπύλες του συνολικού κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για τα τρία διαφορετικά σεναρία.



Γράφημα 24. Καμπύλες συνολικού κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για τα τρία σεναρία

Η πρώτη και πιο απλή παρατήρηση του παραπάνω Γραφήματος είναι ότι, εκ δεδομένου, το πρώτο σενάριο τίθεται εκτός σύγκρισης με τα υπόλοιπα δύο σενάρια, καθώς έχει πολύ μικρότερο γεωγραφικό κίνδυνο. Το τρίτο σενάριο σημειώνει μικρότερο ρίσκο πυρκαγιάς στο  $\alpha = 0$  σε σχέση με το δεύτερο, καθώς, παρότι στην περίπτωση αυτή δεν λαμβάνεται υπόψη στο πρόβλημα ο κίνδυνος εκδήλωσης πυρκαγιάς και παρότι έχουν τον ίδιο χάρτη κινδύνου, στην περίπτωση της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής επιχειρείται να καλυφθεί η ζήτηση φορτίου από τις μονάδες που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία την χρονική στιγμή  $t_0$ , συνεπώς αποφεύγονται αχρειαστες εκκινήσεις λειτουργίας αρχικά απενεργοποιημένων μονάδων. Αυτό, φυσικά, συνεπάγεται καλύτερο χρονικό προγραμματισμό λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, αλλά και εν γένει των στοιχείων του δικτύου, και για αυτό το λόγο το τρίτο σενάριο παρουσιάζει μικρότερο κίνδυνο από το δεύτερο, στην περίπτωση business as usual. Βέβαια, η παρατήρηση αυτή ισχύει και αντιστρόφως, εννοώντας ότι, όσο αυξάνουν οι τιμές του  $\alpha$  και συνεπώς δρομολογούνται περισσότερες απενεργοποιήσεις στοιχείων του δικτύου, το τρίτο σενάριο τείνει να αποδεσμεύσει με μεγαλύτερη δυσκολία μονάδες παραγωγής, λόγω τεχνικών περιορισμών, αλλά και προκειμένου να μην επωμιστεί το κόστος τερματισμού λειτουργίας τους. Έτσι, από το σημείο  $\alpha = 0,2$  και ύστερα, ο κίνδυνος εκδήλωσης πυρκαγιάς για το τρίτο σενάριο παίρνει μεγαλύτερες τιμές από το δεύτερο, κάτι που συνεχίζεται ως το τερματικό σημείο της ανάλυσης. Μια τελευταία, αλλά βασική παρατήρηση είναι ότι σε μεγαλύτερες αρχικές τιμές κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς (business as usual περιπτώσεις) παρατηρείται μεγαλύτερη ποσοστιαία μείωση του ρίσκου πυρκαγιάς από ότι σε μικρότερες. Συγκεκριμένα, στο  $\alpha = 0,1$  παρατηρείται μείωση κατά 25,27% για το πρώτο, 26,69% για το δεύτερο και 26,68% για το τρίτο σενάριο. Η γενίκευση αυτής της παρατήρησης έγκειται στο γεγονός ότι η καμπύλη του πρώτου σεναρίου φθίνει πιο ήπια από την αντίστοιχη του δεύτερου σεναρίου, η οποία φθίνει με μεγαλύτερο ρυθμό.

Στο Γράφημα 25 παρουσιάζονται οι καμπύλες των μετώπων βέλτιστων λύσεων κατά Pareto των τριών σεναρίων για το συνολικό κόστος.



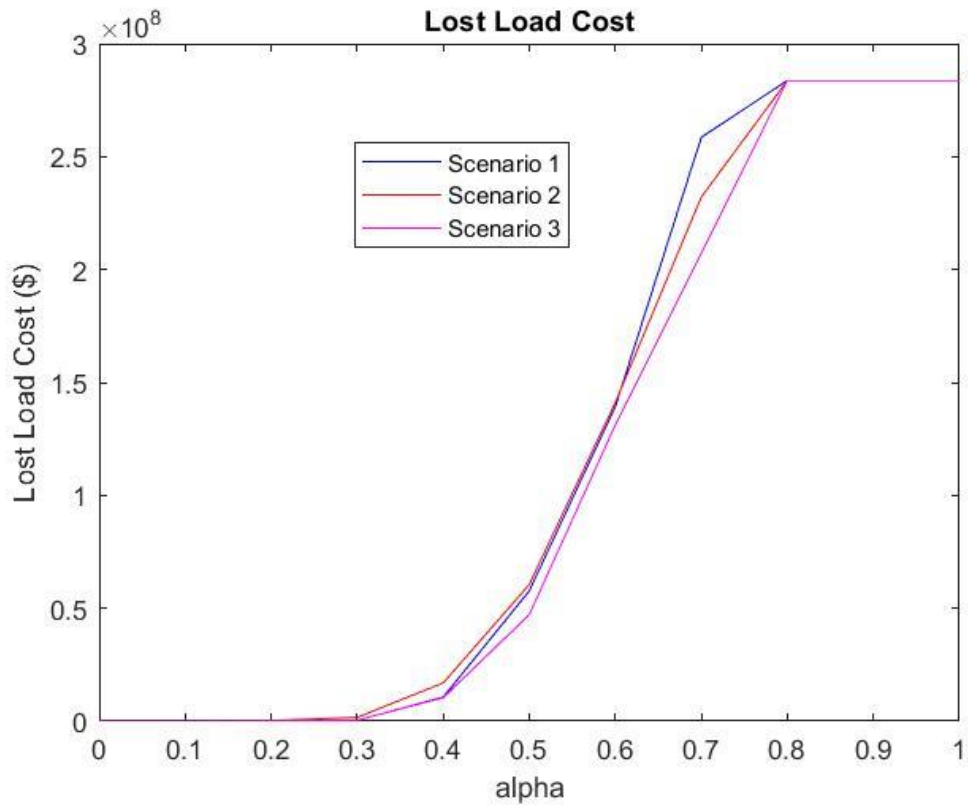
Γράφημα 25. Καμπύλες συνολικού κόστους για τα τρία σενάρια

Το συνολικό κόστος αποτελεί το άθροισμα του λειτουργικού κόστους (πρώτο και δεύτερο σενάριο) και του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής (τρίτο σενάριο). Όπως αναλύθηκε και στα κεφάλαια 2 και 3, οι τιμές του συνολικού κόστους καθορίζονται κυρίως από το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου (τάξη μεγέθους  $10^8$ ), κατά δεύτερον από το κόστος παραγωγής (τάξη μεγέθους  $10^7$ ) και λιγότερο από το κόστος δέσμευσης των μονάδων παραγωγής (τάξη μεγέθους  $10^4$ ). Τα παραπάνω μεγέθη επηρεάζουν στην τελική λύση κατά αυτή ακριβώς τη σειρά βαρύτητας. Συνεπώς, η ανάλυση του συνολικού κόστους προσομοιάζει στην ανάλυση του κόστους του μη εξυπηρετούμενου φορτίου. Ωστόσο, η διακύμανση του μη εξυπηρετούμενου φορτίου αποτελεί μια συνώνυμη έκφραση της εξυπηρέτησης φορτίου. Επαγωγικά, η σύγκριση των τριών σεναρίων για το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου και το συνολικό κόστος έχει πολλές ομοιότητες με την σύγκρισή τους ως προς την ημερήσια συνολική εξυπηρέτηση φορτίου. Συγκεκριμένα, το τρίτο σενάριο έχει το υψηλότερο συνολικό κόστος στην business as usual περίπτωση (10,667 εκατομμύρια \$) ενώ το πρώτο και το δεύτερο σενάριο έχουν χαμηλότερο συνολικό κόστος (10,652 εκατομμύρια \$). Η διαφορά τους υπολογίζεται στα 15 χιλιάδες \$ και είναι η τιμή του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής. Στο σημείο  $alpha = 0,4$  το τρίτο σενάριο αποκτά για πρώτη φορά το χαμηλότερο εκ των σεναρίων συνολικό κόστος και το διατηρεί μέχρι και το

σημείο  $alpha = 0,8$ . Το πρώτο σενάριο επιφέρει μικρότερο συνολικό κόστος από δεύτερο, μέχρι πριν το σημείο  $alpha = 0,7$ , όπου πλέον στο πρώτο σενάριο σημειώνεται ελάχιστη εξυπηρέτηση φορτίου και τα περισσότερα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου έχουν τεθεί εκτός λειτουργίας. Στο σημείο  $alpha = 0,8$  και έπειτα, το πρώτο και το δεύτερο σενάριο καταλήγουν σε ολική αποκοπή φορτίου με συνολικό κόστος 283,708 εκατομμύρια \$. Το τρίτο σενάριο, στο ίδιο σημείο, μοιάζει να έχει την ίδια τιμή συνολικού κόστους, όμως στην πραγματικότητα είναι ελάχιστα αυξημένο, προσεγγιστικά κατά 2,9 χιλιάδες \$, το οποίο οφείλεται στο κόστος τερματισμού λειτουργίας των μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία την χρονική στιγμή  $t_0$ . Πράγματι, αν ανατρέξουμε στον Πίνακα 18, παρατηρείται ότι την χρονική στιγμή  $t_0$  βρίσκονται σε λειτουργία οι μονάδες παραγωγής G2, G4 και G19-G24. Αν αθροίσουμε το κόστος τερματισμού λειτουργίας αυτών των μονάδων καταλήγουμε σε ένα κόστος 2,859 χιλιάδων \$, το οποίο αποτελεί προσεγγιστικά το επιπρόσθετο, στο τρίτο σενάριο, κόστος δέσμευσης των μονάδων παραγωγής. Εν ολίγοις, το τρίτο σενάριο έχει το χαμηλότερο συνολικό κόστος κατά τα σημεία  $alpha = 0,4$  έως  $alpha = 0,7$  και γενικά ηπιότερη αύξηση, όσο οι τιμές του βάρους εξισορρόπησης αυξάνουν, σε σχέση με τα προηγούμενα δύο σενάρια.

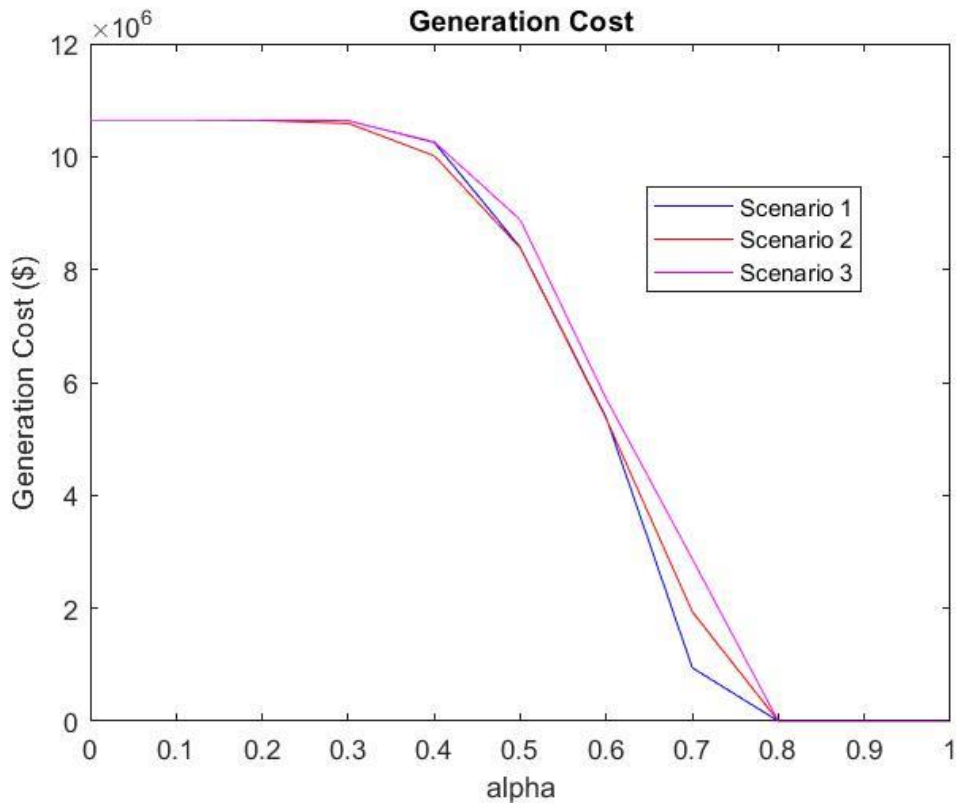
Το Γράφημα 26 αποτυπώνει τις καμπύλες του κόστους του μη εξυπηρετούμενου φορτίου για τα τρία σενάρια.





Γράφημα 26. Καμπύλες κόστους μη εξυπηρετούμενου φορτίου για τα τρία σενάρια

Η ανάλυση του Γραφήματος 26 προσομοιάζει αρκετά στην ανάλυση του συνολικού κόστους. Όπως είναι λογικό, η μεγαλύτερη εξυπηρέτηση φορτίου αποδίδει και μικρότερο κόστος μη εξυπηρετούμενου φορτίου. Συνεπώς, ισχύουν τα αντίστροφα συμπεράσματα του Γραφήματος 23. Το τρίτο σενάριο έχει το μικρότερο κόστος μη εξυπηρετούμενου φορτίου στα περισσότερα σημεία του μετώπου Pareto. Το πρώτο σενάριο έχει χαμηλότερο κόστος μη εξυπηρετούμενου φορτίου από το αντίστοιχο δεύτερο, μέχρι πριν το σημείο  $\alpha = 0,7$ , όπου πλέον έχουν τεθεί εκτός λειτουργίας τα περισσότερα στοιχεία του δικτύου. Στο Γράφημα 27 αποτυπώνεται το κόστος παραγωγής για τα τρία διαφορετικά σενάρια.



Γράφημα 27. Καμπύλες κόστους παραγωγής για τα τρία σενάρια

Οι ιδιαιτερότητες του κόστους παραγωγής στα τρία σενάρια είναι συμπεριληπτικές των παρατηρήσεων που έγιναν για την εξυπηρέτηση φορτίου και το συνολικό κόστος των τριών υπό εξέταση σεναρίων. Στην business as usual περίπτωση, τα τρία σενάρια καλύπτουν πλήρως την ζήτηση φορτίου, με κόστος 10,6515 εκατομμύρια \$. Στο σημείο  $alpha = 0,1$  το κόστος παραγωγής και των τριών σεναρίων υπολογίζεται στα 10,6510 εκατομμύρια \$, καθώς σημειώνεται περικοπή 1 MW ισχύος, με κόστος περικοπής  $VoLL = 5$  χιλιάδες \$, όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 2. Μετά το σημείο  $alpha = 0,5$  το τρίτο σενάριο αποκτά σταθερά το μεγαλύτερο κόστος παραγωγής, μέχρι το τερματικό σημείο  $alpha = 0,8$ . Αυτό συμβαίνει λόγω των τεχνικών περιορισμών της ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής, όπως προαναφέρθηκε. Το πρώτο σενάριο συγκεντρώνει μεγαλύτερο κόστος παραγωγής από το δεύτερο μέχρι πριν το σημείο  $alpha = 0,7$ . Η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής και οι τεχνικοί περιορισμοί της μας διασφαλίζουν, σε όλα τα σενάρια, την οικονομικότερη επιλογή μονάδων, αλλά και το ύψος της παραγωγής τους στην κατεύθυνση της εξυπηρέτησης του φορτίου.

Στον Πίνακα 23 παρουσιάζεται συνοπτικά ο βέλτιστος ημερήσιος χρονικός προγραμματισμός των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου για τα τρία σενάρια, για τιμές βάρους εξισορρόπησης 0, 0.1, 0.4 και 0.8.

<b>Βέλτιστος Ημερήσιος Χρονικός Προγραμματισμός - Στοιχεία Σε Λειτουργία</b>					
<b>24 Ώρες</b>					
<b>Πρώτο Σενάριο</b>					
<b>Τιμή Βάρους Εξισορρόπησης <i>alpha</i></b>	<b>Ζυγοί</b>	<b>Γεννήτριες</b>	<b>Γραμμές Μεταφοράς</b>	<b>Ποσοστό Στοιχείων Εκτός Λειτουργίας (%)</b>	<b>Περικοπή Φορτίου (MW)</b>
0	576	277	617	-	0
0,1	469	229	353	28,50	1
0,4	440	218	300	34,83	2133,10
0,6	205	104	109	71,56	27851,60
<b>Δεύτερο Σενάριο</b>					
0	576	277	617	-	0
0,1	479	220	359	28,03	1
0,4	432	197	309	36,19	3393,5
0,6	207	96	113	71,70	28225,9
<b>Τρίτο Σενάριο</b>					
0	576	229	645	-	0
0,1	474	226	358	27,03	1
0,4	448	197	337	32,28	2084,9
0,6	227	100	136	68,07	26337,1

Πίνακας 23. Βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών των τριών σεναρίων

### **ΑΝΑΚΕΦΑΛΑΙΩΣΗ ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ**

Οι φυσικές καταστροφές, η ένταση και η συχνότητα εμφάνισης των οποίων αυξάνονται συνεχώς από τις συνέπειες της κλιματικής αλλαγής, έχουν μεγάλες επιπτώσεις στις σύγχρονες κοινωνίες, απειλώντας την ανθρώπινη ζωή και περιουσία, αλλά και προκαλώντας σημαντικές περιβαλλοντικές καταστροφές και αποτελούν μεγάλες απειλές για τα ΣΗΕ. Οι δασικές πυρκαγιές αποτελούν την πιο συχνή κατηγορία τέτοιων καταστροφών και μπορούν να εκκινήσουν, μεταξύ άλλων, από σφάλματα στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως το 2018 στη Καλιφόρνια, ιδιαίτερα σε περιόδους υψηλής θερμοκρασίας και ισχυρών ανέμων. Στο κεφάλαιο 1 έγινε μια θεωρητική εισαγωγή στις συνέπειες των καταστροφικών πυρκαγιών, στην άμεση συσχέτισή τους με την κλιματική αλλαγή, αλλά και στην ανάγκη θωράκισης των ΣΗΕ από τέτοιες καταστροφές, που αποτελεί ένα πολύ ενδιαφέρον και σύγχρονο επιστημονικό πεδίο. Επίσης, έγινε μια σύντομη ιστορική αναφορά στις καταστροφικές πυρκαγιές της Καλιφόρνια, το 2018.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία αναπτύχθηκε ένα πρόβλημα μικτού ακέραίου γραμμικού προγραμματισμού με σκοπό την εξισορρόπηση του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς και αποκοπής φορτίου, μέσω βέλτιστης προληπτικής απενεργοποίησης κρίσιμων ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Η περιγραφή της μεθόδου, η μοντελοποίηση του προβλήματος και τα δεδομένου εισόδου αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 2. Η ανάλυση γίνεται σε ωριαία βάση και τα αποτελέσματα του προβλήματος αφορούν ολόκληρο το εικοσιτετράωρο μιας ημέρας. Η μοντελοποίηση του κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς υλοποιείται με βάση την έγκαιρη μετεωρολογική πρόβλεψη, τα κλιματολογικά δεδομένα και τους δασικούς χάρτες της υπό μελέτη περιοχής, αλλά και τη πιθανότητα η ενδεχόμενη πυρκαγιά να είναι μεγάλη σε έκταση και ένταση και να προκαλέσει μεγάλες καταστροφές.

Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόστηκε σε τρία διαφορετικά σενάρια προσομοίωσης και για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκε το πρότυπο δίκτυο 24 ζυγών της IEEE. Στο πρώτο και βασικό σενάριο τέθηκαν δύο επίπεδα κινδύνου εκδήλωσης πυρκαγιάς για το βόρειο και το νότιο τμήμα του

δικτύου. Στο δεύτερο σενάριο θεωρήθηκαν τέσσερις υπό-περιοχές του δικτύου με διαφορετικά επίπεδα κινδύνου εκκίνησης πυρκαγιάς. Το εύρος του κινδύνου κυμάνθηκε από μέση επικινδυνότητα έως κατάσταση συναγερμού. Στο τρίτο σενάριο χρησιμοποιήθηκε ο γεωγραφικός χάρτης κινδύνου του δευτέρου σεναρίου, με την παράλληλη προσθήκη του επιπλέον στόχου ελαχιστοποίησης του κόστους δέσμευσης των μονάδων παραγωγής και την εισαγωγή των κατάλληλων περιορισμών. Η περιγραφή του πρώτου και βασικού σεναρίου έγινε στις επί μέρους παραγράφους του κεφαλαίου 2. Η περιγραφή του δεύτερου και τρίτου σεναρίου έγινε στις παραγράφους 3.3.1 και 3.4.1 αντίστοιχα.

Στη συνέχεια, στο κεφάλαιο 3, περιγράφηκε για κάθε σενάριο προσομοίωσης ο βέλτιστος χρονικός προγραμματισμός λειτουργίας των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, η βέλτιστη και πιο οικονομική κατανομή της παραγωγής στις μονάδες και η ροή φορτίου στις γραμμές μεταφοράς. Επιπλέον, παρουσιάστηκαν γραφικά οι καμπύλες των μετώπων βέλτιστων λύσεων κατά Pareto για την εξυπηρέτηση φορτίου, τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς και για το συνολικό κόστος του συστήματος και τις επί μέρους συνιστώσες του. Στην παράγραφο 3.5 αναλύθηκαν συγκριτικά τα αποτελέσματα των παραπάνω σεναρίων.

Στο κεφάλαιο 3, τα αποτελέσματα των τριών σεναρίων έδειξαν εφικτούς τρόπους να περιοριστεί ο κίνδυνος πρόκλησης κάποιας καταστροφικής πυρκαγιάς από τα ηλεκτρικά στοιχεία του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων σε πολυκριτηριακά μέτωπα βέλτιστων λύσεων κατά Pareto διασφάλισε την ευρύτητα των διαφορετικών τιμών εξισορρόπησης του επίδικου του προβλήματος. Το εύρος των βέλτιστων λύσεων ως προς τις τιμές του παράγοντα εξισορρόπησης  $\alpha$  κυμάνθηκε από την περίπτωση *business as usual* ( $\alpha=0$ ) έως την ολική απενεργοποίηση όλων των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου ( $\alpha=1$ ). Ενδεικτικά, παρατηρήθηκε ότι και για τρία σενάρια που προσομοιώθηκαν, μπορεί να επιτευχθεί μείωση του κινδύνου πυρκαγιάς κατά 25,27% για το πρώτο, 26,68% για το δεύτερο και 25,68% για το τρίτο σενάριο, με μόλις 1 MW αποκοπή φορτίου, για τιμή του παράγοντα εξισορρόπησης  $\alpha=0,1$ . Σε αυτήν την περίπτωση εξισορρόπησης, το λειτουργικό κόστος του συστήματος κινείται στο μικρότερο δυνατό επίπεδο. Το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου είναι ελάχιστο, λόγω της μικρής αποκοπής φορτίου, ενώ η παράμετρος της ελαχιστοποίησης του κόστους παραγωγής εξασφαλίζει την οικονομικότερη κατανομή της παραγωγής στις μονάδες του δικτύου. Για διαφορετικές τιμές του βάρους εξισορρόπησης προέκυψαν διαφορετικές και εξίσου ενδιαφέρουσες προς ανάλυση βέλτιστες λύσεις. Σε γενικές γραμμές, όσο αυξάνεται το βάρος εξισορρόπησης  $\alpha$ , αυξάνεται και η περικοπή φορτίου, λόγω απενεργοποίησης όλο και περισσότερων ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου, και εν τέλει το λειτουργικό κόστος του συστήματος, μειώνοντας βέβαια, σε πολύ μεγάλο βαθμό, τον κίνδυνο εκδήλωσης πυρκαγιάς.

Σε κάθε χρονική στιγμή, το δίκτυο μεταφοράς χρειάζεται να λειτουργεί αξιόπιστα, ώστε η διακοπή κάποιας γραμμής μεταφοράς να μην προκαλέσει διακοπή

της ηλεκτρικής τροφοδότησης. Αυτό μπορεί να εξασφαλιστεί με συντονισμένο τρόπο λειτουργίας ή με διαφορετικό λειτουργικό συνδυασμό των ηλεκτρικών στοιχείων του δικτύου. Αυτή η ρήτρα ασφάλειας και αξιοπιστίας του συστήματος ονομάζεται N-1 κριτήριο. Όπως είναι φυσικό, με την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου, το σύστημα μεταφοράς παύει να είναι N-1 ασφαλές. Έτσι, μια πολύ ενδιαφέρουσα μελλοντική επέκταση της συγκεκριμένης διπλωματικής εργασίας θα μπορούσε να είναι η προσθήκη του N-1 κριτηρίου αξιοπιστίας για το σύστημα μεταφοράς.

## Υπόμνημα Δεδομένων

Ωριαία Ζήτηση Φορτίου (MW) κατά τις ώρες 1:00-24:00

Ωρες (1:00-12:00)												
Φορτίο (MW)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
D1	72,36	68,04	64,80	63,72	63,72	64,80	79,92	92,88	102,60	103,68	103,68	102,60
D2	64,99	61,11	58,20	57,23	57,23	58,20	71,78	83,42	92,15	93,12	93,12	92,15
D3	120,60	113,40	108,00	106,20	106,20	108,00	133,19	154,79	170,99	172,79	172,79	170,99
D4	49,58	46,62	44,40	43,66	43,66	44,40	54,76	63,64	70,30	71,04	71,04	70,30
D5	47,57	44,73	42,60	41,89	41,89	42,60	52,54	61,06	67,45	68,16	68,16	67,45
D6	91,12	85,68	81,60	80,24	80,24	81,60	100,64	116,96	129,20	130,56	130,56	129,20
D7	83,75	78,75	75,00	73,75	73,75	75,00	92,50	107,50	118,75	120,00	120,00	118,75
D8	114,57	107,73	102,60	100,89	100,89	102,60	126,54	147,05	162,44	164,15	164,15	162,44
D9	117,25	110,25	105,00	103,25	103,25	105,00	129,50	150,49	166,24	167,99	167,99	166,24
D10	130,65	122,85	117,00	115,05	115,05	117,00	144,29	167,69	185,24	187,19	187,19	185,24
D11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D13	177,54	166,94	158,99	156,34	156,34	158,99	196,09	227,89	251,74	254,39	254,39	251,74
D14	129,98	122,22	116,40	114,46	114,46	116,40	143,55	166,83	184,29	186,23	186,23	184,29
D15	212,38	199,70	190,19	187,02	187,02	190,19	234,57	272,61	301,14	304,31	304,31	301,14
D16	67,00	63,00	60,00	59,00	59,00	60,00	74,00	86,00	95,00	96,00	96,00	95,00
D17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D18	223,10	209,78	199,79	196,46	196,46	199,79	246,41	286,37	316,34	319,67	319,67	316,34
D19	121,27	114,03	108,60	106,79	106,79	108,60	133,93	155,65	171,94	173,75	173,75	171,94
D20	85,76	80,64	76,80	75,52	75,52	76,80	94,72	110,08	121,60	122,88	122,88	121,60
D21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Πίνακας ωριαίας ζήτησης φορτίου κατά τις ώρες 1:00-12:00

<b>Ώρες (13:00-24:00)</b>												
<b>Φορτίο (MW)</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>
<b>D1</b>	102,60	102,60	100,44	100,44	106,92	108,00	108,00	103,68	98,28	89,64	78,84	68,04
<b>D2</b>	92,15	92,15	90,21	90,21	96,03	97,00	97,00	93,12	88,27	80,51	70,81	61,11
<b>D3</b>	170,99	170,99	167,39	167,39	178,19	180,00	179,99	172,79	163,80	149,39	131,40	113,40
<b>D4</b>	70,30	70,30	68,82	68,82	73,26	74,00	74,00	71,04	67,34	61,42	54,02	46,62
<b>D5</b>	67,45	67,45	66,03	66,03	70,29	71,00	71,00	68,16	64,61	58,93	51,83	44,73
<b>D6</b>	129,20	129,20	126,48	126,48	134,63	136,00	135,99	130,56	123,76	112,88	99,28	85,68
<b>D7</b>	118,75	118,75	116,25	116,25	123,75	125,00	125,00	120,00	113,75	103,75	91,25	78,75
<b>D8</b>	162,44	162,44	159,02	159,02	169,28	171,00	170,99	164,15	155,61	141,92	124,83	107,73
<b>D9</b>	166,24	166,24	162,74	162,74	173,24	175,00	174,99	167,99	159,25	145,24	127,75	110,25
<b>D10</b>	185,24	185,24	181,34	181,34	193,04	195,00	194,99	187,19	177,45	161,84	142,34	122,85
<b>D11</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>D12</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>D13</b>	251,74	251,74	246,44	246,44	262,34	265,00	264,99	254,39	241,14	219,94	193,44	166,94
<b>D14</b>	184,29	184,29	180,41	180,41	192,05	194,00	193,99	186,23	176,54	161,01	141,61	122,22
<b>D15</b>	301,14	301,14	294,80	294,80	313,82	317,00	316,99	304,31	288,46	263,10	231,40	199,70
<b>D16</b>	95,00	95,00	93,00	93,00	99,00	100,00	100,00	96,00	91,00	83,00	73,00	63,00
<b>D17</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>D18</b>	316,34	316,34	309,68	309,68	329,66	333,00	332,99	319,67	303,02	276,38	243,08	209,78
<b>D19</b>	171,94	171,94	168,32	168,32	179,18	181,00	180,99	173,75	164,71	150,22	132,13	114,03
<b>D20</b>	121,60	121,60	119,04	119,04	126,72	128,00	128,00	122,88	116,48	106,24	93,44	80,64
<b>D21</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>D22</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>D23</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>D24</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Πίνακας ωριαίας ζήτησης φορτίου κατά τις ώρες 13:00-24:00



## **BIBΛΙΟΓΡΑΦΙΑ**

- [1] Ν.Α. Βοβός και Γ.Β. Γιαννακόπουλος, 2008, «Έλεγχος και Ευστάθεια Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας», Εκδόσεις Ζήτη
- [2] Δ.Ν. Τράκας, “Συμβολή στην Εκτίμηση και Ενίσχυση της Ανθεκτικότητας Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”
- [3] IPCC, 2012 – Field, C.B., V. Barros, T.F. Stocker, D. Qin, D.J. Dokken, K.L. Ebi, M.D. Mastrandrea, K.J. Mach, G.-K. Plattner, S.K. Allen, M. Tignor, and P.M. Midgley (Eds.) Available from Cambridge University Press, The Edinburgh Building, Shaftesbury Road, Cambridge CB2 8RU ENGLAND, Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation, June 2012
- [Available online:] <https://www.ipcc.ch/report/managing-the-risks-of-extreme-events-and-disasters-to-advance-climate-change-adaptation/>
- [4] Climate Change 2013, The Physical Science Basis, Working Group I, Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, October 2013, [Available online:] [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/WGIAR5\\_SPM\\_brochure\\_en.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/WGIAR5_SPM_brochure_en.pdf)
- [5] IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp., Published 2015, [Available online:] [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full\\_wcover.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf)
- [6] Copernicus: 2020 warmest year on record for Europe; globally, 2020 ties with 2016 for warmest year recorded [Available online:] <https://climate.copernicus.eu/2020-warmest-year-record-europe-globally-2020-ties-2016-warmest-year-recorded>
- [7] The Paris Agreement, United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 12 December 2015, [Available online:] [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/parisagreement\\_publication.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/parisagreement_publication.pdf)

- [8] Weather-related disasters increase over past 50 years, causing more damage but fewer deaths, World Meteorological Organisation, Published 31 August 2021 [Available online:] <https://public.wmo.int/en/media/press-release/weather-related-disasters-increase-over-past-50-years-causing-more-damage-fewer>
- [9] J. Xia, F. Xu and G. Huang, «Research on Power Grid Resilience and Power Supply Restoration during Disasters-A Review», Published: November 15th 2020, DOI: 10.5772/intechopen.94514, [Available online:] <https://www.intechopen.com/chapters/73982>
- [10] IEEE Spectrum [Available online]: <https://spectrum.ieee.org/when-power-lines-break-a-new-control-system-keeps-the-sparks-from-flying>
- [11] CTV News [Available online]: <https://www.ctvnews.ca/climate-and-environment/hurricane-ida-traps-louisianans-shatters-the-power-grid-1.5566308>
- [12] Insurance Information Institute (I.I.I.) [Available online]: <https://www.iii.org/fact-statistic/facts-statistics-us-catastrophes>
- [13] Our World in Data [Available online]:<https://ourworldindata.org/natural-disasters>
- [14] entergynewsroom [Available online:] <https://www.entergynewsroom.com/article/restoration-update/>
- [15] [https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_natural\\_disasters\\_in\\_the\\_United\\_States](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_natural_disasters_in_the_United_States)
- [16] Executive Office of the President, “Economic benefits of increasing electric grid resilience to weather outages”, White House Office of Science and Technology, Washington D.C., August 2013 [Available online:] [https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/08/f2/Grid%20Resiliency%20Report\\_FINAL.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/08/f2/Grid%20Resiliency%20Report_FINAL.pdf)
- [17] Y. Wang, C. Chen, J. Wang and R. Baldick, "Research on Resilience of Power Systems Under Natural Disasters—A Review," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31,no. 2, pp. 1604-1613, March 2016. [Available online:] <https://ieeexplore.ieee.org/document/7105972>

[18] S. E. Finlay, A. Moffat, R. Gazzard, D. Baker and V. Murray, “Health Impacts of Wildfires”, Plos Currents, Version 1, Published: 2 November 2012, doi: 10.1371/4f959951cce2c [Available online:]

<https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3492003/>

[19] R. Xu, P. Yu, M.J. Abramson, F.H. Johnston, J. M. Samet, M.L. Bell, A. Haines, K.L. Ebi, S. Li and Y. Guo, «Wildfires, Global Climate Change, and Human Health», The New England Journal of Medicine, Special Report, Published: 26 November 2020, doi: 10.1056/NEJMSr2028985 [Available online:]

<https://www.nejm.org/doi/full/10.1056/NEJMSr2028985>

[20] Α. Κοντογιάννη, Μ. Σκούρτος, «Εθνική Στρατηγική για την Προσαρμογή στη Κλιματική Αλλαγή», Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Οκτώβριος 2015

[Available online:] <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/gre190684.pdf>

[21][https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%94%CE%B1%CF%83%CE%B9%CE%BA%CE%AD%CF%82\\_%CF%80%CF%85%CF%81%CE%BA%CE%B1%CE%B3%CE%B9%CE%AD%CF%82\\_%CF%83%CF%84%CE%B7%CE%BD\\_%CE%95%CE%BB%CE%BB%CE%AC%CE%B4%CE%B1\\_%CF%84%CE%BF\\_2007](https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%94%CE%B1%CF%83%CE%B9%CE%BA%CE%AD%CF%82_%CF%80%CF%85%CF%81%CE%BA%CE%B1%CE%B3%CE%B9%CE%AD%CF%82_%CF%83%CF%84%CE%B7%CE%BD_%CE%95%CE%BB%CE%BB%CE%AC%CE%B4%CE%B1_%CF%84%CE%BF_2007)

[22][https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A0%CF%85%CF%81%CE%BA%CE%B1%CE%B3%CE%B9%CE%AD%CF%82\\_%CF%83%CF%84%CE%B7%CE%BD\\_%CE%91%CF%84%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AE\\_%CF%84%CE%BF\\_2018](https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A0%CF%85%CF%81%CE%BA%CE%B1%CE%B3%CE%B9%CE%AD%CF%82_%CF%83%CF%84%CE%B7%CE%BD_%CE%91%CF%84%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AE_%CF%84%CE%BF_2018)

[23][https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%94%CE%B1%CF%83%CE%B9%CE%BA%CE%AD%CF%82\\_%CF%80%CF%85%CF%81%CE%BA%CE%B1%CE%B3%CE%B9%CE%AD%CF%82\\_%CF%83%CF%84%CE%B7%CE%BD\\_%CE%95%CE%BB%CE%BB%CE%AC%CE%B4%CE%B1\\_%CF%84%CE%BF\\_2021](https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%94%CE%B1%CF%83%CE%B9%CE%BA%CE%AD%CF%82_%CF%80%CF%85%CF%81%CE%BA%CE%B1%CE%B3%CE%B9%CE%AD%CF%82_%CF%83%CF%84%CE%B7%CE%BD_%CE%95%CE%BB%CE%BB%CE%AC%CE%B4%CE%B1_%CF%84%CE%BF_2021)

[24] Το Βήμα [Διαθέσιμο]: <https://www.tovima.gr/2018/07/24/society/mia-prwti-ektimisi-gia-tis-aities-poy-odigisan-stin-tragwdia-stin-rafina/>

[25] Η Καθημερινή [Διαθέσιμο]:

<https://www.kathimerini.gr/society/561457243/fotia-sti-varympompi-admie-deddie-diapseydoyn-oti-proklithike-apo-ekrivi-se-metaschimatisti/>

[26] Newsroom iefimerida [Διαθέσιμο]: <https://www.iefimerida.gr/ellada/ekrivi-sto-kyt-aspropyrgoy-bythise-skotadi-attiki>

- [27] B. G. Teague, R. N. McLeod, and S. M. Pascoe, Final Report: 2009 Victorian Bushfires Royal Commission. Victorian Bushfires, Royal Commission, Australia, 2010. [Available Online]: <https://bit.ly/2JWEjON>
- [28] CBC. (2011) Texas wildfire likely caused by power line sparks. [Available online:] <https://www.cbc.ca/news/world/texas-wildfire-likely-caused-by-power-line-sparks-1.998388>
- [29] T. Jeffery, S. Yerkes, D. Moore, F. Calgiano, and R. Turakhia, “2019 Wildfire Risk Report,” Tech. Rep., 2019. [Available Online]: <https://www.corelogic.com/insights-download/wildfire-risk-report.aspx>
- [30] Pacific Gas and Electric Company. (2019), Press release: PG&E Files for Reorganization Under Chapter 11. [Available Online]: <https://bit.ly/2JSizDy>
- [31] (2020) Press release: PG&E Reaches Plea Agreement on State Charges Related to 2018 Camp Fire. [Available Online]: <https://bit.ly/2URsEqJ>
- [32] C. Miller et al., “Electrically caused wildfires in Victoria, Australia are over-represented when fire danger is elevated,” Landscape and Urban Planning, vol. 167, pp. 267–274, 2017.
- [33] J. E. Keeley and A. D. Syphard, “Historical patterns of wildfire ignition sources in California ecosystems,” Int. J of Wildland Fire, vol. 27, no. 12, pp. 781–799, 2018.
- [34] Texas Wildfire Mitigation Project. (2014) “How do power lines cause wildfires?” [Available Online]: <https://bit.ly/3b1kT7b>
- [35] Pacific Gas and Electric Company, “Pacific Gas and Electric Company Amended 2019 Wildfire Safety Plan,” Tech. Rep., 2019.
- [36] National Interagency Fire Center, [Available online]: <https://www.nifc.gov/>
- [37] J.H. Yoon, S.Y. Wang, R.R. Gillies, L.Hipps, B. Kravitz and P.J. Rasch (2015) “Extreme Fire Season In California: A Glimpse Into The Future?”, Bulletin of the American Meteorological Society vol. 96, DOI:10.1175/BAMS-D-15-00114.1

[Available online]:

[https://www.researchgate.net/publication/283425168\\_Extreme\\_Fire\\_Season\\_in\\_California\\_A\\_Glimpse\\_Into\\_the\\_Future#full-text](https://www.researchgate.net/publication/283425168_Extreme_Fire_Season_in_California_A_Glimpse_Into_the_Future#full-text)

[38] USA Today News, [Available online]:

<https://eu.usatoday.com/story/news/2019/01/08/natural-disasters-camp-fire-worlds-costliest-catastrophe-2018/2504865002/>

[39] [https://en.wikipedia.org/wiki/Camp\\_Fire\\_\(2018\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Camp_Fire_(2018))

[40] NPR, 16 June 2020 [Available online]:

<https://www.npr.org/2020/06/16/879008760/pg-e-pleads-guilty-on-2018-california-camp-fire-our-equipment-started-that-fire?t=1633182598546>

[41] B. D. Russell, C. L. Benner, and J. A. Wischkaemper, “Distribution feeder caused wildfires: Mechanisms and prevention,” in 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2012, pp. 43–51. [Available online]:

<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6201220&tag=1>

[42] S. Jazebi, F. de Leon, and A. Nelson, “Review of Wildfire Management Techniques—Part I: Causes, Prevention, Detection, Suppression, and Data Analytics,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. 35, no. 1, pp. 430–439, Published: 2020 [Available online]: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8768218>

[43] Z. Vazquez, D. Alberto, F. Qiu, N. Fan, K. Sharp “Wildfire Mitigation Plans in Power Systems: A Literature Review”, IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 31, Issue: 2, Published: 25 February 2021 [Available online]:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/7105972>

[44] San Francisco Chronicle [Available online]:

<https://www.sfchronicle.com/opinion/openforum/article/PG-E-CEO-We-hear-the-anger-are-working-hard-to-14540181.php>

[45] California Public Utilities Commission. (2020) De-energization (PSPS)

[Available Online]: <https://www.cpuc.ca.gov/pmps/>

[46] “Governor Newsom On Major CPUC Investigation Into Utility Power Shutoffs”, Office of Governor Gavin Newsom [Available online]:

<https://www.gov.ca.gov/2019/10/28/governor-newsom-on-major-cpuc-investigation-into-utility-power-shutoffs/>

[47] M.H. Amirioun, F. Aminifar, H. Lesani, “Towards Proactive Scheduling of Microgrids Against Extreme Floods”, IEEE Transactions on Smart Grid, (Volume: 9, Issue: 4, July 2018) [Available online]: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8076912>

[48] A. Gholami, F. Aminifar, M. Shahidehpour, “Front Lines Against the Darkness: Enhancing the Resilience of the Electricity Grid Through Microgrid Facilities”, IEEE Electrification Magazine (Volume: 4, Issue: 1, March 2016) [Available online]: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7420802>

[49] YALMIP [Available online]: <https://yalmip.github.io/>

[50] GUROBI [Available online]: <https://www.gurobi.com/>

[51] N. Rhodes, L. Ntamo, L. Roald, “Balancing Wildfire Risk and Power Outages through Optimized Power Shut-Offs, IEEE Transactions on Power Systems, 3 February 2021

[52] D.M. Trakas, Nikos D. Hatziaargyriou, “Resilience Constrained Day-Ahead Unit Commitment Under Extreme Weather Events”, IEEE Transactions on Power Systems, 2019

[53] MATPOWER, IEEE 24-bus test grid [Available online]: [https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case24\\_ieee\\_rts.html](https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case24_ieee_rts.html)

[54] P. Duginski, “Extremely critical fire weather will continue Thursday in Southern California,” Los Angeles Times, Oct 2019. [Available online]: <https://lat.ms/2V0jYhJ>

[55] Γενική Γραμματεία Πολιτικής Προστασίας, Υπουργείο Κλιματικής Κρίσης και Πολιτικής Προστασίας [Available online]: [https://www.civilprotection.gr/en/archive/daily\\_map](https://www.civilprotection.gr/en/archive/daily_map)

[56] S.A. Arefifar, Y.I. Mohamed and T. El-Fouly, “Optimum Microgrid Design for Enhancing Reliability and Supply-Security”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, 3 September 2013