

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
Τμήμα Ηλεκτρολόγων & Ηλεκτρονικών Μηχανικών



UNIVERSITY of WEST ATTICA
FACULTY OF ENGINEERING
Department of Electrical & Electronics Engineering

Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
Διαδικτυωμένα Ηλεκτρονικά Συστήματα

Master of Science in
Internetworked Electronic Systems

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Εύρεση του βέλτιστου οικονομικά ενεργειακού χαρτοφυλακίου ηλεκτρικών συστημάτων σε νησιά με μεγάλη διείσδυση μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και μονάδων αποθήκευσης.



Μεταπτυχιακός Φοιτητής : Ιωάννης Οικονόμου, 042

Επιβλέπων : Γεώργιος Βόκας, Καθηγητής

Συνεργάτης : Ανέστης Αναστασιάδης, Διδάκτωρ (Ενεργειακά Οικονομικά)

ΑΘΗΝΑ - ΑΙΓΑΛΕΩ, ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ 2020

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
Τμήμα Ηλεκτρολόγων & Ηλεκτρονικών Μηχανικών

UNIVERSITY of WEST ATTICA
FACULTY OF ENGINEERING
Department of Electrical & Electronics Engineering

Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
Διαδικτυωμένα Ηλεκτρονικά Συστήματα

Master of Science in
Internetworked Electronic Systems

Master of Science Thesis

Finding the optimal energy-saving portfolio of islands with high penetration of renewable energy sources and storage units.



Student: Ioannis Oikonomou, 042

MSc Thesis Supervisor: Vokas Georgios, Professor

MSc Thesis associate: Anestis Anastasiadis, Doctor (Energy of Economics)

ATHENS-EGALEO, SEPTEMBER 2020

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον υπεύθυνο επόπτη καθηγητή μου Δρ. Βόκα Γεώργιο για την παρουσίαση νέων καινοτόμων περιοχών επιστήμης ενέργειας και την ενημέρωση - αρωγή μου επί των κυρίαρχων ενεργειακών τάσεων στις Α.Π.Ε. και των μικροδικτύων παγκοσμίως, όπως επίσης και για το περίγραμμα εργασίας και την διαρκή συνδρομή - καθοδήγηση μου κατά την διάρκεια της συγγραφής της παρούσας, όπως και την χειρουργικού τύπου ακρίβεια των παρεμβάσεων του.

Τον Δρ. Αναστασιάδη Ανέστη με τις συμπυκνωμένες γνώσεις του, τον μεταλαμπαδευτικό τρόπο σκέψης και προβληματισμού επί διαφόρων θεμάτων, τόσο σε οικονομικό, όσο και σε ενεργειακό επίπεδο. Επίσης, να τον ευχαριστήσω που μου επέτρεψε να κάνω χρήση μέρους της διδακτορικής του εργασίας και για την σημαντική συμβολή του στην υλοποίηση και έλεγχο του σχετικού υπολογιστικού προγράμματος .

Επίσης να ευχαριστήσω, για την εισαγωγή και την εκπαιδευτική πορεία μου σε αυτό το μεταπτυχιακό πρόγραμμα, την Διευθύντρια του προγράμματος Δρ. Ραγκούση Μαρία, το διοικητικό συμβούλιο του μεταπτυχιακού προγράμματος, που με τις αποφάσεις του με στήριξε σε επίπεδο οικονομικό, την υπεύθυνη γραμματειακής υποστήριξης Χριστίνα Χαρίτου για την άψογη συνεργασία, Όλους τους καθηγητές και έναν προς ένα ξεχωριστά για την ποιότητα εκπαίδευσεως και την άρτια ακαδημαϊκή προσέγγιση των μαθημάτων – ζητημάτων που πραγματεύτηκαν σε αυτό το μεταπτυχιακό, τους συμφοιτητές μου για το υψηλό επίπεδο συνεργασίας και την ποιοτικού χαρακτήρα άμιλλα που επέδειξαν καθ' όλη την διάρκεια των σπουδών, τον οικογενειακό φίλο μου Αρβανίτη Δημήτρη για την ψυχολογική και όχι μόνο συνδρομή - υποστήριξη του.

Τέλος, θα ήθελα να εκφράσω την ιδιαίτερη ευγνωμοσύνη στην οικογένεια μου (την μητέρα μου Αντωνία Βασιλείου και τον πατριό μου Παναγιώτη Πετρόπουλο), για την υπομονή και την ψυχολογική υποστήριξη που χωρίς αυτά δεν θα είχα κατορθώσει, να ήμουν σε αυτό το εκπαιδευτικό επίπεδο.

Πανεπιστήμιο Δυτικής Αττικής
Σχολή Μηχανικών
Τμήμα Ηλεκτρολόγων και
Ηλεκτρονικών Μηχανικών

Ιωάννης Οικονόμου
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ 2020

ΑΝΤΙ ΠΡΟΛΟΓΟΥ

Καθώς εξαντλούνται οι ορυκτοί ενεργειακοί πόροι του πλανήτη και παράλληλα αυξάνεται η ενεργειακή ζήτηση, η έρευνα για νέους ενεργειακούς πόρους που θα προσφέρουν καλύτερη και καθαρότερη ενέργεια ομολογουμένως αποτελεί μονόδρομο. Οι περιορισμοί που θέτουν τα αποθέματα ορυκτών καυσίμων και η περιβαλλοντική επιβάρυνση από την χρήση τους, παραπέμπουν στην υιοθέτηση εναλλακτικών και αυστηρά καθαρότερων πηγών ενέργειας, αποτελώντας παράγοντα καθορισμού ενεργειακής πολιτικής για τις επόμενες δεκαετίες.

Είναι γενικά παραδεκτό ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Α.Π.Ε.), όπως η αιολική, η ηλιακή, γεωθερμική και άλλες, αποτελούν μία βιώσιμη λύση στο ενεργειακό πρόβλημα. Επίσης γεγονός είναι ότι η παγκόσμια κλιματολογική αλλαγή που συντελείται σήμερα θα επηρεάσει σε βάθος χρόνο ακόμα πιο πολύ την οικονομία και τον τρόπο ζωής στον πλανήτη. Γι' αυτό η παγκόσμια κοινότητα πρέπει να εφαρμόσει κατάλληλα και αποτελεσματικά μέτρα αντιμετώπισης με μία πιο δυναμικά πολυεπίπεδη στοχοποιημένη ενεργειακή πολιτική. Τη λύση στο πρόβλημα αυτό κατά μία άποψη θα αποτελέσει η διεσπαρμένη παραγωγή Α.Π.Ε. σε συνάρτηση με τις έννοιες του μικροδίκτυου και του έξυπνου δικτύου. Διότι και λειτουργικά συμβάλλει θετικά στον όποιο χώρο εντάσσετε, αλλά και γίνεται πιο εύκολα αποδεκτή από το υπάρχον μοντέλο των ανθρωποκεντρικών κοινωνιών.

Όμως δεν θα πρέπει να αγνοήσουμε και τους κινδύνους τόσο για τους διαχειριστές π.χ. των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και για τους επενδυτές. Και αυτό, κυρίως λόγω της μεταβλητότητας και ελλιπούς προβλεψιμότητας της προσφερόμενης ενέργειας σε μία δεδομένη χρονική στιγμή. Παγκοσμίως εφαρμόζονται δύο δημοφιλείς στρατηγικές διαχείρισης του *κινδύνου παραγωγικότητας* (intermittency risk) και είναι η *οριζόντια (γεωγραφική)* διασπορά των μονάδων παραγωγής ενέργειας και η *κάθετη διαφοροποίηση*, δηλ. ο συνδυασμός διαφόρων τεχνολογιών ανανεώσιμης ενεργειακής παραγωγής (π.χ. αιολικών, ηλιακών, αντλησιοταμίευσης κ.α.). Με αυτόν τον τρόπο η χαμηλή παραγωγικότητα (π.χ. μίας αιολικής εγκατάστασης που παρατηρείται σε μία δεδομένη χρονική στιγμή λόγω σχετικής νηνεμίας), μπορεί να αντισταθμιστεί από την ενέργεια που προσφέρει στο δίκτυο ένα άλλο αιολικό πάρκο που βρίσκεται σε μία απομακρυσμένη περιοχή ή ένα γειτονικό φωτοβολταϊκό πάρκο που παράγει αδιάλειπτα. Το ποιες τοποθεσίες και σε τι αναλογία θα επιλεγούν στο συνολικό ενεργειακό χαρτοφυλάκιο εξαρτάται από τις χωροχρονικές ιδιότητες του ανανεώσιμου ενεργειακού δυναμικού των υποψήφιων περιοχών.

Η γη είναι ένας πολύ μεγάλος ενεργειακός πλανήτης. Καλούμαστε εμείς ως οι ιθαγενείς διαχειριστές του και μετέπειτα κληροδοτές, να επιλέξουμε μέσα από μία μεγάλη ποικιλία ανανεώσιμων ενεργειακών πηγών εκείνο τον συνδυασμό για να δημιουργήσουμε το παγκόσμια βέλτιστο οικονομικά ενεργειακό χαρτοφυλάκιο σε τοπικό και μελλοντικά σε παγκόσμιο επίπεδο.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στις μέρες μας, καθώς το κόστος κατασκευής για τεχνολογίες κατανεμημένης (Διεσπαρμένης) παραγωγής (DG) ενέργειας μειώνεται, η οικονομική εξίσωση ευνοεί όλο και περισσότερο τις τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Α.Π.Ε.). Το υψηλό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας των μικρών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με την αστάθεια των τιμών του πετρελαίου, την επιθυμία για ενεργειακή ασφάλεια (απεξάρτηση) και τη σχετικά υψηλότερη ευπάθεια τους στις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής, δημιουργούν μια ισχυρή λογική για να στραφούμε προς βιώσιμα ενεργειακά συστήματα. Υπάρχουν σημαντικές έρευνες για το θέμα των βέλτιστων συνθέσεων των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για μικρά ηλεκτρικά συστήματα, τα οποία επικεντρώνονται κυρίως σε αιολικά, φωτοβολταϊκά ως τεχνολογίες παραγωγής, σε συνδυασμό με συσσωρευτές (μπαταρίες) ως τεχνολογίες αποθήκευσης.

Σε αυτή την, μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία, θα διερευνήσουμε μέσω ενός νέου παραμετροποιημένου μαθηματικού μοντέλου το ποσοστό διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών (τεχνολογιών) ενέργειας (Α.Π.Ε) και των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας. Για την εφαρμογή αυτή επιλέχθηκε τυπικά, ο χώρος της νήσου Αμοργού ως μη διασυνδεδεμένη νήσος με το υπόλοιπο ηπειρωτικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ένας καθιερωμένος δείκτης στον τομέα της ενέργειας για ποσοτικοποίηση και σύγκριση του κόστους των διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι το Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) και το Σταθμισμένο κόστος συστήματος (LCOS). Σε αυτή την εργασία, ο δείκτης LCOS χρησιμεύει ως χρήσιμη βάση για τη μελέτη μας στο προτεινόμενο έξυπνο μικροδίκτυο S-MG. Βασικό εργαλείο για την ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης (LCOS) αποτελεί ο πολυκριτηριακός γραμμικός προγραμματισμός, εκφρασμένος διαμέσου του μαθηματικού αλγορίθμου Simplex LP, εργαλείο επίλυσης του Excel της Microsoft.

ΛΕΞΕΙΣ – ΚΛΕΙΔΙΑ: Ανανεώσιμες πηγές Ενέργειας (RES), Αποθήκευση (ST), Βέλτιστο ενεργειακό χαρτοφυλάκιο, Διεσπαρμένη παραγωγή (DG), Έξυπνο Μικροδίκτυο (S-MG), Κυψέλη Καυσίμου (FC), Μικροδίκτυο (MG), Μπαταρία (BT), Σταθμισμένο κόστος Ενέργειας (LCOE), Σταθμισμένο κόστος συστήματος (LCOS).

ABSTRACT

Nowadays, as the cost of construction for distributed energy production (DG) technologies is declining, the economic equation is increasingly favoring renewable energy technologies (RES). The high cost of electricity of small electricity systems, combined with the volatility of oil prices, the desire for energy security (detoxification) and their relatively higher vulnerability to the effects of climate change, create a strong logic to turn to sustainable energy systems. There is considerable research on the subject of optimal compositions of renewable energy sources for small electrical systems, which focus mainly on wind, photovoltaic as production technologies, in combination with batteries.

In this master thesis dissertation, we will explore through a new innovative parameterized mathematical model the percentage of penetration of renewable energy sources (technologies) (RES) and energy storage technologies. For this application, the site of the island of Amorgos was formally selected as a non-interconnected island with the rest of the mainland electricity distribution network.

A well-established indicator in the energy sector for quantifying and comparing the cost of power generation technologies is the Levelised Cost of Energy (LCOE) and the Levelised Cost of System (LCOS). In this dissertation, the LCOS index serves as a useful basis for our study of the proposed smart S-MG microgrid. The main tool for minimizing objective function (LCOS) is multi-criteria linear programming, expressed through the mathematical algorithm Simplex LP, a tool for solving Microsoft Excel.

KEYWORDS: Battery (BT), Distributed Generation (DG), Fuel Cell (FC), Levelised Cost of Energy (LCOE), Levelised cost of system (LCOS), Microgrid (MG), Optimal Energy Portfolio, Renewable Energy Resources (RES), Smart Microgrid (S-MG), Storage (ST).

ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΚΡΩΝΥΜΙΩΝ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ

AEA	-	Aegean Energy Agency
BES	-	Battery Energy Storage
c	-	Cycle per year
CAES	-	Super Conducting Magnetic Energy Storage
CAPEX	-	Capital Expenditure
CHP	-	Combined Heat & Power
CNG	-	Compressed Natural Gas
COE	-	Cost of Energy
DAFNI	-	Network of Sustainable Greek Islands
DDP	-	Delivered Duty Paid
DER	-	Distributed Energy Renewable
DG	-	Distributed Generator
DoD	-	Depth of Discharge
ETI	-	Energy Transition Institute
FC	-	Fuel Cell
IRENA	-	International Renewable Energy Agency
IRR	-	Internal Return Rate
kW	-	Kilo Watt
kWh	-	Kilo Watt Hour
LCOE	-	Levelised Cost of Energy
LCOS	-	Levelised Cost of System
LCR	-	Load Coverage Rate
LOLP	-	Loss of Load Probability
LOPP	-	Loss of Power Probability
LP	-	Linear Programming
LPSP	-	Loss Power Supply Probability
MG	-	MicroGrid
MT	-	Micro Turbine
MW	-	Mega Watt
MWh	-	Mega Watt Hour
MWh	-	Mega Watt Hour
NCF	-	Net Cash Flows

NPV	-	Net Present Value
NREL	-	National Renewable Energy Laboratory
OPEX	-	Operational Expenditure
PS	-	Pumped Storage
PV	-	Photovoltaic
RC	-	Rated Capacity
RES	-	Renewable Energy Technology
SMES	-	Compressed Air Energy Storage
S-MG	-	Smart Micro Grid
SoC	-	State of charge
SoH	-	State of Health
ST	-	Storage (Battery Ion lithium)
WT	-	Wind Turbine
ΔΔMT	-	Δίκτυα διανομής μέσης τάσης
ΔΔΧΤ	-	Δίκτυα διανομής χαμηλής τάσης
MT	-	Μέση Τάση
ΣΔΜ	-	Σύστημα διασύνδεσης και μεταφοράς
ΣΗΕ	-	Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας
ΣΗΘ	-	Συμπαράγωγή ηλεκτρισμού – θερμότητας
ΣΠ	-	Σύστημα παραγωγής
ΣΠΗΕ	-	Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
ΥΤ	-	Υψηλή τάση
ΥΥΤ	-	Υπέρ υψηλή τάση

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	3
ΑΝΤΙ ΠΡΟΛΟΓΟΥ	4
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	5
ABSTRACT	6
ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΚΡΩΝΥΜΙΩΝ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ.....	7
ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	13
E.1 Αντικείμενο εργασίας	13
E.2 Ερευνητικά ερωτήματα.....	13
E.3 Προσέγγιση λύσης	14
E.4 Διάρθρωση εργασίας	14
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Θεωρητικό πλαίσιο του θέματος – Ανασκόπηση πεδίου.....	15
Θεωρητικό πλαίσιο – Ανασκόπηση.....	15
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Μεθοδολογία της έρευνας.....	17
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Η προτεινόμενη μέθοδος – Θεμελίωση, Σχεδίαση, Ανάπτυξη.....	18
3.1 Διατύπωση προβλήματος	18
3.2.1 Το σταθμισμένο κόστος συστήματος (LCOS) [Παράρτημα Γ].....	18
3.2.2 Μεταβλητές Απόφασης	19
3.3.3 Αντικειμενική Συνάρτηση [Παράρτημα Ε]	20
3.3.4 Περιορισμοί.....	21
3.4 Συντελεστές χρησιμοποίησης (Capacity factors).....	22
3.5.1 Μέθοδος βελτιστοποίησης [Παράρτημα Δ].....	22
3.5.2 Δεδομένα κόστους.....	23
3.5.3 Υποθέσεις	23
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Εφαρμογή και Αποτελέσματα.....	25
4.1 Τοποθεσία εφαρμογής νήσος Αμοργός [15].....	25
4.2 Ηλεκτρική ζήτηση [16].....	25
4.3 Εφαρμογή πεδίου	27
4.4 Το δίκτυο προσομοίωσης [Παράρτημα Β].....	27
4.5 Μονάδες DG και φορτία.....	28
4.6 Όλοι οι παράμετροι προσομοίωσης για το μικροδίκτυο.....	29
4.7 Σενάρια προσομοίωσης	29
4.7.1 Σενάριο 1:	29
4.7.2 Σενάριο 2	30

4.7.3 Σενάριο 3:	30
4.7.4 Σενάριο 4:	31
4.7.5 Σενάριο 5:	32
4.7.6 Σενάριο 6:	32
4.7.7 Σενάριο 7	32
4.7.8 Σενάριο 8:	33
4.7.9 Σενάριο 9	33
4.7.10 Ακολουθούν πίνακες και διαγράμματα των 6,7,8,9 σεναρίων προσομοίωσης, όπου RES (PV+WT) :	33
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Ανάλυση Αποτελεσμάτων – Συζήτηση	46
5.1 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 1 (Πίν.4.7.1).....	46
5.2 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 2 (Πιν.4.7.2).....	46
5.3 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 3 (Πιν.4.7.3).....	47
5.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 5 (Πιν.4.7.5).....	50
5.6 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 6 (Πιν.6Α-6Β-6Γ-6Δ)	50
5.7 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 7 (Πιν.7Α-7Β-7Γ-7Δ)	51
5.8 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 8 (Πιν.8Α-8Β-8Γ-8Δ)	52
5.9 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 9 (Πιν.9Α-9Β-9Γ-9Δ)	53
5.10 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα για συνολική διείσδυση των ΑΠΕ για το σενάριο 6 (Πιν.10)	54
5.11 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα για συνολική διείσδυση των ΑΠΕ για το σενάριο 7 (Πιν.11)	54
5.12 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα για συνολική διείσδυση των ΑΠΕ για το σενάριο 8 (Πιν.12)	55
5.13 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα για συνολική διείσδυση των ΑΠΕ για το σενάριο 9 (Πιν.13)	55
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Συμπεράσματα – Προτάσεις.....	56
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α:.....	58
Η μαθηματική γενική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης [20]	58
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: Ενέργεια, Διεσπαρμένη Παραγωγή, Έξυπνα Μικροδίκτυα [21].....	59
B.1.1 Δομή συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας	59
B.1.2. Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας	61
B.1.3. Το ελληνικό ΣΗΕ – Ενεργειακό μίγμα	61
B.2.1 Διεσπαρμένη παραγωγή.....	63
B.2.1.1 Εισαγωγή Και Πλεονεκτήματα Της Διεσπαρμένης Παραγωγής	63

B.2.1.2. Μειονεκτήματα Της Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	65
B.2.1.3. Τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	66
B.2.1.4. Χαρακτηριστικά των τεχνολογιών DER [39], [40], [41].....	67
B.2.1.5. Τύποι Τεχνολογιών DER.....	68
B.2.1.5.1 DER - Συμβατική Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	71
B.2.1.5.2 DER - Μη Συμβατική Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	71
B.2.1.5.3. DER – Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	72
B.2.1.6. Οικονομικά Χαρακτηριστικά Των DER.....	73
B.2.2. Μικροδίκτυα και έξυπνα δίκτυα.....	75
B.2.2.1. Τα Μικροδίκτυα.....	75
B.2.2.2. Το Έξυπνο Δίκτυο.....	77
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: Ενεργειακά Οικονομικά.....	82
Γ.1. Οικονομική Αξιολόγηση Επένδυσης.....	82
Γ.1.1. Οικονομικοί δείκτες.....	82
Γ.1.2 Αξιολόγηση επένδυσης μέσω Net Present Value (NPV).....	82
Γ.1.3 Αξιολόγηση επένδυσης μέσω Internal Rate of Return (IRR).....	83
Γ.1.4 Σύγκριση των μεθόδων της ΚΠΑ (NPV) και του ΕΒΑ (IRR).....	84
Γ.1.5 Αξιολόγηση αμοιβαία αποκλεισμένων επενδύσεων.....	85
Γ.2 CAPEX και OPEX.....	85
Γ.2.1 Κεφαλαιουχικές δαπάνες (Capital Expenditure/Capital Expense).....	85
Γ.2.2 Λειτουργικά έξοδα (Operational Expenditure/Revenue Expense).....	85
Γ.3 Έξοδα (Expenses).....	86
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ: Οδηγός χρήσης εργαλείου Solver Ms – Excel 2019 [61].....	89
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ε: Επιχειρησιακή Έρευνα και Γραμμικός προγραμματισμός [62].....	91
E.1 Εισαγωγή.....	91
E.2. Γραμμικός Προγραμματισμός (Linear Programming).....	92
E.3. Βελτιστοποίηση (max ή min) της αντικειμενικής συνάρτησης (Objective Function).....	93
E.4. Άλλα στοιχεία βασικής ορολογίας είναι:.....	94
E.5 Επίλυση Προβλημάτων Γραμμικού Προγραμματισμού (π.γ.π.) με τη Μέθοδο Simplex.....	95
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ζ: Συσσωρευτές (Μπαταρίες) ιόντων λιθίου [63],[1].....	96
Εισαγωγή.....	96
Z.1 Κατάσταση ζωής (SoH, State of Health).....	96
Z.2 Κατάσταση φόρτισης (State of Charge).....	96
Z.3 Ονομαστική Χωρητικότητα (RC, Rated Capacity).....	97

Z.4 Βάθος εκφόρτισης (DoD, Depth of Discharge)	97
Z.5 Ετήσιος Κύκλος Φόρτισης (c, Cycle per Year).....	98
Z.6 C-επίπεδο (C-rate).....	98
Z.7 Εσωτερική αντίσταση.....	98
Z.8 Εξίσωση ετήσιας παραγωγής ενέργειας μπαταρίας.....	99
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Η :.....	100
Δημοσίευση στο συνέδριο.....	100
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ - ΠΗΓΕΣ.....	114

Ε.1 Αντικείμενο εργασίας

Ενα υπάρχον μαθηματικό μοντέλο υπολογισμού σταθμισμένου κόστους ενέργειας, όπως αυτός μνημονεύεται στην εργασία του Dean Marcus [1] το επεκτείνουμε και θέτουμε νέες τεχνολογίες κυψέλης καυσίμου και αποθήκευσης (FC και ST), περιβαλλοντολογικούς περιορισμούς και κόστη καυσίμου (εν προκειμένου, φυσικού αερίου). Το μοντέλο αυτό μπορεί να συμπεριλάβει και μελλοντικές προεκτάσεις, όπως διαχείριση κρίσεων κτλ.

Σε αυτήν την μελέτη προσπαθούμε να αντιμετωπίσουμε ρεαλιστικά τα προβλήματα. Έχουμε θέσει ως παραδοχές τεχνολογία Φωτοβολταϊκών, Αιολικών, Μικροτουρμπίνας (αεροστροβίλου), Storage (Αποθήκευση σε συσσωρευτές ιόντων – λιθίου), Fuel Cell (Κυψέλες καυσίμου Υδρογόνου). Έχουμε τα κόστη CAPEX, OPEX, μεταβλητές, Τιμή καυσίμου, Τιμή διοξειδίου του άνθρακα, Τιμή συντελεστή εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, ποσοστό συμμετοχής (γ) μικροτουρμπίνας, ισοτικών και ανισοτικών περιορισμούς.

Το θέμα αυτό επιλέχθηκε για την κρισιμότητα της σημασίας του. Όπως γνωρίζουμε με την διαμόρφωση των ενεργειακών αγορών που δημιουργούνται τα διαφοροποιημένα βέλτιστα ενεργειακά χαρτοφυλάκια θα είναι εκείνα που θα ελαχιστοποιήσουν τον κίνδυνο και θα μεγιστοποιήσουν τα κέρδη των ιδιοκτητών. Οι ιδιοκτήτες είναι μεγάλες ενεργειακές εταιρείες, αλλά μπορεί να είναι και μικρές κοινότητες, aggregators, εκπρόσωποι μικρών παραγωγών φωτοβολταϊκών, αιολικών κτλ. Κάθε ώρα και στιγμή που περνάει στο χρηματιστήριο ενέργειας (μελλοντικά και στην Ελλάδα) διαμορφώνονται οι τιμές ρεύματος ανάλογα με την προσφορά και την ζήτηση. Όταν γνωρίζουμε το ενεργειακό χαρτοφυλάκιο μας με σιγουριά κάνουμε τις προσφορές μας, έτσι ώστε να ελαχιστοποιήσουμε τον κίνδυνο και να μεγιστοποιήσουμε τα κέρδη.

Η εργασία που βασιστήκαμε ήταν δημοσιευμένη σε καλό μέσο Elsevier -Applied Energy και είχε αποτελέσματα ικανοποιητικά.

Ε.2 Ερευνητικά ερωτήματα

1. Με ποιο κριτήριο επιλέχθηκε η τοποθεσία και πως έγινε συλλογή των δεδομένων για την αντιμετώπιση του προβλήματος ελαχιστοποίησης και επιλογής των ΑΠΕ – και του μέσου αποθήκευσης ενέργειας;
2. Πως διαμορφώνεται η αντικειμενική μαθηματική συνάρτηση, για να εξυπηρετήσει το σκοπό της εργασίας ;
3. Πώς διαμορφώνεται το σταθμισμένο κόστους ενέργειας συστήματος (LCOS) μικροδικτύου ηλεκτρικής ενέργειας για νησί, όταν διεισδύουν πολλαπλές DG τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης;

4. Ποιο το επίπεδο ποσοστού διείδυσης των ΑΠΕ για ελάχιστο λειτουργικό κόστος ;
5. Ποιες μορφές παραγωγής ΑΠΕ και αποθήκευσης συμφέρουν ενεργειακά;
6. Ποιες πληροφορίες μπορούν να αποκτηθούν από τη σύγκριση των διαφόρων τεχνολογιών;
7. Ποιο το βέλτιστο ενεργειακά χαρτοφυλάκιο για ελάχιστο κόστος LCOS ;
8. Ποιες οι περιβαλλοντικές συνέπειες - επιδράσεις από την αύξηση κόστους CO₂ ;
9. Ποιες οι περιβαλλοντικές συνέπειες από την αύξηση κόστους καυσίμου (CNG) ;
10. Ποιο το ελάχιστο CAPEX για (PV-WT-ST) DG τεχνολογίας για βέλτιστο ενεργειακό χαρτοφυλάκιο; Ποια η μέγιστη διείδυση – ενσωμάτωση αυτής και το ελάχιστο σταθμισμένο κόστος;

E.3 Προσέγγιση λύσης

Αυτό το έργο στοχεύει στην αντιμετώπιση αρκετών από τις προαναφερθείσες προκλήσεις, παρέχοντας μια σαφή μέθοδο για τη βέλτιστη αξιοποίηση των δυνατοτήτων διαθεσιμότητας και αποθήκευσης ανανεώσιμων πόρων και προσδιορισμός του τρόπου με τον οποίο η εξέλιξη του κόστους του συστήματος πραγματοποιείται με αυξανόμενες διειδύσεις ανανεώσιμων πηγών και αποθήκευσης, προκειμένου να διευκολυνθεί μια τέτοια μετάβαση σε μια διαδικασία πολλαπλών σταδίων. Αυτό θα επιτευχθεί δημιουργώντας ένα μοντέλο που να μπορεί να χρησιμεύσει ως οδηγός για αυτούς που επιθυμούν μετάβαση σε συστήματα παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το μοντέλο θα αναπτυχθεί και θα βελτιστοποιηθεί σε περιβάλλον EXCEL μέσω του εργαλείου SOLVER ο οποίος χρησιμοποιεί τον αλγόριθμο SIMPLEX LP. Το αποτέλεσμα της μελέτης θα είναι ένα παραμετροποιημένο μαθηματικό μοντέλο που θα προσδιορίζει τη ελάχιστη βελτιστοποιημένη τιμή, ως προς το κόστος και τις τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης. Προβλέπεται επίσης ότι η εργασία θα δώσει απαντήσεις στα ερωτήματα που θέτονται. Για να πραγματοποιηθεί αυτό, το μοντέλο θα εφαρμοστεί σε εννέα (9) περιπτώσεις (σενάρια).

E.4 Διάρθρωση εργασίας

Στο πρώτο κεφάλαιο τίθεται το θεωρητικό πλαίσιο του θέματος και πραγματοποιείται ανασκόπηση πεδίου. Στο δεύτερο κεφάλαιο περιγράφεται η μεθοδολογία που θα χρησιμοποιηθεί για την διερεύνηση του θέματος. Στο τρίτο κεφάλαιο αναπτύσσεται η προτεινόμενη μέθοδος που επιλύει το υπό διερεύνηση θέμα(τα). Στο τέταρτο κεφάλαιο πραγματοποιείται η εφαρμογή της προταθείσας λύσης και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα (πίνακες και διαγράμματα). Στο πέμπτο κεφάλαιο αναλύονται τα αποτελέσματα. Στο έκτο κεφάλαιο διατυπώνονται συμπεράσματα και απαντήσεις στα ερευνητικά ερωτήματα που τέθηκαν στην εισαγωγή. Τέλος, προτείνονται μελλοντικές κατευθύνσεις έρευνας.

Θεωρητικό πλαίσιο – Ανασκόπηση

Τις δύο τελευταίες δεκαετίες, η αυξημένη διείσδυση και ολοκλήρωση διαφορετικών τεχνολογιών μονάδων Κατανεμημένης παραγωγής (DG) κυρίως στο Δίκτυο Διανομής (DN) δημιούργησε πολλές προκλήσεις για όλους τους ενδιαφερόμενους (Χειριστές, Παραγωγούς, Καταναλωτές, κ.λπ.). Μερικές από τις πιο γνωστές μονάδες DG με το υψηλότερο δυναμικό είναι τα φωτοβολταϊκά (PV), οι ανεμογεννήτριες (WT), οι κυψέλες καυσίμου (FC), οι μικροτουρμπίνες (MT), η μικρή συμπαραγωγή θερμότητας και ισχύος (CHP), οι μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις (mHydro), Γεωθερμικοί σταθμοί κ.λπ. [2]

Η παρουσία μονάδων DG κοντά στη ζήτηση μπορεί να προσφέρει πολλά οικονομικά οφέλη, συμπεριλαμβανομένης της συμμετοχής σε βοηθητικές υπηρεσίες, [3], [4]. Επιπλέον, εάν οι μονάδες DG συντονιστούν με αποτελεσματικό τρόπο, μπορούν να αποτελέσουν μια σημαντική ποσότητα και ένα τμήμα ενός χαρτοφυλακίου παρόχου ενεργειακών υπηρεσιών. Ο συντονισμένος έλεγχος των μονάδων DG σε μια δομή Έξυπνου δικτύου (S-MG) επιτρέπει την πλήρη εκμετάλλυσή τους.

Τα μικροδίκτυα είναι δίκτυα χαμηλής τάσης (LV) ή μέσης τάσης (MV) με πηγές DG, συσκευές αποθήκευσης (ST) και ελεγχόμενα φορτία (CL) με συνολική εγκατεστημένη ισχύ στην περιοχή από λίγα kW έως πενήντα MW. Το μοναδικό χαρακτηριστικό των Μικροδικτύων είναι ότι, όλοι οι παραπάνω κατανεμημένοι ενεργειακοί πόροι (DER) εμφανίζονται στο ανάντη δίκτυο ως μία, ελεγχόμενη οντότητα. Επιπλέον, παρόλο που λειτουργούν ως επί το πλείστον διασυνδεδεμένα με το DN, μπορούν αυτόματα να μεταφερθούν σε νησιωτική λειτουργία (Islanded Mode), σε περίπτωση βλαβών στο ανάντη δίκτυο. Η λειτουργία μικροδικτύων παρέχει ξεχωριστά πλεονεκτήματα για τον τελικό πελάτη και το βοηθητικό πρόγραμμα, όπως βελτιωμένη ποιότητα εξυπηρέτησης, μείωση απώλειας, αναβολή επενδύσεων και βελτιωμένη περιβαλλοντική συμπεριφορά, [2] - [3]

Η έννοια των Έξυπνων δικτύων (SGs) αναφέρεται στην εξέλιξη των ηλεκτρικών δικτύων. Το έξυπνο δίκτυο είναι ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί έξυπνα να ενσωματώσει τις ενέργειες όλων των χρηστών που είναι συνδεδεμένοι σε αυτό - των γεννητριών, των καταναλωτών και εκείνων που αναλαμβάνουν και τους δύο ρόλους - για την αποτελεσματική παροχή βιώσιμης, οικονομικής και ασφαλούς παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Τώρα, τα δίκτυα διανομής μετατρέπονται από παθητικά σε ενεργά δίκτυα, με την έννοια ότι η λήψη αποφάσεων και ο έλεγχος κατανομονται και η ροή ισχύος είναι αμφίδρομη. Αυτός ο τύπος δικτύου δημιουργεί ευκαιρίες για νέους τύπους εξοπλισμού και υπηρεσιών, τα οποία θα πρέπει να συμμορφώνονται με κοινά πρωτόκολλα και πρότυπα. Η υλοποίηση ενεργών δικτύων διανομής απαιτεί την

εφαρμογή ριζικά νέων εννοιών συστήματος. Τα S-MGs, που χαρακτηρίζονται επίσης ως «δομικά στοιχεία SGs», είναι ίσως η πιο ελπιδοφόρα, νέα δομή δικτύου. Συνολικά, η εφαρμογή ελέγχου είναι το βασικό χαρακτηριστικό που διακρίνει τα S-MGs από τα DN με τα DG. Η δομή του μικροδικτύου με τον έλεγχο των μονάδων παραγωγής και του φορτίου υπάρχει στο **Σχήμα 1 [5]**. Για περισσότερες λεπτομέρειες στα ζητήματα S-MG περιγράφονται στις αναφορές **[6] - [7]**.

Κατά συνέπεια, τα S-MG παρέχουν μια μοναδική και κατάλληλη δοκιμαστική βάση για την εφοδιαστική της τροφοδοσίας στα S-MG, οδηγεί σε πολύ υψηλό συγκριτικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (λόγω της μεταβλητότητας των τιμών του πετρελαίου, της ενεργειακής ασφάλειας κ.λπ.) δημιουργώντας ένα ισχυρό σκεπτικό για να στραφούμε προς βιώσιμα ενεργειακά συστήματα. Ωστόσο, η εκτεταμένη πρόοδος παραμένει περιορισμένη μέχρι σήμερα, για διάφορους λόγους, που κυμαίνεται από το τεχνικό έως το κοινωνικό και το πολιτικό επίπεδο. Ένα σημαντικό ερώτημα είναι. Πώς μπορούν να επιτευχθούν οι βέλτιστες χρήσεις των ΑΠΕ σε S-MG στο πλαίσιο της πλήρους ανάλυσης των ηλεκτρικών τους συστημάτων;

Σήμερα, υπάρχει ένα αυξανόμενο κύμα έρευνας σχετικά με το θέμα των βέλτιστων διαμορφώσεων ανανεώσιμης ενέργειας για μικρά ηλεκτρικά δίκτυα (π.χ. μικρά νησιά), η οποία επικεντρώθηκε κυρίως σε τεχνολογίες παραγωγής, αιολικής, φωτοβολταϊκής και υδροηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με μπαταρίες **[8]**.

Σε αυτή την, μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία, θα διερευνήσουμε μέσω ενός νέου καινοτόμου παραμετροποιημένου μαθηματικού μοντέλου το ποσοστό διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών (τεχνολογιών) ενέργειας (Α.Π.Ε) και των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας. Για την εφαρμογή αυτή επιλέχθηκε τυπικά, ο χώρος της νήσου Αμοργού ως μη διασυνδεδεμένη νήσος με το υπόλοιπο ηπειρωτικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ένας καθιερωμένος δείκτης στον τομέα της ενέργειας για ποσοτικοποίηση και σύγκριση -που χρησιμοποιήσαμε στη εργασία- του κόστους των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι το Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) και το Σταθμισμένο κόστος συστήματος (LCOS). Σε αυτή την εργασία, ο δείκτης LCOS χρησιμεύει ως χρήσιμη βάση για τη μελέτη μας στο προτεινόμενο έξυπνο μικροδίκτυο S-MG. Βασικό εργαλείο για την ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης (LCOS) αποτελεί ο πολυκριτηριακός γραμμικός προγραμματισμός, εκφρασμένος διαμέσου του μαθηματικού αλγορίθμου Simplex LP, εργαλείο επίλυσης του Excel της Microsoft.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Μεθοδολογία της έρευνας

Πολλές εργασίες παρουσιάζουν μεθοδολογίες για την πραγματοποίηση βελτιστοποιήσεων υβριδικών ανανεώσιμων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με βάση διάφορα κριτήρια. Η καθαρή παρούσα αξία (NPV), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) ή το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) είναι τα πιο συχνά χρησιμοποιούμενα κριτήρια οικονομικής βελτιστοποίησης [9] - [10]. Άλλα άρθρα έχουν υιοθετηθεί για την βελτιστοποίηση, όπως απώλεια πιθανότητας φόρτωσης (LOLP), απώλεια πιθανότητας ισχύος (LOPP), απώλεια πιθανότητας τροφοδοσίας (LPSP) και ποσοστό κάλυψης φορτίου (LCR) [11].

Ορισμένα άρθρα καθόρισαν τα «βέλτιστα συστήματα» προσδιορίζοντας το σύστημα με την καλύτερη απόδοση ανάμεσα σε ένα καθορισμένο εύρος προτεινόμενων επιλογών, αντί να επιλύσουν ένα καθαρό πρόβλημα βελτιστοποίησης [12]. Μια άλλη ομάδα άρθρων επικεντρώθηκε σε προσεγγίσεις για την επίλυση των πιο περίπλοκων προβλημάτων βελτιστοποίησης που θέτει η υβριδική ΑΠΕ, λόγω των στόχων βελτιστοποίησης πολλαπλών κριτηρίων, συχνά με μη γραμμικές, μη κυρτές φύσεις [13], [14].

Όλα τα παραπάνω άρθρα επικεντρώνονται στην ανάλυση για κάθε μικρό ή μεσαίο δίκτυο (π.χ. Μικροδίκτυο, νησιά κ.λπ.) μίας μεμονωμένης διαμόρφωσης ΑΠΕ ή μερικών διαμορφώσεων, παρέχοντας τη μοναδική βέλτιστη λύση. Ωστόσο, στην πραγματική ζωή η κατάσταση είναι διαφορετική. Τα νέα ενεργειακά συστήματα δεν καθορίζονται σε ένα βήμα, αλλά σταδιακά αναπτύσσονται από μια μικρή συμβολή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε μεγάλη διείσδυση τέτοιων πηγών.

Σε αυτή την εργασία θα διερευνήσουμε κυρίως πώς αλλάζει η βέλτιστη διαμόρφωση και το κόστος των ΑΠΕ (PV, WT, MT) σε ένα S-MG με τη διείσδυση πολλαπλών τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης υπό περιβαλλοντικούς περιορισμούς. Για το σκοπό αυτό, υιοθετήθηκε το Σταθμισμένο Κόστος του Συστήματος (LCOS) ως ο κατάλληλος δείκτης βελτιστοποίησης. Εξετάστηκαν εννέα (9) διαφορετικά σενάρια.

3.1 Διατύπωση προβλήματος

Προκειμένου να απαντηθεί το κύριο ερευνητικό ερώτημα αυτής της εργασίας – ποσοστό διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε σχέση με το καλύτερο σταθμισμένο κόστος ενέργειας για νησί - ένας σαφής ορισμός του τι συνιστά το κόστος ενός ηλεκτρικού συστήματος απαιτείται.

Μια καθιερωμένη μέτρηση στον ενεργειακό τομέα για τον ποσοτικό προσδιορισμό και τη σύγκριση του κόστους των διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι το Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE). Υπολογίζεται με υπολογισμό όλων των (αναμενόμενων) δαπανών ζωής αυτής της τεχνολογίας (συμπεριλαμβανομένων των επενδύσεων, των κατασκευών, της χρηματοδότησης, της συντήρησης, των καυσίμων, των φόρων, της ασφάλισης και των κινήτρων), τα οποία στη συνέχεια διαιρείται με τη συνολική παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια της ζωής της. Όλο το κόστος και οι τιμές παροχών προσαρμόζονται στον πληθωρισμό και προεξοφλούνται για να ληφθεί υπόψη η χρονική αξία του χρήματος. Αυτός ο ορισμός μπορεί να επεκταθεί ώστε να συμπεριλάβει το Σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης, προκειμένου να αξιολογεί το Σταθμισμένο κόστος συστήματος (LCOS).

3.2.1 Το σταθμισμένο κόστος συστήματος (LCOS) [Παράρτημα Γ]

Το LCOS ενσωματώνει τόσο το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όσο και την αποθήκευση, προκειμένου να δοθεί μία ένδειξη για το συνολικό κόστος των συστημάτων παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Για αυτή την εργασία, μια απλοποιημένη μορφή χρησιμοποιήθηκε στη διατύπωση, παραλείποντας τη χρηματοδότηση, τους φόρους, την ασφάλιση, τα κίνητρα και οποιαδήποτε αξία που μπορεί να διασωθεί στο τέλος της ζωής του έργου (Salvage value). Πρέπει να σημειωθεί ότι αυτός ο ορισμός ισχύει όμως δεν περιλαμβάνει το κόστος που σχετίζεται με τη μετατροπή, τη μεταφορά και τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας, ούτε οι υπηρεσίες διαχείρισης ποιότητας ισχύος, οι οποίες είναι επίσης σημαντικές κατά την εξέταση όλων των κοστών που αποδίδονται στην αξιόπιστη λειτουργία ενός ηλεκτρικού συστήματος. Ωστόσο, το LCOS χρησιμεύει ως χρήσιμη βάση για τη σύγκριση διαφόρων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και τελικά η εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με την διείσδυση διαφόρων τεχνολογιών – αυτή είναι και η πρόθεση αυτής της έρευνας.

Το LCOS διαμορφώθηκε και υλοποιήθηκε με βάση τον εξής τύπο σε αυτήν την εργασία [1] :

$$LCOS \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{C_i + O_i + F_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

Όπου :

C_i = Κόστος επένδυσης σε έτη i [€/kW]

O_i = Σταθερά και μεταβλητά κόστη σε έτη i [€/kW-έτος]

F_i = Κόστος καυσίμου σε έτη i [€/kWh]

E_i = Ενέργεια συστήματος σε έτη i [kWh]

η = Χρόνος ζωής έργου σε έτη

r = Επιτόκιο προεξόφλησης (%)

3.2.2 Μεταβλητές Απόφασης

Οι μεταβλητές συστήματος που απαιτούνται για βελτιστοποίηση είναι :

P_j : Εγκατεστημένη ισχύς (kW)

$j=1 \rightarrow PV, j=2 \rightarrow WT, j=3 \rightarrow MT, j=4 \rightarrow FC, j=5 \rightarrow ST$

>> Αρχικές συνθήκες (20kW, 20kW, 20kW, 20kW, 20kWh)

P_{PV} – Η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς του PV [kW].

P_{WT} – Η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς του WT [kW].

P_{MT} – Η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς της MT [kW].

P_{ST} – Η μέγιστη εγκατεστημένη ενέργεια του συστήματος της μπαταρίας [kWh]

P_{FC} – Η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς του FC [kW].

3.3.3 Αντικειμενική Συνάρτηση [Παράρτημα Ε]

Προκειμένου να βελτιστοποιηθεί η διαμόρφωση του συστήματος με βάση το ελαχιστοποιημένο κόστος, εισάγονται συγκεκριμένοι περιορισμοί και το αντίστοιχο κόστος των τεχνολογιών παραγωγής, οι οποίες μαζί με τις εγκατεστημένες δυνατότητες ως μεταβλητές, επιτρέπουν τον καθορισμό μιας αντικειμενικής λειτουργίας. Η αντικειμενική συνάρτηση (1) έχει τη μορφή ενός γραμμικού προβλήματος προγραμματισμού. Ο στόχος της βελτιστοποίησης είναι η ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης (κόστος), ενώ ικανοποιεί τους συγκεκριμένους περιορισμούς που αναφέρονται παρακάτω.

Η συνάρτηση LCOS διατυπώνεται ως εξής: [Παράρτημα Α]

$$LCOS \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \left(\frac{\sum_{i=0}^n \left[\frac{(\sum_{j=1}^5 P_j \cdot CAPEX_{j,i=0}) + (\sum_{j=1}^5 P_j \cdot CAPEX_{j,i=0} \cdot OPEX_{j,i} + P_j \cdot FC_{j,i} \cdot CF_{j,i} \cdot \gamma + P_j \cdot PCO_{2,j,i} \cdot EFCO_{2,j,i} \cdot \gamma)}{(1+r)^n} \right]}{\sum_{i=0}^n \frac{\sum_{j=1}^4 P_j \cdot CF_{j,i} \cdot \gamma + P_{ST} \cdot C \cdot DoD}{(1+r)^n}} \right) \quad (1)$$

Όπου:

P_j : Εγκατεστημένη ισχύς (kW) – Μεταβλητές απόφασης

$j=1 \rightarrow PV, j=2 \rightarrow WT, j=3 \rightarrow MT, j=4 \rightarrow ST, j=5 \rightarrow FC$

n : Χρόνος ζωής έργου (Εδώ $n=20$ έτη)

$CAPEX_{PV}$: Κόστος επένδυσης PV σε έτη i (€/kW)

$CAPEX_{WT}$: Κόστος επένδυσης WT σε έτη i (€/kW)

$CAPEX_{MT}$: Κόστος επένδυσης MT σε έτη i (€/kW)

$CAPEX_{ST}$: Κόστος επένδυσης ST σε έτη i (€/kW)

$CAPEX_{FC}$: Κόστος επένδυσης F-C σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{PV}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης PV σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{WT}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης WT σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{MT}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης MT σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{ST}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης ST σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{FC}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης FC σε έτη i (€/kW)

FC : Κόστος καυσίμου σε έτη i (€/kWh)

CF_{PV} : Συντελεστής χρησιμοποίησης PV σε έτη i (%)

CF_{WT} : Συντελεστής χρησιμοποίησης WT σε έτη i (%)

CF_{MT} : Συντελεστής χρησιμοποίησης MT σε έτη i (%)

CF_{ST} : Συντελεστής χρησιμοποίησης ST σε έτη i (%)

CF_{FC} : Συντελεστής χρησιμοποίησης F_C σε έτη i (%)

CO_2 : Τιμή του CO_2 σε έτη i (€/kg)

$EFCO_2$: Συντελεστής εκπομπής CO_2 για την MT (kg/kWh)

γ : Σύνολο ωρών ανά έτος (8760) $\rightarrow 365 \text{ h} * 24 \text{ h/Day}$

r : Προεξοφλητικό επιτόκιο (%)

c: Ετήσιος κύκλος φόρτισης μπαταρίας
DoD: Βάθος εκφόρτισης μπαταρίας (%)

Και πιο ειδικά :

Το επενδυτικό κόστος εφαρμόζεται σε [€/εγκατεστημένο kW] για στοιχεία παραγωγής και [€/εγκατεστημένο kWh] για στοιχεία αποθήκευσης.

- Το σταθερό κόστος συντήρησης εφαρμόζεται σε [€/ kW-year] για στοιχεία παραγωγής και [€/ εγκατεστημένο kWh-έτος] για στοιχεία αποθήκευσης.
- Το μεταβλητό κόστος συντήρησης εφαρμόζεται σε [€/ kWh παραγόμενο] για στοιχεία παραγωγής και [USD / kWh παραγόμενο] για στοιχεία αποθήκευσης
- Το κόστος καυσίμου αναφέρεται σε [€/kWh παραγόμενο], ισχύει μόνο για στοιχεία παραγωγής.

3.3.4 Περιορισμοί

Η αντικειμενική συνάρτηση υπόκειται στους ακόλουθους περιορισμούς:

$$P_{PV}, P_{WT}, P_{MT}, P_{ST}, P_{FC} \geq 0$$

$$0 \leq P_j \leq P_{\max}$$

$$P_{MT} = \frac{\gamma * E_{TOTAL DEMAND}}{CF_{MT} * y}$$

$$E_{TOTAL DEMAND} = \sum_{j=1}^4 P_j * CF_{j,i} * y + P_{ST} * c * DoD$$

$\gamma = 0\% - 100\%$, με βήμα = 10% και η μεταβλητή γ είναι η διείσδυση της MT (%)

$$y = 8760$$

Όλες οι μεταβλητές υποβλήθηκαν λογικά στον περιορισμό ότι είναι μεγαλύτερες ή ίσες με το μηδέν. Επιπλέον, η παραγόμενη ενέργεια συστήματος ορίζεται ως η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μείον την ανεκπλήρωτη ζήτηση ενέργειας η οποία θεωρείται ότι είναι μηδενική σε αυτήν την εργασία.

3.4 Συντελεστές χρησιμοποίησης (Capacity factors)

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης μιας μονάδας παραγωγής ενέργειας είναι ο λόγος της πραγματικής παραγωγής του για μια χρονική περίοδο, προς την πιθανή παραγωγή του εάν ήταν δυνατό να λειτουργεί με πλήρη χωρητικότητα επ' αόριστόν.

ΠΙΝΑΚΑΣ 3.4.1. Δεδομένα τεχνολογιών σε σχέση με τους συντελεστές χρησιμοποίησης

Τεχνολογία	Συντελεστής Χρησιμοποίησης (%)
PV	16
WT	30
MT	75
FUEL CELL	80
STORAGE	-

ΑΝΑΦΟΡΑ: IRENE & LAZARD

3.5.1 Μέθοδος βελτιστοποίησης [Παράρτημα Δ]

Στα προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού ζητείται να υπολογιστεί η βέλτιστη τιμή μιας αντικειμενικής συνάρτησης, υπό τους περιορισμούς που θέτει το πρόβλημα. Στα προβλήματα ελαχιστοποίησης αναζητούμε την ελάχιστη τιμή της (min). Αν το πρόβλημα έχει μόνο δύο μεταβλητές τότε μπορεί να λυθεί και γραφικά. Όμως στη γενική τους μορφή τα ΠΓΠ έχουν πολλές μεταβλητές και πολλούς περιορισμούς, και η λύση τους είναι δυνατή μόνο με τη βοήθεια του αλγορίθμου SIMPLEX και ενός Η/Υ που θα τον υλοποιεί ταχύτατα. Υπάρχουν αρκετές εφαρμογές λογισμικού που λύνουν προβλήματα βελτιστοποίησης υλοποιώντας τον αλγόριθμο SIMPLEX (π.χ., MathCAD, MS-Excel (Solver), κ.ά.). Το MatLab εκτός από τα προγράμματα που δημιουργεί ο χρήστης διαθέτει τις τυπικές συναρτήσεις ελαχιστοποίησης (fminsearch, fminbnd, κλπ.) και διαθέτει το Optimization Toolbox το οποίο περιλαμβάνει επιπλέον συναρτήσεις για την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης (linprog, optimtool, κλπ.).

Για την εξεύρεση βέλτιστων λύσεων στην αντικειμενική συνάρτηση επιλέξαμε το Solver (MS-Excel), ο οποίος κάνει χρήση του αλγορίθμου επίλυσης SIMPLEX LP. Η επιλογή δεν έγινε τυχαία διότι στην επίλυση γραμμικών προβλημάτων αποτελεί την καλύτερη εφαρμογή. Η ανοχή παραμέτρων, η ανοχή περιορισμού και η ανοχή συνάρτησης ρυθμίστηκε σε κλίμακα $1e-5$ στις επιλογές βελτιστοποίησης.

3.5.2 Δεδομένα κόστους

Τα ακόλουθα δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν για το κόστος επένδυσης (Capex), το κόστος συντήρησης (Opex), και το κόστος καυσίμου (Fuel):

ΠΙΝΑΚΑΣ 3.5.2. Δεδομένα κόστους που χρησιμοποιήθηκαν στον υπολογισμό και την βελτιστοποίηση LCOS

Μονάδα DG	P_{min} (kW)	Εγκατεστημένη Ισχύς P_{max} (kW) & Ενέργεια (kWh)	Συντελεστής Χρησιμοποίησης (%)	CAPEX (€/kW p)	OPEX (% of CAPEX)	Κόστος Καυσίμου F_C (€/kWh)	Συντελεστής Εκπομπής CO ₂ (kgr/kWh)
MT	0	185	75	2000	3	0,055	0.33
PV1, PV2...5, PV6	0	200	16	1600	2	-	0
WT	0	100	30	1600	3	-	0
ST	0	60000	-	900	2	-	0
FC	0	40	80	2200	3	-	0

ΑΝΑΦΟΡΑ : IRENE & LAZARD

3.5.3 Υποθέσεις

1. Διάρκεια ζωής συστήματος

Εφαρμόστηκε διάρκεια ζωής 20 ετών για όλες τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.

2. Αντικατάσταση μπαταρίας

Το κόστος αντικατάστασης μπαταρίας δεν συμπεριλήφθηκε στο αρχικό κόστος επένδυσης για την μπαταρία, που θα γινόταν κανονικά μετά από 10 χρόνια.

3. Επιτόκιο (r)

Ένα πραγματικό επιτόκιο 10 % Ελληνικής αγοράς (λόγω ιδιαιτέρων συνθηκών κρίσης, αβεβαιότητα κτλ, σε διαφορετική περίπτωση το επιτόκιο κυμαίνεται από 5%-7%) ενσωματώθηκε για την προεξόφληση μελλοντικών δαπανών και παραγωγή ενέργειας.

4. Ανεμογεννήτρια στερεού εδάφους ξηράς

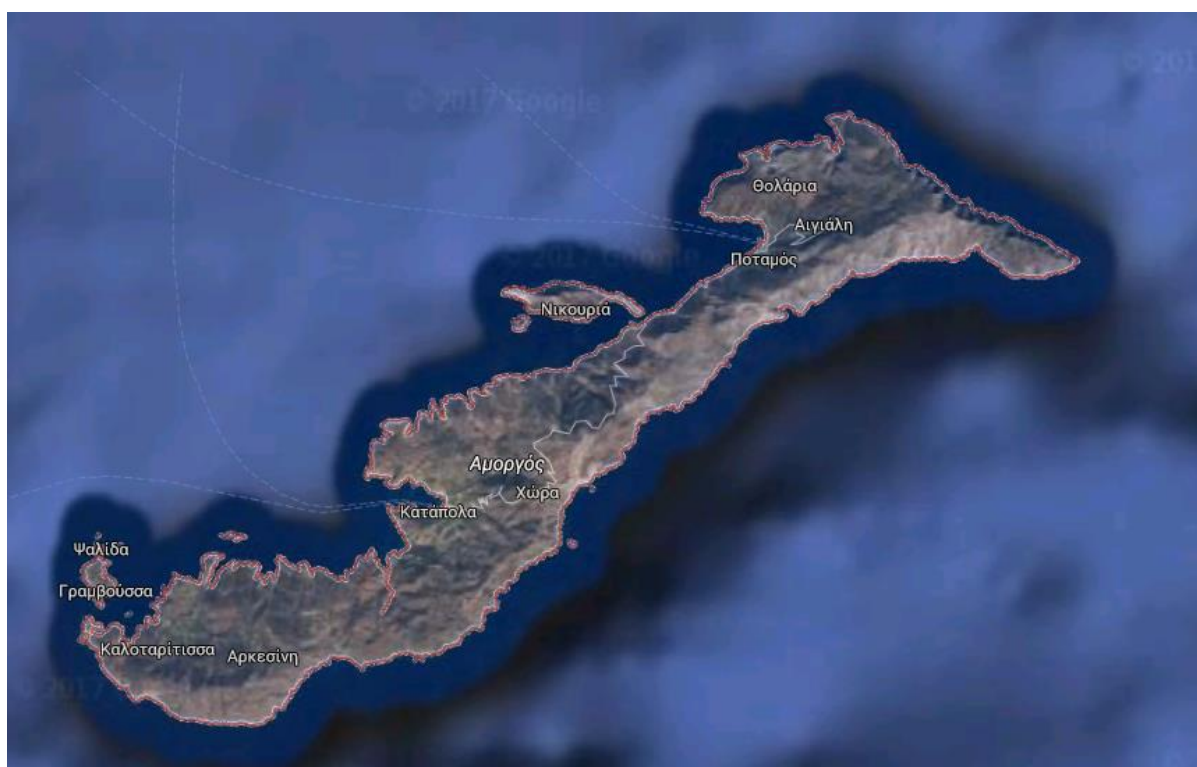
Τα δεδομένα κόστους επένδυσης και λειτουργίας & συντήρησης για τις ανεμογεννήτριες που χρησιμοποιούνται για βελτιστοποίηση λήφθηκαν για την περίπτωση της αιολικής παραγωγής στην ξηρά. Στην περίπτωση της υπεράκτιας αιολικής παραγωγής, το κόστος μπορεί να είναι υψηλότερο, το οποίο θα μπορούσε να επηρεάσει αισθητά το κόστος LCOS.

5. Φωτοβολταϊκά στοιχεία

Τα στοιχεία κόστους επένδυσης και λειτουργίας & συντήρησης για την παραγωγή φωτοβολταϊκών ελήφθησαν για την περίπτωση παραγωγής κρυσταλλικού πυριτίου μικρής κλίμακας χρησιμότητας.

4.1 Τοποθεσία εφαρμογής νήσος Αμοργός [15]

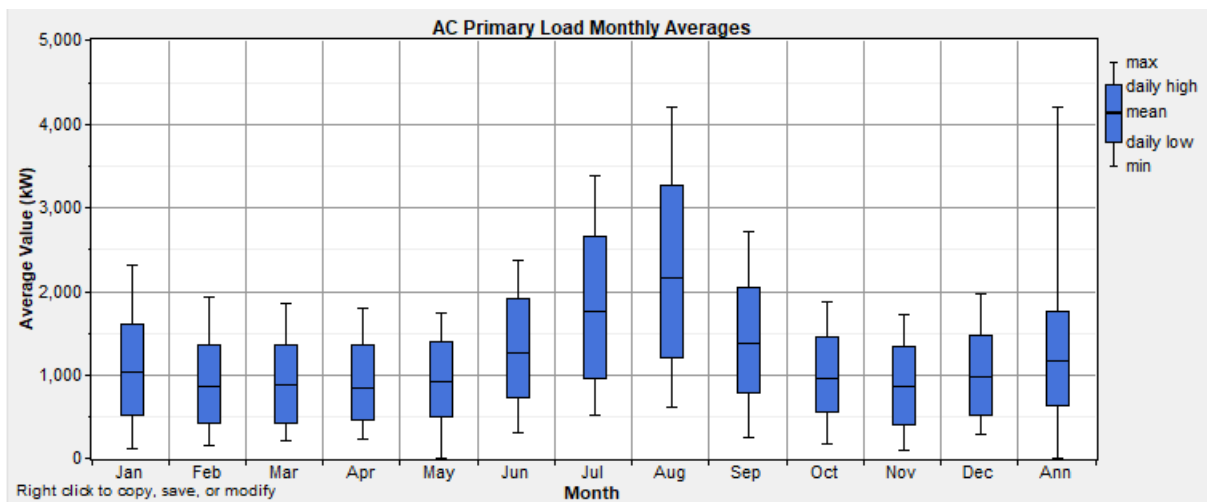
Το νησί της Αμοργού ανήκει στο νησιωτικό σύμπλεγμα των Κυκλάδων. Βρίσκεται στο νοτιοανατολικό άκρο των Κυκλάδων, νοτιοανατολικά της Νάξου και σε απόσταση 136 ναυτικών μιλίων από τον Πειραιά. Η επιφάνεια της εκτιμάται στα 120 km², έχει μήκος ακτών 126 km ενώ διαθέτει απότομη ορεινή μορφολογία εδάφους. Σύμφωνα με την απογραφή του 2011 ο πληθυσμός του νησιού ανέρχεται τους 1973 κατοίκους.



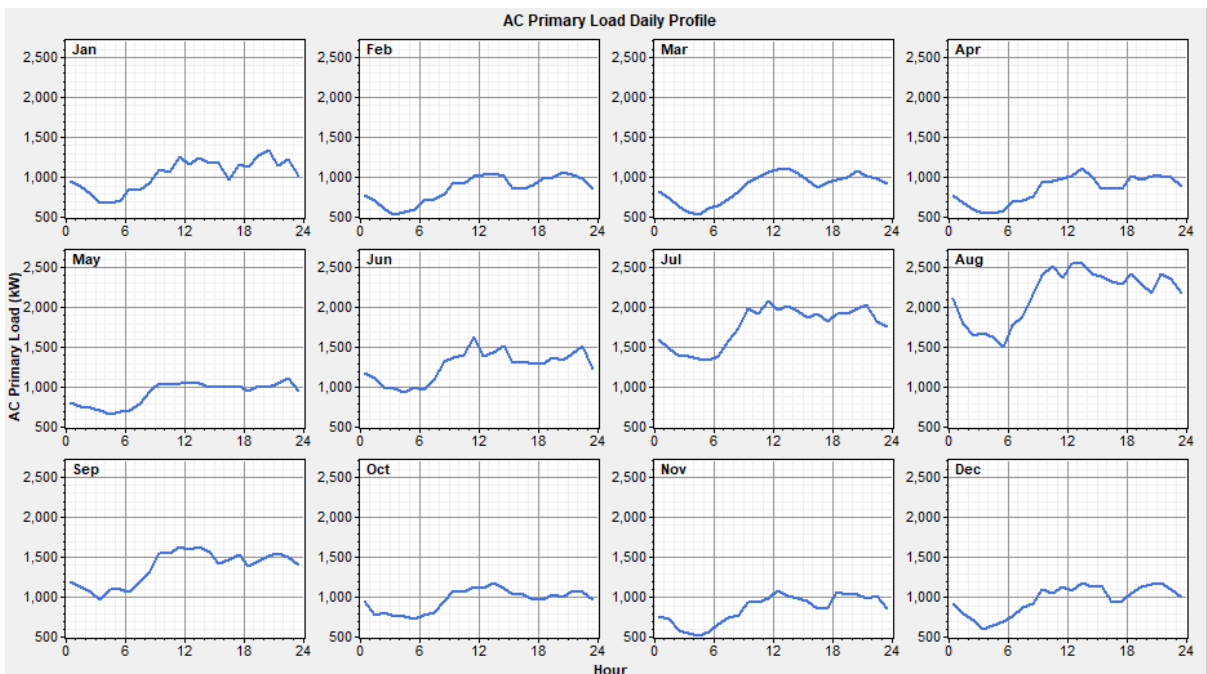
ΕΙΚΟΝΑ 4.1 : Η νήσος Αμοργός

4.2 Ηλεκτρική ζήτηση [16]

Τα στοιχεία για τον ηλεκτρικό φόρτο του νησιού ελήφθησαν από το ΔΕΔΔΗΕ (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων). Στα **σχήματα 4.2, 4.3** φαίνεται η διακύμανση του φορτίου ανά μήνα (μέγιστη, ελάχιστη και μέση τιμή) καθώς και το ημερήσιο προφίλ για κάθε μήνα. Παρατηρούμε ότι η ηλεκτρική ζήτηση αυξάνεται πολύ κατά τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω αυξημένης τουριστικής δραστηριότητας.



ΣΧΗΜΑ 4.2: Το φορτίο της Αμοργού (2018)



ΣΧΗΜΑ 4.3: Ημερήσιο προφίλ του φορτίου για κάθε μήνα

Η ενεργειακή κάλυψη του νησιού επιτυγχάνεται χάρη στον τοπικό σταθμό παραγωγής ενέργειας της ΔΕΗ. Ο σταθμός αποτελείται από έξι μηχανές καύσης πετρελαίου, η συνολική αποδιδόμενη ισχύς (εγκατεστημένη ισχύς) των οποίων ανέρχεται στα 5286 KW. Η εφαρμογή πεδίου θα διεξαχθεί μόνο για ένα τμήμα της εγκατεστημένης ισχύος των 5286 kW. Η ετήσια ζήτηση για το έτος 2019 (Βάση στοιχείων εκκαθ. ΔΕΔΔΗΕ) ήταν 11,304.61 MWh

4.3 Εφαρμογή πεδίου

Στην νήσο της Αμοργού, όπως σχεδόν σε όλο το νησιωτικό σύμπλεγμα της χώρας έχουμε πολλούς περιορισμούς εγκατάστασης μονάδων παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Περιορισμούς κόστους αγοράς εξοπλισμού, περιβαλλοντολογικούς (πχ θόρυβος), κόστος αγοράς καυσίμου, αντιδράσεις τοπικών κοινωνιών και ευρωπαϊκές δεσμεύσεις μείωσης ρύπων.

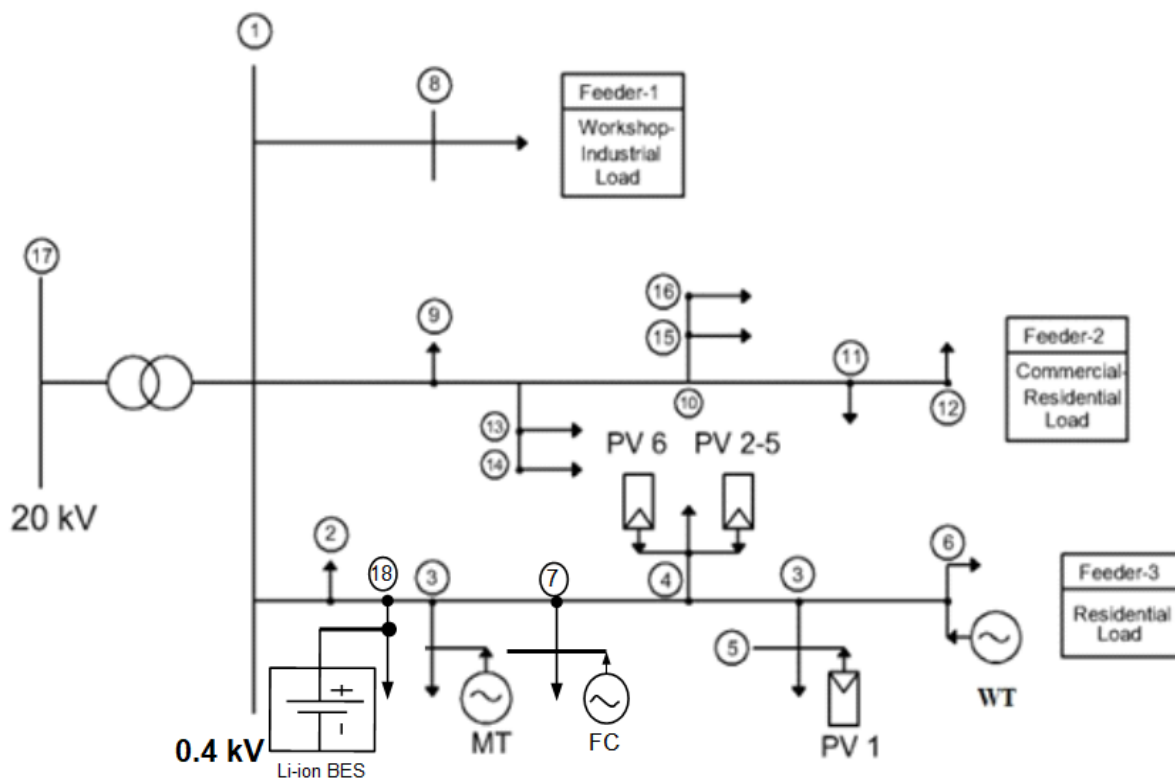
Από αυτό το μικροδίκτυο χρειαζόμαστε παραγωγή ενέργειας σε ετήσια βάση 1.200.000 KWh, 24ώρες το 24ωρο. Δηλαδή : $P_{TOTAL}(KW)=1.200.000 \text{ kWh} / (365d * 24h) = 1.200.000 \text{ kWh} / (8760) = 136.98 \text{ kW}$ (Κατά μέσο όρο). Αν θέλουμε προσθέσουμε και μία ασφάλεια ζήτησης του φορτίου 20% (27,39kW) , άρα $P_{TOTAL}(kW)= 165 \text{ kW}$ εγκατεστημένη ισχύς.

Αυτήν την περίπτωση την καλύπτουμε εύκολα με μία μικροτουρμπίνα CNG ή ένα συγκρότημα H/Z diesel. Επίσης πρέπει να γνωρίζουμε ότι ο ΔΕΔΔΗΕ ως διαχειριστής δικτύου έχει μεριμνήσει, σε περίπτωση διακοπής ηλεκτροδότησης μπορεί άμεσα σε 4-5 ώρες να μεταφέρει H/Z εφεδρικά των 5 - 10 MW και να τα συγχρονίσει άμεσα με το υπάρχων δίκτυο ρεύματος. Σε ένα θεωρητικό σενάριο και μόνο θα μπορούσαμε να χρησιμοποιήσουμε μόνο συσσωρευτές αλλά το κόστος ενέργειας θα εκτοξευόταν πολύ υψηλά. Στην περίπτωση μας θα χρειαζόμασταν 3750 KWh ημερησίως. Αν υποθέσουμε ότι την ενέργεια αυτή θα την λάβουμε σε 1.5 ώρα χρειαζόμαστε συσσωρευτή ικανό που να μας παρέχει 2.5 MW. !!! Η ετήσια παραγωγή ενέργειας, θα μπορούσε θεωρητικά και μόνο να καλυφθεί από την μπαταρία $E_{TOTAL}= 3750 * 400 * 0.8 = 1.200.000 \text{ kWh}$. Όμως θέτουμε περιορισμό αποθήκευσης στο 5% της ζήτησης, ήτοι 60000 kWh. **[Παράρτημα Ζ]**

Όμως αυτές οι τεχνολογίες είναι ρυπογόνες (Μικροτουρμπίνα MT) και με βάσει την συνθήκη των Παρισίων (2030 climate & energy framework) πρέπει να μεταβούμε σε τεχνολογίες μη ρυπογόνες όπως ΑΠΕ κτλ. Άρα, πρέπει να βρούμε το βέλτιστο συνδυασμό ενεργειακού χαρτοφυλακίου, δηλαδή την μέγιστη ισχύ από κάθε τεχνολογία για να έχουμε το ελάχιστο Σταθμισμένο κόστος συστήματος (LCOS).

4.4 Το δίκτυο προσομοίωσης [Παράρτημα Β]

Το δίκτυο που χρησιμοποιείται σε προσομοιώσεις είναι αυτό του σχήματος 4.4. Πρόκειται για δίκτυο χαμηλής τάσης (LV) που περιλαμβάνει τρεις τροφοδότες ($N_{bus} = 18$). Το πρώτο εξυπηρετεί φορτίο κατοικιών. Μία Μικροτουρμπίνα (MT), μια συνδεδεμένη απευθείας ανεμογεννήτρια (WT), πολλά φωτοβολταϊκά (PV), ένα FC μία συστοιχία μπαταριών εγκατεστημένα σε αυτόν τον τροφοδότη. Ο δεύτερος τροφοδότης είναι βιομηχανικός που εξυπηρετεί ένα μικρό εργαστήριο και ο τρίτος είναι οικιακός-εμπορικός [17], [18].



ΣΧΗΜΑ 4.4 : Ηλεκτρικό δίκτυο προσομοίωσης

4.5 Μονάδες DG και φορτία

Ο Πίνακας 4.5.1 παρέχει την εγκατεστημένη ισχύ και άλλες οικονομικές παραμέτρους για την εγκατεστημένη μονάδα ΑΠΕ και καύσιμο DG. Μπορείτε να βρείτε περισσότερα δεδομένα για τις ακόλουθες μονάδες DG στις [17], [18] και [7]. Η εγκατεστημένη ισχύ κάθε μονάδας DG είναι ικανή να καλύψει τη συνολική ζήτηση S-MG.

Η μικροτουρμπίνα MT λειτουργεί με φυσικό αέριο. Η θερμογόνος δύναμη του φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται ως είσοδος είναι $CV = 0,01115 \text{ MWh} / \text{N.m}^3$, ενώ το κόστος υποτίθεται ότι είναι $0,62 \text{ €} / \text{m}^3$. Επομένως, το κόστος για κάθε MWh φυσικού αερίου είναι $\text{CostMWh_gas_input} = 55,61 \text{ €} / \text{MWh}$ [18], [19]. Επιπλέον, το τρέχον κόστος του CO_2 θεωρείται $0,025 \text{ €} / \text{kg}$. Τα αποτελέσματα που αναφέρονται σε αυτό την εργασία προϋποθέτουν κατά μέσο όρο 20 έτη για όλες τις υποψήφιες μονάδες DG με προεξοφλητικό επιτόκιο $r = 10\%$. Τα αναφερόμενα στοιχεία διάρκειας ζωής για τις μονάδες DG κυμαίνονται συνήθως μεταξύ 15 και 20 ετών, σε αυτή την περίπτωση 20 ετών. Πρέπει να σημειωθεί, ωστόσο, ότι ο σχεδιαστής θα μπορούσε να χρησιμοποιήσει διαφορετικές περιόδους ζωής για διαφορετικές τεχνολογίες DG. **Όλα τα κόστη προεξοφλούνται σε ημερομηνία αναφοράς με δεδομένο το προεξοφλητικό επιτόκιο.** Το ετήσιο κόστος O&M (OPEX) για όλες τις επιλογές της DG θεωρείται το 2% - 3% του κόστους κεφαλαίου (CAPEX).

ΠΙΝΑΚΑΣ 4.5.1. Δεδομένα για τις μονάδες DG του μικροδικτύου

Unit	P_{min} (kW)	Εγκατεστημένη Ισχύς P_{max} (kW) & Ενέργεια (kWh)	Συντελεστής Χρησιμοποίησης (%)	CAPEX (€/kWp)	OPEX (% of CAPEX)	Κόστος Καυσίμου F_C (€/kWh)	Συντελεστής Εκπομπής CO ₂ (kgr/kWh)
MT	0	185	75	2000	3	0,055	0.33
PV1, PV2...5, PV6	0	200	16	1050	2	-	0
WT	0	100	30	1600	3	-	0
ST	0	60000	-	900	2	-	0
FC	0	40	80	2200	3	-	0

ΑΝΑΦΟΡΑ : IRENE & LAZARD

Τα ηλεκτρικά φορτία αντιπροσωπεύουν τυπικές ημέρες του έτους. Οι μέσες, μέγιστες και ελάχιστες τιμές του ηλεκτρικού φορτίου είναι 136,98 kW, 222,72 kW και 46,29 kW αντίστοιχα. Για τους σκοπούς αυτής της εργασίας, υποθέτουμε ότι η συνολική ζήτηση φορτίου (P_{TL}) του S-MG είναι 1.200 MWh = 1.200.000kWh σε ετήσια βάση.

4.6 Όλοι οι παράμετροι προσομοίωσης για το μικροδίκτυο

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ PV = 200 kW
 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ WT = 100 kW
 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ MT = 185 kW
 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ FC1 = 50 kW
 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ FC2 = 60 kW
 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ FC3 = 70 kW
 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ FC4 = 80 kW
 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ FC = 40 kW

CAPEX_PV1=1050 €/kW, CAPEX_PV2=470.90 €/kW
 CAPEX_WT1=1600 €/kW, CAPEX_WT2=824.90 €/kW
 CAPEX_MT=2000 €/kW
 CAPEX_FC1=2200 €/kW, CAPEX_FC2= 2100 €/kW
 CAPEX_ST1=900 €/kW, CAPEX_ST2=107.90 €/kW
 ΕΚΠΟΜΠΗ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ CO₂1 = 0.017 €/KWh

ΕΤΗΣΙΑ ΑΝΑΓΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ = 1.200.000 kWh

ΕΚΠΟΜΠΗ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ CO₂2=0.025 €/KWh

ΑΝΑΓΚΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 5% ΕΤΗΣΙΑΣ = 60.000 kWh

ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ EF_{CO2} = 0.33 €/KWh

ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (φ.Α) MT FUEL1= 0.030 €/MWh

ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (φ.Α) MT FUEL2= 0.060 €/MWh

4.7 Σενάρια προσομοίωσης

4.7.1 Σενάριο 1: Εύρεση του ελάχιστου κόστους LCOS. Μόνο μία από τις πέντε (5) υποψήφιες DG μονάδες τεχνολογίας θα καλύπτει την συνολική ετήσια ζήτηση P_{TL} (Total Load Demand)= 1.200.000 kWh = 1.200 MWh . Λαμβάνοντας υπόψη μια ενιαία μονάδα DG, η οποία υποτίθεται ότι ικανοποιεί όλες τις απαιτήσεις του S-MG, βρίσκουμε την αντίστοιχη τιμή του LCOS (*) Παραδοχή : 1.200.000 kWh * 5% = 60000 kWh

ΠΙΝΑΚΑΣ 4.7.1. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 1 προσομοίωσης

DG Units	$\gamma = 0 \%$	$\gamma = 100 \%$	$\gamma = 0 \%$	$\gamma = 0 \%$	$\gamma = 0 \%$
P_{PV} (kW)	0	0	0	856.16	0
P_{WT} (kW)	0	0	456.62	0	0
P_{MT} (kW)	0	182.65	0	0	0
P_{FC} (kW)	171.23	0	0	0	0
P_{ST} (kWh)	0	0	0	0	3750
LCOS _{min} (€/MWh)	76.292	73.765	89.778	102.977	386.605
$P_{CO_2} = 0.017 \text{ €/kg}$, $FC_{MT} = 0.030 \text{ €/kWh}$, $EFCO_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$					

4.7.2 Σενάριο 2: Διατηρούμε τα ανώτατα όρια των εγκατεστημένων ισχύων που έχουμε εντοπίσει από την επίλυση του πρώτου σεναρίου για κάθε μονάδα τεχνολογίας και μεταβάλλουμε το γ_{MT} σε ένα εύρος τιμών από 0 έως 0.9, με βήμα αλλαγής 0.1

ΠΙΝΑΚΑΣ 4.7.2. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 2 προσομοίωσης

DG Units	Upper limits	$\gamma = 0$	$\gamma = 0.1$	$\gamma = 0.2$	$\gamma = 0.3$	$\gamma = 0.4$	$\gamma = 0.5$	$\gamma = 0.6$	$\gamma = 0.7$	$\gamma = 0.8$	$\gamma = 0.9$	$\gamma = 1$
P_{PV} (kW)	856.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	X
P_{WT} (kW)	456.62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	X
P_{MT} (kW)	182.65	0	18.26	36.53	54.79	73.06	91.32	109.59	127.85	146.12	164.38	X
P_{FC} (kW)	171.23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	X
P_{ST} (kWh)	60000	171.23	154.11	136.99	119.86	102.74	85.62	68.49	51.37	34.25	17.12	X
LCOS _{min} (€/MWh)	-	76.292	49.039	51.786	54.534	57.281	60.029	62.776	65.523	68.271	71.018	X
$P_{CO_2} = 0.017 \text{ €/kg}$, $FC_{MT} = 0.030 \text{ €/kWh}$, $EFCO_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$												

4.7.3 Σενάριο 3: Με δεδομένη εγκατεστημένη ισχύ ($P_{PV}=200 \text{ kW}$, $P_{WT}= 100 \text{ kW}$, $P_{MT}= 185 \text{ kW}$, $P_{ST}= 60000 \text{ kWh}$, $P_{FC} = 40 \text{ kW}$) και με την διείσδυση της μικροτουρμπίνας $\gamma_{MT} = 80\%$, παρατηρούμε το LCOS και την ενσωμάτωση των τεχνολογιών στο μικροδίκτυο.

ΠΙΝΑΚΑΣ 4.7.3. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 3 προσομοίωσης

DG Units	INSTALLED	$\gamma_{MT} = 80\%$	ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΣΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ
P_{PV} (kW)	200	200	0
P_{WT} (kW)	100	100	0
P_{MT} (kW)	185	185	146.12
P_{FC} (kW)	40	40	0
P_{ST} (kWh)	60000	60000	34.25
LCOS _{min} (€/MWh)	-	-	73.657
$P_{CO_2} = 0.017 \text{ €/kg}$, $FC_{MT} = 0.030 \text{ €/kWh}$, $EFCO_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$			

4.7.4 Σενάριο 4: Πόσο πρέπει να μειωθεί το Capex κάθε τεχνολογίας (PV-WT-ST) ($P_{PV}=200$ kW, $P_{WT}= 100$ kW, $P_{MT}= 185$ kW, $P_{ST}= 60000$ kWh, $P_{FC} = 40$ kW) σε σχέση με άλλη για να υπάρξει υποκατάσταση της και με την διείσδυση της μικροτουρμπίνας $\gamma_{MT} = 0.8$ (80%), παρατηρούμε το LCOS και την ενσωμάτωση των τεχνολογιών στο μικροδίκτυο.

ΠΙΝΑΚΑΣ 4.7.4.α Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 4α προσομοίωσης
 $CAPEX_{PV}=1050 \rightarrow 470.90$ [-44.84%] ($\gamma=0.8$)

γ (%)	LCOS min (€/MWh)		P_{PV} (kW)		P_{WT} (kW)		P_{MT} (kW)		P_{ST} (kWh)		P_{FC} (kW)	
	A	E	A	E	A	E	A	E	A	E	A	E
0	175.849	162.580	200	200	100	100	0	0	1176.75	1176.75	40	40
20	114.626	101.359	200	200	100	100	36.53	36.53	426.75	426.75	40	40
40	77.853	65.724	126.20	200	100	60.64	73.06	73.06	0	0	40	40
60	74.053	66.790	0	200	75.98	0	105.59	105.59	0	0	40	28.49
80	73.657	73.636	0	171.23	0	0	146.12	146.12	0	0	35.24	0
100	80.499	80.499	0	0	0	0	182.65	182.65	0	0	0	0

$P_{CO_2} = 0.017$ €/kg, $FC_{MT} = 0.030$ €/kWh, $EFCO_2 = 0.33$ kgr/kWh

A: Αρχικό Capex PV, E: Ελάχιστο Capex PV

ΠΙΝΑΚΑΣ 4.7.4.β Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 4β προσομοίωσης
 $CAPEX_{WT}=1600$ €/kW $\rightarrow 824.90$ €/kW [-51.55%] ($\gamma=0.8$)

γ (%)	LCOS min (€/MWh)		P_{PV} (kW)		P_{WT} (kW)		P_{MT} (kW)		P_{ST} (kWh)		P_{FC} (kW)	
	A	E	A	E	A	E	A	E	A	E	A	E
0	175.847	166.322	200	200	100	100	0	0	0	1176.75	40	40
20	114.626	105.101	200	200	100	100	36.53	36.53	426	426	40	40
40	77.853	68.329	126.60	126.60	100	100	73.06	73.06	0	0	40	40
60	74.052	66.818	0	0	75.98	100	109.59	109.59	0	0	40	30.99
80	73.657	73.656	0	0	0	91.33	146.12	146.12	0	0	34.25	0
100	80.499	80.499	0	0	0	0	182.65	182.65	0	0	0	0

$P_{CO_2} = 0.017$ €/kg, $FC_{MT} = 0.030$ €/kWh, $EFCO_2 = 0.33$ kgr/kWh

A: Αρχικό Capex WT, E: Ελάχιστο Capex WT

ΠΙΝΑΚΑΣ 4.7.4.γ Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 4γ προσομοίωσης
CAPEX_{ST}=900 €/kW--> 107.70 €/kW [-88.04 %] (γ=0.8)

γ (%)	LCOS min (€/MWh)		P _{PV} (kW)		P _{WT} (kW)		P _{MT} (kW)		P _{ST} (kWh)		P _{FC} (kW)	
	A	E	A	E	A	E	A	E	A	E	A	E
0	175.847	46.264	200	0	100	0	0	0	1176.75	3750	40	0
20	114.626	53.111	200	0	100	0	36.53	36.53	426.75	3000	40	0
40	77.853	59.958	126.20	0	100	0	73.05	73.05	0	2250	40	0
60	74.052	66.805	0	0	75.98	0	109.59	109.59	0	1500	40	0
80	73.657	73.652	0	0	0	0	146.12	146.12	0	750	34.25	0
100	80.499	80.499	0	0	0	0	182.62	182.62	0	0	0	0
P_{CO2} = 0.017 €/kg, FC_{MT} = 0.030 €/kWh, EFCO₂ = 0.33 kgr/kWh												

A: Αρχικό Capex ST, E: Ελάχιστο Capex ST

4.7.5 Σενάριο 5: Διατηρούμε τα ανώτατα όρια των εγκατεστημένων ισχύων (μίγμα τεχνολογιών) που έχουμε εντοπίσει από την επίλυση του πρώτου σεναρίου για κάθε μονάδα τεχνολογίας και κατόπιν μειώνουμε το αρχικό CAPEX της μπαταρίας στα 1/3 (33,33%) ή σε πιο ποσοστό μπορούμε να έχουμε ικανοποιητική διείσδυση της μπαταρίας στο μικροδίκτυο (από πλευράς κόστους) ; παρατηρούμε το LCOS .

ΠΙΝΑΚΑΣ 4.7.5. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 5 προσομοίωσης

DG Units INSTALLED	γ _{MT} = 0.8	ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΣΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ CAPEX _{ST} = 300 €/kW	ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΣΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ CAPEX _{ST} = 105 €/kW
P _{PV} (kW)	856.16	0	0
P _{WT} (kW)	456.62	0	0
P _{MT} (kW)	182.65	146.12	146.12
P _{FC} (kW)	171.23	34.25	0
P _{ST} (kWh)	60000	0	750.00
LCOS min (€/MWh)	-	68.271	68.033
P_{CO2} = 0.017 €/kg, FC_{MT} = 0.030 €/kWh, EFCO₂ = 0.33 kgr/kWh			

4.7.6 Σενάριο 6: Με δεδομένες εγκατεστημένες ισχύς (μίγμα τεχνολογιών) και με την διείσδυση της μικροτουρμπίνας γ_{MT} = (0-100%) με βήμα 10%, παρατηρούμε το LCOS και την ενσωμάτωση των τεχνολογιών στο μικροδίκτυο, μεταβάλλοντας το (FC = 50,60,70,80 kW) διαδοχικά.

4.7.7 Σενάριο 7: Με δεδομένες εγκατεστημένες ισχύς (μίγμα τεχνολογιών) και με την διείσδυση της μικροτουρμπίνας γ_{MT} = (0-100%) με βήμα 10%, παρατηρούμε το LCOS και την ενσωμάτωση των τεχνολογιών στο μικροδίκτυο, μεταβάλλοντας το (FC = 50,60,70,80

kW) διαδοχικά και μεταβάλλοντας το CO₂ από 0.017 €/kg σε 0.025 €/kg. (Περιβαλλοντικές επιδράσεις).

4.7.8 Σενάριο 8: Με δεδομένες εγκατεστημένες ισχύς (μίγμα τεχνολογιών) και με την διείσδυση της μικροτουρμπίνας $\gamma_{MT} = (0-100\%)$ με βήμα 10%, παρατηρούμε το LCOS και την ενσωμάτωση των τεχνολογιών στο μικροδίκτυο, μεταβάλλοντας το (FC = 50,60,70,80 kW) διαδοχικά και μεταβάλλοντας το MT FUEL από 0.030 €/kWh σε 0.060 €/kWh. (Περιβαλλοντικές επιδράσεις).

4.7.9 Σενάριο 9: Με δεδομένες εγκατεστημένες ισχύς (μίγμα τεχνολογιών) και με την διείσδυση της μικροτουρμπίνας $\gamma_{MT} = (0-100\%)$ με βήμα 10%, παρατηρούμε το LCOS και την ενσωμάτωση των τεχνολογιών στο μικροδίκτυο, μεταβάλλοντας το (FC = 50,60,70,80 kW) διαδοχικά και μεταβάλλοντας το CAPEX_FC από 2200 €/kW σε 2100 €/kW.

4.7.10 Ακολουθούν πίνακες και διαγράμματα των 6,7,8,9 σεναρίων προσομοίωσης, όπου RES (PV+WT) :

ΠΙΝΑΚΑΣ 6Α. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 6(α) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : DIFFERENT VALUES OF FC = 50 kW															
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST											
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2200	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE										
		TECHNOLOGY PENETRATION						PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC			
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	
P_PV	200	0	155.973	200.00	100.00	0.00	50.00	957.75	300.00	85.71	300.00	85.71	350.00	100.00	350.00	100.00	
P_WT	100	10	125.362	200.00	100.00	18.26	50.00	582.75	300.00	81.46	318.26	86.42	350.00	95.04	368.26	100.00	
P_MT	185	20	94.752	200.00	100.00	36.53	50.00	207.75	300.00	77.61	336.53	87.06	350.00	90.55	386.53	100.00	
P_FC	50	30	76.791	161.82	100.00	54.79	50.00	0.00	261.82	71.42	316.61	86.36	311.82	85.05	366.61	100.00	
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	74.543	76.20	100.00	73.06	50.00	0.00	176.20	58.88	249.26	83.29	226.20	75.59	299.26	100.00	
ABE_ST		60000	50	72.440	0.00	94.98	91.32	50.00	0.00	94.98	40.19	186.30	78.84	144.98	61.35	236.30	100.00
		60	71.512	0.00	49.32	109.59	50.00	0.00	49.32	23.61	158.91	76.07	99.32	47.54	208.91	100.00	
MT FUEL COST (€/kWh)		70	70.584	0.00	3.65	127.85	50.00	0.00	3.65	2.01	131.50	72.45	53.65	29.56	181.50	100.00	
F_MT		0.030	80	73.657	0.00	0.00	142.12	34.25	0.00	0.00	142.12	80.58	34.25	19.42	176.37	100.00	
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	77.078	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00	
CO ₂		0.017	100	80.499	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00	
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)							O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST					FUEL*	
EFCO2		0.330	OPEX (€/kW)		21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)		400			DISCOUNT RATE r (%)		10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)			20	SCN 6(α)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 6Β. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 6(β) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : DIFFERENT VALUES OF FC = 60 kW															
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST											
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2200	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE										
		TECHNOLOGY PENETRATION						PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC			
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	
P_PV	200	0	136.098	200.00	100.00	0.00	60.00	783.75	300.00	83.33	300.00	83.33	360.00	100.00	360.00	100.00	
P_WT	100	10	105.488	200.00	100.00	18.36	60.00	363.75	300.00	79.29	318.36	84.14	360.00	95.15	378.36	100.00	
P_MT	185	20	75.728	197.43	100.00	36.53	60.00	0.00	297.43	75.50	333.96	84.77	357.43	90.73	393.96	100.00	
P_FC	60	30	73.480	111.82	100.00	54.79	60.00	0.00	211.82	64.85	266.61	81.63	271.82	83.22	326.61	100.00	
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	71.232	26.20	100.00	73.06	60.00	0.00	126.20	48.68	199.26	76.86	186.20	71.82	259.26	100.00	
ABE_ST		60000	50	69.901	0.00	68.31	91.32	60.00	0.00	68.31	31.10	159.63	72.68	128.31	58.42	219.63	100.00
		60	68.973	0.00	22.65	109.59	60.00	0.00	22.65	11.78	132.24	68.79	82.65	42.99	192.24	100.00	
MT FUEL COST (€/kWh)		70	70.237	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00	
F_MT		0.030	80	73.657	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00	
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	77.078	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00	
CO ₂		0.017	100	80.499	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00	
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)							O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST					FUEL*	
EFCO2		0.330	OPEX (€/kW)		21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)		400			DISCOUNT RATE r (%)		10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)			20	SCN 6(β)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 6Γ. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 6(γ) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : DIFFERENT VALUES OF FC = 70 kW														
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE									
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2200	900										
		TECHNOLOGY PENETRATION						PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC		
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
P_PV	200	0	116.224	200.00	100.00	0.00	70.00	0.00	300.00	81.08	300.00	81.08	370.00	100.00	370.00	100.00
P_WT	100	10	85.614	200.00	100.00	18.26	70.00	0.00	300.00	77.27	318.26	81.97	370.00	95.30	388.26	100.00
P_MT	185	20	72.418	147.43	100.00	36.53	70.00	0.00	247.43	69.90	283.96	80.22	317.43	89.68	353.96	100.00
P_FC	70	30	70.170	61.82	100.00	54.79	70.00	0.00	161.82	56.46	216.61	75.58	231.82	80.88	286.61	100.00
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	68.289	0.00	87.31	73.06	70.00	0.00	87.31	37.90	160.37	69.61	157.31	68.29	230.37	100.00
ABE_ST	60000	50	67.361	0.00	41.64	91.32	70.00	0.00	41.64	20.52	132.96	65.51	111.64	55.01	202.96	100.00
		60	66.816	0.00	0.00	109.59	68.49	0.00	0.00	0.00	109.59	61.54	68.49	38.46	178.08	100.00
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	70.237	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00
F_MT	0.030	80	73.657	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	77.078	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00
CO ₂	0.017	100	80.499	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)								CAPACITY FACTOR (%)						FUEL*		
EFCO2	0.330	OPEX (€/kW)		O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST	CAPACITY FACTOR (%)		CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	
DoD (Depth of discharge) (%)	80	CpY (Cycle Per Year)		400		DISCOUNT RATE r (%)		10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 6(γ)			

ΠΙΝΑΚΑΣ 6Δ. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 6(δ) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : DIFFERENT VALUES OF FC = 80 kW														
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE									
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2200	900										
		TECHNOLOGY PENETRATION						PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC		
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
P_PV	200	0	96.350	200.00	100.00	0.00	80.00	0.00	300.00	78.95	300.00	78.95	380.00	100.00	380.00	100.00
P_WT	100	10	71.355	183.05	100.00	18.26	80.00	0.00	283.05	74.23	301.31	79.02	363.05	95.21	381.31	100.00
P_MT	185	20	69.107	97.43	100.00	36.53	80.00	0.00	197.43	62.88	233.96	74.52	277.43	88.36	313.96	100.00
P_FC	80	30	66.859	11.82	100.00	54.79	80.00	0.00	111.82	45.34	166.61	67.56	191.82	77.78	246.61	100.00
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	65.749	0.00	60.64	73.06	80.00	0.00	60.64	28.38	133.70	62.56	140.64	65.81	213.70	100.00
ABE_ST	60000	50	64.822	0.00	14.98	91.32	80.00	0.00	14.98	8.04	106.30	57.06	94.98	50.98	186.30	100.00
		60	66.816	0.00	0.00	109.59	68.49	0.00	0.00	0.00	109.59	61.54	68.49	38.46	178.08	100.00
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	70.237	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00
F_MT	0.030	80	73.657	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	77.078	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00
CO ₂	0.017	100	80.499	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)								CAPACITY FACTOR (%)						FUEL*		
EFCO2	0.330	OPEX (€/kW)		O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST	CAPACITY FACTOR (%)		CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	
DoD (Depth of discharge) (%)	80	CpY (Cycle Per Year)		400		DISCOUNT RATE r (%)		10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 6(δ)			

ΠΙΝΑΚΑΣ 7Α. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 7(α) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		C_PV C_WT C_MT C_FC E_ST					DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 50 kW WE CHANGING CO ₂ VALUE FROM 0.017 €/kWh TO 0.025 €/kWh									
		CAPEX (€/kW)					TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE									
		TECHNOLOGY PENETRATION							PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC	
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
P_PV	200	0	155.973	200.00	100.00	0.00	50.00	957.75	300.00	85.71	300.00	85.71	350.00	100.00	350.00	100.00
P_WT	100	10	125.626	200.00	100.00	18.26	50.00	582.75	300.00	81.46	318.26	86.42	350.00	95.04	368.26	100.00
P_MT	185	20	95.280	200.00	100.00	36.53	50.00	207.75	300.00	77.61	336.53	87.06	350.00	90.55	386.53	100.00
P_FC	50	30	77.583	161.82	100.00	54.79	50.00	0.00	261.82	71.42	316.61	86.36	311.82	85.05	366.61	100.00
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	75.549	76.20	100.00	73.06	50.00	0.00	176.20	58.88	249.26	83.29	226.20	75.59	299.26	100.00
ABE_ST	60000	50	73.760	0.00	94.98	91.32	50.00	0.00	94.98	40.19	186.30	78.84	144.98	61.35	236.30	100.00
		60	73.096	0.00	49.32	109.59	50.00	0.00	49.32	23.61	158.91	76.07	99.32	47.54	208.91	100.00
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	72.432	0.00	3.65	127.85	50.00	0.00	3.65	2.01	131.50	72.45	53.65	29.56	181.50	100.00
F_MT	0.030	80	75.769	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	79.454	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00
CO ₂	0.025	100	83.139	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)		O_PV O_WT O_MT O_FC O_ST					CF_PV CF_WT CF_MT CF_FC					FUEL*				
EFCO2	0.330	OPEX (€/kW)		21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	
DoD (Depth of discharge) (%)	80	CpY (Cycle Per Year)			400	DISCOUNT RATE r (%)			10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)			20	SCN 7(α)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 7Β. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 7(β) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		C_PV C_WT C_MT C_FC E_ST					DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 60 kW WE CHANGING CO ₂ VALUE FROM 0.017 €/kWh TO 0.025 €/kWh									
		CAPEX (€/kW)					TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE									
		TECHNOLOGY PENETRATION							PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC	
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
P_PV	200	0	136.098	200.00	100.00	0.00	60.00	738.75	300.00	83.33	300.00	83.33	360.00	100.00	360.00	100.00
P_WT	100	10	105.752	200.00	100.00	18.26	60.00	363.75	300.00	79.31	318.26	84.14	360.00	95.17	378.26	100.00
P_MT	185	20	76.256	197.43	100.00	36.53	60.00	0.00	297.43	75.50	333.96	84.77	357.43	90.73	393.96	100.00
P_FC	60	30	74.272	111.82	100.00	54.79	60.00	0.00	211.82	64.85	266.61	81.63	271.82	83.22	326.61	100.00
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	72.288	26.20	100.00	73.06	60.00	0.00	126.20	48.68	199.26	76.86	186.20	71.82	259.26	100.00
ABE_ST	60000	50	71.221	0.00	68.31	91.32	60.00	0.00	68.31	31.10	159.63	72.68	128.31	58.42	219.63	100.00
		60	70.557	0.00	22.65	109.59	60.00	0.00	22.65	11.78	132.24	68.79	82.65	42.99	192.24	100.00
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	72.085	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00
F_MT	0.030	80	75.769	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	79.454	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00
CO ₂	0.025	100	83.139	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)		O_PV O_WT O_MT O_FC O_ST					CF_PV CF_WT CF_MT CF_FC					FUEL*				
EFCO2	0.330	OPEX (€/kW)		21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	
DoD (Depth of discharge) (%)	80	CpY (Cycle Per Year)			400	DISCOUNT RATE r (%)			10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)			20	SCN 7(β)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 7Γ. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 7(γ) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		C_PV C_WT C_MT C_FC E_ST					DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 70 kW WE CHANGING CO ₂ VALUE FROM 0.017 €/kWh TO 0.025 €/kWh									
		CAPEX (€/kW)					TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE									
		TECHNOLOGY PENETRATION							PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC	
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
P_PV	200	0	116.224	200.00	100.00	0.00	70.00	519.75	300.00	81.08	300.00	81.08	370.00	100.00	370.00	100.00
P_WT	100	10	85.878	200.00	100.00	18.26	70.00	144.75	300.00	77.27	318.26	81.97	370.00	95.30	388.26	100.00
P_MT	185	20	72.946	147.43	100.00	36.53	70.00	0.00	247.43	69.90	283.96	80.22	317.43	89.68	353.96	100.00
P_FC	70	30	70.962	61.82	100.00	54.79	70.00	0.00	161.82	56.46	216.61	75.58	231.82	80.88	286.61	100.00
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	69.345	0.00	87.31	73.06	70.00	0.00	87.31	37.90	160.37	69.61	157.31	68.29	230.37	100.00
ABE_ST	60000	50	68.681	0.00	41.64	91.32	70.00	0.00	41.64	20.52	132.96	65.51	111.64	55.01	202.96	100.00
		60	68.400	0.00	0.00	109.59	68.49	0.00	0.00	0.00	109.59	61.54	68.49	38.46	178.08	100.00
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	72.085	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00
F_MT	0.030	80	75.769	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	79.454	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00
CO ₂	0.025	100	83.139	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)					O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST			CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	FUEL*
EFCO2	0.330	OPEX (€/kW)			21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)
DoD (Depth of discharge) (%)	80	CpY (Cycle Per Year)			400	DISCOUNT RATE r (%)			10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)			20	SCN 7(γ)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 7Δ. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 7(δ) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		C_PV C_WT C_MT C_FC E_ST					DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 80 kW WE CHANGING CO ₂ VALUE FROM 0.017 €/kWh TO 0.025 €/kWh									
		CAPEX (€/kW)					TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE									
		TECHNOLOGY PENETRATION							PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC	
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
P_PV	200	0	96.350	200.00	100.00	0.00	80.00	300.75	300.00	78.95	300.00	78.95	380.00	100.00	380.00	100.00
P_WT	100	10	71.619	183.05	100.00	18.26	80.00	0.00	283.05	74.23	301.31	79.02	363.05	95.21	381.31	100.00
P_MT	185	20	69.635	97.43	100.00	36.53	80.00	0.00	197.43	62.88	233.96	74.52	277.43	88.36	313.96	100.00
P_FC	80	30	67.651	11.82	100.00	54.79	80.00	0.00	111.82	45.34	166.61	67.56	191.82	77.78	246.61	100.00
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	66.805	0.00	60.64	73.06	80.00	0.00	60.64	28.38	133.70	62.56	140.64	65.81	213.70	100.00
ABE_ST	60000	50	66.142	0.00	14.98	91.32	80.00	0.00	14.98	8.04	106.30	57.06	94.98	50.98	186.30	100.00
		60	68.400	0.00	0.00	109.59	68.49	0.00	0.00	0.00	109.59	61.54	68.49	38.46	178.08	100.00
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	72.085	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00
F_MT	0.030	80	75.769	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	79.454	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00
CO ₂	0.025	100	83.139	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)					O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST			CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	FUEL*
EFCO2	0.330	OPEX (€/kW)			21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)
DoD (Depth of discharge) (%)	80	CpY (Cycle Per Year)			400	DISCOUNT RATE r (%)			10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)			20	SCN 7(δ)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 8Α. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 8(α) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 50 kW WE CHANGING MT FUEL VALUE FROM 0.030 €/kWh TO 0.060 €/kWh															
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST											
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2200	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE										
		TECHNOLOGY PENETRATION					PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC				
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	
P_PV	200	0	155.973	200.00	100.00	0.00	50.00	957.75	300.00	85.71	300.00	85.71	350.00	100.00	350.00	100.00	
P_WT	100	10	128.362	200.00	100.00	18.26	50.00	582.75	300.00	81.46	318.26	86.42	350.00	95.04	368.26	100.00	
P_MT	185	20	100.752	200.00	100.00	36.53	50.00	207.75	300.00	77.61	336.53	87.06	350.00	90.55	386.53	100.00	
P_FC	50	30	85.791	161.82	100.00	54.79	50.00	0.00	261.82	71.42	316.61	86.36	311.82	85.05	366.61	100.00	
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	86.543	76.20	100.00	73.06	50.00	0.00	176.20	58.88	249.26	83.29	226.20	75.59	299.26	100.00	
ABE_ST		60000	50	87.440	0.00	94.98	91.32	50.00	0.00	94.98	40.19	186.30	78.84	144.98	61.35	236.30	100.00
		60	89.512	0.00	49.32	109.59	50.00	0.00	49.32	23.61	158.91	76.07	99.32	47.54	208.91	100.00	
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	91.584	0.00	3.65	127.85	50.00	0.00	3.65	2.01	131.50	72.45	53.65	29.56	181.50	100.00	
F_MT		0.060	80	97.657	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00	
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	104.078	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00	
CO ₂		0.017	100	110.449	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00	
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)				O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST			CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	FUEL*		
EFCO2		0.330	OPEX (€/kW)	21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)		
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)	400		DISCOUNT RATE r (%)		10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 8(α)				

ΠΙΝΑΚΑΣ 8Β. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 8(β) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 60 kW WE CHANGING MT FUEL VALUE FROM 0.030 €/kWh TO 0.060 €/kWh															
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST											
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2200	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE										
		TECHNOLOGY PENETRATION					PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC				
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	
P_PV	200	0	136.098	200.00	100.00	0.00	60.00	738.75	300.00	83.33	300.00	83.33	360.00	100.00	360.00	100.00	
P_WT	100	10	108.488	200.00	100.00	18.26	60.00	363.75	300.00	79.31	318.26	84.14	360.00	95.17	378.26	100.00	
P_MT	185	20	81.728	197.43	100.00	36.53	60.00	0.00	297.43	75.50	333.96	84.77	357.43	90.73	393.96	100.00	
P_FC	60	30	82.480	111.82	100.00	54.79	60.00	0.00	211.82	64.85	266.61	81.63	271.82	83.22	326.61	100.00	
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	83.232	26.20	100.00	73.06	60.00	0.00	126.20	48.68	199.26	76.86	186.20	71.82	259.26	100.00	
ABE_ST		60000	50	84.901	0.00	68.31	91.32	60.00	0.00	68.31	31.10	159.63	72.68	128.31	58.42	219.63	100.00
		60	86.973	0.00	22.65	109.59	60.00	0.00	22.65	11.78	132.24	68.79	82.65	42.99	192.24	100.00	
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	91.237	0.00	0.00	127.85	59.37	0.00	0.00	0.00	127.85	68.29	59.37	31.71	187.22	100.00	
F_MT		0.060	80	97.657	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00	
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	104.078	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00	
CO ₂		0.017	100	110.449	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00	
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)				O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST			CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	FUEL*		
EFCO2		0.330	OPEX (€/kW)	21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)		
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)	400		DISCOUNT RATE r (%)		10	PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 8(β)				

ΠΙΝΑΚΑΣ 8Γ. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 8(γ) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 70 kW WE CHANGING MT FUEL VALUE FROM 0.030 €/kWh TO 0.060 €/kWh																
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST												
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2200	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE											
		TECHNOLOGY PENETRATION					PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC					
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)		
P_PV	200	0	116.224	200.00	100.00	0.00	70.00	519.75	300.00	81.08	300.00	81.08	370.00	100.00	370.00	100.00		
P_WT	100	10	88.614	200.00	100.00	18.26	70.00	144.75	300.00	77.27	318.26	81.97	370.00	95.30	388.26	100.00		
P_MT	185	20	78.418	147.43	100.00	36.53	70.00	0.00	247.43	69.90	283.96	80.22	317.43	89.68	353.96	100.00		
P_FC	70	30	79.170	61.82	100.00	54.79	70.00	0.00	161.82	56.46	216.61	75.58	231.82	80.88	286.61	100.00		
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	80.289	0.00	87.31	73.06	70.00	0.00	87.31	37.90	160.37	69.61	157.31	68.29	230.37	100.00		
ABE_ST		60000	50	82.361	0.00	41.61	91.32	70.00	0.00	41.61	20.50	132.93	65.51	111.61	55.00	202.93	100.00	
			60	84.816	0.00	0.00	109.59	68.49	0.00	0.00	0.00	109.59	61.54	68.49	38.46	178.08	100.00	
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	91.237	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00		
F_MT		0.060	80	97.657	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00		
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	104.078	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00		
CO ₂		0.017	100	110.449	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00		
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)							O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST			CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	FUEL*
EFCO2		0.330	OPEX (€/kW)		21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)		
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)		400		DISCOUNT RATE r (%)		10		PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 8(γ)			

ΠΙΝΑΚΑΣ 8Δ. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 8(δ) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 80 kW WE CHANGING MT FUEL VALUE FROM 0.030 €/kWh TO 0.060 €/kWh																
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST												
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2200	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE											
		TECHNOLOGY PENETRATION					PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC					
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)		
P_PV	200	0	116.224	200.00	100.00	0.00	70.00	519.75	300.00	81.08	300.00	81.08	370.00	100.00	370.00	100.00		
P_WT	100	10	88.614	200.00	100.00	18.26	70.00	144.75	300.00	77.27	318.26	81.97	370.00	95.30	388.26	100.00		
P_MT	185	20	78.418	147.43	100.00	36.53	70.00	0.00	247.43	69.90	283.96	80.22	317.43	89.68	353.96	100.00		
P_FC	80	30	79.170	61.82	100.00	54.79	70.00	0.00	161.82	56.46	216.61	75.58	231.82	80.88	286.61	100.00		
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	80.289	0.00	87.31	73.06	70.00	0.00	87.31	37.90	160.37	69.61	157.31	68.29	230.37	100.00		
ABE_ST		60000	50	82.361	0.00	41.61	91.32	70.00	0.00	41.61	20.50	132.93	65.51	111.61	55.00	202.93	100.00	
			60	84.816	0.00	0.00	109.59	68.49	0.00	0.00	0.00	109.59	61.54	68.49	38.46	178.08	100.00	
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	91.237	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00		
F_MT		0.060	80	97.657	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00		
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	104.078	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00		
CO ₂		0.017	100	110.449	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00		
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)							O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST			CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	FUEL*
EFCO2		0.330	OPEX (€/kW)		21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)		
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)		400		DISCOUNT RATE r (%)		10		PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 8(δ)			

ΠΙΝΑΚΑΣ 9Α. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 9(α) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 50 kW WE CHANGING CAPEX FC VALUE FROM 2200 €/kW TO 2100 €/kW															
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST											
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2100	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE										
		TECHNOLOGY PENETRATION					PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC				
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	
P_PV	200	0	155.358	200.00	100.00	0.00	50.00	957.75	300.00	85.71	300.00	85.71	350.00	100.00	350.00	100.00	
P_WT	100	10	124.728	200.00	100.00	18.26	50.00	582.75	300.00	81.46	318.26	86.42	350.00	95.04	368.26	100.00	
P_MT	185	20	94.137	200.00	100.00	36.53	50.00	207.75	300.00	77.61	300.00	77.61	350.00	90.55	386.53	100.00	
P_FC	50	30	76.176	161.82	100.00	54.79	50.00	0.00	261.82	71.42	261.82	71.42	311.82	85.05	366.61	100.00	
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	73.928	76.20	100.00	73.06	50.00	0.00	176.20	58.88	176.20	58.88	226.20	75.59	299.26	100.00	
ABE_ST		60000	50	71.826	0.00	94.98	91.32	50.00	0.00	94.98	40.19	94.98	40.19	144.98	61.35	236.30	100.00
			60	70.898	0.00	49.32	109.59	50.00	0.00	49.32	23.61	49.32	23.61	99.32	47.54	208.91	100.00
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	69.970	0.00	3.65	127.85	50.00	0.00	3.65	2.01	3.65	2.01	53.65	29.56	181.50	100.00	
F_MT		0.03	80	73.236	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	0.00	34.25	18.99	180.37	100.00	
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	76.868	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00	
CO ₂		0.017	100	80.449	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00	
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)							O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST					FUEL*	
EFCO2		0.33	OPEX (€/kW)		21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)		400		DISCOUNT RATE r (%)		10		PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 9(α)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 9Β. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 9(β) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 60 kW WE CHANGING CAPEX FC VALUE FROM 2200 €/kW TO 2100 €/kW															
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST											
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2100	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE										
		TECHNOLOGY PENETRATION					PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC				
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	
P_PV	200	0	135.361	200.00	100.00	0.00	60.00	738.75	300.00	83.33	300.00	83.33	360.00	100.00	360.00	100.00	
P_WT	100	10	104.751	200.00	100.00	18.26	60.00	363.75	300.00	79.31	318.26	84.14	360.00	95.17	378.26	100.00	
P_MT	185	20	72.743	111.82	100.00	36.53	60.00	0.00	211.82	68.69	248.35	80.54	271.82	88.15	308.35	100.00	
P_FC	60	30	72.743	26.20	100.00	54.79	60.00	0.00	126.20	52.37	180.99	75.10	186.20	77.26	240.99	100.00	
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	70.495	0.00	100.00	73.06	60.00	0.00	100.00	42.91	173.06	74.26	160.00	68.65	233.06	100.00	
ABE_ST		60000	50	65.163	0.00	68.31	91.32	60.00	0.00	68.31	31.10	159.63	72.68	128.31	58.42	219.63	100.00
			60	68.235	0.00	22.65	109.59	60.00	0.00	22.65	11.78	132.24	68.79	82.65	42.99	192.24	100.00
MT FUEL* COST (€/kWh)		70	69.605	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00	
F_MT		0.030	80	73.236	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00	
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	76.868	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00	
CO ₂		0.017	100	80.449	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00	
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)							O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST					FUEL*	
EFCO2		0.330	OPEX (€/kW)		21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)		16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)	
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)		400		DISCOUNT RATE r (%)		10		PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 9(β)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 9Γ. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 9(γ) προσομοίωσης

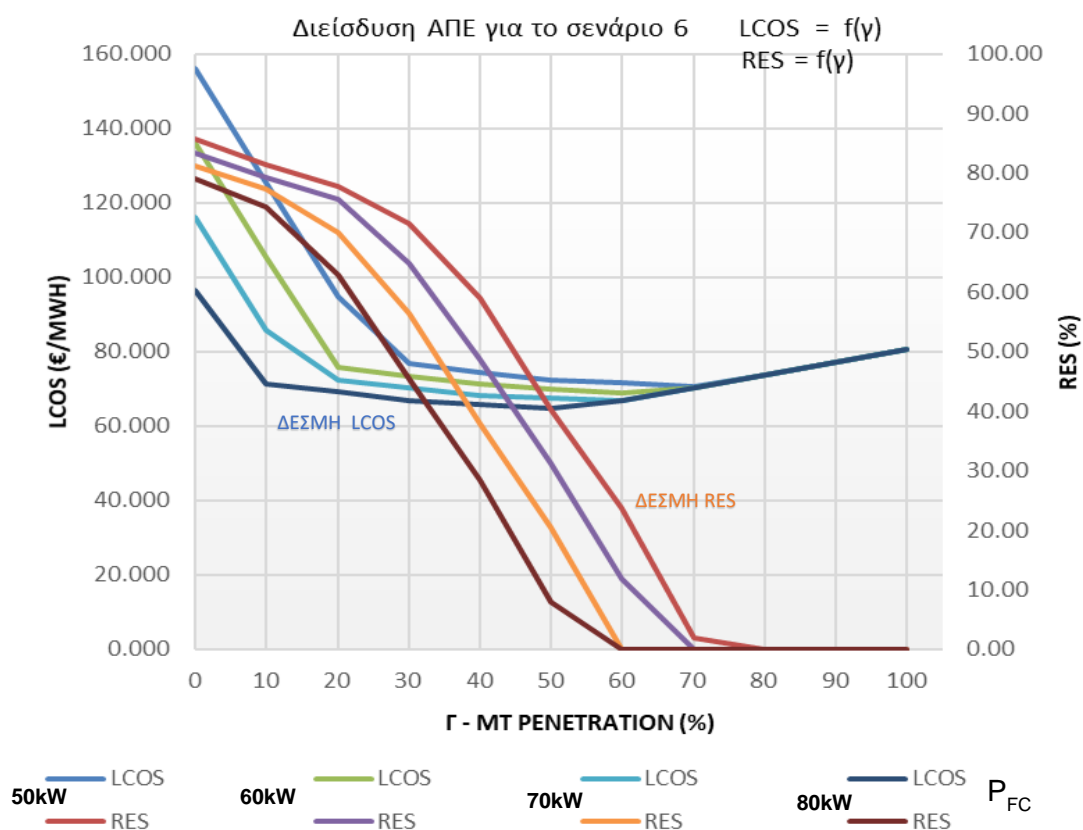
INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 70 kW WE CHANGING CAPEX FC VALUE FROM 2200 €/kW TO 2100 €/kW															
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST											
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2100	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE										
		TECHNOLOGY PENETRATION					PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC				
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	
P_PV	200	0	115.364	200.00	100.00	0.00	70.00	519.75	300.00	81.08	300.00	81.08	370.00	100.00	370.00	100.00	
P_WT	100	10	84.753	200.00	100.00	18.26	70.00	144.75	300.00	77.27	318.26	81.97	370.00	95.30	388.26	100.00	
P_MT	185	20	71.557	147.43	100.00	36.53	70.00	0.00	247.43	69.90	283.96	80.22	317.43	89.68	353.96	100.00	
P_FC	70	30	69.310	61.82	100.00	54.79	70.00	0.00	161.82	56.46	216.61	75.58	231.82	80.88	286.61	100.00	
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	67.429	0.00	87.31	73.06	70.00	0.00	87.31	37.90	160.37	69.61	157.31	68.29	230.37	100.00	
ABE_ST	60000	50	66.501	0.00	41.64	91.32	70.00	0.00	41.64	20.52	132.96	65.51	111.64	55.01	202.96	100.00	
		60	65.974	0.00	0.00	109.59	68.49	0.00	0.00	0.00	109.59	61.54	68.49	38.46	178.08	100.00	
MT FUEL COST (€/kWh)		70	69.605	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	127.85	71.34	51.37	28.66	179.22	100.00	
F_MT	0.030	80	73.236	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	146.12	81.01	34.25	18.99	180.37	100.00	
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	76.868	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00	
CO ₂	0.017	100	80.449	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00	
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)					O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST				CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	FUEL*
EFCO2	0.330	OPEX (€/kW)			21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)			16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)		400		DISCOUNT RATE r (%)		10		PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 9(γ)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 9Δ. Τιμές αποτελεσμάτων σεναρίου 9(δ) προσομοίωσης

INPUT VARIABLES		DESCRIPTION : FOR A VALUE OF FC = 80 kW WE CHANGING CAPEX FC VALUE FROM 2200 €/kW TO 2100 €/kW															
		C_PV	C_WT	C_MT	C_FC	E_ST											
CAPEX (€/kW)		1050	1600	2000	2100	900	TECHNOLOGY COMBINATIONS & PERCENTAGE										
		TECHNOLOGY PENETRATION					PV+WT		PV+WT+MT		PV+WT+FC		PV+WT+MT+FC				
INSTALLED POWER CAPACITY (kW)		γ (%)	LCOS (€/MWh)	PV (kW)	WT (kW)	MT (kW)	FC (kW)	ST (kWh)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	
P_PV	200	0	95.367	200.00	100.00	0.00	80.00	300.75	300.00	78.95	300.00	78.95	380.00	100.00	380.00	100.00	
P_WT	100	10	70.372	183.05	100.00	18.26	80.00	0.00	283.05	74.23	301.31	79.02	363.05	95.21	381.31	100.00	
P_MT	185	20	68.124	97.43	100.00	36.53	80.00	0.00	197.43	62.88	233.96	74.52	277.43	88.36	313.96	100.00	
P_FC	80	30	65.876	11.82	100.00	54.79	80.00	0.00	111.82	45.34	166.61	67.56	191.82	77.78	246.61	100.00	
ANNUAL BACKUP ENERGY (kWh)		40	64.766	0.00	60.64	73.06	80.00	0.00	60.64	28.38	133.70	62.56	140.64	65.81	213.70	100.00	
ABE_ST	60000	50	63.838	0.00	14.98	91.32	80.00	0.00	14.98	8.04	106.30	57.06	94.98	50.98	186.30	100.00	
		60	65.974	0.00	0.00	109.59	80.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	80.00	42.20	189.59	100.00	
MT FUEL COST (€/kWh)		70	69.605	0.00	0.00	127.85	51.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	51.37	28.66	179.22	100.00	
F_MT	0.030	80	73.236	0.00	0.00	146.12	34.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.25	18.99	180.37	100.00	
PRICE OF CO ₂ (€/kWh)		90	76.868	0.00	0.00	164.38	17.12	0.00	0.00	0.00	164.38	90.57	17.12	9.43	181.50	100.00	
CO ₂	0.017	100	80.449	0.00	0.00	182.65	0.00	0.00	0.00	0.00	182.65	100.00	0.00	0.00	182.65	100.00	
EMMISSION FACTOR CO ₂ (kg/kWh)					O_PV	O_WT	O_MT	O_FC	O_ST				CF_PV	CF_WT	CF_MT	CF_FC	FUEL*
EFCO2	0.330	OPEX (€/kW)			21	48	60	42	18	CAPACITY FACTOR (%)			16	30	75	80	COMPRESSED NATURAL GAS (CNG)
DoD (Depth of discharge) (%)		80	CpY (Cycle Per Year)		400		DISCOUNT RATE r (%)		10		PROJECT LIFE TIME n (YEARS)		20		SCN 9(δ)		

ΠΙΝΑΚΑΣ 10. Πίνακας συνολικών τιμών διείσδυσης ΑΠΕ $LCOS=f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$ για το σενάριο 6

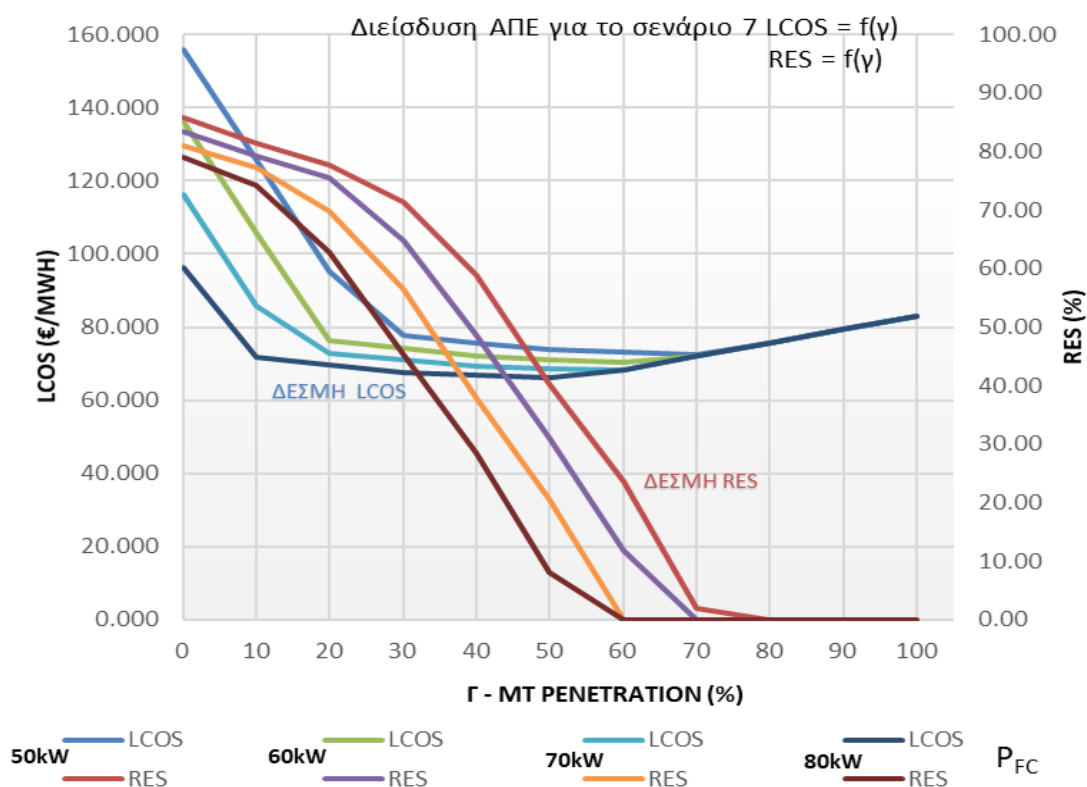
Διείσδυση ΑΠΕ (RES) για το σενάριο 6 $LCOS = f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$								
γ (%)	P_{FC}							
	50kW		60kW		70kW		80kW	
	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)
0	155.973	85.71	136.098	83.33	116.224	81.08	96.350	78.95
10	125.362	81.46	105.488	79.29	85.614	77.27	71.355	74.23
20	94.752	77.61	75.728	75.50	72.418	69.90	69.107	62.88
30	76.791	71.42	73.480	64.85	70.170	56.46	66.859	45.34
40	74.543	58.88	71.232	48.68	68.289	37.90	65.749	28.38
50	72.440	40.19	69.901	31.10	67.361	20.52	64.822	8.04
60	71.512	23.61	68.973	11.78	66.816	0.00	66.816	0.00
70	70.584	2.01	70.237	0.00	70.237	0.00	70.237	0.00
80	73.657	0.00	73.657	0.00	73.657	0.00	73.657	0.00
90	77.078	0.00	77.078	0.00	77.078	0.00	77.078	0.00
100	80.499	0.00	80.499	0.00	80.499	0.00	80.499	0.00



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 1. Απεικόνιση της συν. διείσδυσης των ΑΠΕ $LCOS = f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$ για το σενάριο 6

ΠΙΝΑΚΑΣ 11. Πίνακας τιμών συνολικής διείσδυσης ΑΠΕ $LCOS=f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$ για το σενάριο 7

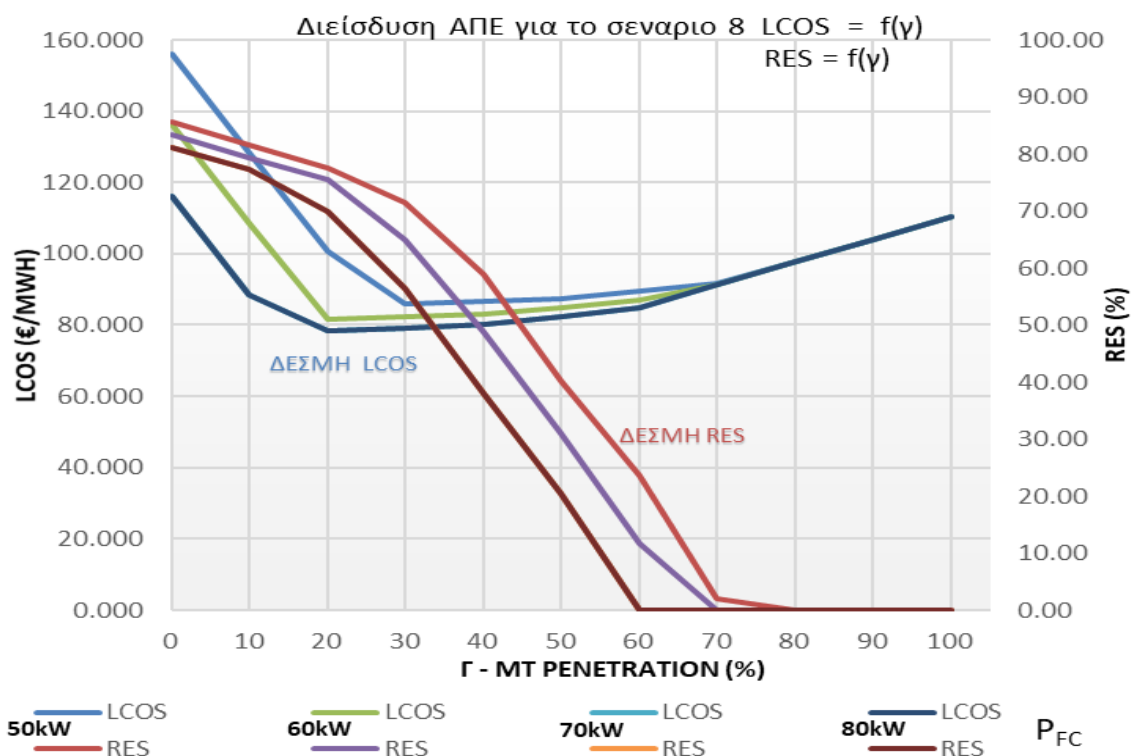
Διείσδυση ΑΠΕ (RES) για το σενάριο 7 $LCOS = f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$								
	P_{FC}							
	50kW		60kW		70kW		80kW	
γ (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)
0	155.973	85.71	136.098	83.33	116.224	81.08	96.350	78.95
10	125.626	81.46	105.752	79.31	85.878	77.27	71.619	74.23
20	95.280	77.61	76.256	75.50	72.946	69.90	69.635	62.88
30	77.583	71.42	74.272	64.85	70.962	56.46	67.651	45.34
40	75.549	58.88	72.288	48.68	69.345	37.90	66.805	28.38
50	73.760	40.19	71.221	31.10	68.681	20.52	66.142	8.04
60	73.096	23.61	70.557	11.78	68.400	0.00	68.400	0.00
70	72.432	2.01	72.085	0.00	72.085	0.00	72.085	0.00
80	75.769	0.00	75.769	0.00	75.769	0.00	75.769	0.00
90	79.454	0.00	79.454	0.00	79.454	0.00	79.454	0.00
100	83.139	0.00	83.139	0.00	83.139	0.00	83.139	0.00



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2. Απεικόνιση της συν. διείσδυσης των ΑΠΕ $LCOS = f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$ για το σενάριο 7

ΠΙΝΑΚΑΣ 12. Πίνακας τιμών συνολικής διείσδυσης ΑΠΕ $LCOS=f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$ για το σενάριο 8

Διείσδυση ΑΠΕ (RES) για το σενάριο 8 $LCOS = f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$								
γ (%)	P_{FC}							
	50kW		60kW		70kW		80kW	
	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)
0	155.973	85.71	136.098	83.33	116.224	81.08	116.224	81.08
10	128.362	81.46	108.488	79.31	88.614	77.27	88.614	77.27
20	100.752	77.61	81.728	75.50	78.418	69.90	78.418	69.90
30	85.791	71.42	82.480	64.85	79.170	56.46	79.170	56.46
40	86.543	58.88	83.232	48.68	80.289	37.90	80.289	37.90
50	87.440	40.19	84.901	31.10	82.361	20.50	82.361	20.50
60	89.512	23.61	86.973	11.78	84.816	0.00	84.816	0.00
70	91.584	2.01	91.237	0.00	91.237	0.00	91.237	0.00
80	97.657	0.00	97.657	0.00	97.657	0.00	97.657	0.00
90	104.078	0.00	104.078	0.00	104.078	0.00	104.078	0.00
100	110.449	0.00	110.449	0.00	110.449	0.00	110.449	0.00

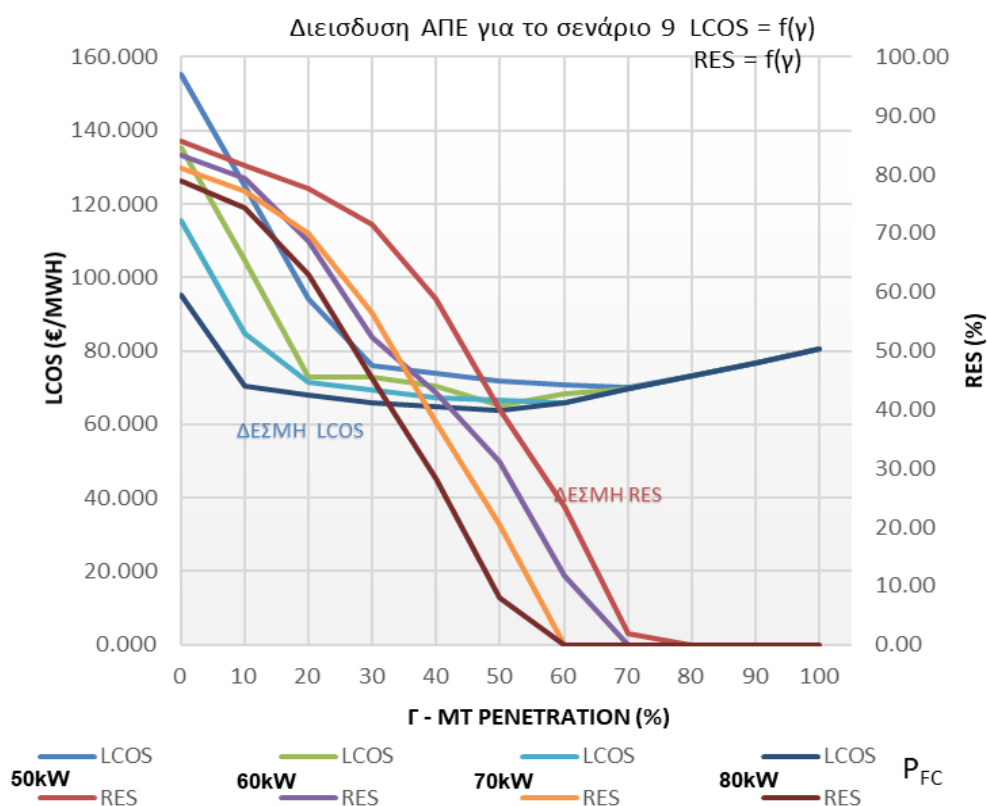


Το RES επί τοις 100 (%) είναι επί της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 3. Απεικόνιση της συν. διείσδυσης των ΑΠΕ $LCOS = f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$ για το σενάριο 8

ΠΙΝΑΚΑΣ 13. Πίνακας τιμών συνολικής διείσδυσης ΑΠΕ $LCOS=f(\gamma)$ για το σενάριο 9

Διείσδυση ΑΠΕ (RES) για το σενάριο 9 $LCOS = f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$								
γ (%)	P_{FC}							
	50kW		60kW		70kW		80kW	
	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)	LCOS (€/MWh)	RES (%)
0	155.358	85.71	135.361	83.33	115.364	81.08	95.367	78.95
10	124.728	81.46	104.751	79.31	84.753	77.27	70.372	74.23
20	94.137	77.61	72.743	68.69	71.557	69.90	68.124	62.88
30	76.176	71.42	72.743	52.37	69.310	56.46	65.876	45.34
40	73.928	58.88	70.495	42.91	67.429	37.90	64.766	28.38
50	71.826	40.19	65.163	31.10	66.501	20.52	63.838	8.04
60	70.898	23.61	68.235	11.78	65.974	0.00	65.974	0.00
70	69.970	2.01	69.605	0.00	69.605	0.00	69.605	0.00
80	73.236	0.00	73.236	0.00	73.236	0.00	73.236	0.00
90	76.868	0.00	76.868	0.00	76.868	0.00	76.868	0.00
100	80.449	0.00	80.449	0.00	80.449	0.00	80.449	0.00



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 4. Απεικόνιση της συν. διείσδυσης των ΑΠΕ $LCOS = f(\gamma)$ & $RES = f(\gamma)$ για το σενάριο 9

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Ανάλυση Αποτελεσμάτων – Συζήτηση

Ακολουθεί ανάλυση των σεναρίων προσομοίωσης :

5.1 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 1 (Πίν.4.7.1)

$$CO_2 = 0.017 \text{ €/kg}, FC_{MT} = 0.030 \text{ €/kWh}, EFCO_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$$

Για $\gamma=0\%$ και $(P_{PV}, P_{WT}, P_{MT}, P_{ST}= 0)$ έχουμε ελάχιστη τιμή
LCOS = 76.292 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{FC} = 171.23 \text{ kW}$
Για $\gamma=100\%$ και $(P_{PV}, P_{WT}, P_{FC}, P_{ST}= 0)$ έχουμε ελάχιστη τιμή
LCOS = 73.765 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{MT} = 182.65 \text{ kW}$
Για $\gamma=0\%$ και $(P_{PV}, P_{FC}, P_{MT}, P_{ST}= 0)$ έχουμε ελάχιστη τιμή
LCOS = 89.778 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{WT} = 456.62 \text{ kW}$
Για $\gamma=0\%$ και $(P_{FC}, P_{WT}, P_{MT}, P_{ST}= 0)$ έχουμε ελάχιστη τιμή
LCOS = 102.977 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV} = 856.16 \text{ kW}$
Για $\gamma=0\%$ και $(P_{PV}, P_{WT}, P_{MT}, P_{FC}= 0)$ έχουμε ελάχιστη τιμή
LCOS = 386.605 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{ST} = 3750 \text{ kWh}$

Λαμβάνοντας υπόψη μια ενιαία μονάδα DG, η οποία υποτίθεται ότι ικανοποιεί όλες τις απαιτήσεις του S-MG, βρίσκουμε την αντίστοιχη τιμή του LCOS. Οι τιμές που θα βρεθούν θα αποτελούν τιμές αναφοράς. Οι τεχνολογίες ΑΠΕ με την μέγιστη κάλυψη ισχύος που συμφέρουν ενεργειακά και οικονομικά είναι τα αιολικά $P_{WT} = 456.62 \text{ kW}$ με ένα ελάχιστο κόστος ενέργειας LCOS **89.778 €/MWh**.

5.2 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 2 (Πιν.4.7.2)

$$CO_2 = 0.017 \text{ €/kg}, FC_{MT} = 0.030 \text{ €/kWh}, EFCO_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$$
$$P_{PV}=856.16 \text{ kW}, P_{WT}= 456.62 \text{ kW}, P_{MT}= 182.65 \text{ kW}, P_{ST}= 60000 \text{ kWh}, P_{FC} = 171.23 \text{ Kw}$$

Για $\gamma=0\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS = 76.292 €/MWh
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=0 \text{ kW}$ και $P_5 = 171.23 \text{ kW}$
Για $\gamma=10\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS = 49.039 €/MWh
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=18.26 \text{ kW}$ και $P_5 = 154.11 \text{ kWh}$
Για $\gamma=20\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS = 51.786 €/MWh
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=36.53 \text{ kW}$ και $P_5 = 136.99 \text{ kWh}$
Για $\gamma=30\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS = 54.534 €/MWh
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=54.79 \text{ kW}$ και $P_5 = 119.86 \text{ kWh}$

Για $\gamma=40\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 57.281 \text{ €/MWh}$
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=73.06 \text{ kW}$ και $P_5 =102.74 \text{ kWh}$

Για $\gamma=50\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 60.029 \text{ €/MWh}$
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=91.32 \text{ kW}$ και $P_5 =85.62 \text{ kWh}$

Για $\gamma=60\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 62.776 \text{ €/MWh}$
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=109.59 \text{ kW}$ και $P_5 =68.49 \text{ kWh}$

Για $\gamma=70\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 65.523 \text{ €/MWh}$
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=127.85 \text{ kW}$ και $P_5 =51.37 \text{ kWh}$

Για $\gamma=80\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 68.271 \text{ €/MWh}$
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=146.12 \text{ kW}$ και $P_5 =34.25 \text{ kWh}$

Για $\gamma=90\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 71.018 \text{ €/MWh}$
και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_3=164.38 \text{ kW}$ και $P_5 =17.12 \text{ kWh}$

Με την μέγιστη κάλυψη ισχύος κάθε τεχνολογίας και για μεταβολή του γ_{MT} από ένα εύρος τιμών 0% έως 90% με βήμα αλλαγής 10%, παρατηρούμε την ενσωμάτωση της τεχνολογίας ΑΠΕ Fuel Cell κάθε φορά, με ένα κόστος ενέργειας **LCOS** που κλιμακούμενο αυξητικά κυμαίνεται από **71.018 €/MWh** έως **76.292 €/MWh** . Κάθε φορά εισέρχεται η φθηνότερη τεχνολογία.

5.3 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 3 (Πιν.4.7.3)

$$CO_2 = 0.017 \text{ €/kg}, FC_{MT} = 0.030 \text{ €/kWh}, EFCO_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$$
$$P_{PV}=200 \text{ kW}, P_{WT}= 100 \text{ kW}, P_{MT}= 185 \text{ kW}, P_{ST}= 60000 \text{ kWh}, P_{FC} = 40 \text{ kW}$$

Για $\gamma=80\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή **LCOS = 73.657 €/MWh** και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας **$P_{MT}=146,12 \text{ kW}$ και $P_{ST} =34.25 \text{ kWh}$**

Η τεχνολογία ΑΠΕ που συμφέρει ενεργειακά και οικονομικά είναι η αποθήκευση σε μπαταρία ιόντων λιθίου (Storage) για $\gamma=80\%$ με ενέργεια **$P_{ST} = 34.25 \text{ kWh}$** και με ένα ελάχιστο κόστος **LCOS = 73.657 €/MWh**.

5.4.α Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 4(α) (Πιν.4.7.4.α)

$$CO_2 = 0.017 \text{ €/kg}, FC_{MT} = 0.030 \text{ €/kWh}, EFCO_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$$
$$P_{PV}=200 \text{ kW}, P_{WT}= 100 \text{ kW}, P_{MT}= 185 \text{ kW}, P_{ST}= 60000 \text{ kWh}, P_{FC} = 40 \text{ kW}$$

Για $\gamma=0\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 162.580 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=200 \text{ kW}$, $P_{WT} =100 \text{ kW}$, $P_{MT}=0 \text{ kW}$, $P_{FC}=40 \text{ kW}$, $P_{ST}=1176.75 \text{ kWh}$

Για $\gamma=20\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 101.359 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=200 \text{ kW}$, $P_{WT} =100 \text{ kW}$, $P_3=36.53 \text{ kW}$, $P_{FC}=40 \text{ kW}$, $P_{ST} =426.75 \text{ kWh}$

Για $\gamma=40\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 65.724 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=200 \text{ kW}$, $P_{WT}=60.64 \text{ kW}$, $P_{MT}=73.06 \text{ kW}$, $P_{FC}=40 \text{ kW}$, $P_{ST}=0 \text{ kWh}$

Για $\gamma=60\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 66.790 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=200 \text{ kW}$, $P_{WT}=0 \text{ kW}$, $P_{MT}=105.59 \text{ kW}$, $P_{FC}=28.49 \text{ kW}$, $P_{ST}=0 \text{ kWh}$

Για $\gamma=80\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 73.636 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=171.23 \text{ kW}$, $P_{WT}=0 \text{ kW}$, $P_{MT}=146.12 \text{ kW}$, $P_{FC}=0 \text{ kW}$, $P_{ST}=0 \text{ kWh}$

Για $\gamma=100\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 80.499 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=0 \text{ kW}$, $P_{WT}=0 \text{ kW}$, $P_{MT}=182.65 \text{ kW}$, $P_{FC}=0 \text{ kW}$, $P_{ST}=0 \text{ kWh}$

Λόγω της γραμμικότητας του προβλήματος και του περιορισμένου αριθμού μονάδων ΑΠΕ (PV,WT,FC,ST) κάποια τεχνολογία ή συνδυασμός τεχνολογίας θα κυριαρχήσει στο χαρτοφυλάκιο της ενέργειας. Λαμβάνοντας υπόψη τις συνθήκες σε αυτό το σενάριο γίνεται μία προσπάθεια να βρεθεί ο ρυθμός μείωσης του $CAPEX_{PV}$. Από αυτό παρατηρούμε ότι με μία αρχική τιμή $CAPEX_{PV}(0)=1050 \text{ €/kW}_P$ (με σταθερές τιμές των άλλων μεταβλητών για μία δεδομένη μελέτη περίπτωσης) οδηγούμαστε σε μία τιμή $CAPEX_{PV}(Fin)= 470.90 \text{ €/kW}_P$ (44.84% ποσοστιαία πτώση της τιμής για $\gamma=80\%$ που μας επιτρέπει την κυριαρχία της τεχνολογίας ΑΠΕ φωτοβολταϊκών $P_{PV}=171.23 \text{ kW}$ με ενσωμάτωση 85.61% της αρχικής ισχύος και με βέλτιστο κόστος ενέργειας $LCOS=73.636 \text{ €/MWh}$.

5.4.β Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 4(β) (Πιν.4.7.4.β)

$$CO_2 = 0.017 \text{ €/kg}, FC_{MT} = 0.030 \text{ €/kWh}, EFCO_2 = 0.33 \text{ kg/kWh}$$
$$P_{PV}=200 \text{ kW}, P_{WT}= 100 \text{ kW}, P_{MT}= 185 \text{ kW}, P_{ST}= 60000 \text{ kWh}, P_{FC} = 40 \text{ kW}$$

Για $\gamma=0\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS=166.322 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=200 \text{ kW}$, $P_{WT}=100 \text{ kW}$, $P_{MT}=0 \text{ kW}$, $P_{FC}=40 \text{ kW}$, $P_{ST}=1176.75 \text{ kWh}$

Για $\gamma=20\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS=105.101 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=200 \text{ kW}$, $P_{WT}=100 \text{ kW}$, $P_{MT}=36.53 \text{ kW}$, $P_{FC}=40 \text{ kW}$, $P_{ST}=426 \text{ kWh}$

Για $\gamma=40\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS=68.329 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=126.20 \text{ kW}$, $P_{WT}=100 \text{ kW}$, $P_{MT}=73.06 \text{ kW}$, $P_{FC}=40 \text{ kW}$, $P_{ST}=0 \text{ kWh}$

Για $\gamma=60\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS=66.818 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=0 \text{ kW}$, $P_{WT}=100 \text{ kW}$, $P_{MT}=109.59 \text{ kW}$, $P_{FC}=40 \text{ kW}$, $P_{ST}=0 \text{ kWh}$

Για $\gamma=80\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS=73.656 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=0 \text{ kW}$, $P_{WT}=91.32 \text{ kW}$, $P_{MT}=146.12 \text{ kW}$, $P_{FC}=0 \text{ kW}$, $P_{ST}=0 \text{ kWh}$

Για $\gamma=100\%$ έχουμε ελάχιστη τιμή $LCOS = 80.499 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{PV}=0 \text{ kW}$, $P_{WT}=0 \text{ kW}$, $P_{MT}=182.65 \text{ kW}$, $P_{FC}=30.99 \text{ kW}$, $P_{ST}=0 \text{ kWh}$

Λόγω της γραμμικότητας του προβλήματος και του περιορισμένου αριθμού μονάδων ΑΠΕ (PV,WT,FC,ST) κάποια τεχνολογία ή συνδυασμός τεχνολογίας θα κυριαρχήσει στο χαρτοφυλάκιο της ενέργειας. Λαμβάνοντας υπόψη τις συνθήκες σε αυτό το σενάριο γίνεται μία προσπάθεια να βρεθεί ο ρυθμός μείωσης του CAPEX_{WT}. Από αυτό παρατηρούμε ότι με μία αρχική τιμή **CAPEX_{WT}(0)=1600 €/kW_P** (με σταθερές τιμές των άλλων μεταβλητών για μία δεδομένη μελέτη περίπτωσης) οδηγούμαστε σε μία τιμή **CAPEX_{WT}(Fin)= 824.90 €/kW_P** (51.55% ποσοστιαία πτώση της τιμής για γ=80% που μας επιτρέπει την κυριαρχία της τεχνολογίας ΑΠΕ αιολικών **P_{WT}=91.32 kW** με ενσωμάτωση 91.33% της αρχικής ισχύος και με βέλτιστο κόστος ενέργειας **LCOS=73.656 €/MWh**.

5.4.γ Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 4(γ) (Πιν.4.7.4.γ)

$$\text{CO}_2 = 0.017 \text{ €/kg}, \text{FC}_{\text{MT}} = 0.030 \text{ €/kWh}, \text{EFCO}_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$$

$$P_{\text{PV}}=200 \text{ kW}, P_{\text{WT}}= 100 \text{ kW}, P_{\text{MT}}= 185 \text{ kW}, P_{\text{ST}}= 60000 \text{ kWh}, P_{\text{FC}}= 40 \text{ kW}$$

Για γ=0% έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS=46.264 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας P_{PV}=0 kW, P_{WT}=0 kW, P_{MT}=0 kW, P_{FC}=0 kW, P_{ST}=3750 kWh

Για γ=20% έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS=53.111 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας P_{PV}=0 kW, P_{WT}=0 kW, P_{MT}=36.53 kW, P_{FC}=0 kW, P_{ST}=3000 kWh

Για γ=40% έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS=59.958 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας P_{PV}=0 kW, P_{WT}=0 kW, P_{MT}=73.05 kW, P_{FC}=0 kW, P_{ST}=2250 kWh

Για γ=60% έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS=66.805 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας P_{PV}=0 kW, P_{WT}=0 kW, P_{MT}=109.59 kW, P_{FC}=0 kW, P_{ST}=1500 kWh

Για γ=80% έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS=73.652 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας P_{PV}=0 kW, P_{WT}=0 kW, P_{MT}=146.12 kW, P_{FC}=0 kW, P_{ST}=750 kWh

Για γ=100% έχουμε ελάχιστη τιμή LCOS=80.499 €/MWh και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας P_{PV}=0 kW, P_{WT}=0 kW, P_{MT}=182.62 kW, P_{FC}=0 kW, P_{ST}=0 kWh

Λόγω της γραμμικότητας του προβλήματος και του περιορισμένου αριθμού μονάδων ΑΠΕ (PV,WT,FC,ST) κάποια τεχνολογία ή συνδυασμός τεχνολογίας θα κυριαρχήσει στο χαρτοφυλάκιο της ενέργειας. Λαμβάνοντας υπόψη τις συνθήκες σε αυτό το σενάριο γίνεται μία προσπάθεια να βρεθεί ο ρυθμός μείωσης του CAPEX_{ST}. Από αυτό παρατηρούμε ότι με μία αρχική τιμή **CAPEX_{ST}(0)=900 €/kW_P** (με σταθερές τιμές των άλλων μεταβλητών για μία δεδομένη μελέτη περίπτωσης) οδηγούμαστε σε μία τιμή **CAPEX_{ST}(Fin)= 824.90 €/kW_P** (91.65% ποσοστιαία πτώση της τιμής για γ=80% που μας επιτρέπει την κυριαρχία της τεχνολογίας ΑΠΕ αποθήκευσης μπαταρίας **P_{ST}=750 kWh** με ενσωμάτωση 20% της αρχικής ενέργειας και με βέλτιστο κόστος ενέργειας **LCOS=73.652 €/MWh**.

5.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 5 (Πιν.4.7.5)

$$\text{CO}_2 = 0.017 \text{ €/kg}, \text{FC}_{\text{MT}} = 0,030 \text{ €/kWh}, \text{EFCO}_2 = 0.33 \text{ kgr/kWh}$$
$$P_{\text{PV}}=856.16 \text{ kW}, P_{\text{WT}}= 456.62 \text{ kW}, P_{\text{MT}}= 182.65 \text{ kW}, P_{\text{ST}}= 60000 \text{ kWh}, P_{\text{FC}} = 171.23 \text{ kW}$$

Για $\gamma=80\%$ και $\text{CAPEX}_{\text{ST}} = 300 \text{ €/kW}$ έχουμε ελάχιστη τιμή $\text{LCOS} = 68.271 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{\text{MT}}=146.12 \text{ kW}$ και $P_{\text{FC}} = 34.25 \text{ kW}$
Για $\gamma=80\%$ και $\text{CAPEX}_{\text{ST}} = 105 \text{ €/kW}$ έχουμε ελάχιστη τιμή $\text{LCOS} = 68.033 \text{ €/MWh}$ και μέγιστη διείσδυση τεχνολογίας $P_{\text{MT}}=146.12 \text{ kW}$ και $P_{\text{ST}} = 750 \text{ kWh}$

Σε αυτό το σενάριο παρατηρούμε ότι για να έχουμε διείσδυση της τεχνολογίας αποθήκευσης, μέσω των μπαταριών ιόντων λιθίου πρέπει η τιμή του $\text{CAPEX}_{\text{ST}}(0) = 900 \text{ €/kW}_P$ (με σταθερές τιμές των άλλων μεταβλητών για μία δεδομένη μελέτη περίπτωσης) να υποστεί μία πτώση της τάξης του 88.34 % και να οδηγηθούμε σε μία τιμή $\text{CAPEX}_{\text{ST}}(\text{Fin}) = 105 \text{ €/kW}_P$ για $\gamma_{\text{MT}}=80\%$ και με ένα ικανοποιητικό $\text{LCOS} = 68.033 \text{ €/MWh}$. Επίσης, παρατηρούμε ότι από πλευράς ΑΠΕ μεταβαίνουμε από την τεχνολογία των κυψελών υδρογόνου στην τεχνολογία της αποθήκευσης σε μπαταρία ιόντων λιθίου.

5.6 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 6 (Πιν.6Α-6Β-6Γ-6Δ)

$$\text{FC} = 50,60,70,80 \text{ kW}$$

1α: Με $\text{FC}_1=50 \text{ kW}$ έχουμε διείσδυση 30% Α.Π.Ε., δηλ. $\text{WT}=3.65 \text{ kW}$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 70.584 €/MWh .

2β: Με $\text{FC}_2=60 \text{ kW}$ έχουμε διείσδυση 40% ΑΠΕ, δηλ. $\text{WT}=22.65 \text{ kW}$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 68.973 €/MWh .

3γ: Με $\text{FC}_3=70 \text{ kW}$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ. $\text{WT}=41,64 \text{ kW}$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 67.361 €/MWh .

4δ: Με $\text{FC}_4=80 \text{ kW}$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ. $\text{WT}=14,98 \text{ kW}$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 68.822 €/MWh .

5 α-δ: Όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC , η ισχύς που λαμβάνουμε από την WT έχει μορφή παραβολής αναστροφής.

6 α-δ: Όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC , αυξάνεται μεσοσταθμικά και η διείσδυση ΑΠΕ, δηλ. WT .

7 α-δ: Όσο το γ_{MT} αυξάνει, δηλ.: από 0% σε 50-60% το LCOS ακολουθεί περίπου γραμμική πτώση και μετά για γ_{MT} έως 100% ανοδική.

8 α-δ: Σε όλες τις περιπτώσεις FC , έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) τουλάχιστον από $\gamma_{\text{MT}}=0\%$ έως και 50%.

9 α-δ : α) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_1=50kW$ και για γ_{MT} από 0% έως 20% έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. β) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_{2,3}=60-70kW$ και για γ_{MT} από 0% έως 10% έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. γ) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_4=80kW$ και για $\gamma_{MT} = 0\%$ έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. Άρα όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC , η ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών ελαττώνεται. (Αλλά με υψηλό LCOS για α, β, γ)

10 α-δ: Για εγκατεστημένη ισχύ $FC=50 - 60 kW$ και για γ (MT) από 0% έως περίπου 20% έχουμε διείσδυση της τεχνολογίας ST (Storage).

Για $FC = 50,60,70,80 kW$ έχουμε διείσδυση ΑΠΕ αιολικής μορφής WT που κυμαίνεται από 30% έως 50% με ένα ελάχιστο κόστος ενέργειας LCOS το οποίο διαμορφώνεται μεταξύ **68.822 €/MWh** και **70.584 €/MWh**. Όσο το γ_{MT} αυξάνει, από 0% σε 60% το LCOS ακολουθεί περίπου γραμμική πτώση και μετά για γ_{MT} από 60% έως 90% ανοδική πορεία. Σε όλες τις περιπτώσεις αποθήκευσης κυψέλης καυσίμου, έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) τουλάχιστον από σε εύρος τιμών γ από 0% έως 50%.

5.7 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 7 (Πιν.7Α-7Β-7Γ-7Δ)

$$FC = 50,60,70,80 kW$$

$$CO_2 = 0.017 \text{ €/kWh} \gg CO_2 = 0.025 \text{ €/kWh}$$

- 1α:** Με $FC_1=50 kW$ έχουμε διείσδυση 30% Α.Π.Ε., δηλ. $WT=3.65 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 72.432 €/MWh.
- 2β:** Με $FC_2=60 kW$ έχουμε διείσδυση 40% ΑΠΕ, δηλ. $WT=22.65 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 70.557 €/MWh.
- 3γ:** Με $FC_3=70 kW$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ. $WT=41,64 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 68.681 €/MWh.
- 4δ:** Με $FC_4=80 kW$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ. $WT=14,98 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 66.142 €/MWh.
- 5 α-δ:** Όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC , η ισχύς που λαμβάνουμε από την WT έχει μορφή παραβολής αναστροφής.
- 6 α-δ:** Όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC , αυξάνεται και η διείσδυση ΑΠΕ, δηλ. MT.
- 7 α-δ:** Όσο το γ_{MT} αυξάνει, δηλ.: από 0% σε 70% περίπου το LCOS ακολουθεί περίπου γραμμική πτώση, μετά έχουμε άνοδο έως το $\gamma=100\%$.
- 8 α-δ:** Σε όλες τις περιπτώσεις FC , έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) τουλάχιστον από $\gamma_{MT}=0\%$ έως και $\gamma=50\%$.

9 α-δ : α) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_1=50kW$ και για γ_{MT} από 0% έως 20% έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. β) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_{2,3}=60-70kW$ και για γ_{MT} από 0% έως 20% έχουμε σχεδόν πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. γ) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_4=80kW$ και για γ_{MT} από 0% έως 10% έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. Άρα όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC, η ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών ελαττώνεται. (Αλλά με υψηλό LCOE για α, β, γ)

10 α-δ: Για εγκατεστημένη ισχύ $FC=50 - 60 - 70 kW$ και για γ_{MT} από 0% έως περίπου 20% έχουμε διείσδυση της τεχνολογίας ST (Storage).

Για $FC = 50,60,70,80 kW$ και CO_2 από $0.017 €/kWh$ να διαμορφώνεται σε $CO_2 = 0.025 €/kWh$ (Μεταβολή ανοδική 68%) έχουμε διείσδυση ΑΠΕ αιολικής μορφής WT που κυμαίνεται από 30% έως 50% με ένα ελάχιστο κόστος ενέργειας LCOS το οποίο διαμορφώνεται μεταξύ $66.142 €/MWh$ και $72.432 €/MWh$. Όσο το γ_{MT} αυξάνει, από 0% σε 60% το LCOS ακολουθεί περίπου γραμμική πτώση και μετά για γ_{MT} από 60% έως 90% ανοδική πορεία. Σε όλες τις περιπτώσεις αποθήκευσης κυψέλης καυσίμου, έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) τουλάχιστον από σε εύρος τιμών γ_{MT} από 0% έως 50%.

5.8 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 8 (Πιν.8Α-8Β-8Γ-8Δ)

$$FC = 50,60,70,80 KW$$

$$FUEL = 0.030 €/kWh \gg FUEL = 0.060 €/kWh$$

1α: Με $FC_1=50 KW$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ.: $WT=94.98 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε $87.440 €/MWh$.

2β: Με $FC_2=60 KW$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ.: $WT=68.31 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε $84.901 €/MWh$.

3γ: Με $FC_3=70 KW$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ.: $WT=41,61 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε $82.361 €/MWh$.

4δ: Με $FC_4=80 KW$ έχουμε διείσδυση 60% ΑΠΕ, δηλ.: $WT=60,64 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε $77.749 €/MWh$.

5 α-δ: Όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC, η ισχύς που λαμβάνουμε WT από την μεσοσταθμικά κινείται σε επίπεδο $65kW$.

6 α-δ: Όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC, η διείσδυση ΑΠΕ (WT) παραμένει σταθερή στο 50%.

7 α-δ: Όσο το γ_{MT} αυξάνει, δηλ.: από 0% σε 50% το LCOS ακολουθεί περίπου γραμμική πτώση και μετά για γ_{MT} από 50% έως 100% ανοδική πορεία.

8 α-δ: Σε όλες τις περιπτώσεις FC, έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) τουλάχιστον από $\gamma_{MT}=0\%$ έως και $\gamma=50\%$.

9 α-δ: α) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_1=50kW$ και για γ_{MT} από 0% έως 20% έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. β) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_{2,3}=60-70kW$ και για γ_{MT} από 0% έως 10% έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. γ) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_4=80kW$ και για $\gamma_{MT}=0\%$ έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. Άρα όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC, η ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών ελαττώνεται. (Αλλά με υψηλό LCOS για α, β, γ)

10 α-δ: Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_{1,2}=50-60 kW$ και για γ_{MT} από 0% έως τουλάχιστον 10% έχουμε διείσδυση της τεχνολογίας ST (Storage).

Για $FC = 50,60,70,80 kW$ και το κόστος $FUEL = 0.030 \text{ €/kWh}$ να διαμορφώνεται σε $FUEL = 0.060 \text{ €/kWh}$ (Μεταβολή ανοδική 50%) έχουμε διείσδυση ΑΠΕ αιολικής μορφής WT που κυμαίνεται από 50% έως 60% με ένα ελάχιστο κόστος ενέργειας LCOS το οποίο διαμορφώνεται μεταξύ 77.749 €/MWh και 87.440 €/MWh . Όσο το γ_{MT} αυξάνει, από 0% σε 60% το LCOS ακολουθεί περίπου γραμμική πτώση και μετά για γ_{MT} από 60% έως 90% ανοδική πορεία. Σε όλες τις περιπτώσεις αποθήκευσης κυψέλης καυσίμου, έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) τουλάχιστον από σε εύρος τιμών γ από 0% έως 50%.

5.9 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα σεναρίου 9 (Πιν.9Α-9Β-9Γ-9Δ)

$$FC = 50,60,70,80 KW$$

$$CAPEX_{FC}=2200 \text{ €/KW} \gg CAPEX_{FC}=2100 \text{ €/KW}$$

1α : Με $FC_1=50 kW$ έχουμε διείσδυση 40% ΑΠΕ, δηλ.: $WT=49.32 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 70.898 €/MWh .

2β: Με $FC_2=60 kW$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ.: $WT=68.31 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 65.163 €/MWh .

3γ: Με $FC_3=70 kW$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ.: $WT=41.64 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 66.501 €/MWh .

4δ: Με $FC_4=80 kW$ έχουμε διείσδυση 50% ΑΠΕ, δηλ.: $WT=14.98 kW$ με το χαμηλότερο κόστος ενέργειας LCOS να διαμορφώνεται σε 63.838 €/MWh .

5 α-δ: Όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC, η ισχύς που λαμβάνουμε από την WT έχει μορφή αναστροφής παραβολής.

6 α-δ: Όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC, η διείσδυση ΑΠΕ (WT) παραμένει σταθερή περίπου στο 50%.

7 α-δ: Όσο το γ_{MT} αυξάνει, δηλ. από 0% σε 90% το LCOS ακολουθεί περίπου γραμμική πτώση και μετά για γ_{MT} έως 100% ανοδική.

8 α-δ: Σε όλες τις περιπτώσεις FC, έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) τουλάχιστον από $\gamma_{MT}=0\%$ έως και 50%.

9 α-δ: α) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_1=50$ kW και για γ_{MT} από 0% έως 30% έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. β) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_{2,3}=60-70$ kW και για γ_{MT} από 0% έως 20% έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών. γ) Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_4=80$ kW και για $\gamma_{MT} = 0\%$ έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών.

Άρα όσο αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ FC, η ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) φωτοβολταϊκών και αιολικών ελαττώνεται.

10 α-δ: Για εγκατεστημένη ισχύ $FC_{1,2}=50 - 60$ kW και για γ_{MT} από 0% έως περίπου 20% (μεσοσταθμικά) έχουμε διείσδυση της τεχνολογίας ST (Storage).

Για $FC = 50,60,70,80$ kW και το κόστος $CAPEX_{FC}=2200$ €/kW να διαμορφώνεται σε $CAPEX_{FC}=2100$ €/kW (Μεταβολή πτωτική 4.55%) έχουμε διείσδυση ΑΠΕ αιολικής μορφής WT που κυμαίνεται από 50% έως 60% με ένα ελάχιστο κόστος ενέργειας LCOS το οποίο διαμορφώνεται μεταξύ **63.838 €/MWh** και **70.898 €/MWh**. Όσο το γ_{MT} αυξάνει, από 0% σε 60% το LCOS ακολουθεί περίπου γραμμική πτώση και μετά για γ_{MT} από 60% έως 90% ανοδική πορεία. Σε όλες τις περιπτώσεις αποθήκευσης κυψέλης καυσίμου, έχουμε πλήρη ενσωμάτωση της τεχνολογίας (στο 100% της ισχύς) τουλάχιστον από σε εύρος τιμών γ από 0% έως 50%.

5.10 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα για συνολική διείσδυση των ΑΠΕ για το σενάριο 6 (Πιν.10)

Παρατηρούμε από την δέσμη RES ποια καμπύλη ελαχιστοποιεί το LCOS. Για κάθε μία διείσδυση FC και δεδομένη διείσδυση MT βρίσκουμε την μέγιστη διείσδυση, τον καλύτερο συνδυασμό RES (PV+MT) με ελαχιστοποίηση του LCOS. Για την περίπτωση αυτή έχουμε:

Για FC = 50 kW, $\gamma = 70\%$, RES = 2.01 %, LCOS = 70.584 €/MWh

Για FC = 60 kW, $\gamma = 60\%$, RES = 11.78 %, LCOS = 68.973 €/MWh

Για FC = 70 kW, $\gamma = 60\%$, RES = 0.00 %, LCOS = 66.816 €/MWh

Για FC = 80 kW, $\gamma = 50\%$, RES = 8.04 %, LCOS = 64.822 €/MWh

5.11 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα για συνολική διείσδυση των ΑΠΕ για το σενάριο 7 (Πιν.11)

Παρατηρούμε από την δέσμη RES ποια καμπύλη ελαχιστοποιεί το LCOS. Για κάθε μία διείσδυση FC και δεδομένη διείσδυση MT βρίσκουμε την μέγιστη διείσδυση, τον καλύτερο συνδυασμό RES (PV+MT) με ελαχιστοποίηση του LCOS. Για την περίπτωση αυτή έχουμε:

Για FC = 50 kW, $\gamma = 70\%$, RES = 2.01 %, LCOS = 72.432 €/MWh
Για FC = 60 kW, $\gamma = 60\%$, RES = 11.78 %, LCOS = 70.557 €/MWh
Για FC = 70 kW, $\gamma = 60\%$, RES = 0.00 %, LCOS = 68.400 €/MWh
Για FC = 80 kW, $\gamma = 50\%$, RES = 8.04 %, LCOS = 66.142 €/MWh

Το CO₂ σε αυτό το σενάριο αυξάνεται κατά 32%. Ουσιαστικά αφού αυξάνεται το CO₂ αυξάνονται και οι εκπομπές ρύπων στην ατμόσφαιρα, άρα και τα τέλη δικαιωμάτων αγοράς ρύπων. Όμως αυξάνει και το LCOS. (σε σχέση με το σενάριο 6)

5.12 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα για συνολική διείσδυση των ΑΠΕ για το σενάριο 8 (Πιν.12)

Παρατηρούμε από την δέσμη RES ποια καμπύλη ελαχιστοποιεί το LCOS. Για κάθε μία διείσδυση FC και δεδομένη διείσδυση MT βρίσκουμε την μέγιστη διείσδυση, τον καλύτερο συνδυασμό RES (PV+MT) με ελαχιστοποίηση του LCOS. Για την περίπτωση αυτή έχουμε:

Για FC = 50 kW, $\gamma = 30\%$, RES = 71.42 %, LCOS = 85.791 €/MWh
Για FC = 60 kW, $\gamma = 20\%$, RES = 75.50 %, LCOS = 81.728 €/MWh
Για FC = 70 kW, $\gamma = 20\%$, RES = 69.90 %, LCOS = 78.418 €/MWh
Για FC = 80 kW, $\gamma = 20\%$, RES = 69.90 %, LCOS = 78.418 €/MWh

Το Κόστος καυσίμου FC σε αυτό το σενάριο αυξάνεται κατά 100%. Ουσιαστικά αφού το κόστος καυσίμου αυξάνονται και οι εκπομπές ρύπων στην ατμόσφαιρα, άρα και τα τέλη δικαιωμάτων αγοράς ρύπων. Όμως αυξάνει και το LCOS. (σε σχέση με το σενάριο 6)

5.13 Ανάλυση αποτελεσμάτων και συμπεράσματα για συνολική διείσδυση των ΑΠΕ για το σενάριο 9 (Πιν.13)

Παρατηρούμε από την δέσμη RES ποια καμπύλη ελαχιστοποιεί το LCOS. Για κάθε μία διείσδυση FC και δεδομένη διείσδυση MT βρίσκουμε την μέγιστη διείσδυση, τον καλύτερο συνδυασμό RES (PV+MT) με ελαχιστοποίηση του LCOS. Για την περίπτωση αυτή έχουμε:

Για FC = 50 kW, $\gamma = 70\%$, RES = 2.01 %, LCOS = 69.970 €/MWh
Για FC = 60 kW, $\gamma = 50\%$, RES = 31.10 %, LCOS = 65.163 €/MWh
Για FC = 70 kW, $\gamma = 60\%$, RES = 0.00 %, LCOS = 65.974 €/MWh
Για FC = 80 kW, $\gamma = 50\%$, RES = 8.04 %, LCOS = 63.838 €/MWh

Το CAPEX FC σε αυτό το σενάριο μειώνεται κατά 4.55%. Εδώ έχουμε μείωση του LCOS. (σε σχέση με το σενάριο 6)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Συμπεράσματα – Προτάσεις

Ένα μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργεί είτε σε αστικό, ημι-αστικό ή ακόμη και σε αγροτικό περιβάλλον. Επομένως, είναι συχνά αδύνατο να εγκατασταθεί η απαραίτητη ισχύς μιας μονάδας DG που να ανταποκρίνεται στις ανάγκες της, λόγω χωροταξικού σχεδιασμού, περιβαλλοντολογικών περιορισμών ή ακόμη και νομοθεσίας. Για την εξαγωγή των κάτωθι συμπερασμάτων κινηθήκαμε σε τρεις άξονες αναφοράς : α) Τεχνικά ενεργειακά χαρακτηριστικά, β) Οικονομικό κόστος, και γ) Περιβαλλοντολογικά χαρακτηριστικά (ενεργειακό αποτύπωμα συστήματος). Η Νήσος Αμοργός όπως και κάθε νησί έχει έναν πλέον πρακτικούς λόγους να επενδύσει σε τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για τις ανάγκες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

- Σε αυτή την εργασία αποδείξαμε ότι αν έχουμε μία μονάδα συμβατικού τύπου (MT), αυτή μπορεί μεν να μας αποδώσει ενέργεια, αλλά αυτή η ενέργεια θα είναι ρυπογόνος. Εμείς όμως θέλουμε να στραφούμε προς την πράσινη ενέργεια.
- Έτσι αρχίζουμε και εισάγουμε στο σύστημα ΑΠΕ (PV,WT) και FC με τα συγκεκριμένα κόστη, καθώς μειώνουμε το ποσοστό της διείσδυσης (γ_{MT}) της μικροτουρμπίνας παρατηρούμε ότι εισέρχονται οι τεχνολογίες των ΑΠΕ.
- Καθώς εισέρχονται οι ΑΠΕ (σε ποσοστό 30%-60%) το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOS) για αυτά τα δεδομένα πέφτει έως ένα βέλτιστο ελάχιστο σημείο τιμής, περίπου 50%-60% και μετά αρχίζει να αυξάνει. Άρα έχουμε διείσδυση των ΑΠΕ σε μέγιστο ποσοστό της τάξεως του 30%-60%.
- Σε αυτή τη βέλτιστη περιοχή, με τις δεδομένες συνθήκες που εικάζουμε οι διαμορφώσεις του συστήματος αποτελούνται από ένα σημαντικό βαθμό αιολικής και ηλιακής ενέργειας, με εύρος τιμών από 10% έως 70%, σε συνδυασμό με την παραγωγή μικροτουρμπίνας.
- Ουσιαστικά αφού αυξάνεται το CO₂ και το κόστος καυσίμου αυξάνονται και οι εκπομπές ρύπων στην ατμόσφαιρα, άρα και τα τέλη δικαιωμάτων αγοράς ρύπων. Όμως αυξάνει και το LCOS. Επίσης, ως Χώρα οπισθοδρομούμε σχετικά με τους ενεργειακούς στόχους που έχουμε αποδεχθεί ως μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης και άλλων οργανισμών.
- Σχεδόν, σε όλες τις περιπτώσεις η αποθήκευση μέσω συστοιχίας μπαταριών ως διείσδυση ανανεώσιμης ενέργειας υπερέβη το 20% για $\gamma_{MT}=80\%$.
- Η ενσωμάτωση της τεχνολογίας FC για $\gamma_{MT}=80\%$ ξεπέρασε το 85%.
- Με τη μείωση του επενδυτικού κόστους των μπαταριών CAPEX_{ST} στο 80% της αρχικής τιμής καθίσταται ευνοϊκή η αποθήκευση ενέργειας σε συστοιχία μπαταριών ιόντων λιθίου. Θεωρούμε ότι σε εύλογο βάθος χρόνου και θα έχουμε και την ανάλογη διείσδυση της τεχνολογίας.

- Συμφέρει οικονομικά η διείσδυση των ΑΠΕ σε ποσοστό 60%, ενώ η συμμετοχή της μικροτουρμπίνας με καύσιμο το φυσικό αέριο (CNG) κυμαίνεται έως του ποσοστού 30%

Μελλοντικά μπορεί να μελετηθεί το πρόβλημα της ελαχιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης σε συνθήκες ωριαίας βάσης (καθημερινότητα των μεταβολών του φόρτου) έτσι ώστε να φανούν καλύτερα τα ενεργειακά οφέλη και της αποθήκευσης. Επίσης, στο σύστημα θα μπορούσε να ενταχθεί και η τεχνολογία της αντλησιοταμίευσης νερού ως αποθηκευτικό μέσο και η τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας μέσω υδρογόνου τόσο για παραγωγή ενέργειας μέσω κυψελών, όσο και για μελλοντική κίνηση οχημάτων με καθαρό υδρογόνο.

Σύμφωνα με αναφορές και μελέτες από βιβλιογραφία (πχ [1]) παρατηρείται ότι :

- Το σταθμισμένο κόστος συστήματος μειώνεται σημαντικά με την αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Τα βέλτιστα από το κόστος συστήματα εμφανίζονται σε ένα εύρος 50%-70% της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών.
- Οι μπαταρίες καθίστανται ευνοϊκές επιλογές αποθήκευσης όταν το αρχικό κόστος τους μειώνεται κατά 50%-70%

Επίσης, πρέπει να αναφέρουμε ότι τα αποτελέσματα αυτά -εν αντιθέσει με τα δικά μας- αφορούν μη γραμμικά μαθηματικά μοντέλα και η ανάλυσή τους διεξάγεται σε ωριαία βάση.

Η μαθηματική γενική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης [20]

Αντικειμενική συνάρτηση

$$LCOS \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \left(\frac{\sum_{i=0}^n \left[\frac{(\sum_{j=1}^5 P_j \cdot CAPEX_{j,i=0}) + (\sum_{j=1}^5 P_j \cdot CAPEX_{j,i=0} \cdot OPEX_{j,i} + P_j \cdot FC_{j,i} \cdot CF_{j,i} \cdot \gamma + P_j \cdot P_{CO2,j,i} \cdot EF_{CO2,j,i} \cdot \gamma)}{(1+r)^n} \right]}{\sum_{i=0}^n \frac{\sum_{j=1}^4 P_j \cdot CF_{j,i} \cdot \gamma + P_{ST} \cdot c \cdot DoD}{(1+r)^n}} \right)$$

Εξήγηση όρων συνάρτησης

P_j : Εγκατεστημένη ισχύς (kW) – Μεταβλητές απόφασης

$j=1 \rightarrow PV, j=2 \rightarrow WT, j=3 \rightarrow MT, j=4 \rightarrow FC, j=5 \rightarrow ST$

n : Χρόνος ζωής έργου (Εδώ $n=20$ έτη)

$CAPEX_{PV}$: Κόστος επένδυσης PV σε έτη i (€/kW)

$CAPEX_{WT}$: Κόστος επένδυσης WT σε έτη i (€/kW)

$CAPEX_{MT}$: Κόστος επένδυσης MT σε έτη i (€/kW)

$CAPEX_{ST}$: Κόστος επένδυσης ST σε έτη i (€/kW)

$CAPEX_{FC}$: Κόστος επένδυσης FC σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{PV}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης PV σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{WT}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης WT σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{MT}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης MT σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{ST}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης ST σε έτη i (€/kW)

$OPEX_{FC}$: Σταθερά και μεταβλητά κόστη συντήρησης FC σε έτη i (€/kW)

FC : Κόστος καυσίμου σε έτη i (€/kWh)

CF_{PV} : Συντελεστής χρησιμοποίησης PV σε έτη i (%)

CF_{WT} : Συντελεστής χρησιμοποίησης WT σε έτη i (%)

CF_{MT} : Συντελεστής χρησιμοποίησης MT σε έτη i (%)

CF_{ST} : Συντελεστής χρησιμοποίησης ST σε έτη i (%)

CF_{FC} : Συντελεστής χρησιμοποίησης FC σε έτη i (%)

CO_2 : Τιμή του CO_2 σε έτη i (€/kg)

EF_{CO_2} : Συντελεστής εκπομπής CO_2 για την MT (kg/kWh)

γ : Σύνολο ωρών ανά έτος $8760 = 365 \text{ h} \cdot 24 \text{ h/Day}$

r : Προεξοφλητικό επιτόκιο (%)

$\gamma = 0 \% \dots 100\%$, βήμα 10% and γ είναι η διεύθυνση της MT (%)

c : Ετήσιος κύκλος φόρτισης μπαταρίας

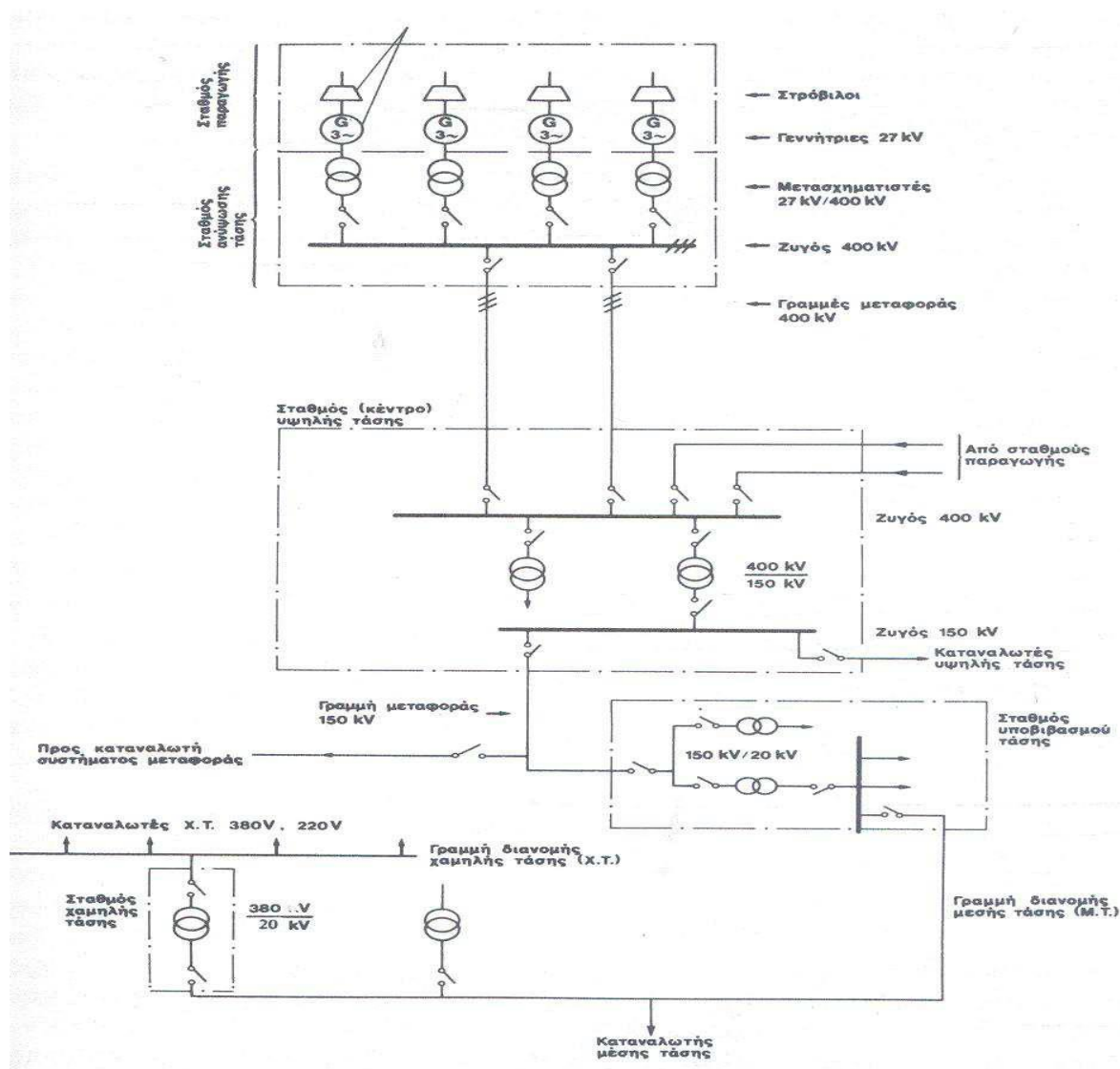
DoD : Βάθος εκφόρτισης μπαταρίας (%)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β:

Ενέργεια, Διεσπαρμένη Παραγωγή, Έξυπνα Μικροδίκτυα [21]

Β.1.1 Δομή συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Ένα ΣΗΕ είναι το σύνολο των εγκαταστάσεων και μέσων, τα οποία χρησιμεύουν στην εξυπηρέτηση των αναγκών ενός συνόλου καταναλωτών σε ηλεκτρική ενέργεια. Σκοπός των ΣΗΕ είναι να τροφοδοτούν αδιάλειπτα, με λογική αξιοπιστία και φθηνά με ηλεκτρική ισχύ, καλής ποιότητας, τους καταναλωτές, πάντοτε με σεβασμό στο περιβάλλον, [22], [23]. Δεδομένου ότι η εξυπηρέτηση των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια ενός συνόλου καταναλωτών προϋποθέτει τις διακεκριμένες φάσεις της παραγωγής, της



Σχήμα Β.1.1. Βασική Δομή Ενός ΣΗΕ, [24].

μεταφοράς και της διανομής, σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι δυνατόν να διακριθούν τα εξής ειδικότερα συστήματα: το «Σύστημα Παραγωγής (ΣΠ)», το «Σύστημα

Διασυνδέσεως και Μεταφοράς (ΣΔΜ)» και το «Σύστημα Διανομής (ΣΔ)», **σχήμα Β.1.2** Ένα σύστημα παραγωγής και μεταφοράς μπορεί να λειτουργεί μεμονωμένο ή διασυνδεδεμένο με ένα ή περισσότερα άλλα γειτονικά συστήματα. Η διασύνδεση γίνεται συνήθως σε επίπεδο εθνικών συστημάτων, και προσφέρει ορισμένα τεχνικά και οικονομικά πλεονεκτήματα στη λειτουργία του κάθε συστήματος. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ΣΗΕ βασίζεται κυρίως σε πρωτογενείς πηγές ενέργειας, όπως τα ορυκτά καύσιμα, στην περίπτωση των μεγάλων θερμοηλεκτρικών σταθμών ή στα φράγματα νερού στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών σταθμών. Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι θερμοηλεκτρικών σταθμών: οι Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΠΗΕ) από Ορυκτά Καύσιμα, όπου από την καύση των ορυκτών καυσίμων μετατρέπεται η θερμική ενέργεια σε ηλεκτρική και οι Πυρηνικοί Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΠΣΠΗΕ), όπου η πυρηνική ενέργεια χρησιμοποιείται για την απελευθέρωση της ενέργειας που είναι αποθηκευμένη μέσα στον πυρήνα του ατόμου. Αυτή η ενέργεια χρησιμοποιείται αργότερα για την παραγωγή ατμού υψηλής πίεσης που κινεί έναν στρόβιλο και μια γεννήτρια. Η χρήση ελεγχόμενων πηγών ενέργειας επιτρέπει τον ισχυρό έλεγχο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και επομένως την αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος. Σε όλες σχεδόν τις μεγάλες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, οι σύγχρονες γεννήτριες χρησιμοποιούνται για την παραγωγή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Αυτές οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής σχηματίζουν τη λεγόμενη συμβατική παραγωγή με τρία κύρια χαρακτηριστικά: μεγάλη κλίμακα, δυνατότητα ελέγχου και ενιαία τεχνολογία παραγωγής. Μπορούμε να διαπιστώσουμε ότι πριν κάποια χρόνια η συμβατική παραγωγή παρείχε το 99% της συνολικής ισχύος, [22] εκ των οποίων τα δύο τρίτα προέρχονται από θερμικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ορυκτά καύσιμα). Αυτή η δομή του ΣΗΕ φέρει σημαντικά πλεονεκτήματα όπως η οικονομία κλίμακας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μείωση των απαιτούμενων περιθωρίων εφεδρείας της γεννήτριας για τις μεμονωμένες μονάδες, ελαχιστοποίηση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας με μετατόπιση της παραγωγής σε μονάδες με διαφορετικές πρώτες ύλες, μείωση της καμπύλης φορτίου λόγω της συγκέντρωσης των φορτίων σε υψηλότερα επίπεδα του συστήματος που επιτρέπει μια πιο αποτελεσματική χρήση του εξοπλισμού παραγωγής, υψηλότερη ενεργειακή απόδοση σε μεγάλες μονάδες παραγωγής και λειτουργίας, μείωση του κινδύνου αποτυχίας λόγω της χρήσης εξοπλισμού διαφόρων κατασκευαστών, κ.τ.λ., [23]. Παρά τα πλεονεκτήματα αυτά, η συμβατική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας φέρει και εγγενή μειονεκτήματα, όπως:

- Εξάντληση ορυκτών καυσίμων: τα αποθέματα αυτά δεν είναι άπειρα και θα εξαντληθούν σε μακροχρόνια βάση.
- Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου: το φαινόμενο του θερμοκηπίου.
- Πυρηνική Ενέργεια: πυρηνικά απόβλητα, ο φόβος πυρηνικού ατυχήματος.
- Υδροηλεκτρική Ενέργεια: το διαθέσιμο υδρο-δυναμικό έχει ήδη χρησιμοποιηθεί κατά ένα μεγάλο μέρος. Η κατασκευή φραγμάτων και λεκανών για την παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας προκαλεί την κάλυψη με νερό μεγάλων περιοχών και επηρεάζει τη ροή των ποταμών. Αυτά τα μειονεκτήματα, που έχουν σχέση και με κοινωνικό-οικονομικούς και πολιτικούς λόγους, αποτελούν το κίνητρο για την ανάπτυξη ενός νέου

σχεδίου μη συμβατικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με βάση την αξιοποίηση των νέων και κατανεμημένων ενεργειακών πόρων.

B.1.2. Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

Στα Δίκτυα Διανομής (ΔΔ) η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται στους καταναλωτές (βιομηχανίες, κατοικίες κ.λπ.). Τα ΔΔ περιλαμβάνουν τις γραμμές ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω των οποίων αυτή φτάνει έως τους καταναλωτές και τους υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης, οι οποίοι τις συνδέουν με το σύστημα μεταφοράς, [23].

Ανάλογα με το επίπεδο τάσης διακρίνονται σε Δίκτυα Διανομής Μέσης Τάσης (ΔΔΜΤ) και Δίκτυα Διανομής Χαμηλής Τάσης (ΔΔΧΤ). Επίσης, από κατασκευαστικής πλευράς μπορεί να είναι υπόγεια ή υπέργεια. Τα υπέργεια ή εναέρια δίκτυα συναντώνται κυρίως στις αγροτικές περιοχές σε ακτινική μορφή ενώ τα υπόγεια δίκτυα διανομής συναντώνται σε μία από τις παρακάτω μορφές: βρογχοειδή, ατρακτοειδή, διπλής τροφοδότησης, δικτυωτά (meshed), [24].

Στις μέρες μας, η ολοένα και αυξανόμενη διασύνδεση μονάδων παραγωγής πιο κοντά στους καταναλωτές άρχισε να επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό την παραδοσιακή λειτουργία των ΔΔ. Όπως θα φανεί και στις επόμενες παραγράφους υπάρχουν πολλά πλεονεκτήματα τόσο από την πλευρά του καταναλωτή όσο και από την πλευρά του χειριστή του ΔΔΜΤ ή της Επιχείρησης Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

B.1.3. Το ελληνικό ΣΗΕ – Ενεργειακό μίγμα

Το Ελληνικό ΣΗΕ αποτελείται από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα Υψηλής (150kV και 66kV) και Υπερυψηλής Τάσης (400kV), (ΥΤ, ΥΥΤ). Στο Σύστημα αυτό δεν περιλαμβάνονται τα ανεξάρτητα συστήματα μεταφοράς των νησιών Κρήτη, Ρόδος, Λέσβος, Σάμος, ο σχεδιασμός ανάπτυξης των οποίων είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή Δικτύου. Το δίκτυο Υπογείων (Υ/Γ) καλωδίων ΥΤ που εξυπηρετεί ακτινικά τις ανάγκες της περιοχής της πρωτεύουσας είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Δικτύου, ο οποίος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό της ανάπτυξης του, [25]. Το ελληνικό δίκτυο έχει μέγεθος 228.900χλμ, εκ των οποίων τα 949χλμ. αποτελούν το δίκτυο ΥΤ, τα 107.500χλμ. το δίκτυο ΜΤ και τα 121.400χλμ. το δίκτυο ΧΤ. Διαθέτει 155.000 Υποσταθμούς ΜΤ προς ΧΤ και 224 Υποσταθμούς ΥΤ προς ΜΤ εκ των οποίων 20 είναι κλειστού τύπου, 199 στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 25 στα μη Διασυνδεδεμένα νησιά. Επίσης, ο αριθμός των πελατών που εξυπηρετούνται από την Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) ανέρχεται σε 7.503.265 (10.147 ΜΤ & 493.118 ΧΤ) με 45.716GWh καταναλώσεις (11.587 στη ΜΤ & 34.129 στη ΧΤ), [27]. Κύριο χαρακτηριστικό του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος είναι η μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (Κεντρική, Δυτική Μακεδονία, περιοχή

Πτολεμαΐδας), ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο Νότο (περιοχή Αττικής). Δεδομένου ότι και οι διεθνείς διασυνδέσεις με Βουλγαρία και Δημοκρατία της Βόρειας Μακεδονίας (ΔΒΜ) είναι στο Βορρά, υπάρχει μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίων. Η ένταξη μονάδων παραγωγής στο Νότιο σύστημα αναμένεται να διαφοροποιήσει σημαντικά αυτή τη γεωγραφική ανισορροπία στο άμεσο μέλλον. Σημαντικές ενισχύσεις τα τελευταία χρόνια υπήρξαν επίσης στο σύστημα παραγωγής, με την ένταξη αρχικά μονάδων ταχείας εκκίνησης (αεριοστρόβιλων) ονομαστικής ισχύος 148MW και στη συνέχεια δύο μεγάλων συμβατικών μονάδων συνδυασμένου κύκλου (Λαύριο V, Ενεργειακή Θεσσαλονίκης) συνολικής ονομαστικής ισχύος περίπου 780MW, εκ των οποίων η μια στο Νότο (Λαύριο), ενώ για τις αυξημένες ανάγκες του θέρους εκμισθώθηκαν για τα έτη 2006 έως και 2010 μονάδες diesel συνολικής ισχύος 60MW, που εγκαθίστανται στην Πελοπόννησο (Μεγαλόπολη). Η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασικές Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) στην Ελλάδα (χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) παρουσιάζει ανοδικό ρυθμό ανάπτυξης. Τα θερμικά ηλιακά συστήματα (ηλιακοί συλλέκτες) αποτελούν ευρύτατα διαδεδομένες λύσεις που συνεχίζουν να βελτιώνονται τεχνικά και να αυξάνουν τη συμμετοχή τους, έστω και με λιγότερο θεαματικά αποτελέσματα, από τους εκρηκτικούς ρυθμούς αύξησης στη δεκαετία του 1980–1990. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα επίσης δε θεωρούνται πλέον εξεζητημένη τεχνολογία. Η αξιοποίηση της βιομάζας αποκτά, κυρίως σε ότι αφορά τη δυνατότητα παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού, αυξανόμενη σημασία. Τέλος, η αιολική ενέργεια είναι μία αξιόπιστη και οικονομικά ελκυστική πρόταση, που προσελκύει επενδυτές ακόμη και στο καθεστώς απελευθερωμένων αγορών. Το κόστος των ανεμογεννητριών έχει μειωθεί, ενώ χρησιμοποιούνται όλο και μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες, μειώνοντας το μοναδιαίο κόστος και τις απαιτήσεις σε χώρο εγκατάστασης. Αυτή τη στιγμή το ενεργειακό μίγμα της χώρας παρουσιάζεται στον Πίνακα Β.1.3, [26]. Στις αναφορές-ιστοσελίδες [25], [27], [28], [29] και [30] παρέχονται όλες εκείνες οι πληροφορίες για μια πλήρη μελέτη και γνώση του Ελληνικού ΣΗΕ.

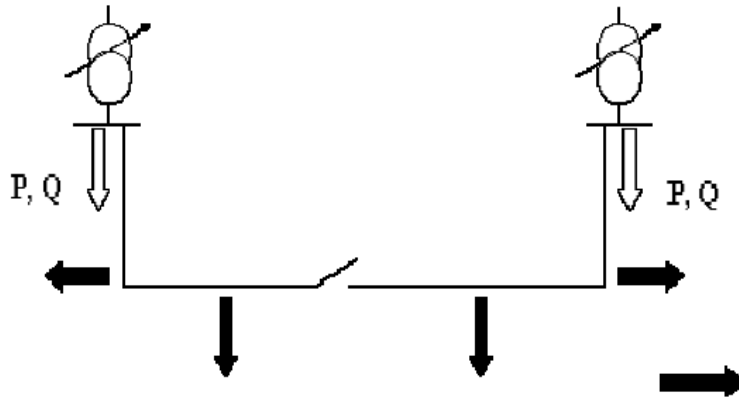
Πίνακας Β.1.3 : Μείγμα Καυσίμου Για Την Ελλάδα Έτους 2019

ΑΝΑΛΥΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ & ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ	ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ(%)	ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ(%)
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	20,00	0,00
ΠΕΤΡΕΛΑΪΚΗ	0,00	78,40
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	31,10	0,00
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	6,50	0,00
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	23,40	21,60
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ	19,10	0,00
ΣΥΝΟΛΟ	100,00%	100,00%

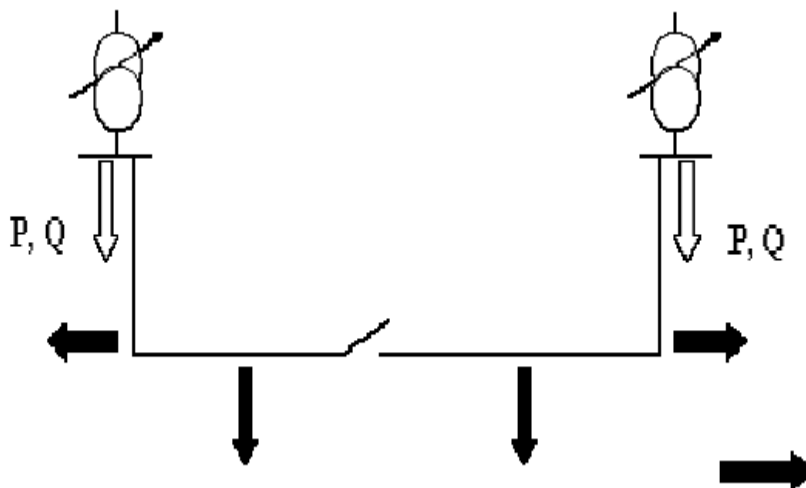
B.2.1 Διεσπαρμένη παραγωγή

B.2.1.1 Εισαγωγή Και Πλεονεκτήματα Της Διεσπαρμένης Παραγωγής

Τις δύο-τρεις τελευταίες δεκαετίες άρχισε να δημιουργείται και πάλι η τάση για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε διάφορα σημεία του δικτύου, στο σύστημα διανομής. Αυτό οδήγησε στη δημιουργία του όρου Διεσπαρμένη Παραγωγή (ΔΠ) - (DG – Distributed Generation), που είναι αυτό ακριβώς που περιγράφεται από τον όρο, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δηλαδή από πολλές μονάδες, διεσπαρμένες στο σύστημα. Οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής χαρακτηρίζονται από το γεγονός ότι δεν είναι τοποθετημένες σε ένα συγκεκριμένο, κεντρικό, σημείο, αλλά βρίσκονται διασκορπισμένες στο σύστημα. Συνήθως, τοποθετούνται $u954$ κ στο δίκτυο διανομής, ενώ κατά κανόνα η εγκατεστημένη ισχύς είναι μικρότερη από 50-100 MW, [31], [32], [34]. Στην εργασία, [33], συζητούνται οι διάφοροι ορισμοί για την ΔΠ (από IEEE, CIGRE κ.τ.λ.). Η δομή του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας θα παρέμενε όπως η δομή του σχήματος 1.2.α, και δεν θα είχε αναπτυχθεί ενδιαφέρον για την ΔΠ αν δεν είχε προκύψει και η ανάγκη για μείωση της χρήσης συμβατικών μορφών ενέργειας για περιβαλλοντικούς λόγους. Η ΔΠ μπορεί να πραγματοποιείται από φωτοβολταϊκά, αιολική ενέργεια, από συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού, από μικροτουρμπίνες, από κυψέλες καυσίμου από μικρά υδροηλεκτρικά, από βιομάζα και άλλες μορφές ΑΠΕ. Η ανάγκη για τη συμμετοχή τέτοιων εναλλακτικών, καθαρότερων μορφών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρισμού οδήγησε στη ΔΠ, [35]. Όπως εξηγήθηκε και προηγουμένως, τα ΣΗΕ σχεδιάστηκαν με τέτοιο τρόπο ώστε να υπάρχει κεντρική παραγωγή που τροφοδοτεί με ισχύ τους καταναλωτές. Έτσι, η ροή της ισχύος γινόταν από την υψηλή προς τη χαμηλή τάση. Με τη διείσδυση όμως της ΔΠ στη διαδικασία παραγωγής, η ροή της ηλεκτρικής ισχύος μπορεί να αντιστραφεί, αν η διείσδυση αυτή είναι αρκετά σημαντική. Μπορεί πλέον σε κάποιες περιπτώσεις να έχουμε αντίστροφη πορεία του ρεύματος, αν υπερκαλύπτεται το φορτίο ενός ζυγού και των φορτίων στο κατάντη αυτού από την παραγωγή της διεσπαρμένης μονάδας που βρίσκεται στο ζυγό αυτό. Έτσι, οι τάσεις και οι ροές ισχύος μεταβάλλονται και καθορίζονται πλέον από τις μονάδες παραγωγής που υπάρχουν διεσπαρμένες στο δίκτυο και τα φορτία. Ο συντελεστής ισχύος με τον οποίο μπορεί να λειτουργήσουν οι μονάδες αυτές επηρεάζει τις τάσεις στο δίκτυο, ενώ μπορεί να υπάρξουν και αρμονικές συνιστώσες στο ρεύμα από την παρουσία ηλεκτρονικών ισχύος. Αυτές οι μεταβολές έχουν πολύ σημαντικές επιπτώσεις στα χαρακτηριστικά του δικτύου. Η μεταβολή της ροής της ισχύος εξαιτίας της παρουσίας μονάδων ΔΠ μπορεί να φανεί στα σχήματα B.2.1.α και B.2.1.β., [35].



ΣΧΗΜΑ Β.2.1.α. Συμβατικό Σύστημα Διανομής



ΣΧΗΜΑ Β.2.1.β. Σύστημα Διανομής Με Μονάδες ΔΠ.

Οι λόγοι που οδήγησαν στη ΔΠ έχουν να κάνουν με τις ανάγκες για:

- Ύπαρξη εγκατεστημένης ισχύος για παροχή εφεδρείας σε περίπτωση διακοπής τροφοδοσίας ή και για ψαλιδισμό αιχμών του καταναλωτή.
- Αυξημένη αξιοπιστία και βελτίωση της παρεχόμενης ποιότητας ισχύος σε τοπικό επίπεδο.
- Μείωση των απωλειών κατά τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από ένα απομακρυσμένο κεντρικό σταθμό στο σημείο κατανάλωσης.
- Υποστήριξη δικτύου με βοηθητικές υπηρεσίες όπως είναι η παροχή αέργου ισχύος και υποστήριξης τάσης, η παροχή παραγωγής με γρήγορη απόκριση για αποφυγή διακοπής της κατανάλωσης και η δυνατότητα επανεκκίνησης μετά από διακοπή.

- Εκμετάλλευση συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού η οποία γίνεται σε τοπικό επίπεδο π.χ. σε βιομηχανικές διεργασίες κτλ.
- Αποτελεσματική χρήση των δυνατοτήτων για ΑΠΕ και φτηνά τοπικά παραγόμενα καύσιμα και η επί τόπου αξιοποίησή τους όπως για παράδειγμα το τοπικά παραγόμενο βιοαέριο στους βιολογικούς καθαρισμούς.
- Εξοικονόμηση αρχικού κόστους κεφαλαίου και χρόνου από τη δημιουργία ενός κεντρικού σταθμού παραγωγής.
- Μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και εξευγενισμένων καυσίμων.

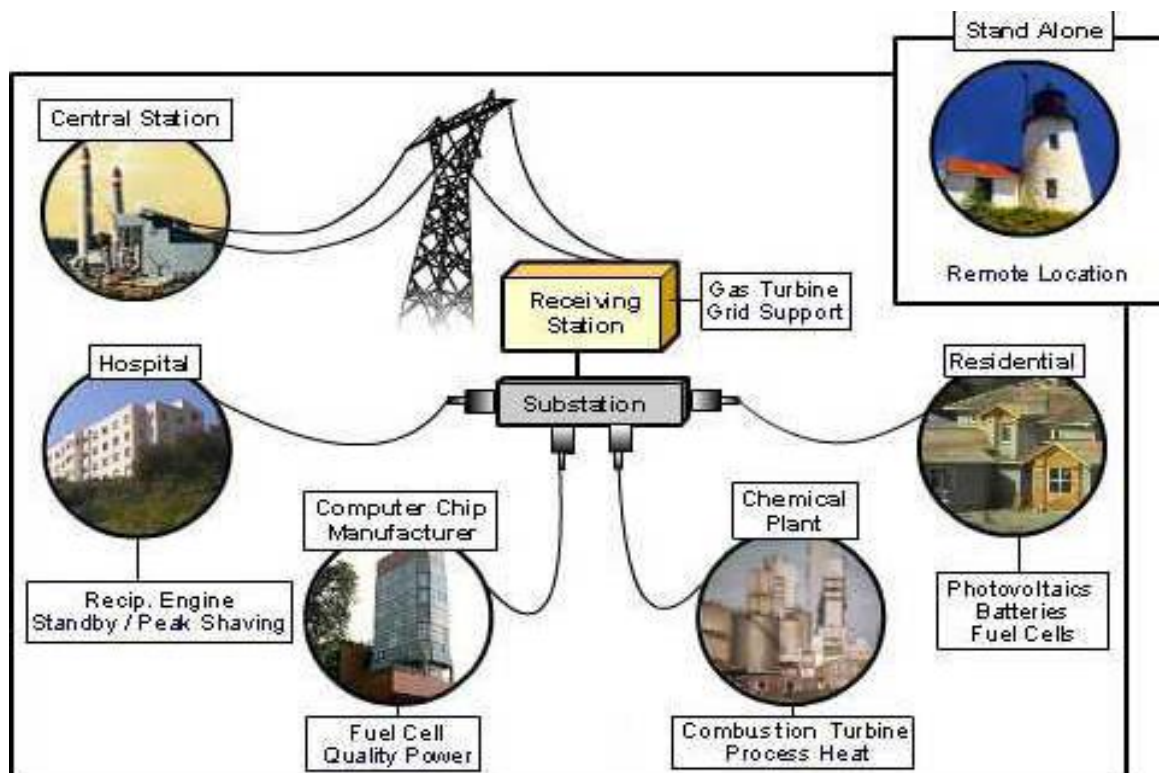
B.2.1.2. Μειονεκτήματα Της Διεσπαρμένης Παραγωγής

Η διεσπαρμένη παραγωγή όμως έχει και ορισμένα μειονεκτήματα, που αφορούν οικονομικά, τεχνικά ακόμα και περιβαλλοντικά θέματα. Σε ορισμένες περιπτώσεις η παραγωγή από ΑΠΕ, δεν έχει φθάσει σε επίπεδο να μπορεί να ανταγωνιστεί οικονομικά τις μεγάλες μονάδες παραγωγής, με αποτέλεσμα να απαιτείται επιχορήγηση από το κράτος για να μπορεί η επένδυση σε αυτές να είναι βιώσιμη. Η σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής στο δίκτυο διανομής μπορεί να προκαλέσει προβλήματα στην ποιότητα ισχύος του δικτύου. Π.χ., μπορούν να προκληθούν μεταβολές και διακυμάνσεις στη τάση του δικτύου εξαιτίας της μονάδας παραγωγής αλλά και γρήγορες μεταβολές της τάσης που έχουν ως συνέπεια τη διακύμανση της φωτεινότητας των λαμπτήρων και την οπτική ενόχληση από αυτή (flicker). Μπορεί να υπάρξει επίσης και αρμονική παραμόρφωση στο δίκτυο εξαιτίας αυτών των εγκαταστάσεων παραγωγής. Για να μην υπάρχουν σημαντικές επιπτώσεις από τα παραπάνω, έχουν θεσπιστεί ορισμένοι κανόνες και όρια στις διακυμάνσεις της τάσης και την αρμονική παραμόρφωση που πρέπει να τηρούνται ώστε να δίνεται η δυνατότητα στις μονάδες να συνδέονται στο δίκτυο, [36]. Πολλές φορές δεν μπορεί να υπάρξει ακριβής πρόβλεψη για την ικανότητα παραγωγής συγκεκριμένων εγκαταστάσεων παραγωγής, όπως συμβαίνει για παράδειγμα με τα αιολικά πάρκα. Πρέπει να γίνεται μετεωρολογική πρόβλεψη, που δεν μπορεί όμως να προβλέψει ακριβώς την ποσότητα ισχύος που θα είναι δυνατό να παραχθεί, [35]. Σε μικρά χρονικά διαστήματα μπορούν να υπάρχουν μεγάλες αποκλίσεις στη δυνατότητα παραγωγής ή ακόμα και απώλεια της παραγωγής εξαιτίας της φύσης ορισμένων πηγών όπως είναι για παράδειγμα ο άνεμος. Έτσι, υπάρχει συγκεκριμένο ποσοστό της ζήτησης που μπορεί να καλυφθεί από ΑΠΕ, η διείσδυση είναι δηλαδή περιορισμένη και πρέπει να υπάρχει πάντα εφεδρεία συμβατικών μονάδων παραγωγής, [37]. Αυτό το πρόβλημα αφορά κυρίως τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, περιβαλλοντικά ζητήματα μπορούν να προκύψουν, όπως μπορεί να είναι για παράδειγμα η παραγωγή θορύβου αλλά και αισθητικά ζητήματα από την παρουσία των μονάδων σε συγκεκριμένες τοποθεσίες. Τέλος, μπορούν να υπάρξουν προβλήματα σε σχέση με τοπικούς παράγοντες, από τους οποίους μπορεί να εμφανιστούν αντιδράσεις που θα δυσχεράνουν, θα καθυστερήσουν ή ακόμα και θα ματαιώσουν την τοποθέτηση

εγκαταστάσεων παραγωγής από ΑΠΕ σε συγκεκριμένες τοποθεσίες. Η εισαγωγή των αποκεντρωμένων μονάδων παραγωγής ενέργειας, σε ευρεία κλίμακα, είναι πιθανό να οδηγήσει σε μερική αστάθεια του ενεργειακού προφίλ. Η αμφίδρομη ροή ισχύος και η σύνθετη διαχείριση ενέργειας, που απαιτεί η διεσπαρμένη παραγωγή, μπορούν να εμφανίσουν προβλήματα και να οδηγήσουν σε έντονη διακύμανση της τάσης. Επιπρόσθετα, τα πιθανά βραχυκυκλώματα και υπερφορτίσεις στο δίκτυο προέρχονται πλέον από πολλαπλές πηγές, το οποίο προκαλεί δυσκολίες στον εντοπισμό των εκάστοτε σφαλμάτων του δικτύου. Μια αναλυτικότερη μελέτη για τα μειονεκτήματα της ΔΠ μπορεί κανείς να βρει στην αναφορά, [38].

B.2.1.3. Τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής

Οι Τεχνολογίες ΔΠ (Distributed Energy Resources - DER) είναι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εύρους 3 kW έως 50 MW τοποθετημένες μέσα στο ηλεκτρικό σύστημα διανομής ακριβώς στον τελικό χρήστη ή κοντά σε αυτόν, **σχήμα B.2.1.3** Μπορούν να είναι συνδεδεμένες παράλληλα στο κεντρικό παροχέα ή να είναι ανεξάρτητες μονάδες, [39], [40].



ΣΧΗΜΑ B.2.1.3. Τύποι Διεσπαρμένων Ενεργειακών Πηγών Και Τεχνολογιών (Courtesy of the California Energy Commission).

B.2.1.4. Χαρακτηριστικά των τεχνολογιών DER [39], [40], [41]

Γενικότερα, η διεσπαρμένη παραγωγή προσφέρει στον καταναλωτή μεγαλύτερη αξιοπιστία, ικανοποιητική ποιότητα ισχύος και τη δυνατότητα να συμμετέχει σε ανταγωνιστικές αγορές ενέργειας. Επιπλέον, ανοίγει προοπτικές για αποσυμφόρηση των υπερφορτωμένων γραμμών διανομής (ένα ζήτημα που θα εξεταστεί ενδελεχώς στο τρίτο κεφάλαιο), έλεγχο των διακυμάνσεων των τιμών και ενδυνάμωση της ενεργειακής ασφάλειας και παρέχει μεγαλύτερη σταθερότητα στο δίκτυο. Στη συνέχεια παρουσιάζονται με μεγαλύτερη λεπτομέρεια τα πλεονεκτήματα που προσφέρει η εγκατάσταση DER σε διάφορους τομείς.

Αισθητικά:

- Βελτιώνει την εικόνα συστημάτων ανεξάρτητων από το δίκτυο εξαλείφοντας την ανάγκη για υπέργεια καλώδια.
- Δίνει μεγαλύτερη ποικιλία επιλογών για προμήθεια ενέργειας. Επιτρέπει στους πελάτες να βρουν την καλύτερη λύση για μια συγκεκριμένη τοποθεσία.

Οικονομικά:

- Οδηγεί σε μείωση του κόστους μειώνοντας τη ζήτηση αιχμής σε μια εγκατάσταση και συνεπώς μειώνοντας τις χρεώσεις ζήτησης.
- Προσφέρει πιο προβλέψιμο ενεργειακό κόστος (μικρότερο ρίσκο) εισάγοντας ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Λειτουργικά:

- Προσφέρει μεγαλύτερη αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος, ειδικά σε περιοχές όπου οι διακυμάνσεις τάσης είναι συχνές ή όπου η ενέργεια που παρέχεται από το δίκτυο δεν είναι αξιόπιστη.
- Διευκολύνει βελτιώσεις στην απόδοση του εξοπλισμού DER όταν χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με εξοπλισμό συμπαραγωγής για εφαρμογές θέρμανσης, ψύξης και αφύγρανσης.
- Προσφέρει ενέργεια σε απομακρυσμένες περιοχές όπου η επιλογή των παραδοσιακών γραμμών διανομής δεν είναι δυνατή. Τέτοιες περιοχές όπως πύργοι κεραιών, μικρά απομακρυσμένα χωριά ή πλατφόρμες άντλησης πετρελαίου στον ωκεανό βρίσκονται εκτός του ηλεκτρικού δικτύου και επωφελούνται από τη διεσπαρμένη παραγωγή ως βασική πηγή ενέργειας.
- Διαθέτει δυνατότητες συμπαραγωγής.
- Μειώνει την υπερφόρτωση των γραμμών διανομής.
- Αυξάνει την αξιοπιστία του δικτύου.
- Η λήψη άδειας για τεχνολογίες DER είναι ταχύτερη συγκριτικά με την αναβάθμιση των γραμμών διανομής.
- Προσφέρει κάποια δευτερεύοντα οφέλη όπως σταθερότητα, διασφάλιση από απρόοπτα και δυνατότητα «black start» (αυτόνομη εκκίνηση – η δυνατότητα μιας μονάδας παραγωγής κατά τη διάρκεια της αποκατάστασης του συστήματος να μεταβεί από απενεργοποιημένη κατάσταση σε κατάσταση λειτουργίας και να αρχίσει να παράγει ενέργεια χωρίς να υποβοηθηθεί από το ηλεκτρικό σύστημα).

Στην Κατεύθυνση Της Παραγωγής:

- Κάποιες τεχνολογίες DER προσφέρουν υψηλής ποιότητας ισχύ για ευαίσθητες εφαρμογές.
- Ανταποκρίνεται γρηγορότερα σε νέες απαιτήσεις ισχύος.
- Επιτρέπει τη μείωση του κεφαλαίου που είναι δεσμευμένο σε μη παραγωγικούς τομείς – ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά της διεσπαρμένης παραγωγής είναι ότι οι αυξομειώσεις στην εγκατεστημένη ισχύ μπορούν να γίνουν με μικρές προσαυξήσεις, σε πλήρη συμφωνία με τη ζήτηση σε αντίθεση με την κατασκευή μεγάλων, κεντρικών εργοστασίων ενέργειας κατασκευασμένων για την κάλυψη μελλοντικής κυρίως και όχι τρέχουσας ζήτησης.
- Η ύπαρξη εφεδρικής ενέργειας μειώνει το χρόνο που μια επιχείρηση δε λειτουργεί σε περίπτωση διακοπής, επιτρέποντας στους εργαζομένους να επιστρέψουν συντομότερα στην εργασία τους.

Στην Κατεύθυνση Της Ασφάλειας:

- Ενδυναμώνει την ενεργειακή ασφάλεια.
- Η εφεδρική ενέργεια προσφέρει γρήγορη ανάκαμψη μετά από κάποιο συμβάν.
- Στην Κατεύθυνση Της Αειφόρου Ανάπτυξης:
- Προσφέρει καθαρότερη, πιο αθόρυβη λειτουργία και μειώνει τις εκπομπές για κάποιες τεχνολογίες
- (π.χ. τεχνολογίες που εκμεταλλεύονται την ηλιακή ενέργεια και τον άνεμο και κυψέλες καυσίμου).
- Μειώνει ή αναβάλλει τις αναβαθμίσεις των έργων υποδομής (γραμμές και υποσταθμοί).
- Έχει μεγαλύτερες αποδόσεις στη μετατροπή ενέργειας σε σχέση με την κεντρική παραγωγή.
- Επιτρέπει την πιο αποτελεσματική διαχείριση ενέργειας και φορτίου.

Πριν αποφασίσει κανείς να εγκαταστήσει τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, είναι σημαντικό να:

- Ξεκαθαρίσει τους λόγους για τους οποίους χρειάζεται τη ΔΠ.
- Προσδιορίσει τις τωρινές και μελλοντικές τεχνολογικές επιλογές.
- Εκτιμήσει το κόστος και την εξοικονόμηση χρημάτων.
- Κατανοήσει τους κανονισμούς και τη διαδικασία ανάπτυξης του έργου.
- Κατανοήσει το ρίσκο και την αβεβαιότητα.

B.2.1.5. Τύποι Τεχνολογιών DER

Οι τεχνολογίες DER αποτελούνται κυρίως από συστήματα παραγωγής ενέργειας και συστήματα αποθήκευσης που τοποθετούνται στον τελικό χρήστη ή κοντά σε αυτόν. Περιλαμβάνουν ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών, **σχήμα B.2.1.5**. Επίσης, διαθέτουν διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος και συσκευές επικοινωνίας και ελέγχου για την αποδοτική λειτουργία των ανεξάρτητων μονάδων παραγωγής και του μικροδικτύου. Το

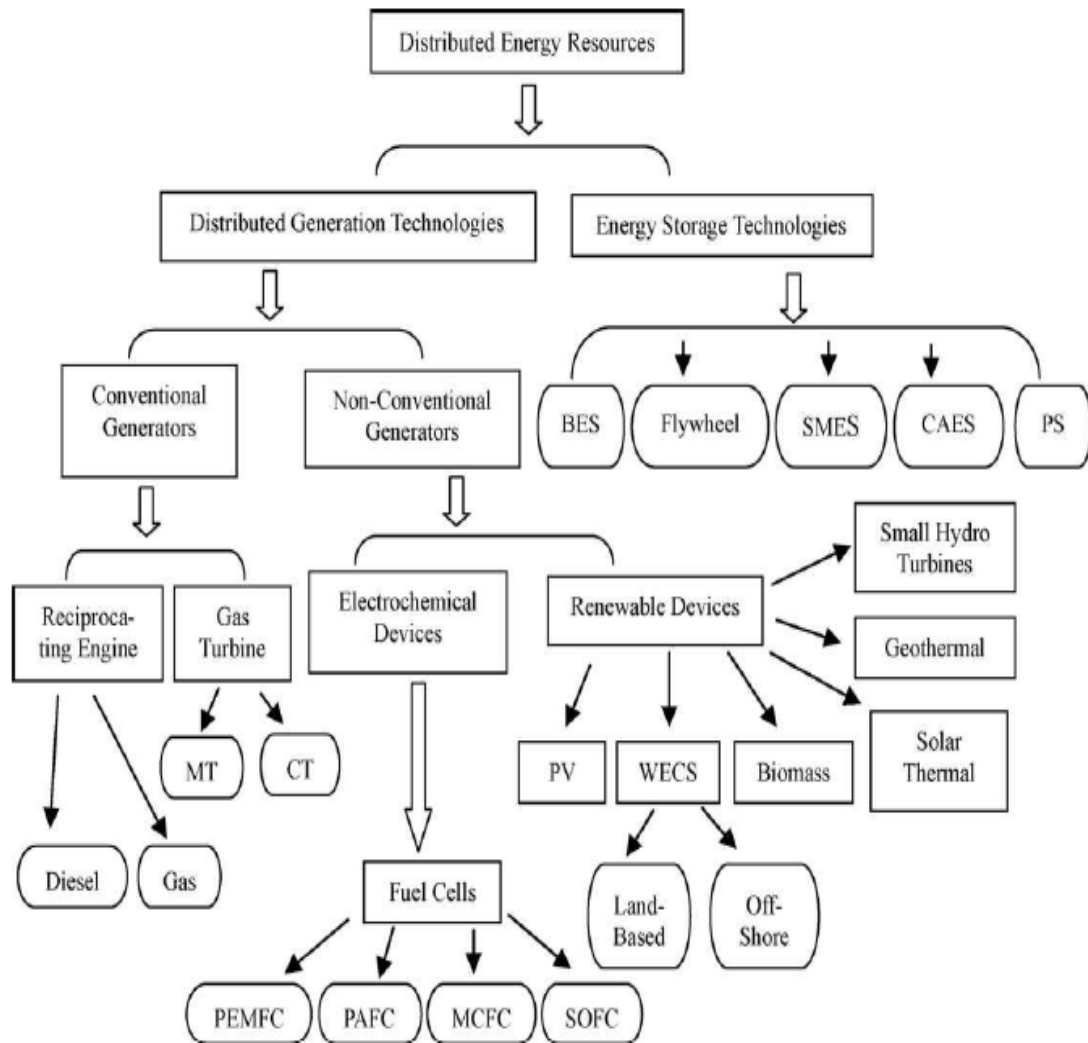
συνηθέστερο καύσιμο που χρησιμοποιούν τα συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής είναι το φυσικό αέριο.

Και το υδρογόνο όμως μπορεί να παίξει ένα πολύ σημαντικό ρόλο στο μέλλον.

Οι εγκαταστάσεις παραγωγής σε τοπικό επίπεδο συχνά περιλαμβάνουν τεχνολογίες ΑΠΕ κατάλληλες για συγκεκριμένο χώρο, [42]. Στο επίπεδο τελικού καταναλωτή, ο μεμονωμένος τελικός καταναλωτής, μπορεί να εφαρμόσει πολλές από αυτές τις τεχνολογίες με παρόμοια αποτελέσματα. Οι ΑΠΕ έχουν δύο χαρακτηριστικά που τις διαφοροποιούν σε σχέση με τις συμβατικές μορφές ενέργειας: είναι από τη φύση τους κατανομημένες και δεν μπορούν να ελεγχθούν. Άρα εισάγεται ένας βαθμός αβεβαιότητας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Με βάση την ανάλυση των διαφόρων μη συμβατικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούμε να συνοψίσουμε τα χαρακτηριστικά της μη συμβατικής παραγωγής στα παρακάτω, [43]:

- Μέγεθος (Size): Σε αντίθεση με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που είναι μεγάλου μεγέθους και συνδέονται συνήθως στην Υψηλή Τάση, οι μη συμβατικοί σταθμοί είναι μικρότερου μεγέθους και μπορούν να συνδεθούν σε διάφορα επίπεδα τάσης του ηλεκτρικού συστήματος.
- Δυνατότητα Ένταξης (Dispatch ability): Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούν συνήθως ορυκτές πρώτες ύλες και ο διαχειριστής του συστήματος ή η εταιρεία παραγωγής μπορούν να εντάσσουν και να αξιοποιούν την παραγωγή ενέργειας άμεσα. Αντίθετα, οι μη συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, π.χ. ΑΠΕ, χρησιμοποιούν μη ελεγχόμενες πηγές ενέργειας που υπόκεινται σε αυξημένη αβεβαιότητα (π.χ. ηλιακή ακτινοβολία και αιολικό δυναμικό για την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκές και αιολικές μονάδες, αντίστοιχα). Έτσι, η παραγόμενη ενέργεια μπορεί είτε να αξιοποιηθεί τοπικά ή να μην αξιοποιηθεί καθόλου.
- Τεχνολογία Παραγωγής (Generation Technology): Σε όλους σχεδόν τους συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιούνται σύγχρονες γεννήτριες για την μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Στους μη συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται νέες τεχνολογίες, που περιλαμβάνουν νέους τύπους ηλεκτρικών γεννητριών (σύγχρονες και ασύγχρονες) και ηλεκτρονικών ισχύος για τη ζεύξη με το δίκτυο.



ΣΧΗΜΑ Β 2.1.5. Τύποι Τεχνολογιών DER, [29].

Ενώ, με βάση την κατανομή τους οι μη συμβατικές μονάδες παραγωγής μπορούν να διακριθούν στις ακόλουθες κατηγορίες:

- **Κατακεμημένη Μη Συμβατική Παραγωγή:** Πολλές μη συμβατικές τεχνολογίες επιτρέπουν σε μονάδες παραγωγής να συνδεθούν τοπικά. Ο διαχειριστής της μονάδας μπορεί να ρυθμίσει την ισχύ εξόδου της ελέγχοντας τις παρεχόμενες πηγές πρωτογενούς ενέργειας (καυσίμων). Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν μικρές εγκαταστάσεις παροχής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα, σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα, γεωθερμικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας, κυψέλες καυσίμου καθώς και σταθμοί Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού-Θερμότητας (ΣΗΘ).
- **Μη Κατακεμημένη (Στοχαστική)-Μη Συμβατική Παραγωγή:** Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν μη κατακεμημένες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή ο διαχειριστής δεν μπορεί να ελέγξει την κύρια πηγή ενέργειας λόγω στοχαστικότητας (π.χ. καιρικές συνθήκες για παραγωγή από ΑΠΕ). Η ισχύς της μονάδας ορίζεται από τη

διαθεσιμότητα της πρώτης ύλης. Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν τα μικρά υδροηλεκτρικά, οι ανεμογεννήτριες, τα φωτοβολταϊκά, οι εγκαταστάσεις παλιρροϊκής ενέργειας και οι σταθμοί ΣΗΘ.

B.2.1.5.1 DER - Συμβατική Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

- **Μικροτουρμπίνες (MT)**

Οι μικροτουρμπίνες κερδίζουν συνεχώς έδαφος στις εφαρμογές ΔΠ και συμπαραγωγής καθώς μπορούν να ξεκινήσουν γρήγορα. Είναι μία από τις πλέον υποσχόμενες τεχνολογίες για την τροφοδοσία υβριδικών ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Γενικά, οι μικροτουρμπίνες κυμαίνονται από 30 έως 400kW, [44], ενώ οι συμβατικοί αεριοστρόβιλοι κυμαίνονται από 500kW έως 300MW, [45].

B.2.1.5.2 DER - Μη Συμβατική Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

- **Κυψέλες Καυσίμου (FC)**

Οι κυψέλες καυσίμου μετατρέπουν την χημική ενέργεια απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα. Χρησιμοποιείται ως καύσιμο το υδρογόνο. Η ένωση του υδρογόνου με το οξυγόνο κατά την

καύση είναι μια έντονα εξώθερμη αντίδραση με υποπροϊόν το νερό. Αυτή η διαδικασία δεν παράγει ρύπους και οι ποσότητες των ρύπων εξαρτώνται από τη μέθοδο παραγωγής του υδρογόνου.

Οι κυψέλες καυσίμου γενικά χαρακτηρίζονται από τη φύση του χρησιμοποιούμενου ηλεκτρολύτη. Σήμερα υπάρχουν πέντε κύριοι τύποι κυψελών καυσίμου σε διαφορετικά επίπεδα εμπορικής διαθεσιμότητας, [46]. Σε αυτούς περιλαμβάνονται οι:

- Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC),
- Alkaline Fuel Cell (AFC),
- Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC),
- Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) και
- Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC).

- **Φωτοβολταϊκά Συστήματα (Φ/Β Συστήματα)**

Η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας απευθείας σε ηλεκτρισμό έχει γίνει τεχνολογικά εφικτή από το τέλος της δεκαετίας του 1930, με τη χρήση φωτοβολταϊκών συστημάτων. Αυτά τα συστήματα είναι ευρέως γνωστά ως ηλιακά πάνελ (ή ηλιακά δομοστοιχεία). Τα Φ/Β ηλιακά πάνελ αποτελούνται από διακριτά πολλαπλά στοιχεία που συνδέονται

μεταξύ τους είτε σε σειρά είτε παράλληλα και μετατρέπουν την ακτινοβολία του ήλιου σε ηλεκτρισμό. Η Φ/Β τεχνολογία μπορεί να είναι είτε αυτόνομη είτε διασυνδεδεμένη με το δίκτυο.

- **Συστήματα Μετατροπής Της Αιολικής Ενέργειας**

Οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) μετατρέπουν την κινητική ενέργεια των ρευμάτων του αέρα σε ηλεκτρική ενέργεια. Έρευνες έχουν δείξει ότι ενέργεια παράγεται για ταχύτητες ανέμου μεταξύ 4 και 25m/s, [47]. Το μέγεθος της Α/Γ αυξάνεται ταχύτατα τις τελευταίες δύο δεκαετίες, με τις μεγαλύτερες μονάδες να φτάνουν τώρα τα 4MW σε αντίθεση με τη δεκαετία του 1970 όπου η μέγιστη ισχύς ήταν μετά βίας 20kW. Για Α/Γ πάνω από 1MW για να υπερνικηθούν οι μηχανικές καταπονήσεις, είναι εξοπλισμένες με ηλεκτρονικά ισχύος για την επίτευξη μεταβλητής ταχύτητας. Απλές μονάδες μπορούν συνήθως να ενταχθούν στο δίκτυο διανομής των 10-20kV, όμως η κύρια τάση είναι η τοποθέτηση off-shore (θαλασσίων) αιολικών πάρκων, τα οποία είναι μεγάλα και είναι συνδεδεμένα σε υψηλότερη τάση, ακόμα και στο σύστημα μεταφοράς.

B.2.1.5.3. DER – Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί τη μετατροπή ενέργειας σε ηλεκτρισμό. Όμως, η διαδικασία της μετατροπής ενέργειας όπως η ηλιακή, η αιολική και η υδραυλική βασίζονται σε μη σταθερή παροχή πρωτογενούς ενέργειας. Σε αυτές τις περιπτώσεις, το ενεργειακό σύστημα πρέπει να έχει κάποια δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να ξεπεράσει τις διακυμάνσεις αυτές. Σε άλλες περιπτώσεις, η αποθήκευση ενέργειας παρέχει ένα τρόπο για την εκμετάλλευση της περίσσειας της παραγωγής ενέργειας, π.χ. παραγωγή περίσσειας ενέργειας τη νύχτα. Η αποθήκευση ενέργειας συνήθως προκύπτει μέσω μίας διαδικασίας μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε μία άλλη μορφή ενέργειας.

Επιλογές για αποθήκευση σε μεγάλη κλίμακα είναι:

- Η Αποθήκευση σε Μπαταρίες (Battery Energy Storage, BES),
- Οι Σφόνδυλοι (Flywheels),
- Η Υπεραγώγιμη Μαγνητική Αποθήκευση (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES),
- Η Αποθήκευση με Συμπιεσμένο Αέρα (Compressed Air Energy Storage, CAES) και
- Η Αντλιοσταμείωση (PS, Pumped Storage).

- **Αποθήκευση Ενέργειας Σε Μπαταρίες**

Η βασική λειτουργία του κάθε συστήματος αποθήκευσης ενέργειας σε μπαταρίες είναι η παροχή στρεφόμενης εφεδρείας σε περίπτωση που μια μονάδα παραγωγής ενέργειας ή κάποια κρίσιμη γραμμή μεταφοράς υποστεί βλάβη. Στα συστήματα αυτά, χρησιμοποιούνται επαναφορτιζόμενες μπαταρίες για την αποθήκευση ηλεκτρισμού στη μορφή χημικής ενέργειας. Για να καλύψουν τις ανάγκες αποθήκευσης, οι μπαταρίες πρέπει να έχουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, υψηλή ισχύ, υψηλή απόδοση φόρτισης, καλό κύκλο λειτουργίας, μεγάλη διάρκεια ζωής και μικρό αρχικό κόστος.

Οι ακόλουθες τεχνολογίες έχουν χρησιμοποιηθεί η/και προταθεί για εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας, [48]:

- Μπαταρίες Μολύβδου-Οξέως (Lead-Acid Batteries),
- Μπαταρίες Νικελίου-Υδριδίου Μετάλλου (Nickel-Metal Hydride Batteries, NiMH Batteries),
- **Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου (Lithium Ion Batteries) και**
- Μπαταρίες Πολυμερών Λιθίου (Lithium Polymer Batteries).

B.2.1.6. Οικονομικά Χαρακτηριστικά Των DER

Το κόστος είναι ένας πολύ σημαντικός παράγοντας όταν σκεφτόμαστε την αγορά κάποιου προϊόντος, συμπεριλαμβανομένου των τεχνολογιών DER. Όμως, το να καθορίσει κανείς το κόστος μιας τεχνολογίας DER συχνά είναι πιο πολύπλοκο από την αγορά κάποιου προϊόντος σε μια προκαθορισμένη τιμή. Εκτός από το κόστος εξοπλισμού ή κεφαλαίου, υπάρχουν εργατικά και άλλα έξοδα που σχετίζονται με την εγκατάσταση του εξοπλισμού. Το κόστος του ηλεκτρισμού που παράγεται από την τεχνολογία DER μπορεί να υπολογιστεί και να συγκριθεί με το κόστος αγοράς του ηλεκτρισμού από την εταιρία παροχής, **πίνακας B.2.1.6.α**

Οι χρήστες των τεχνολογιών DER έχουν διαφορετικές ενεργειακές ανάγκες. Τα νοσοκομεία χρειάζονται υψηλή αξιοπιστία (εφεδρική ισχύ) και ποιότητα ισχύος (καλής ποιότητας ενέργεια) λόγω ευαισθησίας του εξοπλισμού. Οι βιομηχανίες συνήθως έχουν υψηλούς λογαριασμούς ρεύματος, πολλές ώρες παραγωγής και θερμικές διεργασίες και γι' αυτό χρειάζονται εφαρμογές DER που περιλαμβάνουν ενέργεια χαμηλού κόστους και συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού. Τα κέντρα υπολογιστών απαιτούν σταθερή, υψηλής ποιότητας, αδιάλειπτη ισχύ (καλής ποιότητας ενέργεια). Οι τεχνολογίες DER είναι διαθέσιμες σήμερα και αναπτύσσονται διαρκώς για την κάλυψη αυτών των αναγκών.

ΠΙΝΑΚΑΣ Β.1.2.6.α Κόστος Εξοπλισμού DER, [49], [21]

Κόστος Κεφαλαίου του Επιλεγμένου Εξοπλισμού DER		Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης του Επιλεγμένου Εξοπλισμού DER	
Εξοπλισμός DER	Κόστος Κεφαλαίου (\$/kW)	Χρόνος που Απαιτείται Μέχρι να Χρειαστεί Συντήρηση (Ωρες Λειτουργίας)	Μέσο Κόστος Συντήρησης (c/kWh)
Μικροτουρμπίνες	700-1100	5000-8000	0,5-1,6 (εκτίμηση)
Τουρμπίνες Καύσης	300-1000	4000-8000	0,4-0,5
Μηχανές Εσωτερικής Καύσης	300-800	750-1000: αλλαγή λαδιών και φίλτρου λαδιών 8000: ανακατασκευή κεφαλής μηχανής 16000: ανακατασκευή σώματος μηχανής	0,7-1,5 (φυσικό αέριο) 0,5-1,0 (diesel)
Κυψέλες Καυσίμου	700-1100	Ετησίως: έλεγχος συστήματος παροχής καυσίμου Ετησίως: έλεγχος συστήματος διαμορφωτή καυσίμου 40000: αντικατάσταση της «στοίβας» κελιών	0,5-1,0 (εκτίμηση)
Φωτοβολταϊκά	1000-1500	Έλεγχος συντήρησης δις ετησίως	1% της αρχικής επένδυσης κάθε χρόνο
Ανεμογεννήτριες	800-2500	Έλεγχος συντήρησης δις ετησίως	1,5-2% της αρχικής επένδυσης κάθε χρόνο

Η προσδοκία ότι οι τεχνολογίες DER θα αναπτυχθούν μέσα στην επόμενη δεκαετία για να αλλάξουν τα δεδομένα στη προμήθεια ηλεκτρισμού βασίζεται στις παρακάτω υποθέσεις, [51]:

- Η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια θα συνεχίσει να αυξάνεται, με πιο αργούς ρυθμούς όμως από την οικονομική ανάπτυξη.
- Οι τεχνολογίες παραγωγής μικρής κλίμακας, ανανεώσιμες και θερμικές, θα βελτιωθούν σημαντικά ως προς το κόστος και τις επιδόσεις τους.
- Διάφοροι τοπικοί περιορισμοί, περιβαλλοντικές ανησυχίες, η έλλειψη ορυκτών καυσίμων και άλλοι περιορισμοί θα εμποδίσουν τη συνεχιζόμενη επέκταση της υπάρχουσας δομής παροχής ηλεκτρισμού, το μακροδίκτυο.
- Η διάδοση της εφαρμογής τεχνολογιών συμπαραγωγής μικρής κλίμακας θα εκτοξεύσει τα οικονομικά παραγωγής ισχύος υπέρ της παραγωγής που εδρεύει κοντά στα θερμικά φορτία.

- Οι απαιτήσεις των πελατών για ποιότητα και αξιοπιστία των υπηρεσιών δε θα μπορούν πλέον να καλυφθούν από μια απλή επέκταση του υπάρχοντος δικτύου.
- Ηλεκτρονικά ισχύος θα επιτρέψουν τη διασύνδεση ασύγχρονων συσκευών με το υπάρχον σύστημα ισχύος και τη λειτουργία ημιαυτόνομων συστημάτων που να επιτρέπουν την αλληλεπίδραση των DER με το κύριο σύστημα ισχύος.

Όσον αφορά την περίπτωση της Ελλάδας ήδη πραγματοποιήθηκαν σημαντικά βήματα προς την ανωτέρω κατεύθυνση. Επιπλέον, βάσει του νόμου 3851/2010 και των σχετικών τροποποιήσεων, ιδιαίτερα για τα Φ/Β συστήματα, η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ ή ΣΗΘ Υψηλής Απόδοσης κρίνεται ιδιαίτερα ελκυστική και θα συμβάλλει αποτελεσματικά στην υψηλή διείσδυση των τεχνολογιών DER σε συνδυασμό και με την μείωση του κόστους εγκατάστασης αυτών των μονάδων παραγωγής ενέργειας, **πίνακας B.2.1.6.β. [25], [50], [51]**.

B.2.2. Μικροδίκτυα και έξυπνα δίκτυα

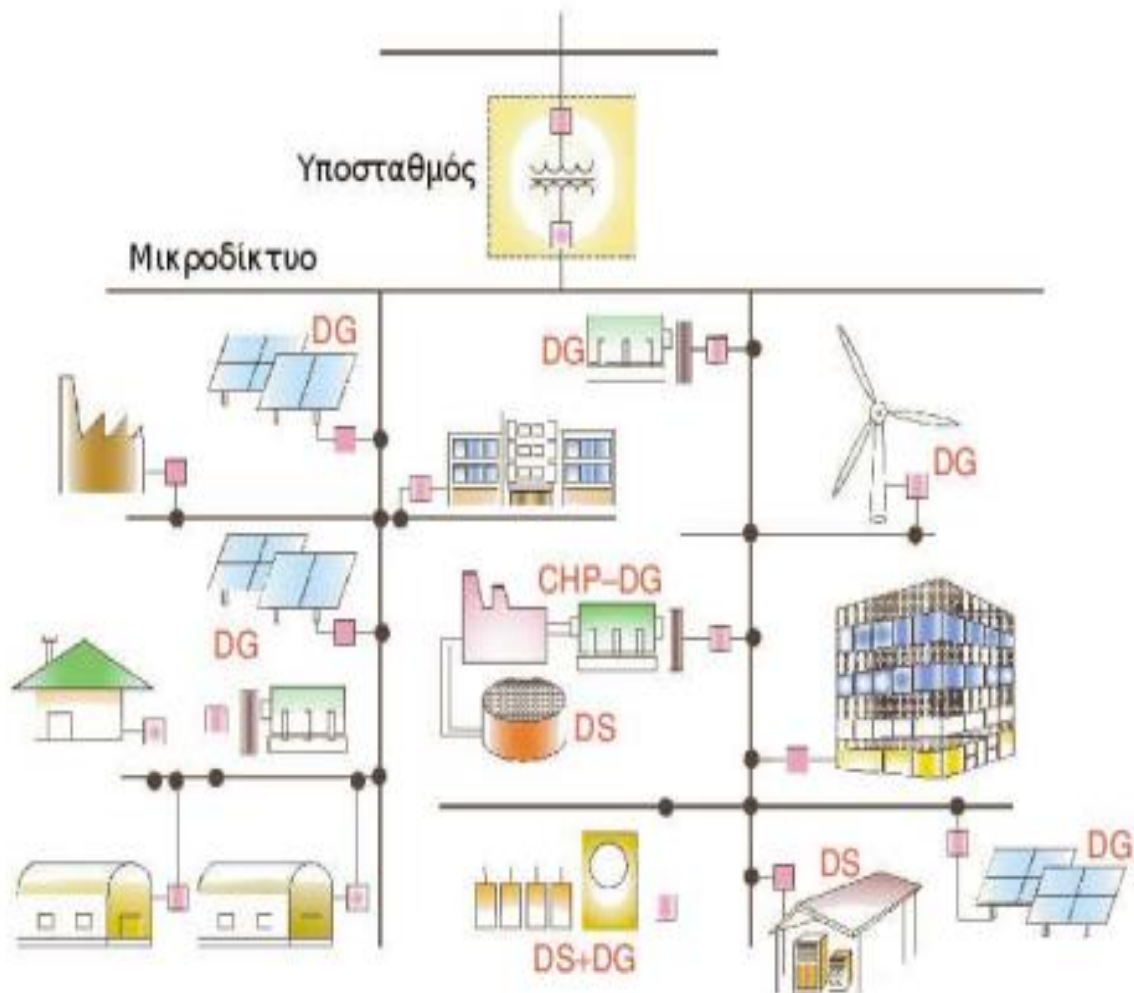
Δέον να τονιστεί ότι η αυξανόμενη εγκατάσταση μονάδων ΔΠ στα δίκτυα ΜΤ και ΧΤ αποτελεί ήδη μια ερευνητική πρόκληση έτσι ώστε όλο το δίκτυο να μπορεί να λειτουργεί αποδοτικά με ασφάλεια και με διαφορετικά επίπεδα αξιοπιστίας. Για να αμβλυθούν τα προβλήματα και να επιτευχθούν ολοένα και περισσότερα οφέλη για τα ΣΗΕ απαιτούνται ευέλικτες δομές και πρωτότυπες τεχνικές ελέγχου, εκμεταλλεζόμενες τις δυνατότητες που παρέχονται από τις μεθόδους διασύνδεσης αυτών των μικροπηγών. Η αρμονική συνεργασία κεντρικής και ΔΠ σε μορφή ολοκληρωμένης διαχείρισης οδηγεί σε αυτό που ονομάζουμε Ευφυή Δίκτυα (Smart Grids). Αυτή η πρόκληση μπορεί να αντιμετωπιστεί σε σημαντικό βαθμό με την ανάπτυξη μιας νέας δομής ΣΗΕ, του Μικροδικτύου (Microgrid), που αποτελεί και ένα από τα κύρια αντικείμενα μελέτης της παρούσας διατριβής.

B.2.2.1. Τα Μικροδίκτυα

Τα Μικροδίκτυα, **[8],[12]** είναι Δίκτυα Διανομής ΧΤ και ΜΤ, **[52],[53]** τα οποία περιλαμβάνουν σημαντικό αριθμό μικρών μονάδων παραγωγής (μικρό-τουρμπίνες, φωτοβολταϊκά, μικρές ανεμογεννήτριες, κυψέλες καυσίμου, κλπ.) ισχύος από λίγα kW μέχρι 1-2 MW, συσκευών αποθήκευσης ενέργειας (συσσωρευτές, σφόνδυλοι, πυκνωτές ενέργειας, κλπ.) και ελεγχόμενων φορτίων, **σχήμα 2.3.1.α**.

Το βασικό γνώρισμα αυτών των δικτύων είναι ο συντονισμένος έλεγχος τους, ώστε τελικά να εμφανίζονται στο ανάντη δίκτυο ως μία ενιαία οντότητα με το δικό της αποκεντρωμένο σύστημα ελέγχου το οποίο δεν επιβαρύνει τα συστήματα ελέγχου του ανάντη ευρισκόμενου δικτύου με τον έλεγχο κάθε μίας μονάδας ξεχωριστά. Ένα άλλο εξίσου βασικό όσο και πρωτοποριακό γνώρισμα των Μικροδικτύων είναι η δυνατότητα τους να λειτουργούν όχι μόνο διασυνδεδεμένα με το ανάντη δίκτυο ΜΤ, συνήθως λειτουργία, αλλά και απομονωμένα (νησιδοποιημένα), με οργανωμένο και ελεγχόμενο τρόπο παρέχοντας στους καταναλωτές αυξημένη αξιοπιστία και βελτιωμένα επίπεδα

ποιότητα ισχύος. Αυτή η δυνατότητα βεβαίως απαιτεί εξελιγμένες υποδομές προστασίας, ελέγχου και τηλεπικοινωνιών, προκειμένου να είναι σε θέση να απομονώσουν το Μικροδίκτυο και να παράσχουν σταθερή, αυτόνομη λειτουργία. Η διαρκής όμως πρόοδος στον τομέα των τηλεπικοινωνιών και ελεγκτών των πηγών ΔΠ συμβάλλει ώστε τέτοια λειτουργία να γίνεται ολοένα και περισσότερο ευκολότερη τεχνικά και οικονομικά να επιτευχθεί



ΣΧΗΜΑ Β.12.3.α. Τυπικό Παράδειγμα Μικροδικτύου Που Περιλαμβάνει Φορτία, Διανεμημένους Πόρους Ενέργειας Και Εξυπηρετείτε Από Το Δίκτυο Μεταφοράς.

Έτσι λοιπόν ένα μικροδίκτυο για το ανάντη ευρισκόμενο δίκτυο του αντιμετωπίζεται τόσο από άποψη αγοράς όσο και από τεχνική άποψη σαν ένα ενιαίο φορτίο ή σαν μία ενιαία παραγωγή η οποία με τα κατάλληλα οικονομικά κίνητρα μπορεί να προσφέρει και κάποιες βοηθητικές υπηρεσίες στο δίκτυο διανομής ιδιαίτερα σε περιόδους αιχμής ακόμη και τοπικού επιπέδου. Οι καταναλωτές που βρίσκονται συνδεδεμένοι στο Μικροδίκτυο, όχι μόνο μπορούν όπως και πριν να ικανοποιήσουν τις ηλεκτρικές και θερμικές τους

ανάγκες, αλλά μπορούν να απολαύσουν υψηλότερα επίπεδα αξιοπιστίας, καλύτερη ποιότητα ισχύος με εξομαλυμένη καμπύλη τάσης και να επιτύχουν ακόμη και ευνοϊκότερους οικονομικά όρους για την ικανοποίηση των αναγκών τους, [34], [52]. Επιπρόσθετα οφέλη για το σύστημα λόγω και του ελέγχου των φορτίων εκτός από τον έλεγχο των μονάδων μπορούν να είναι:

- Η ενεργός διαχείριση των φορτίων (απόρριψη φορτίων) μπορεί να βοηθήσει σημαντικά την ευστάθεια του δικτύου αλλά και στην οικονομική λειτουργία του συστήματος.
- Η δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας μπορεί να εξασφαλίσει στον καταναλωτή που ανήκει στο Microgrid αδιάλειπτη λειτουργία ενώ το ανάντη δίκτυο διανομής μπορεί να είναι σε ασταθή κατάσταση ή να έχει διακοπεί προσωρινά (black out-Καθολική Συσκότιση), [53].
- Ταχύτερη αποκατάσταση της παροχής σε περίπτωση σβέσης αφού το σύστημα μπορεί να ξεκινήσει απευθείας σε απομονωμένη λειτουργία. Κάποιοι από τους λόγους που ενισχύουν την ανάγκη για στροφή στα Μικροδίκτυα είναι:
- Ανάγκη εγκατάστασης ευέλικτων, μικρών μονάδων παραγωγής υψηλής απόδοσης, με μικρό χρόνο και κόστος εγκατάστασης,
- Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων (κυρίως CO₂),
- Πολιτικές ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας,

Διαφορετικές πηγές ενέργειας,

- Αύξηση των εθνικών και διεθνών ενεργειακών αναγκών,
- Η παραγωγή ενέργειας κοντά (τοπικά) στην περιοχή ζήτησης.

Τα δίκτυα αυτά μπορούν να προσφέρουν σημαντικά οικονομικά, λειτουργικά και περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα μεγιστοποιώντας τα αναμενόμενα περιβαλλοντικά και λειτουργικά πλεονεκτήματα της ΔΠ και αναμένεται να αποτελέσουν βασικές συνιστώσες των μελλοντικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας.

B.2.2.2. Το Έξυπνο Δίκτυο

Το ολοένα αυξανόμενο μέγεθος της ΔΠ οδηγεί, όμως, σε πολύ μεγάλη πολυπλοκότητα. Απαιτείται, λοιπόν, μια λύση και σε αυτό το πρόβλημα διαφορετική από την αύξηση της χωρητικότητας των γραμμών και τη μείωση του «μεριδίου» παραγωγής της κάθε μονάδας. Σε όλα αυτά έρχεται να δώσει απάντηση η ανάπτυξη του Έξυπνου Δικτύου (Smart Grid – SG), μέσα από πολιτικές διαχείρισης ζήτησης και συντονισμού της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Το βασικό μέσο μεταφοράς πληροφορίας και δεδομένων που χρησιμοποιεί το SG είναι το διαδίκτυο [58], [60]. Η ιδέα των έξυπνων δικτύων γεννιέται μέσα από τις νέες προκλήσεις που προέρχονται από την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας και από τις τεχνολογικές εξελίξεις οι οποίες επιβάλλουν την αναθεώρηση των έως πρότινος δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, [55]. Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας

αντιμετωπίζει πλέον νέες ευκαιρίες και προκλήσεις και πρέπει να ανταποκριθεί σε ένα νέο όραμα το οποίο περιλαμβάνει, [56]:

- Απελευθερωμένες αγορές ενέργειας,
- Διαχείριση ζήτησης και παραγωγής σε πραγματικό χρόνο,
- Ανανέωση και καινοτομία στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας,
- Ασφάλεια παροχής ενέργειας,
- Διαλειτουργικότητα μεταξύ των δικτύων,
- Διεσπαρμένη παραγωγή και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας,
- Περιβαλλοντικά θέματα,
- Πολιτικά και νομικά θέματα,
- Κοινωνικά και δημογραφικά ζητήματα,

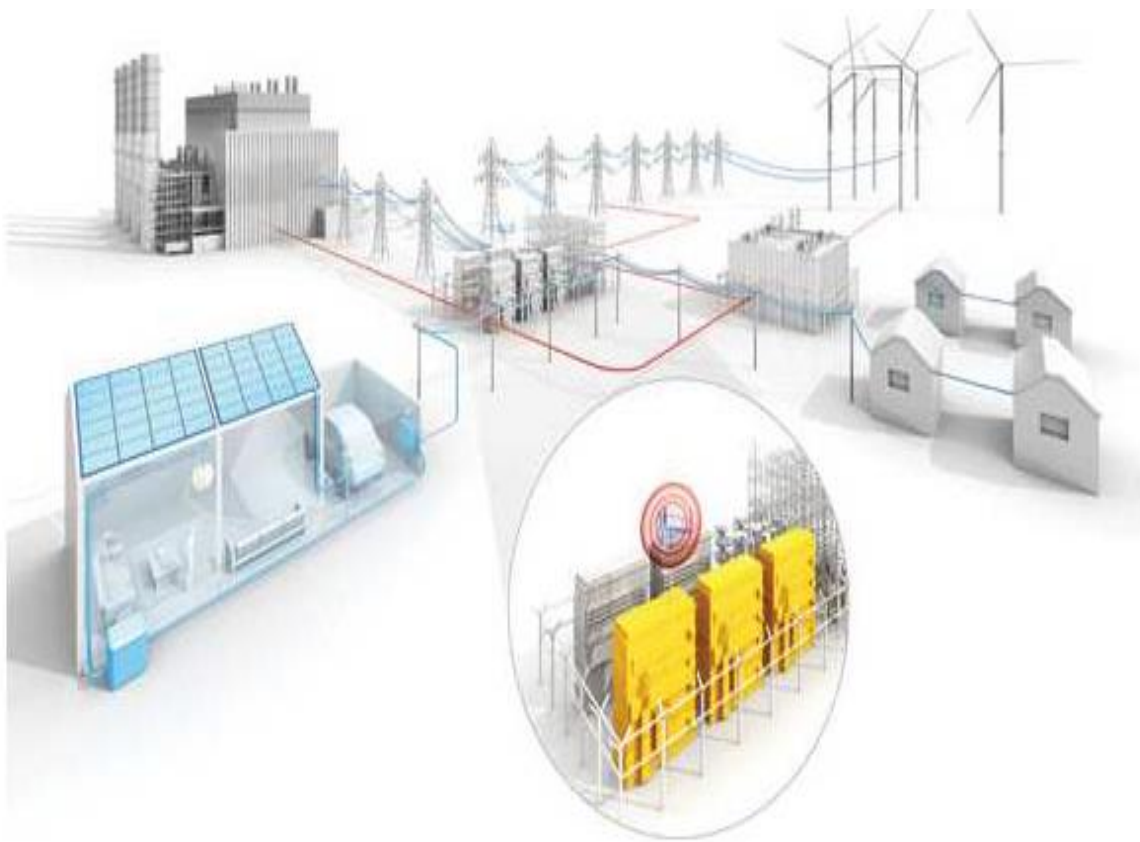
Η νέα φιλοδοξία είναι τα παγκόσμια δίκτυα ηλεκτρισμού να γίνουν έξυπνα, έτσι ώστε οι καταναλωτές να μπορούν στο μέλλον να παρακολουθούν και να ελέγχουν την κατανάλωση ενέργειας, κάτι που οδηγεί σε σημαντική εξοικονόμηση καυσίμων, περιορισμό των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και καλύτερη προστασία του περιβάλλοντος.

Ένα έξυπνο δίκτυο είναι ένα ηλεκτρικό δίκτυο που μπορεί να ενσωματώσει ευφυώς τη συμπεριφορά και τις δράσεις όλων των χρηστών που συνδέονται με αυτό (παραγωγών, καταναλωτών) με σκοπό να διασφαλιστεί αποτελεσματικά η σταθερότητα, η οικονομία και η ασφάλεια της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα έξυπνο δίκτυο, που περιλαμβάνει ένα συνδυασμό λογισμικού και υλικού επιτρέπει αποτελεσματικότερη ροή ισχύος και δίνει τη δυνατότητα στους καταναλωτές να ελέγχουν τη ζήτηση ενέργειας, **σχήμα β.2.3.2.α.**



ΣΧΗΜΑ Β.2.3.2.α Δομή Έξυπνου Δικτύου.

Η παροχή ισχύος και ο έλεγχος του δικτύου γίνονται στα σημερινά δίκτυα από κεντρικές εγκαταστάσεις και έτσι ελέγχονται διάφορες περιοχές από ένα μέρος. Σχεδόν απουσιάζει η συμμετοχή του καταναλωτή και η επικοινωνία. Στα μελλοντικά δίκτυα μεγάλη ποσότητα ηλεκτρισμού που παράγεται τώρα από μεγάλους συμβατικούς σταθμούς θα προέρχεται από μονάδες ΔΠ και ΑΠΕ, [39], B.2.3.2.β. Επίσης θα πραγματοποιείται ηλεκτρική αποθήκευση και διαχείριση ζήτησης ενέργειας. Επιπλέον, δυνατή θα είναι η ύπαρξη εφεδρείας σε περίπτωση ελλιπούς παραγωγής από ΑΠΕ. Επίσης, είναι οικονομικά αποδοτικότερο να βρεθεί μία λύση για εξομάλυνση των αιχμών του φορτίου, αυτό όμως προϋποθέτει πολλές αλλαγές στα υπάρχοντα δίκτυα διανομής και μεταφοράς.



ΣΧΗΜΑ B.2.3.2.β Δομή Μελλοντικού Δικτύου.

Το ηλεκτρικό δίκτυο θα γίνει όπως το διαδίκτυο (internet) – Διαδίκτυο της Ενέργειας. Μέχρι το 2020 οι εταιρίες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας θα επιτρέπουν σε όλους να έχουν πρόσβαση στις υπηρεσίες τους όπως είναι η διαχείριση του φορτίου. Οι έξυπνοι μετρητές, τα ηλεκτρονικά ισχύος, τα νέα μέσα επικοινωνίας και η αυξανόμενη συμμετοχή των

καταναλωτών θα βοηθήσουν στο να αναπτυχθεί η διαχείριση της κάλυψης ζήτησης σε τοπικό επίπεδο. Το σημαντικό πλεονέκτημα των έξυπνων μετρητών είναι ότι όχι μόνο υπολογίζουν τις καταναλώσεις πολύ πιο αυτοματοποιημένα από τους κλασικούς μετρητές αλλά επικοινωνούν με το ηλεκτρικό δίκτυο και αποστέλλουν τις πληροφορίες που συλλέγουν για σκοπούς παρακολούθησης και χρεώσεων. Σύμφωνα με το τρίτο ενεργειακό πακέτο της Ευρωπαϊκής Ένωσης έξυπνοι μετρητές πρέπει να έχουν εγκατασταθεί τουλάχιστον στο 80% των οικιακών καταναλωτών μέχρι το 2020 και στο 100% μέχρι το 2022, [36],[39].

Τα ηλεκτρονικά ισχύος θα επιτρέπουν τη λειτουργία των ηλεκτρογεννητριών και των κινητήρων σε μεταβλητές στροφές ώστε να αυξηθεί συνολικά η απόδοση και η ποιότητα της ισχύος. Παράλληλα μπορεί να επεκταθεί η ανάπτυξη γραμμών υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος (HVDC), χρησιμοποιώντας για υπεραγωγή καλώδια τα οποία θα βελτιώσουν τη μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ευρυζωνικές επικοινωνίες θα χρησιμοποιηθούν για πρόσβαση και έλεγχο σε όλους τους σταθμούς παραγωγής και σε όλα τα φορτία σε κάθε επίπεδο ισχύος με πολύ χαμηλό κόστος. Αυτό θα οδηγήσει στην εφαρμογή νέων στρατηγικών, όπως είναι η δημιουργία εικονικών σταθμών παραγωγής ή η καθιέρωση αγορών ακόμη και για μικρούς παραγωγούς ή καταναλωτές. Για την επιτυχή μετάβαση στα έξυπνα πλέον δίκτυα είναι απαραίτητη η συμμετοχή κυβερνήσεων, νομοθετών, καταναλωτών, παραγωγών, εμπόρων, εταιριών διανομής και μεταφοράς ενέργειας, κατασκευαστών ηλεκτρολογικού εξοπλισμού και παρόχων υπηρεσιών πληροφορικής και επικοινωνιών.



ΣΧΗΜΑ Β.2.3.2.γ Έξυπνο Σπίτι (Smart Home).

Η ανάπτυξη ευφών δικτύων δεν γίνεται μόνο στην Ευρώπη αλλά και σε ολόκληρο τον κόσμο. Σε αυτό τον τομέα δραστηριοποιούνται πολύ μεγάλες εταιρείες τεχνολογιών

αιχμής κυρίως πάροχοι τεχνολογίας και εξοπλισμού για τα δίκτυα Ιντερνέτ. Π.χ. στην πόλη Boulder, Colorado, USA πραγματοποιείται πιλοτικό πρόγραμμα για τη δημιουργία μιας έξυπνης πόλης. Βασικό συστατικό αυτής της πόλης είναι τα έξυπνα σπίτια, μία μορφή των οποίων παρουσιάζεται στο παρακάτω **Σχήμα Β.2.3.2.γ**. Κύριο όραμα για τα έξυπνα σπίτια είναι η επικοινωνία μέσω δικτύου ώστε να λαμβάνουν οι καταναλωτές ενημέρωση και τιμολόγια βάσει των προσωπικών τους αναγκών. Θα έχουν την δυνατότητα να επιλέξουν αν θέλουν να τροφοδοτούνται τα σπίτια τους από 100% πράσινη ενέργεια ή από ένα μίγμα διαφόρων πηγών ενέργειας ή από τη φθηνότερη μορφή ενέργειας. Τεχνολογίες όπως οι έξυπνοι μετρητές που δίνουν στον πελάτη την δυνατότητα να επιλέξει ανάμεσα σε διάφορα τιμολόγια πραγματικού χρόνου, καθώς και οι έξυπνες συσκευές, οι οποίες επικοινωνούν με το δίκτυο και αυτόματα τίθενται εντός και εκτός λειτουργίας είναι απαραίτητες για την λειτουργία των έξυπνων κτιρίων. Επίσης, μεγάλο οικονομικό ενδιαφέρον επικεντρώνεται στο πως τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα θα αποθηκεύουν ενέργεια κατά τις νυχτερινές ώρες και θα τη δίνουν στο σπίτι σε ώρες αιχμής φορτίου, [36], [40].

Γ.1. Οικονομική Αξιολόγηση Επένδυσης

Γ.1.1. Οικονομικοί δείκτες

Για την οικονομική αξιολόγηση μιας επένδυσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν διάφοροι δείκτες με πιο συνηθισμένους την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV-ΚΠΑ), τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR-EBA), την Έντοκη Περίοδο Αποπληρωμής (ΕΠΑ-DPP) και το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE). Οι πιο αντιπροσωπευτικοί από αυτούς τους δείκτες, οι οποίοι προτείνεται να χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση των διαφόρων επενδύσεων, είναι ο **IRR** και η **NPV**.

Η **Καθαρή Παρούσα Αξία – Net Present Value (NPV)** μίας επένδυσης είναι η αξία αυτής ανηγμένη στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής της λειτουργίας και δίνεται από τη σχέση:

$$NPV = -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} + \frac{YA_N}{(1+k)^N}$$

όπου :

K_0 = το κόστος της επένδυσης,

KTP_t = η Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους t ,

k = η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται (επιτόκιο αναγωγής),

N = η διάρκεια της επένδυσης σε έτη,

YA_N = η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο N -οστό έτος (Salvage Value).

$(1+k)^t$ = Ονομάζεται συντελεστής ανατοκισμού και δίνει την αξία στο τέλος των ετών t μιας νομισματικής μονάδας που επενδύεται σήμερα με επιτόκιο k για t έτη με ανατοκισμό.

Δηλαδή : Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) είναι το άθροισμα των παρούσων αξιών των εισερχόμενων και εξερχόμενων ταμειακών ροών κατά τη διάρκεια μιας χρονικής περιόδου. Μετράει το πλεόνασμα ή την έλλειψη ταμειακών ροών, σε όρους παρούσας αξίας, σε σχέση με το κόστος κεφαλαίων (cost of funds) που χρησιμοποιήθηκαν για μια επένδυση.

Γ.1.2 Αξιολόγηση επένδυσης μέσω Net Present Value (NPV)

- Εάν $NPV > 0$ (Θετικό), η επένδυση γίνεται αποδεκτή, διότι θα είναι κερδοφόρα.

- Εάν $NPV=0$, η επένδυση είναι οριακή. Τα έσοδα από το έργο αποπληρώνουν την αρχική επένδυση χωρίς όφελος ή ζημιά για τον επενδυτή.
- Εάν $NPV<0$ (Αρνητικό), η επένδυση απορρίπτεται, διότι κοστίζει περισσότερο από αυτό που πραγματικά στοιχίζει και άρα καταλήγει σε ζημιά.

Αντίστοιχα ο δείκτης **IRR (Internal Rate of Return – Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης)** είναι η τιμή του επιτοκίου αναγωγής, που κάνει την NPV της επένδυσης, για τη διάρκεια της οικονομικής αξιολόγησης, ίση με το μηδέν. Ειδικότερα, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης εκφράζει την απόδοση κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης κατά τη διάρκεια του οικονομικού κύκλου ζωής της. Συνεπώς, ο IRR της επένδυσης προσδιορίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

Γ.1.3 Αξιολόγηση επένδυσης μέσω Internal Rate of Return (IRR)

Για να αξιολογήσουμε μια επένδυση με τον IRR θα πρέπει να συγκρίνουμε τον IRR με το επιτόκιο προεξόφλησης (i):

- Εάν ο $IRR > i$, η επένδυση γίνεται αποδεκτή
- Εάν ο $IRR = i$, η επένδυση είναι οριακή και είμαστε αδιάφοροι
- Εάν ο $IRR < i$, η επένδυση απορρίπτεται

Η αξιολόγηση επένδυσης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ γίνεται για χρονικό διάστημα ίσο με τη διάρκεια της σύμβασης πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Μία τρίτη μέθοδος αξιολόγησης της επένδυσης είναι η **Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPP)** δηλαδή η περίοδος επανάκτησης του κόστους της επένδυσης (K_0) από τις **Καθαρές Ταμειακές Ροές - Net Cash Flows (KTP - NCF)**. Ειδικότερα είναι ο αριθμός των ετών που απαιτούνται ώστε να καλυφθεί η αρχική δαπάνη με την θεώρηση ότι η υπολειμματική αξία της επένδυσης είναι μηδενική:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^x \frac{KTP_t}{(1 + k)^t} = 0$$

Σημείωση : Ταμειακή ροή /Εσωτερική χρηματοδότηση (Cash Flow). Χρησιμοποιούμε αυτόν τον όρο για να περιγράψουμε τα παρακρατηθέντα κέρδη χρήσης μίας εταιρίας συν την απόσβεση για τη χρήση.

Για τη σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων (πολλές φορές διαφορετικής κλίμακας, χρονικού ορίζοντα κλπ.), συχνά χρησιμοποιείται ο δείκτης του **Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelised Cost of Energy – LCOE)** ο οποίος αφορά συνήθως το σύνολο της επένδυσης και υπολογίζει το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. €/MWh) κατά τη διάρκεια ζωής μιας επένδυσης σταθμού παραγωγής, ενσωματώνοντας όλα τα επί μέρους κόστη (επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, ασφάλισης, παροπλισμού κλπ.) εκφρασμένα σε παρούσα αξία. Ειδικότερα ως Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) ορίζεται η τιμή που θα πρέπει να αποζημιωθεί η παραγόμενη από τον σταθμό ενέργεια, ώστε να αποπληρώσει τον επενδυτή για το συνολικό του κόστος (κεφαλαίου, συντήρησης και λειτουργίας κλπ.) και υπολογίζεται ως το πηλίκο του συνολικού κόστους καθ' όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης (total Lifetime expenses) προς τη συνολική παραγωγή του σταθμού, εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας:

$$\text{LCOE} = (\text{total lifetime expenses} / \text{total expected output})$$

Συνήθως το LCOE υπολογίζεται ως το πηλίκο των συνολικών δαπανών προς την ολική παραγωγή ενέργειας καθ' όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης (γενικά από 20 μέχρι 40 έτη), εκφρασμένα σε παρούσες αξίες. Σημαντικός παράγοντας στον υπολογισμό του LCOE είναι το χρησιμοποιούμενο επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία, το οποίο εξαρτάται από το αν αξιολογείται η επένδυση στο σύνολό της ή ως προς τα ίδια κεφάλαια.

Γ.1.4 Σύγκριση των μεθόδων της ΚΠΑ (NPV) και του ΕΒΑ (IRR)

- Τα στοιχεία από τα οποία εξαρτάται η NPV είναι :
- Το μέγεθος των ΚΤΡ
- Η διαχρονική διάρθρωση των ΚΤΡ
- Το επιτόκιο προεξόφλησης

Τα στοιχεία από τα οποία εξαρτάται ο ΕΒΑ είναι:

- Το μέγεθος των ΚΤΡ
- Η διαχρονική διάρθρωση των ΚΤΡ

Οι βασικές διαφορές των δύο μεθόδων είναι οι εξής:

- Διαφορετικά προεξοφλητικά επιτόκια: στην NPV το επιτόκιο προεξόφλησης διαμορφώνεται στην αγορά, ενώ στον IRR το επιτόκιο προσδιορίζεται ενδογενώς και είναι συνάρτηση των ΚΤΡ της επένδυσης και του χρόνου στον οποίο οι ΚΤΡ λαμβάνονται.

- Διαφορετική αντιμετώπιση του προβλήματος των εναλλαγών στα πρόσημα των ΚΤΡ: όταν υπάρχουν εναλλαγές στα πρόσημα των ΚΤΡ μπορεί να προκύψουν περισσότεροι του ενός θετικοί IRR και έτσι να οδηγηθούμε σε εσφαλμένες αποφάσεις.
- Το κριτήριο της NPV εκφράζεται σε απόλυτους όρους, ενώ ο IRR είναι ένα ποσοστό.

Γ.1.5 Αξιολόγηση αμοιβαία αποκλειομένων επενδύσεων

Στην περίπτωση που πρέπει να επιλέξουμε μόνο μια από τις εναλλακτικές επενδύσεις, κατάλληλη μέθοδος είναι η NPV. Ο IRR δεν μας καλύπτει για δύο λόγους:

- Αγνοεί το μέγεθος του κεφαλαίου που απαιτείται για την πραγματοποίηση της επένδυσης.
- Δεν λαμβάνει υπόψη του το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου, δηλαδή την απόδοση της καλύτερης εναλλακτικής επένδυσης.

Γ.2 CAPEX και OPEX

Οι κεφαλαιουχικές δαπάνες (CAPEX) και τα λειτουργικά έξοδα (OPEX) αντιπροσωπεύουν δύο βασικές κατηγορίες επιχειρηματικών εξόδων. Διαφέρουν στη φύση των δαπανών και στις αντίστοιχες αγωγές τους για φορολογικούς σκοπούς.

Γ.2.1 Κεφαλαιουχικές δαπάνες (Capital Expenditure/Capital Expense)

Οι κεφαλαιουχικές δαπάνες είναι τα κεφάλαια (assets) που χρησιμοποιεί μια επιχείρηση για να αγοράσει αγαθά ή υπηρεσίες για να διευρύνει τις ικανότητες της εταιρείας να παράγει κέρδη. Αυτές οι αγορές μπορούν να περιλαμβάνουν υλικό (όπως εκτυπωτές ή υπολογιστές), οχήματα για τη μεταφορά αγαθών ή την αγορά ή την κατασκευή ενός νέου κτιρίου. Ο τύπος της βιομηχανίας που συμμετέχει μια εταιρεία καθορίζει σε μεγάλο βαθμό τη φύση των κεφαλαιουχικών δαπανών της. Το αγορασθέν περιουσιακό στοιχείο μπορεί να είναι ένα νέο στοιχείο ή κάτι που βελτιώνει την παραγωγική ζωή ενός στοιχείου που αγόρασε προηγουμένως. Οι κεφαλαιουχικές δαπάνες είναι μεγάλες αγορές. Οι εταιρείες συνήθως προϋπολογίζουν τις αγορές αυτές ξεχωριστά από την προετοιμασία ενός επιχειρησιακού προϋπολογισμού.

Γ.2.2 Λειτουργικά έξοδα (Operational Expenditure/Revenue Expense)

Έξοδα λειτουργίας προκύπτουν από τις συνεχιζόμενες δαπάνες που μια επιχείρηση πληρώνει για να εκτελέσει τη βασική της δραστηριότητα. Σε αντίθεση με τις

κεφαλαιουχικές δαπάνες, τα λειτουργικά έξοδα είναι πλήρως φορολογητέα στο έτος κατά το οποίο γίνονται. Καθώς τα λειτουργικά έξοδα αποτελούν το μεγαλύτερο μέρος των τακτικών δαπανών μιας επιχείρησης, η διοίκηση εξετάζει τρόπους μείωσης των λειτουργικών εξόδων χωρίς να προκαλεί σημαντική πτώση της ποιότητας ή της παραγωγής.

Γ.3 Έξοδα (Expenses)

Έξοδα είναι κάθε μείωση που παρουσιάζουν τα οικονομικά στοιχεία μιας επιχείρησης κατά τη διάρκεια της λογιστικής χρήσης υπό τη μορφή μείωσης του Ενεργητικού ή αύξησης των Υποχρεώσεων.

Τα έξοδα διακρίνονται σε:

- Λειτουργικά και μη Λειτουργικά
- Τακτικά και Έκτακτα
- Πραγματοποιημένα και Τεκμαρτά
- Ταμειακά και μη Ταμειακά

Λειτουργικά είναι τα έξοδα που οφείλονται σε συνήθεις δραστηριότητες της επιχείρησης. (π.χ. κόστος πωληθέντων, έξοδα μεταφοράς εμπορευμάτων, ενοίκια, αποσβέσεις, χρεωστικοί τόκοι, μισθοί, ημερομίσθια, μεσιτείες, ανάλωση υλικών κτλ)

Μη Λειτουργικά είναι όσα οφείλονται σε ασυνήθιστες δραστηριότητες ή σε διάφορα έκτακτα γεγονότα. (π.χ. έξοδα προηγούμενων χρήσεων, πρόστιμα, χρεωστικές συναλλαγματικές διαφορές κτλ)

Τακτικά είναι τα έξοδα που επαναλαμβάνονται σε τακτά χρονικά διαστήματα και είναι σε κάποιο βαθμό προβλέψιμα.

Έκτακτα είναι τα έξοδα που δεν επαναλαμβάνονται και οφείλονται συνήθως σε ασυνήθιστες δραστηριότητες ή γεγονότα που δεν μπορούν να προβλεφθούν.

Πραγματοποιημένα είναι τα έξοδα που έχουν δουλευτεί και το μέγεθος τους υπόκειται σε επακριβή μέτρηση.

Τεκμαρτά ή Υπολογιστικά είναι όσα δεν οφείλονται σε κάποιο λογιστικό γεγονός αλλά τεκμαίρονται. Για παράδειγμα, ο όρος τεκμαρτό ενοίκιο υποδηλώνει το ενοίκιο που θα πληρώναμε για το ακίνητο που χρησιμοποιούμε, αν δεν ήταν δικό μας. Είναι ευνόητο ότι τα τεκμαρτά έξοδα δεν επηρεάζουν το ύψος της Καθαρής Θέσης.

Ταμειακά έξοδα είναι αυτά που προκαλούν ταμειακή εκροή. (π.χ. μισθοί, τόκοι, ενοίκια)

Το μόνο **μη ταμειακό έξοδο** είναι η απόσβεση.

Τα **Λειτουργικά Έξοδα** διακρίνονται σε:

- Δεδουλευμένα και μη Δεδουλευμένα
- Ειδικά (άμεσα) και Γενικά (έμμεσα)
- Σταθερά και Μεταβλητά
- Χρήσης και Κεφαλαιοποιημένα

Δεδουλευμένα είναι τα πραγματοποιημένα έξοδα.

Μη δεδουλευμένα είναι τα έξοδα που έχει προπληρώσει η επιχείρηση αλλά δεν έχουν ακόμα δουλευτεί, δηλαδή δεν έχει χρησιμοποιήσει ακόμα τις υπηρεσίες των τρίτων. Πρόκειται για προπληρωμένα έξοδα, τα οποία υποδηλώνουν απαίτηση της επιχείρησης έναντι τρίτων να της προσφέρουν τις αντίστοιχες υπηρεσίες.

Άμεσα ή **Ειδικά** είναι τα έξοδα που συσχετίζονται με ορισμένη δραστηριότητα. Τα έξοδα μεταφοράς, τα ασφάλιστρα, οι προμήθειες, τα έξοδα φόρτωσης και εκφόρτωσης εμπορευμάτων, τα εργατικά, οι αναλωθείσες πρώτες ύλες είναι παραδείγματα άμεσων εξόδων, γιατί συσχετίζονται με τις ενέργειες της αγοράς και πώλησης εμπορευμάτων.

Έμμεσα ή **Γενικά** είναι τα έξοδα διαφήμισης, οι χρεωστικοί τόκοι, τα ενοίκια ή η απόσβεση κτιρίων κεντρικών γραφείων και άλλα έξοδα τα οποία δεν μπορούμε ή είναι οικονομικά ασύμφορο να τα συσχετίσουμε με ορισμένη δραστηριότητα ή κάποιο στοιχείο του Ενεργητικού.

Σταθερά είναι τα έξοδα, το ύψος των οποίων δεν μεταβάλλεται σε σχέση με το επίπεδο της παραγωγικής δραστηριότητας της επιχείρησης. (π.χ. αποσβέσεις, ενοίκια, έξοδα συντήρησης κτλ)

Μεταβλητά έξοδα είναι οι μισθοί, οι αναλωθείσες πρώτες ύλες, τα αναλωθέντα υλικά, τα μεταφορικά έξοδα κτλ.

Χρήσης είναι όλα τα λειτουργικά έξοδα, από τα οποία προσδοκούμε ότι θα προκύψουν έσοδα μόνο στην παρούσα λογιστική χρήση. (π.χ. κόστος πωληθέντων, μισθοί, ενοίκια)

Κεφαλαιοποιημένα έξοδα ή **έξοδα πολυετούς απόσβεσης** είναι τα έξοδα από τα οποία προσδοκούμε ότι θα έχουμε έσοδα τόσο στην παρούσα χρήση όσο και στις επόμενες

χρήσεις (π.χ. έξοδα ίδρυσης και οργάνωσης της επιχείρησης, έξοδα ίδρυσης υποκαταστημάτων, έξοδα έκδοσης μετοχών κ.α.)

Τα έξοδα αυτά θεωρούνται στοιχεία του μη Κυκλοφορούντος Ενεργητικού και αποσβένονται.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ: Οδηγός χρήσης εργαλείου Solver Ms – Excel 2019 [61]

Ενδεικτικά βήματα επίλυσης προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού :

1. Στο Tools menu από καρτέλα Data (Δεδομένα), click Solver (Επίλυση).
2. Εάν η επιλογή Solver δεν είναι διαθέσιμη στο Tools menu, πρέπει να το εγκαταστήσετε στα πρόσθετα add-in (add-in: Είναι ένα συμπληρωματικό πρόγραμμα που προσθέτει κάποιες επιπλέον δυνατότητες στο Microsoft Office.).
3. Στο Set Target Cell (Κελί Στόχος/Ορισμός στόχου) θέση επιλογής (box), επέλεξε ένα cell reference (κελί αναφοράς) (cell reference: Οι συντεταγμένες του κελιού στο λογιστικό φύλο (worksheet). Το target cell πρέπει να περιέχει μια σχέση μαθηματική (formula) μεταξύ άλλων κελιών στο λογιστικό φύλο.
4. Έχετε τις εξής επιλογές: ο Να βρείτε την μέγιστη τιμή του target cell (click Max) ο Να βρείτε την ελάχιστη τιμή του target cell (click Min) ο Να βρείτε την επιθυμητή τιμή του target cell (click Value of) και επιλέξτε την τυπώστε την επιθυμητή τιμή στο box.
5. Στο By Changing Cells box, τυπώστε τις θέσεις αναφοράς για κάθε μεταβλητό κελί (adjustable cell). Τα μεταβλητά κελιά πρέπει να σχετίζονται άμεσα ή έμμεσα με το κελί στόχο (target cell). Μπορείτε να ορίσετε (σε αυτό το version) έως 200 μεταβλητά κελιά.
6. Στο Subject to the Constraints box, επιλέξτε τους περιορισμούς (constraints). Μπορείτε να εφαρμόσετε περιορισμούς στα μεταβλητά κελιά, όπως και οποιαδήποτε κελιά με παραμέτρους του προβλήματος.
- 6.0. Στο Solver Parameters κουτάκι διαλόγου, κάτω από το Subject to the Constraints, click Add.
- 6.1. Στο Cell Reference κουτάκι διαλόγου, βάλτε το cell reference ή το cell range για το οποίο θέλετε να περιορίσετε την τιμή του περιορισμού.
- 6.2. Κάντε click την σχέση (\leq , =, \geq , Int, or Bin) την οποία επιθυμείτε μεταξύ των κελιών αναφοράς και του περιορισμού. Εάν κάνετε click Int, "integer" (ακέραιος) εμφανίζεται στο Constraint κουτάκι διαλόγου. Εάν κάνετε click Bin, "binary" (δυναδικός) στο Constraint κουτάκι διαλόγου.
- 6.3. Στο Constraint κουτάκι διαλόγου, τυπώστε το cell reference, ή την formula (μαθηματική σχέση)
- 6.4. Κάνετε ένα από τα εξής:
Για αν αποδεχθείτε τον περιορισμό και να συνεχίσετε με τον επόμενο, κάντε click Add. Για αν αποδεχθείτε τον περιορισμό και να επιστρέψετε στο Solver Parameters dialog box, κάντε click OK.

Σημειώσεις

1. Μπορείτε να εφαρμόσετε Int και Bin σχέσεις μόνο σε περιορισμούς με μεταβλητά κελιά. Όταν υποθέσετε Γραμμικό Μοντέλο (Linear Model) επιλέξτε το κουτάκι επιλογής στο Solver Options κουτάκι διαλόγου dialog box is selected, δεν υπάρχει όριο στον αριθμό των περιορισμών. Για μη γραμμικά μοντέλα, κάθε μεταβλητό κελί μπορεί να έχει έως 100 περιορισμών, επιπλέον των ορίων στις ακέραιες τιμές των μεταβλητών.

6.5 Στο Solver Parameters κουτάκι επιλογής, κάτω από το Subject to the Constraints, κάντε click τον περιορισμό (constraint) το οποίο θέλετε να σβήσετε ή να το αλλάξετε.

6.6 Κάνετε click Change και μετά κάντε τις αλλαγές, ή κάνετε click Delete.

7. Κάνετε click Solve και μετά ένα από τα εξής: ο Για να κρατήσετε τις τιμές των λύσεων που βρήκατε επιλέξτε Keep Solver Solution στο Solver Results κουτάκι επιλογής. ο Για να επιστρέψετε στα αρχικά δεδομένα, επιλέξτε Restore Original Values.

Βοηθητικές Σημειώσεις

1. Μπορείτε να διακόψετε την διαδικασία επίλυσης πατώντας ESC. Το Microsoft Excel επανυπολογίζει το worksheet με τις τελευταίες τιμές που βρέθηκαν στα μεταβλητά κελιά.

2. Μέθοδοι επίλυσης

A) Simplex LP

b) Μη γραμμικό GRG (generalized reduced gradient)

γ) Εξελικτικό

Ε.1 Εισαγωγή

Επιχειρησιακή Έρευνα (Operations Research) : είναι η επιστήμη που ασχολείται με τη βελτιστοποίηση (optimization) της απόδοσης ενός συστήματος. Πρόκειται για ένα σύνολο από τεχνικές, οι οποίες χρησιμοποιώντας (μαθηματικά) μοντέλα, δημιουργούν μία ποσοτική και ορθολογιστική βάση για τη λήψη αποφάσεων με σκοπό τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του υπό μελέτη συστήματος. Για το λόγο αυτό χαρακτηρίζεται συχνά και με τους όρους Ποσοτική Ανάλυση (Quantitative Analysis) ή Διοικητική Επιστήμη (Management Science).

Γενικός ορισμός βελτιστοποίησης : Ένα σύστημα καλείται βέλτιστο ως προς ένα μετρό επίδοσης και ένα σύνολο περιορισμών, εφόσον αποδίδει τουλάχιστον το ίδιο αν όχι καλύτερα από κάθε άλλο σύστημα που ικανοποιεί τους ίδιους περιορισμούς.

Γενική διατύπωση προβλήματος βελτιστοποίησης : $X_{opt} \leftarrow \max[f(X)] = \min[-f(X)]$

Είδη : Ανάλογα με το είδος του προβλήματος και τα κριτήρια που επηρεάζουν το μέτρο επίδοσης, η αντικειμενική συνάρτηση f μπορεί να είναι, αντίστοιχα :

- Βαθμωτή ($m=1$) ή διανυσματική ($m>1$)
- Μονοδιάστατη ($n=1$) ή πολυδιάστατη ($n>1$)
- Ντετερμινιστική ή στοχαστική
- Με συνεχείς, διακριτές ή μικτές μεταβλητές.
- Με περιορισμούς (ρητούς ή και ασαφείς) ή χωρίς περιορισμούς.
- Γραμμική ή μη γραμμική.
- Με μοναδιαίο ή πολλαπλά ακρότατα.

Ορισμοί

Σύστημα (System) : Σύνολο οντοτήτων (ανθρώπινο δυναμικό, μηχανές, κεφάλαια κ.α.) που αλληλοεπιδρούν (κανόνες) και συνεργάζονται μεταξύ τους για την επίτευξη κάποιου στόχου (π.χ. επιχείρηση, οργανισμός).

Μοντέλο (Model) : Αναπαράσταση ή απεικόνιση των πλέον σημαντικών λειτουργικών σχέσεων και χαρακτηριστικών ενός συστήματος, με την οποία καθίσταται δυνατή η ανάλυσή του.

Μαθηματική Μοντελοποίηση Συστημάτων (Mathematical Modeling) : Χρήση μαθηματικών συμβόλων και σχέσεων για την αναπαράσταση – περιγραφή του υπό μελέτη συστήματος.

Συστατικά στοιχεία ενός μαθηματικού μοντέλου :

- **Μεταβλητές απόφασης (ελέγχου) (Decision Variables):** δομικά στοιχεία του προβλήματος. Καθορίζονται από τον αναλυτή (λήπτη αποφάσεων) και αντιπροσωπεύουν τις αποφάσεις που πρέπει να ληφθούν.
- **Αντικειμενική συνάρτηση (Objective Function):** κριτήριο απόδοσης/επιλογής (Performance Measure) του υπό μελέτη συστήματος, εκφρασμένο ως μία μαθηματική συνάρτηση των μεταβλητών απόφασης.
- **Παράμετροι (Parameters - συντελεστές, σταθερές):** μετρήσιμα στοιχεία, γνωστά ή εκτιμώμενα εκ των προτέρων.
- **Περιορισμοί (Constraints):** μαθηματικές σχέσεις (εξισώσεις ή ανισώσεις) που πρέπει να ικανοποιούν οι τιμές των μεταβλητών ώστε να απεικονίζονται στο μοντέλο οι συνθήκες λειτουργίας του συστήματος.

Επιθυμητές ιδιότητες ενός μαθηματικού μοντέλου :

- Απλότητα (simple)
- Πληρότητα (complete)
- Ευκολία χρήσης (easy manipulation)
- Προσαρμοστικότητα (adaptive)
- Ευκολία επικοινωνίας (easy communication)
- Χρησιμότητα (usefulness), κατάλληλο ως προς το κόστος και το χρόνο (appropriate) και σχετικό ως προς τις πληροφορίες (relevant)

E.2. Γραμμικός Προγραμματισμός (Linear Programming)

Αποτελεί μία από τις πλέον διαδεδομένες τεχνικές της **Επιχειρησιακής Έρευνας** που χρησιμοποιείται ευρύτατα για την κατάρτιση βέλτιστων σχεδίων κατανομής περιορισμένων πόρων (π.χ. εργασία, πρώτες ύλες, δυναμικότητα, διαθέσιμα κεφάλαια) ενός συστήματος, σε εναλλακτικές και ανταγωνιζόμενες μεταξύ τους δραστηριότητες (π.χ. παραγωγή διαφορετικών προϊόντων), συμβάλλοντας έτσι αποτελεσματικά στη λήψη βέλτιστων επιχειρηματικών αποφάσεων. Είναι η μαθηματική μεθοδολογία (σύνολο των υπολογιστικών τεχνικών - μαθηματικές μέθοδοι) που χρησιμοποιείται για τη βελτιστοποίηση (μεγιστοποίηση ή ελαχιστοποίηση) μιας γραμμικής συνάρτησης (παριστάνει το κριτήριο επίδοσης του συστήματος), της οποίας οι μεταβλητές απαιτείται να ικανοποιούν ένα σύστημα γραμμικών περιορισμών (ανισότητες ή/και εξισώσεις) που αντιπροσωπεύουν τις συνθήκες κάτω από τις οποίες αυτή επιχειρείται, το υπόδειγμα (μοντέλο) του Γραμμικού Προγραμματισμού.

Αφού διατυπωθούν όλες οι σχέσεις και συνθήκες σε φυσική γλώσσα (αυτό καλείται εννοιολογικό ή προφορικό μοντέλο - verbal model), θα πρέπει να μετατραπούν σε μαθηματικές σχέσεις που να είναι σε θέση να εκφράσουν τις συγκεκριμένες πτυχές του συστήματος που προσεγγίζουμε. Υπενθυμίζουμε ότι κάθε μοντέλο αποτελεί μία προσπάθεια απομίμησης της λειτουργίας ενός πραγματικού συστήματος. Επομένως με την επίλυση του μοντέλου εφαρμόζοντας κάποια συστηματική μαθηματική μεθοδολογία, μπορεί κανείς να καταλήξει σε προτάσεις προς την κατεύθυνση της βελτιστοποίησης της λειτουργίας του συστήματος από τις οποίες προέκυψε και το αρχικό πρόβλημα. Στο γραμμικό προγραμματισμό, οι μαθηματικές σχέσεις που συνδέουν μεταξύ τους τις διάφορες μεταβλητές του προβλήματος πρέπει να είναι **γραμμικές**. *Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι όπου εμφανίζεται μία μεταβλητή σε κάθε συνάρτηση του μοντέλο, δεν είναι υψωμένη σε καμία δύναμη εκτός από την μονάδα, και ότι δεν υπάρχουν γινόμενα μεταξύ των μεταβλητών, ούτε άλλου είδους συναρτήσεις των μεταβλητών όπως εκθετική, λογαριθμική, ρίζες κλπ.*

E.3. Βελτιστοποίηση (max ή min) της αντικειμενικής συνάρτησης (Objective Function)

Σε ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού δεδομένων n μεταβλητών και m γραμμικών εξισώσεων ή ανισοτήτων, ζητούνται οι μη αρνητικές τιμές αυτών των μεταβλητών οι οποίες ικανοποιούν αυτές τις εξισώσεις και ανισώσεις και βελτιστοποιούν (μεγιστοποιούν ή ελαχιστοποιούν) κάποια γραμμική συνάρτηση αυτών των μεταβλητών. Μπορούμε να διαμορφώσουμε το μαθηματικό μοντέλο ενός γενικού προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού. Με το μοντέλο αυτό επιλέγουμε τις τιμές των X_1, X_2, \dots, X_n , έτσι ώστε:

$$\text{Maximize/Minimize } Z = C_1X_1 + C_2X_2 + \dots + C_nX_n \text{ (Αντικειμενική Συνάρτηση)}$$

Με τους περιορισμούς,

$$A_{11}X_1 + A_{12}X_2 + \dots + A_{1n}X_n \leq, =, \geq B_1$$

$$A_{21}X_1 + A_{22}X_2 + \dots + A_{2n}X_n \leq, =, \geq B_2$$

.....

$$A_{m1}X_1 + A_{m2}X_2 + \dots + A_{mn}X_n \leq, =, \geq B_m$$

$$X_1, X_2, \dots, X_n \geq 0 \text{ (Μη αρνητικότητα)}$$

Αυτή είναι η γενική μορφή ενός προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού. Κάθε πρόβλημα του οποίου το μαθηματικό μοντέλο ταιριάζει με το παραπάνω μοντέλο είναι ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού.

Η συνάρτηση (Z) που θέλουμε να Μεγιστοποιηθεί ή να Ελαχιστοποιηθεί ονομάζεται αντικειμενική συνάρτηση (Objective Function). Κάθε περιορισμός είναι μια γραμμική

συνάρτηση ως προς τις μεταβλητές X_i . Οι συντελεστές C_j αναφέρονται και ως συντελεστές κόστους και αντιπροσωπεύουν το μοναδιαίο κόστος. Οι πρώτοι m περιορισμοί ονομάζονται λειτουργικοί περιορισμοί (Functional Constraints). Ο τελευταίος περιορισμός αναφέρετε ως συνθήκη της μη αρνητικότητας.

Ε.4. Άλλα στοιχεία βασικής ορολογίας είναι:

- **Λύση (Solution):** κάθε συνδυασμός τιμών των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος (επομένως μία λύση δεν είναι κατ' ανάγκη ή άριστη λύση στο πρόβλημα).
- **Εφικτή λύση (Feasible Solution):** κάθε συνδυασμός τιμών των μεταβλητών απόφασης που ικανοποιεί όλους τους περιορισμούς του προβλήματος.
- **Βέλτιστη λύση (Optimal Solution):** η εφικτή λύση που βελτιστοποιεί (μεγιστοποιεί ή ελαχιστοποιεί) την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης.

Για να χρησιμοποιηθεί ένα μοντέλο (υπόδειγμα) γραμμικού προγραμματισμού θα πρέπει αρχικά να ελεγχθεί εάν μπορεί να εκφραστεί μέσω γραμμικών σχέσεων (συναρτήσεων), που σημαίνει ότι ικανοποιούνται οι παρακάτω θεμελιώδεις παραδοχές - αρχές:

1. Αρχή της αναλογικότητας (proportionality) το γεγονός ότι η αντικειμενική συνάρτηση είναι γραμμική σημαίνει ότι η συνεισφορά στη συνολική τιμή του z από μία μεταβλητή απόφασης είναι ανάλογη (γραμμικά) της τιμής που παίρνει η εν λόγω μεταβλητή.
2. Αρχή της αθροιστικότητας (additivity)
 - a. Όσον αφορά την αντικειμενική συνάρτηση αυτό σημαίνει ότι η συνεισφορά κάθε μεταβλητής απόφασης στην τιμή του z είναι ανεξάρτητη από τις τιμές που παίρνουν οι άλλες μεταβλητές απόφασης.
 - b. Όσον αφορά τους περιορισμούς, η αθροιστικότητα σημαίνει ότι η κατανάλωση από μία μεταβλητή απόφασης ενός πόρου στο αριστερό μέλος ενός περιορισμού, είναι ανεξάρτητη από τις τιμές που παίρνουν οι άλλες μεταβλητές (οι δύο προηγούμενες παραδοχές διασφαλίζουν ότι το μοντέλο θα είναι γραμμικό και ως προς την αντικειμενική συνάρτηση και ως προς τους περιορισμούς)
3. Η αρχή της διαιρετότητας (divisibility) όλες οι μεταβλητές θεωρούνται συνεχείς, δηλαδή μπορούν να πάρουν κλασματικές τιμές (εξασφαλίζει τη δυνατότητα επίλυσης του προβλήματος με τη μέθοδο **simplex**).
4. Η αρχή της προσδιοριστικότητας (certainty) οι τιμές των παραμέτρων του προβλήματος θεωρούνται γνωστές (για την εφαρμογή της μεθόδου simplex είναι απαραίτητο όλες οι παράμετροι να είναι γνωστές).

E.5 Επίλυση Προβλημάτων Γραμμικού Προγραμματισμού (π.γ.π.) με τη Μέθοδο Simplex

Η μέθοδος simplex αποτελεί το σημαντικότερο εργαλείο του γραμμικού προγραμματισμού και μία από τις μεγαλύτερες μαθηματικές επινοήσεις του εικοστού αιώνα. Πρόκειται για μία γρήγορη και αποτελεσματική αλγεβρική μέθοδο επίλυσης (προσδιορισμού της βέλτιστης λύσης) προβλημάτων γραμμικού προγραμματισμού ανεξαρτήτως πλήθους μεταβλητών. Η εξέλιξη της τεχνολογίας των προσωπικών υπολογιστών σε επίπεδο υλικού και λογισμικού, οδήγησε στην ευρεία χρήση της μεθόδου και από μη ειδικούς έτσι ώστε να αποτελεί την πιο γνωστή και διαδεδομένη ποσοτική μέθοδο επίλυσης διοικητικών προβλημάτων. Χρησιμοποιώντας τη μέθοδο simplex το μοντέλο παριστάνεται από ένα πίνακα simplex (simplex tableau). Με στοιχειώδεις πράξεις μεταξύ των γραμμών του πίνακα ο αλγόριθμος οδηγείται στη διαμόρφωση νέων πινάκων simplex, μέχρι να φτάσει στον εντοπισμό της βέλτιστης λύσης. Η simplex βασίζεται στο γεγονός ότι η βέλτιστη λύση είναι μία από τις κορυφές της εφικτής περιοχής. Η τεχνική, ξεκινώντας από την αρχή των αξόνων (δηλαδή από το σημείο όπου όλες οι μεταβλητές απόφασης έχουν μηδενική τιμή), διερευνά τις κορυφές της εφικτής περιοχής (δηλαδή κάθε ενδιαμέσος πίνακας simplex αντιστοιχεί σε μία κορυφή) και τελικά εντοπίζει την καλύτερη κορυφή.

Εισαγωγή

Η τεχνολογία μπαταρίας ιόντων λιθίου έχει επιλεγεί για εφαρμογή σε αυτό το μοντέλο, λόγω του ότι τα κύτταρα ιόντων λιθίου παρουσιάζουν σχετικά υψηλή πυκνότητα ενέργειας και ισχύος, και του γεγονότος ότι μπορούν να παραχθούν και να χρησιμοποιηθούν με ασφάλεια, χωρίς τη χρήση τοξικών χημικών ουσιών ή σπάνιων μετάλλων. Επιπλέον, το ιόν λιθίου καθίσταται το πρότυπο για εφαρμογές αποθήκευσης σε κλίμακα δικτύου και το κόστος τους συνεχίζει να μειώνεται. Η μοντελοποίηση της απόδοσης μιας μπαταρίας κατά τη διάρκεια της ζωής της είναι μια περίπλοκη εργασία, και αυτή μπορεί να εκτελεστεί με μεγάλη λεπτομέρεια σε σχέση με τη χημική της συμπεριφορά και την επακόλουθη επιρροή της, στην τάση και το ρεύμα της κυψέλης, καθώς και την επίδραση άλλων παραγόντων όπως θερμοκρασία, ρυθμός φόρτισης / εκφόρτισης και βάθος εκφόρτισης (DoD).

Για αυτό το έργο ένα βασικό μοντέλο μπαταρίας έχει αναπτυχθεί, απλοποιώντας την παρούσα τάση και τρέχουσα σχέση στις μπαταρίες κατά τη φόρτιση, συνδέοντας το μέγιστο ποσοστό φόρτισης με την κατάσταση φόρτισης (SoC). Υπάρχουν πολλοί διαφορετικοί όροι για να περιγράψουν την κατάσταση της μπαταρίας και των ιδιοτήτων της. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε παρερμηνευση των αποτελεσμάτων και σύγκρισης αποτελεσμάτων με διαφορετικές ιδιότητες. Σε αυτήν την ενότητα θα περιγραφούν οι όροι που αφορούν την λειτουργία της μπαταρίας.

Z.1 Κατάσταση ζωής (SoH, State of Health)

Ο όρος αυτός είναι υποκειμενικός και είναι ανάλογος της εφαρμογής, στην οποία χρησιμοποιείται η μπαταρία. Η κατάσταση ζωής της μπαταρίας υποδηλώνει το στάδιο, στο οποίο βρίσκεται αυτή, μεταξύ της έναρξης λειτουργίας της μέχρι το τέλος λειτουργίας της σε ποσοστά. Το τέλος ζωής της η μπαταρία το φτάνει όταν δεν μπορεί να αποδώσει τις ελάχιστες προδιαγραφές λειτουργίας της. Οι ενδείξεις που χρησιμοποιούνται για το προσδιορισμό της κατάστασης ζωής της μπαταρίας είναι η απομένουσα χωρητικότητα καθώς και η μέγιστη ισχύς που μπορεί να αποδώσει. Ένδειξη, η οποία χρησιμοποιείται για το τέλος ζωής της μπαταρίας έχουμε όταν αυτοί οι δύο παράγοντες (απομένουσα χωρητικότητα και μέγιστη ισχύς) φτάσουν στο 80% της αρχικής τους τιμής.

Z.2 Κατάσταση φόρτισης (State of Charge)

Η κατάσταση φόρτισης υποδηλώνει τον βαθμό φόρτισης σε αμπερώρες που έχουν απομείνει στην μπαταρία. Η κατάσταση φόρτισης μπορεί να χωριστεί σε δύο είδη: α) μηχανική κατάσταση φόρτισης και β) θερμοδυναμική κατάσταση φόρτισης. Η μηχανική κατάσταση φόρτισης (e-SOC) είναι η κατάσταση της χωρητικότητας σε διαφορετικά επίπεδα εκφόρτισης, έτσι διαφορετικά επίπεδα εκφόρτισης θα συντελέσουν σε διαφορετικό (e-SOC) για τον ίδιο βαθμό φόρτισης της μπαταρίας. Η θερμοδυναμική κατάσταση φόρτισης καθορίζεται από τις θερμοδυναμικές ιδιότητες κυψέλης της μπαταρίας και καθορίζονται από την τάση ανοιχτού κυκλώματος της μπαταρίας. Είναι η κατάσταση της αξιοποιήσιμης χωρητικότητας της κυψέλης. Στην συνέχεια αυτής της εργασίας θα χρησιμοποιήσουμε την θερμοδυναμική κατάσταση φόρτισης για να προσδιορίζουμε τον βαθμό φόρτισης της μπαταρίας.

Z.3 Ονομαστική Χωρητικότητα (RC, Rated Capacity)

Η προφανής χωρητικότητα είναι η ποσοστιαία εξαρτώμενη χωρητικότητα που έχει προκύψει από τα πειράματα του χρήστη. Αυτή η χωρητικότητα κυψέλης είναι ισχυρά εξαρτώμενη από την εσωτερική αντίσταση της κυψέλης και μεταβάλλεται εκτεταμένα σύμφωνα με τις συνθήκες λειτουργίας της. Από την άλλη μεριά η αξιοποιήσιμη χωρητικότητα είναι ο επίπεδο φόρτισης που περιέχεται στην μπαταρία. Είναι θεωρητικά η πιθανή ποσότητα φόρτισης η οποία μπορεί να αποδοθεί στο δίκτυο ή σε οποιαδήποτε άλλη εφαρμογή, από την πλήρη φόρτιση της μπαταρίας με ένα απείρως μικρό ρεύμα για μια ελάχιστη τιμή τάσης μιας κυψέλης της μπαταρίας, έτσι ώστε η εσωτερική αντίσταση της μπαταρίας να γίνει θεωρητικά μηδέν.

Και οι δύο έννοιες για την χωρητικότητα είναι εξαρτώμενες από την θερμοκρασία. Αφού η εσωτερική αντίσταση επιφέρει πτώση τάσης, η μπαταρία φτάνει την ελάχιστη τάση πριν ο συντελεστής κατάστασης φόρτισης (SoC) φτάσει το 0%, δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί η πλήρης αξιοποιήσιμη χωρητικότητα. Για να διαπιστωθεί η φθορά της χωρητικότητας της μπαταρίας, οι όροι πραγματική χωρητικότητα και 1C χωρητικότητα υιοθετούνται. Η πραγματική χωρητικότητα είναι η αξιοποιήσιμη χωρητικότητα κάτω από μία θερμοκρασία αναφοράς και χρησιμοποιείται ως μέτρηση για τον προσδιορισμό της φθοράς της χωρητικότητας. Η 1C χωρητικότητα προσδιορίζεται με ένα C-rate, (ο όρος C-rate αναλύεται παρακάτω), ενός 1C κάτω από συνθήκες αναφοράς και γενικότερα χρησιμοποιείται για την μέτρηση της φθοράς της χωρητικότητας.

Z.4 Βάθος εκφόρτισης (DoD, Depth of Discharge)

Το βάθος εκφόρτισης ορίζεται γενικά ως το ποσοστό φόρτισης που μπορεί να αποδοθεί από μία πλήρως φορτισμένη κυψέλη σε ποσοστά. Βασιζόμενοι στο ποσοστό εκφόρτισης είναι δυνατόν να υπολογίσουμε τον αριθμό των κύκλων πριν το τέλος ζωής της μπαταρίας. Παρ' όλα αυτά στις περισσότερες εφαρμογές η μπαταρία δεν εκφορτίζεται πλήρως αλλά μέχρι μία συγκεκριμένη τιμή του συντελεστή κατάστασης

φόρτισης, έτσι υιοθετείται ο όρος ποσοστό βάθους εκφόρτισης. Συνήθως το ποσοστό αυτό ανέρχεται σε 80%.

Z.5 Ετήσιος Κύκλος Φόρτισης (c, Cycle per Year)

Ο αριθμός κύκλων (συνήθως 365 ημερών) μπαταρίας μπορεί να έχει διαφορετική ερμηνεία ανάλογα με την εφαρμογή, αφού επηρεάζει άμεσα την κατάσταση ζωής της μπαταρίας. Η ερμηνεία που μπορεί να αποδοθεί είναι κυρίως η συνεχόμενη λειτουργία της μπαταρίας. Ο αριθμός κύκλων δίνεται ως ο αριθμός των φορών η μπαταρία φορτίζεται και αποφορτίζεται ετησίως και εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά του συστήματος. Οι κύκλοι μπορούν να υπολογιστούν ως:

$$Cycles = FLH/t = 1200/3 = 400 \text{ (Για την εφαρμογή μας)}$$

Όπου το FLH είναι οι ώρες πλήρους φόρτωσης και το t είναι ο χρόνος της διαδικασίας εκφόρτισης ημερησίως. Οι πλήρεις ώρες φόρτωσης είναι ο συνολικός αριθμός ωρών που αποφορτίζει η μπαταρία κατά τη διάρκεια ζωής της. Δεδομένου ότι το t είναι σταθερό, ο αριθμός κύκλων είναι ανάλογος με το πλήρες ωράριο φόρτωσης.

Z.6 C-επίπεδο (C-rate)

Το C-επίπεδο είναι το μετρούμενο ρεύμα της κυψέλης της μπαταρίας και κλιμακοποιείται με βάση την ονομαστική χωρητικότητα της κυψέλης που έχει οριστεί από τον κατασκευαστή στις συνθήκες αναφοράς. Το επίπεδο ρεύματος που η κυψέλη της μπαταρίας μπορεί να αποδώσει εξαρτάται από την χωρητικότητα της μπαταρίας. Ένα ρεύμα από 1C σημαίνει ότι η κυψέλη της μπαταρίας μπορεί ιδανικά να φορτιστεί ή να εκφορτιστεί μέσα σε μία ώρα, από C/2 σε δύο ώρες και από 2C σε μισή ώρα.

Z.7 Εσωτερική αντίσταση

Η εσωτερική αντίσταση μιας κυψέλης μιας μπαταρίας εξαρτάται από πολλούς παράγοντες και δεν μπορεί να θεωρηθεί ως σταθερό μέγεθος, παρ' όλο που οι κατασκευαστές τείνουν να το δίνουν ως σταθερό. Η εσωτερική αντίσταση είναι εξαρτώμενη από τη θερμοκρασία, από τον συντελεστή κατάσταση φόρτισης και από το C-επίπεδο. Η εσωτερική αντίσταση πολλές φορές θεωρείται ως η ωμική αντίσταση μιας κυψέλης, η οποία υποδηλώνει την απότομη αλλαγή της τάσης μετά από μία εφαρμογή ρεύματος στη κυψέλη της μπαταρίας, όταν αυτή βρίσκεται σε κατάσταση ηρεμίας. Άλλος ορισμός για την εσωτερική αντίσταση είναι το άθροισμα της ωμικής, της πόλωσης ενεργοποίησης και πόλωσης διάχυσης αντίστασης, η οποία είναι και η μεγαλύτερη δυνατή πτώση τάσης στη κυψέλη. Με την εσωτερική αντίσταση εκτός από την πτώση

τάσης μπορούμε να μοντελοποιήσουμε και την διάχυση ενέργειας με την μορφή θερμότητας από την μπαταρία.

Z.8 Εξίσωση ετήσιας παραγωγής ενέργειας μπαταρίας

$$\begin{aligned} Battery_{energy} (kWh) &= c * DoD * RC = 400 * 0.8 * 3750 kWh = \\ &= 1.200.000 kWh = 1.200 MWh \text{ (Για την εφαρμογή μας)} \end{aligned}$$

Optimal Levelised cost of system values with increasing renewable energy sources in a smart microgrid, Anestis Anastasiadis, Ioannis Oikonomou, and Georgios A.Vokas AIP Conference Proceedings 2190, 020060 (2019); <https://doi.org/10.1063/1.5138546>

(Award as exceptional paper)

Optimal Levelised Cost of System Values with Increasing Renewable Energy Sources in a Smart Microgrid

Anestis Anastasiadis^{1,a}, Ioannis Oikonomou^{2,b} and Georgios Vokas^{3,c}

¹Public Power Corporation S.A. (PPC)

²Electronics Eng. Dpt, Piraeus University of Applied Sciences, 250 P. Ralli & Thivon, Greece

³Associate Prof. of Electronics Eng. Dpt, Piraeus University of Applied Sciences, 250 P. Ralli & Thivon, Greece

^{a)} anestis05@yahoo.gr, ^{b)} g23sound26@yahoo.com, ^{c)} gvokas@puas.gr

Abstract. Nowadays, as manufacturing costs for distributed power generation technologies fall, the economic equation is increasingly favouring Renewable Energy Sources (RES) technologies. The high electricity cost of small electricity systems, coupled with oil price volatility, desire for energy security, and the relatively higher vulnerability of them to the impacts of climate change, build a strong rationale for them to shift towards sustainable energy systems. There is a significant research into the topic of optimal renewable energy configurations for small electrical systems, which has predominantly focused on wind, Photovoltaics as generation technologies, coupled with batteries. In this paper, we will investigate how the optimum configuration and costs of RES and Microturbine (MT) on a Smart Microgrid (S-MG) change with increasing penetration of MT source. A well-established index in the energy field for quantifying and comparing the costs of electricity generation technologies is the Levelised Cost of Electricity (or Energy) (LCOE). In this paper, the LCOE index serves as a useful basis for our study in proposed S-MG.

I. INTRODUCTION

In the last two decades, the augmented penetration and integration of different technologies of Distributed Generation (DG) units mainly in Distribution Network (DN) has created many challenges for all stakeholders (Operators, Producers, Consumers, and Prosumers etc.). Some of the most known DG units with the highest potential are Photovoltaics (PV), Wind Turbines (WT), Fuel Cells (FC), Microturbines (MT), Small Cogeneration of Heat and Power (CHP), Small Hydroelectric Plants (mHydro), Geothermal Power Plants etc. [1].

The presence of DGs units close to demand can offer several economic benefits, including participation in ancillary services, [2], [3]. In addition, if DGs units coordinated in an efficient way, they can form a sizeable

quantity and form part of an Energy Service provider portfolio. The coordinated control of DG units in a Smart Microgrid (S-MG) structure allows the full exploitation of them.

Microgrids are Low Voltage (LV) or Medium Voltage (MV) networks with DG sources, storage devices and controllable loads with a total installed capacity in the range of few KWs to couple of MWs. The unique feature of Microgrids is that, all the above Distributed Energy Resources (DERs) appear to the upstream network as a single, controlled entity. Moreover, although they operate mostly interconnected to the DN, they can automatically transfer to islanded mode, in case of faults in the upstream network. Microgrids operation provides distinct advantages to the end customer and the Utility, such as improved quality of service, loss reduction, deferral of investments, and improved environmental behavior, [2]-[8].

The notion of Smart Grids (SGs) refers to the evolution of electricity grids. A Smart Grid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it – generators, consumers and those that assume both roles – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies. Now, Distribution Grids are being transformed from passive to active networks, in the sense that decision-making and control are distributed and power flows bidirectional. This type of network creates opportunities for novel types of equipment and services, all of which would need to conform to common protocols and standards. The realization of active distribution networks requires the implementation of radically new system concepts. S-MGs, also characterized as the “building blocks of SGs”, are perhaps the most promising, novel network structure. Overall, the implementation of control is the key feature that distinguishes S-MGs from DNs with DGs. The structure of the Microgrid with the control of the production units and the load is present in Figure 1 [9]. In more details, S-MGs issues described in references [9]-[14].

Consequently, S-MGs provide a unique and appropriate test bed for the logistics of supply on S-MGs, results in very high comparative electricity costs (because of oil price volatility, energy security, etc.) building a strong rationale to shift towards sustainable energy systems. However, widespread progress is still limited to date, for a variety of reasons, ranging from the technical to the social and political realms. An important question is. How can the optimal uses of RES on S-MGs achieved within the context of full analysis of their electricity systems?

Nowadays, there is a growing body of research into the topic of optimal renewable energy configurations for small electrical grids (e.g. small islands), which has predominantly focused on Wind, PV, and Hydropower as generation technologies, coupled with batteries [15].

Many papers present methodologies for performing hybrid renewable electricity system optimizations based on various criteria. Net present value (NPV) or Levelised Cost of Energy (LCOE) are the most commonly used economic optimization criteria [16]-[20]. Other articles have been adopted for optimization, namely Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Power Probability (LOPP), Loss of Power Supply Probability (LPSP) and Load Coverage Rate (LCR) [21]. A number of articles determined ‘optimal systems’ by identifying the best performing system among a specified range of proposed options, rather than by solving a pure optimization problem [22]. A further group of articles have concentrated on approaches for solving the more complex optimization problems posed by hybrid RES, because of multi-criteria optimization objectives, often with non-linear, non-convex natures [23], [24].

All above papers focus on the analysis for each small or medium grid (e.g. Microgrids, islands, etc.) of one single RES configuration or a few configurations; providing the single optimum solution. Nevertheless, in real life the situation is different. New energy systems are not determined in one-step, but gradually develop from a small contribution of renewable energy to large penetration of such sources.

In this paper we will investigate how the optimum configuration and costs of RESs (PV and WT) in an S-MG changes with decreasing penetration of conventional production (MT) under environmental constraints. For this purpose, the Levelised Cost of System (LCOS) as the appropriate index for the optimization adopted. Four different scenarios examined and a sensitivity analysis carried out to that direction.

This paper divided into four (4) sections. In first section, the mathematical formulation of optimization problem described. Then the simulated network, the data of DGs (PV, WT, and MT), the Loads along with the various Scenarios of study are given. The results are given and discussed in third part. Finally, this paper completed with the conclusions.

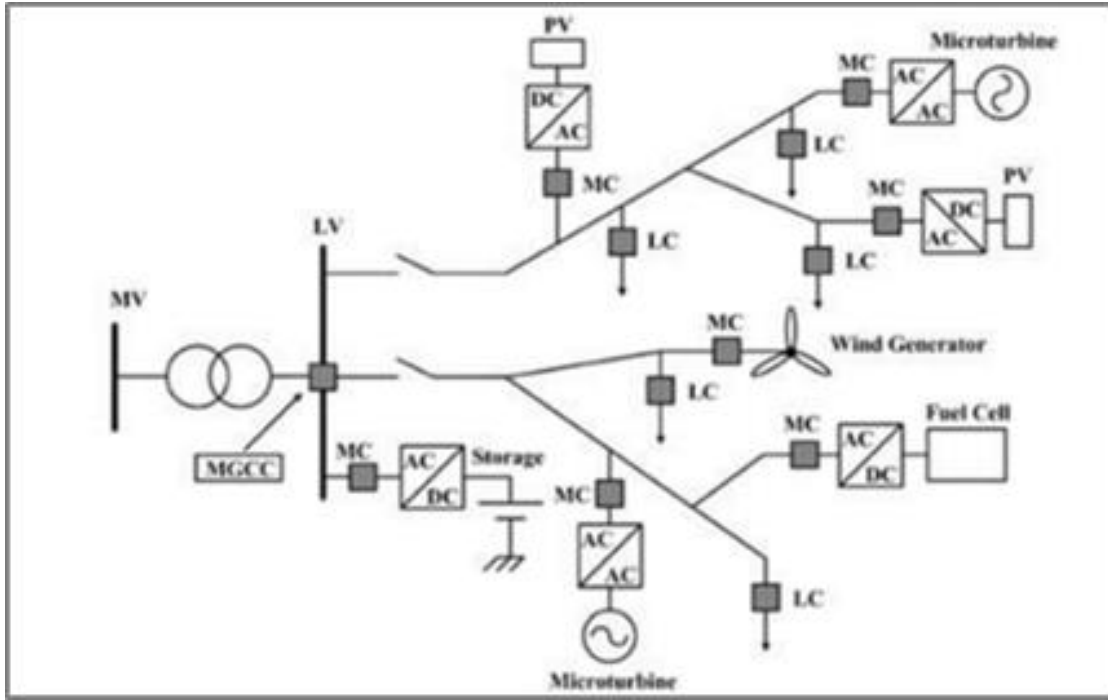


FIGURE 1. Structure of the Microgrid [9]

II. Optimization Approach and Mathematical Formulation

A well-established metric in the energy field is the Levelized Cost of Electricity (or Energy) (LCOE). The LCOE is similar to the concept of the payback for energy systems. It is calculated by accounting for all of that technology's (expected) lifetime costs (including investment, construction, financing, maintenance, fuel, taxes, insurance and incentives, and decommissioning), which are then divided by the total energy production over the course of its lifetime [25], [26]. The LCOE can also be regarded as the average minimum price at which electricity must be sold in order to break-even over the lifetime of the project. This definition can be extended to include the Levelized Cost of various DER technologies as well as storage technologies, in order to assess the Levelized Cost of System (LCOS).

For this project, a simplified formulation is used, omitting the financing, taxes, insurance, incentives and any value that can be salvaged at the end of the life of the project. It should be noted that this definition does not include costs associated with the conversion, transportation, and distribution of electricity, nor the power management services, which are also significant when considering all of the costs attributed to the reliable functioning of an electricity system [26]. Nonetheless, the LCOS does serve as a useful basis for the comparison of various electricity systems.

Optimization of Objective Function

In order to optimize the system configuration based on minimized cost, specific constraints and the respective costs of the generation technologies are introduced, which together with the installed capacities as variables, allow an objective function to be defined.

The objective function (1) takes the form of a linear programming problem. The goal of the optimization is to minimize the objective (cost) function, while meeting the specified constraints stated below. The LCOS is formulated as follows:

$$\text{Min } LCOS \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \left(\frac{\sum_{i=0}^n \left[\frac{(\sum_{j=1}^3 P_j \cdot CAPEX_{j,i=0}) + (\sum_{j=1}^3 P_j \cdot CAPEX_{j,i=0} \cdot OPEX_{j,i} + P_j \cdot FC_{j,i} \cdot CF_{j,i} \cdot \gamma + P_j \cdot P_{CO2,j,i} \cdot EF_{CO2,j,i} \cdot \gamma)}{(1+r)^n} \right]}{\sum_{i=0}^n \frac{\sum_{j=1}^3 P_j \cdot CF_{j,i} \cdot \gamma}{(1+r)^n}} \right) \cdot 1000 \quad (1)$$

Where:

P_j : Installed Power Capacity (kW) – Decision Variables

$j=1 \rightarrow PV, j=2 \rightarrow WT, j=3 \rightarrow MT$

n : Project Life time (here $n=20$ years)

$CAPEX_{PV}$: Investment Cost of PV in year i (€/kW)

$CAPEX_{WT}$: Investment Cost of WT in year i (€/kW)

$CAPEX_{MT}$: Investment Cost of MT in year i (€/kW)

$OPEX_{PV}$: Fixed & Variable Maintenance Cost of PV in year i (€/kW)

$OPEX_{WT}$: Fixed & Variable Maintenance Cost of WT in year i (€/kW)

$OPEX_{MT}$: Fixed & Variable Maintenance Cost of MT in year i (€/kW)

FC : Fuel Cost in year i (€/kWh)

CF_{PV} : Capacity Factor of PV in year i (%)

CF_{WT} : Capacity Factor of WT in year i (%)

CF_{MT} : Capacity Factor of MT in year i (%)

P_{CO_2} : Price of CO_2 in year i (€/kg)

EF_{CO_2} : CO_2 Emission Factor for the MT (kg/kWh)

y : Total hours per year (8760)

r : Discount Rate (%)

Problem Constraints

The objective function is subject to the following constraints (2) & (3):

$$0 \leq P_j \leq P_{max} \quad (2)$$

$$\gamma \cdot \sum_{j=1}^3 P_j \cdot CF_{j,i} \cdot y = \gamma \cdot E_{Total\ Demand} = P_{MT} \cdot CF_{MT,i} \cdot y \quad (3)$$

Where $\gamma = 0\%, 20\%, 40\%, 60\%, 80\%$ and γ is the penetration of MT (%).

All variables logically subjected to the constraint of being greater than or equal to zero. Additionally, the produced energy from MT is equal to a percentage of total energy demand. The produced system energy defined as the total electricity demand minus the unmet demand energy, which assumed zero in this work.

The Simulated Network

The network used in simulations is that of Fig. 2. This is a Low Voltage (LV) network that comprises three feeders ($N_{bus}=17$). The first one serves a residential load. One Micro Turbine (MT), one directly coupled Wind Turbine (WT) and several Photovoltaics (PVs) installed in this feeder. The second feeder is an industrial one serving a small workshop and the third is residential-commercial [12], [13].

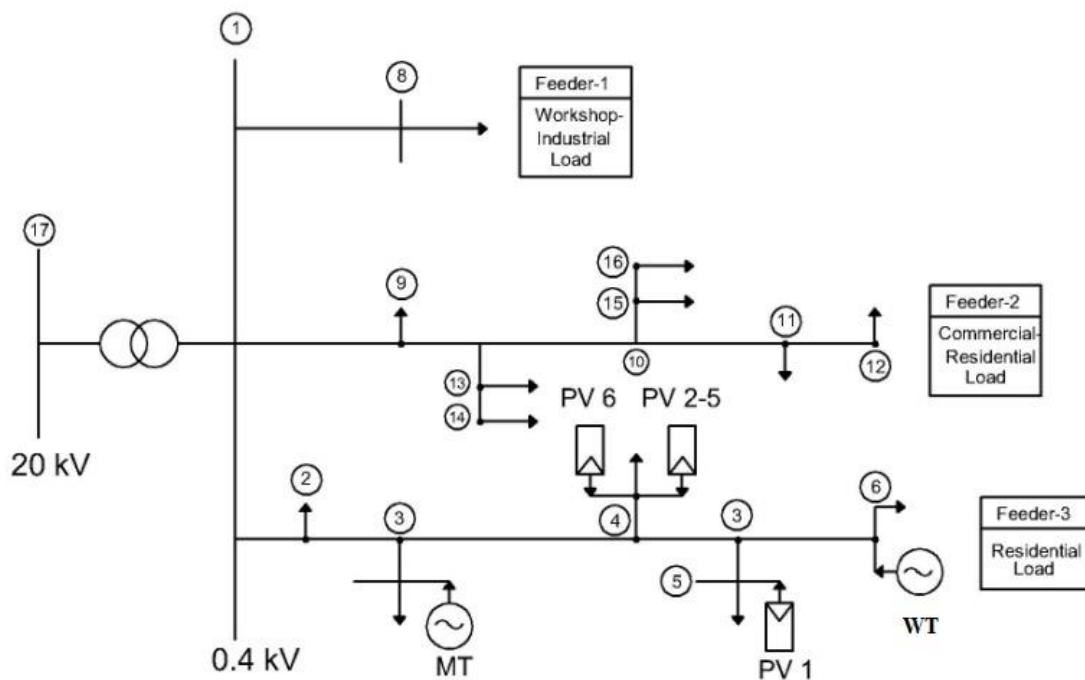


FIGURE 2. The simulated network

DG Units and Loads

Table (1) provides the installed capacity and other economic parameter for the installed RES and fuel-fired DG unit. More data for the following DG units can be found in [12], [13], and [14]. The installed capacity of each DG unit is capable to cover the total demand of S-MG.

MT assumed to run on natural gas. The calorific value of the natural gas used as input is $CV=0.01115$ MWh/N.m³, while its cost is assumed to be 0.62 €/m³. Therefore, the cost for each MWh of gas is $Cost_{MWh_gas_input}=55.61$ €/MWh [13], [27]. In addition, the current cost of CO₂ is assumed to be 0,025 €/kgr.

The results reported in this work assume an average of 20 years for all candidates DG units with a discount rate (r) of 10%. The reported lifetime figures on DG units typically vary between 15 and 20 years, here 20 years. It should note, however, that the designer could use different lifetime periods for different DG technologies. All costs discounted to a reference date at a given discount rate. The yearly O&M costs (OPEX) for all DG options considered 2%-4% of the Capital Cost (CAPEX).

TABLE 1. Data for the DG Units of Smart Microgrid

Unit	P_{min} (kW)	Installed Capacity and P_{max} (kW)	Capacity Factor (%)	CAPEX (€/kWp)	OPEX (% of CAPEX)	Fuel Cost – FC (€/kWh)	Emission Factor of CO ₂ (kgr/kWh)
MT	0	185	75	2200	4	0,055	0.33
PV1, PV2...5, PV6	0	820	17	1600	2	-	0
WT	0	500	30	1100	3	-	0

The electrical loads represent typical days of the year. The electrical load's average, maximum and minimum values are 136.98 kW, 222.72 kW and 46.29 kW respectively. For the purpose of this paper, it is assumed that the Total Load Demand (P_{TL}) of S-MG is 1.200 MWh at a yearly base.

Simulated Scenarios

Four scenarios assumed, as follows:

- **Scenario 1 – Finding LCOE, only one of the three (3) candidates DG units covers the P_{TL}**

Considering one single DG unit, which is supposed to meet all the demands of the S-MG, we find the corresponding price of LCOE. The values found will be the reference values.

- **Scenario 2 – Optimal LCOS under various MT power penetrations and various FC and CO₂ prices**

In this scenario, it is solved the optimization problem as described in Section II. Based on the data of the DGs as given in the previous section, for each MT penetration level and for different fuel and CO₂ entry values we find the optimal energy portfolio and consequently the optimal LCOS value.

- **Scenario 3 – Finding the Minimum CAPEX of PV**

Due to the linearity of the problem and the limited number of RES (only PV, and WT) units, the first technology will dominate either the second. Given the circumstances in this scenario, an attempt taking place to find the CAPEX reduction rate of one of the two RES technologies used so that it completely replaces the other technology in the energy portfolio.

- **Scenario 4 – Optimal LCOS under various constrains of installed capacity of wind turbine, P_{WT}**

A Microgrid can operate in urban, semi-urban or even rural environments. Therefore, it is often impossible to install the necessary power for a DG unit to meet its needs due to spatial planning or even legislation. In this case, the problem of finding the optimal LCOS price as well as the optimal energy portfolio is of particular interest. In this scenario, it is assumed that the installed power of the WT cannot be arbitrary but is limited to lower price levels. Based on this limitation, it is examined how the LCOS configured for given conditions as well as the distribution of power from the RES units.

IV. RESULTS

This section presents the results analysis of our proposed system. As per the above-given input parameters and constraints, simulation has carried out using Matlab software.

- **Scenario 1 – Finding LCOE, only one of the three (3) candidate DG units covers the P_{TL}**

We notice that:

a) For $c = 0\%$, $PPV = 0$ kW, $PMT = 0$ kW, with constant CO₂ values = 0.025 € / kg, $FC = 0.055$ € / kWh and constant initial CAPEXs the LCOS is 89.77 € / MWh which is minimum value that LCOS can get for this given system while the required installed power is $P_{WT} = 456.62$ kW.

b) For $\gamma = 0\%$, $PWT = 0$ kW, $PMT = 0$ kW, with constant CO₂ values = 0.025 € / kg, $FC = 0.055$ € / kWh and constant initial CAPEXs the LCOS is 101.53 € / MWh for this given system while the required installed power is $PPV = 805.6$ kW.

c) For $\gamma = 100\%$, $PPV = 0$ kW, $PWT = 0$ kW, with constant CO₂ values = 0.025 € / kg, $FC = 0.055$ € / kWh and constant initial CAPEXs the LCOS is 118.72 € / MWh which is the maximum value that LCOS can get for this given system while the required installed power is $PMT = 182.65$ kW.

The above summarized in Table 2 below.

As we can see in the table (2), we have the minimum power consumed by a PV and the maximum by a MT.

TABLE 2. Results for first Scenario

DG Units	$\gamma = 0 \%$	$\gamma = 0 \%$	$\gamma = 100 \%$
P _{PV} (kW)	0	820	0
P _{WT} (kW)	500	0	0
P _{MT} (kW)	0	0	185
LCOS (€/MWh)	89.77	101.53	118.72

$P_{CO_2} = 0.025 \text{ €/kg}$, $FC_{MT} = 0,055 \text{ €/kWh}$

- **Scenario 2 – Optimal LCOS under various MT power penetrations and various FC and CO₂ prices**

The simulation results given in figures (1)-(4) above. The following conclusions drawn from the figures.

In first figure we observe the change in LCOS as a function of γ for specific FC = 0.030 €/kWh values and four (4) different CO₂ values. Specifically:

- PCO₂ = 0.030 €/kg,
- PCO₂ = 0.025 €/kg,
- PCO₂ = 0.020 €/kg,
- PCO₂ = 0.015 €/kg.

For the first three (3) cases (a, b, c) we observe that as (γ) increases, so does LCOS. Especially at the maximum value of $c = 80\%$ the LCOS is 94.60 €/MWh. There is, of course, an exception to the fourth indent (d), which follows the opposite trend from the rest, that is, as γ increases the LCOS falls. This is from the value of PCO₂ = 0.016 €/kg and below.

In second figure (2) we observe an increase in LCOS values due to an increase in FC = 0.040 €/kWh. Indeed, for PCO₂ = 0.030 €/kg the LCOS is 96.5 €/MWh ($\gamma = 80\%$). That is, an increase of 6.4% almost constant for all CO₂ values.

In third figure with FC = 0.055 €/kWh an increase of 9.7% ($c = 80\%$) is observed for almost all CO₂ values relative to the corresponding values in second figure. Finally, in fourth figure for FC = 0.060 €/kWh the increase is 4.2% ($\gamma = 80\%$) almost constant for all CO₂ values relative to the corresponding values in diagram 3. Thus, as its value increases Fuel increases both LCOS for larger conventional production penetrations but at a lower percentage rate.

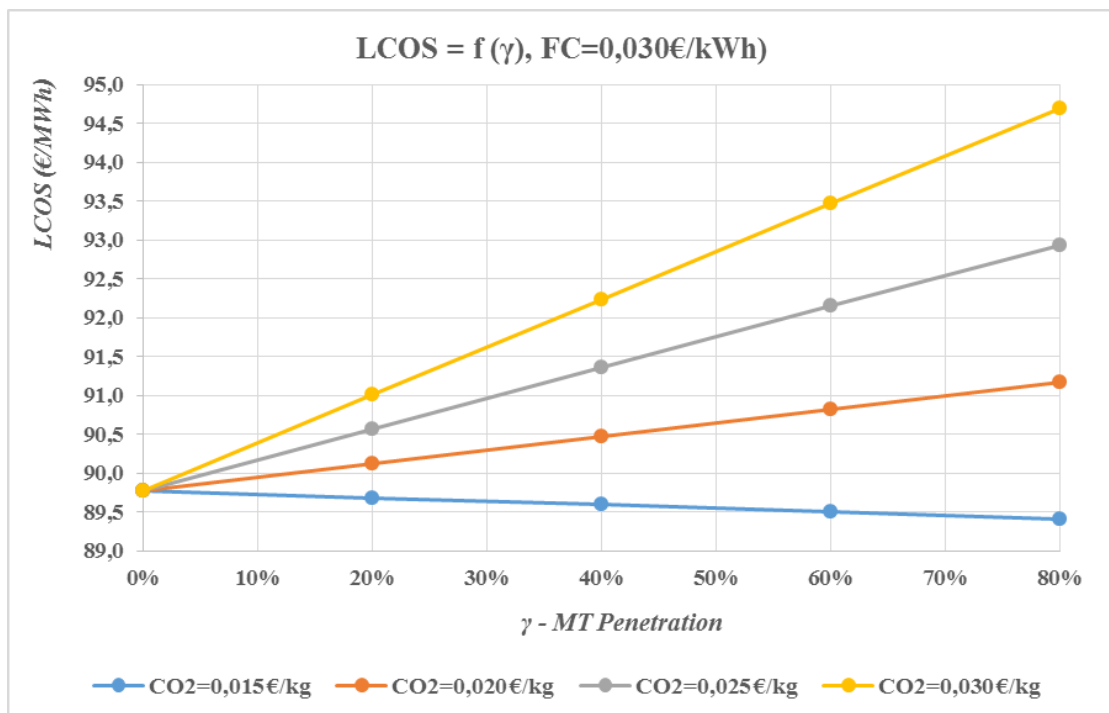


FIGURE 3. Variation of LCOS as a function of c with given FC value and different CO₂ values

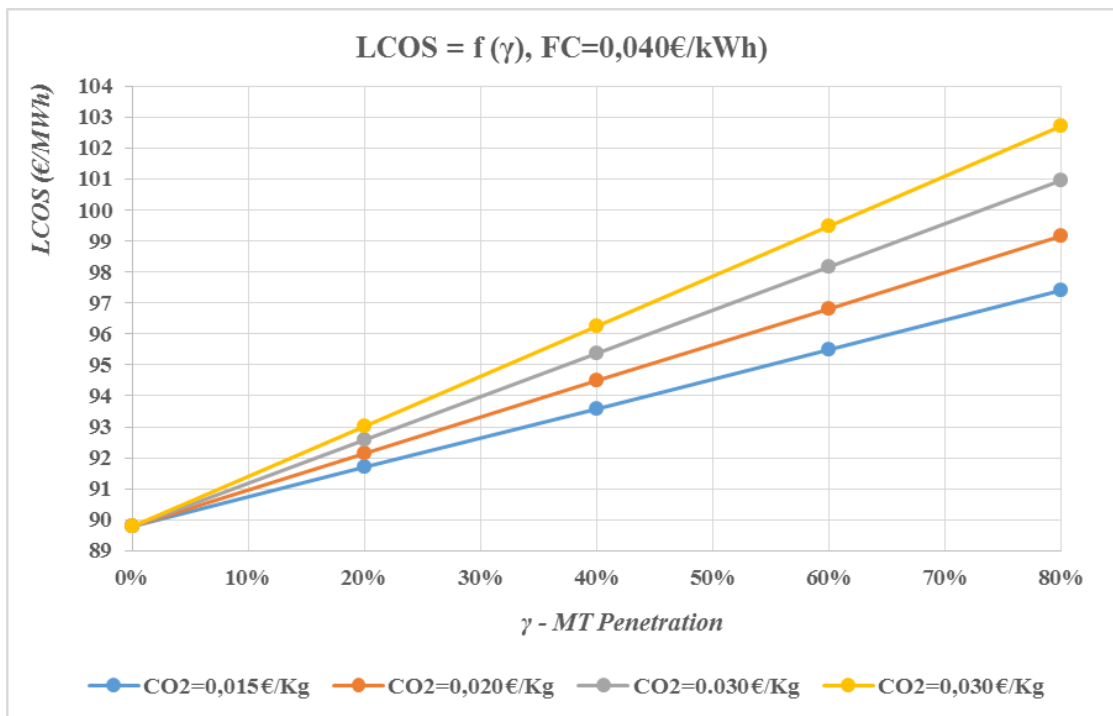


FIGURE 4. Variation of LCOS as a function of c with given FC value and different CO2 values

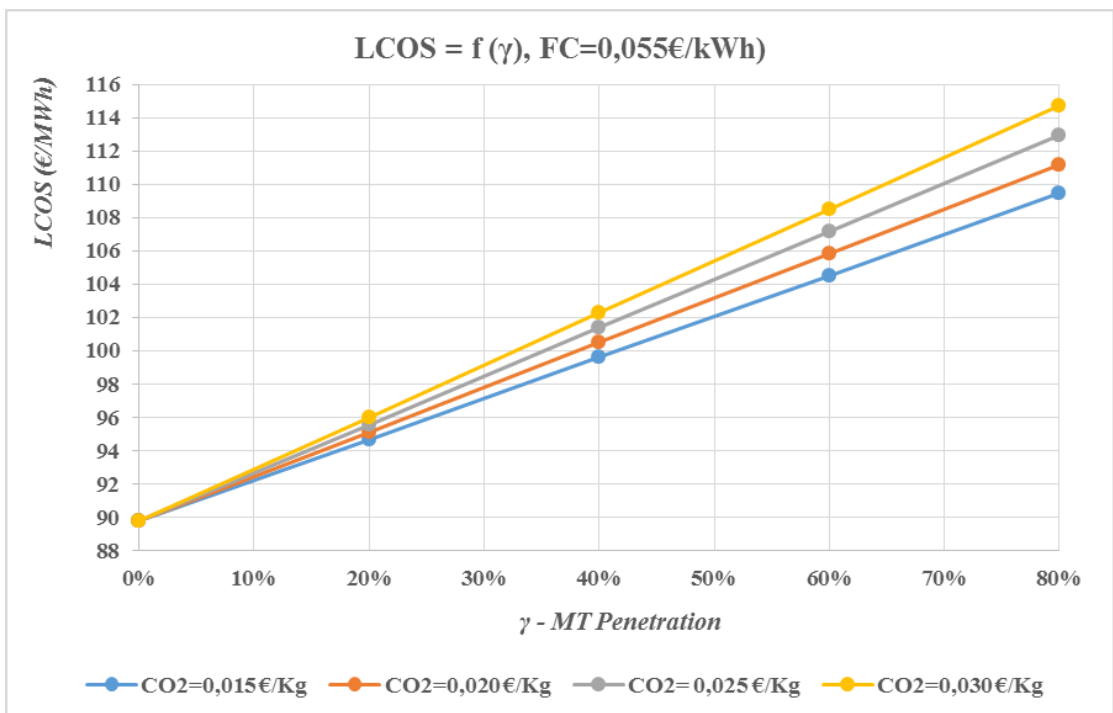


FIGURE 5. Variation of LCOS as a function of c with given FC value and different CO2 values

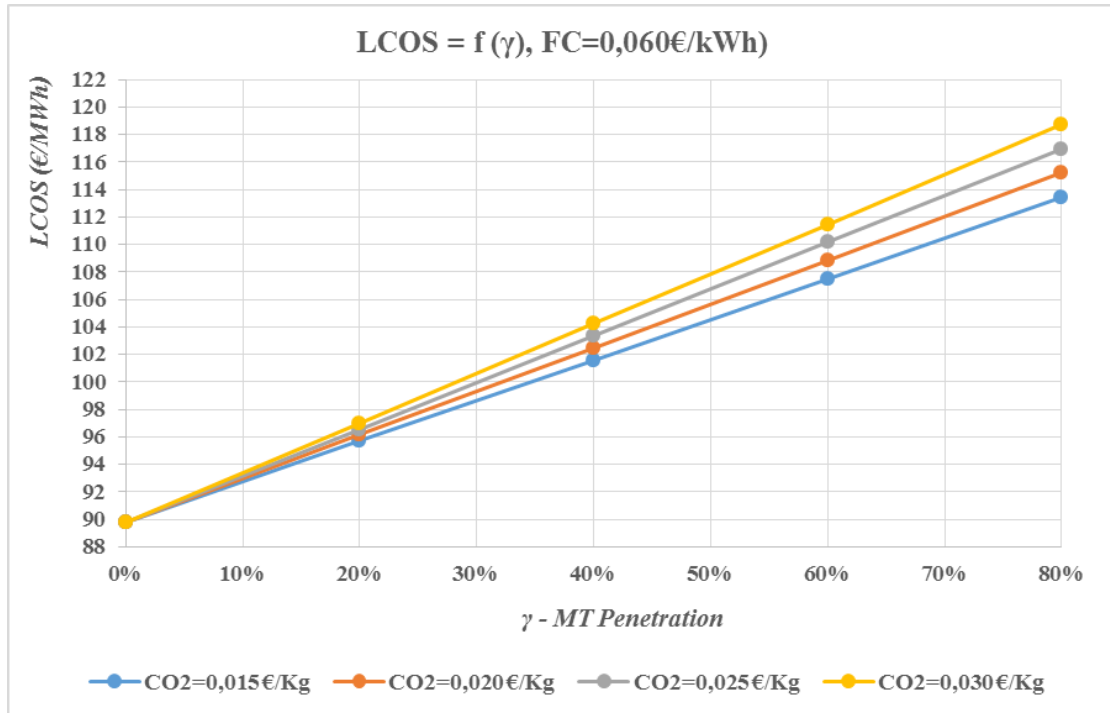


FIGURE 6. Variation of LCOS as a function of (γ) with given FC value and different CO2 values

From the above figures, we can see that with a given value of c of 20-60% for system safety reasons the value of LCOS has a margin of significant reduction as the cost of fuel and CO2 decrease respectively. Certainly, the penetration of storage units into a similar system would lead to a significant reduction of (γ) and thus greater LCOS reduction potential.

- **Scenario 3 – Finding the Minimum CAPEX of PV**

The results of this Scenario given in Table 3 below.

From this we observe that with an initial CAPEXPV value of $0 = 1100 \text{ € / kWp}$, (with constant values of the other variables for a given case study) we are led to a CAPEXPV value, $\text{Fin} = 972.62 \text{ € / kWp}$ (11.58% percentage drop in price) which allows us to completely replace one technology with another. In this, case the replacement of WT with PV.

TABLE 3. Results for third Scenario

CAPEXPV,0=1100 €/kWp - CAPEXPV, Fin.=972.62 €/kWp				
PWT = 800 kW				
PCO2=0.025 €/kg, FC=0.055 €/kWh				
γ (%)	LCOS (€/MWh)	Ppv (kW)	PWT (kW)	PMT (kW)
0	89.770	800.00	0	0.0000
20	95.560	644.64	0	36.530
25	97.010	604.35	0	45.660
40	101.35	483.48	0	73.060
60	107.14	322.32	0	109.59
80	112.93	161.16	0	146.12

- **Scenario 4 – Optimal LCOS under various constrains of installed power capacity of wind turbine, P_{WT}**

Based on the two constraints imposed by spatial issues or regulatory decisions ($P_{maxWT} = 500$ kWp and $P_{maxWT} = 200$ kWp) the results showed that (Figure 5):

a) For a penetration value of $\gamma = 60\%$ and $\gamma = 80\%$ with constant fuel values $FC = 0.055$ € / kWh and $PCO_2 = 0.022$ € / kg the corresponding LCOS values are identical, while

b) For $c = 0\%$, 20% , 25% and $c = 40\%$ respectively, with constant values $FC = 0.055$ € / kWh and $PCO_2 = 0.022$ € / kg the LCOS values are in each case differentiated by a difference of its values 2% to 4%. In this case a comparative advantage is $P_{WT} = 500$ KWp.

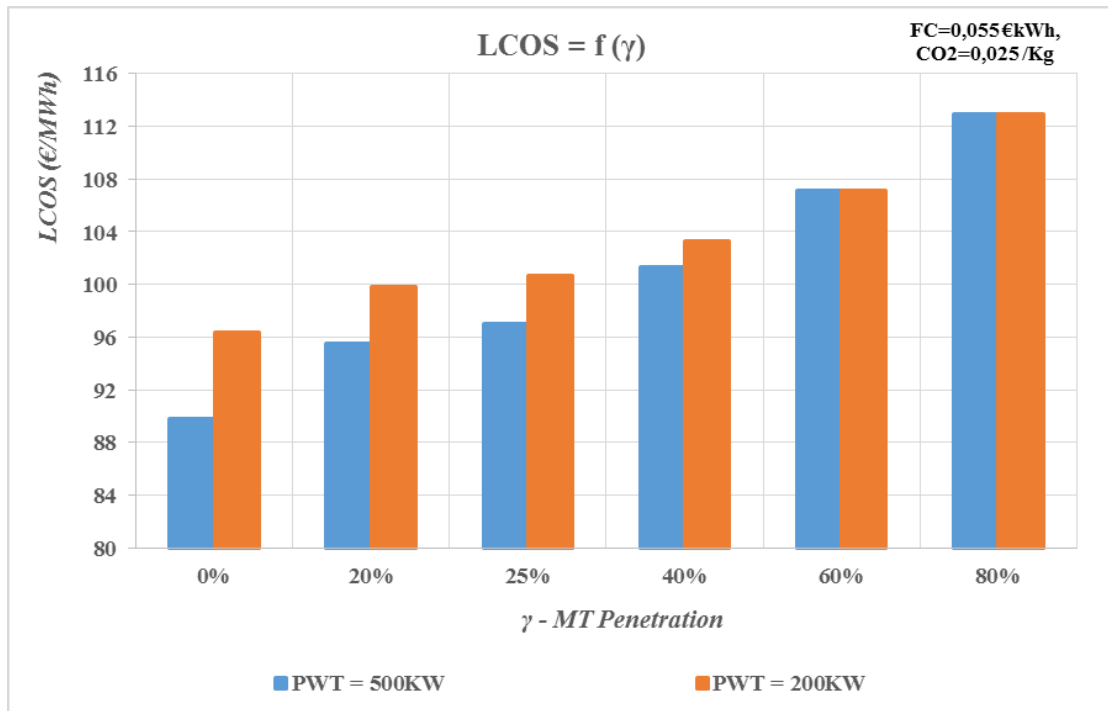


FIGURE 7. Variation of LCOS for different levels of (γ) penetration and different levels of installed power for WT

V. CONCLUSIONS

In this paper we investigate how the optimum configuration and costs of RESs (PV and WT) in an S-MG changes with decreasing penetration of conventional production (MT) under environmental constrains.

For this purpose, the Levelised Cost of System (LCOS) as the appropriate index for the optimization adopted. Four different scenarios examined and a sensitivity analysis carried out to that direction.

The results of the study showed that for the specific S_MG, particular combination of technologies subject to limitations leading to the appropriate energy portfolio can be found, for which the LCOS value can range from 89 to 118 €/MWh.

Future extensions of this work would be the incorporation of other DG Units as well as Energy Storage Systems in combination with the functionality of a Smart Microgrid.

VI. ACKNOWLEDGMENT

We are exceptionally grateful to the P.P.C S.A. giving all of us backing to finish this exploration work

VII. REFERENCES

1. N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, *Embedded Generation*, The Institution of Electrical Engineers, London, UK, 2000. <http://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo031e>.
2. Paulo Moisés Costa, Manuel A. Matos, J.A. Peças Lopes, Regulation of microgeneration and microgrids, *Energy Policy*, Volume 36, Issue 10, October 2008, Pages 3893-3904, ISSN 0301-4215, 10.1016/j.enpol.2008.07.013.
3. H. A. Gil, G. Joos, "Models for Quantifying the Economic Benefits of Distributed Generation", *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 23, No. 2, May 2008.
4. MICROGRIDS – "Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids", EU Contract ENK5-CT-2002-00610, Technical Annex, May 2002.
5. Marnay, C. "Microgrids and Heterogeneous Power Quality and Reliability: Matching the Quality of Delivered Electricity to End-Use Requirements," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol 4(4), 1 Oct-Dec 2008.
6. Chris Marnay, Judy Lai, Michael Stadler, and Afzal Siddiqui, "Added Value of Reliability to a Microgrid: Simulations of Three California Buildings," *Cigré Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System conference*, Calgary, Canada 29-31 July 2009.
7. N. D. Hatziargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevska, A. G. Tsikalakis, "Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids", *IEEE PowerTech 2009*, Bucharest, Romania, paper no 512.
8. Tsikalakis A, Hatziargyriou N, "Financial Evaluation of Renewable Energy Source Production in Microgrids Markets Using Probabilistic Analysis", in *proc of the IEEE Power Tech '05 Conference*, St. Petersburg June 2005, paper No133.
9. Nikos Hatziargyriou, "Microgrids: Architectures and Control", Wiley-IEEE Press, 1st Edition, 2014.
10. "MORE MICROGRIDS – Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids", EU Contract No: SES6 -019864, Technical Annex, January 2006. Available: <http://microgrids.power.ece.ntua.gr>.
11. N. D. Hatziargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevska, A. G. Tsikalakis, "Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids", *IEEE PowerTech 2009*, Bucharest, Romania, paper no 512.
12. Anestis G. Anastasiadis, Stavros Konstantinopoulos, Georgios P. Kondylis, Georgios A. Vokas, Panagiotis G. Papageorgas, "Effect of fuel cell units in economic and environmental dispatch of a Microgrid with penetration of photovoltaic and micro turbine units", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, Issue 52, February 2017, Pages 3479–3486.
13. Anastasiadis Anestis, Vokas Georgios, "Economic Benefits of Smart Microgrids with Penetration of DER and mCHP Units for Non-Interconnected Islands", *Renewable Energy*, An International Journal, Elsevier, Volume 142, November 2019, Pages 478-486.
14. Anestis Anastasiadis, Stavros Konstantinopoulos, Georgios Kondylis, Georgios A. Vokas, Maya Julien Salame, "Carbon tax system marginal price and environmental policies on Smart Microgrid operation", *Management of Environmental Quality: An International Journal*, vol. 29, issue 1, pp. 7688, View online: <https://doi.org/10.1108/MEQ-11-2016-0086>, 2018.
15. Kuang Y, Zhang Y, Zhou B, Li C, Cao Y, Li L, et al. A review of renewable energy utilization on islands. *Renew Sustain Energy Rev* 2016; 59:504–13.
16. Bernal-Agustín JL, Dufo-López R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2009; 13(8):2111–8.
17. Senjyu T, Hayashi D, Yona A, Urasaki N, Funabashi T. Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy. *Renew Energy* 2007; 32(11):1917–33.
18. Demiroren A, Yilmaz U. Analysis of change in electric energy cost with using renewable energy sources in gökceada, turkey: an island example. *Renew Sustain Energy Rev* 2010; 14(1):323–33.
19. Yue C-D, Chen C-S, Lee Y-C. Integration of optimal combinations of renewable energy sources into the energy supply of wang-an island. *Renew Energy* 2016; 86:930–42.

20. Cosentino V, Favuzza S, Graditi G, Ippolito MG, Massaro F, Sanseverino ER, et al. Smart renewable generation for an islanded system. Technical and economic issues of future scenarios. *Energy* 2012; 39(1):196–204.
21. Bajpai P, Dash V. Hybrid renewable energy systems for power generation in standalone applications: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2012; 16(5):2926–39.
22. Selsosse S, Garabedian S, Ricci O, Maïzi N. The renewable energy revolution of Reunion Island. *Renew Sustain Energy Rev* 2018; 89:99–105.



European Academy for Sustainable Development

“EURACA”

Reg. 818 559 064 - 8230Z

France

Closing Notes for Tmrees19-Greece

TMREES Conference Series

Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability

Tmrees19-Greece International Conference

04-06 September 2019, Athens – Greece

Thursday, September 12, 2019

Ladies and Gentlemen,

As we end our Tmrees19 event, held in Athens over the period of 04 to 06 Sept 2019, we would like to thank you all for joining this conference.

Your active participation during the conference days, shows a strong commitment to work towards a Sustainable Development (SD) in all its dimensions and values.

In particular, and on behalf of the chairs Committee we would like to express our sincere gratitude and without any exception to the Keynote Address, the papers presenters, the Sessions Chairs, the Scientific Committee, the program Committee, where we deeply felt that each one of you have made from this conference a real Success.

The expectations from this conference were high, as we faced many challenges. We met during those 3 days not only to discuss the implications of severe consequence induced by non-sustainable practice but more importantly the conditions necessary to overcome it.

I would like to address my special Greetings to the Local committee represented by Prof Panagiotis Papageorgas and Prof. Georgios Vokas to their continuous and determinant support for the conference either at the Administrative level or at the Financial Level, where it is good to mention that without this support we were unable to held this event or at least with the same level of success.

The output of this conference will be validated with 2 volumes that will be published with Elsevier and the AIP.

Best Paper Selection:

Winners for the best selected papers:

ID	Authors	Title	Speaker	Country	Affiliation
59	Vaclav Novotny, Monika Vitvarova, Jana Poplsteinova Jakobsen and Jan Spale	Intermediate pressure reboiling in geothermal flash plant for increased power production and more effective non-condensable gas abatement	Vaclav Novotny	Czechia	Czech Technical University in Prague, UCEEB
76	Fatin Mousa, Ali Mahdi, Bahjat Kadhim and Ali Ali	Technological Characteristics of Perovskite Solar Cell Windows Using CdS – Wurtzoid Structure	Ali Ali	Iraq	Mustansiriayah University
106	Ikram Labtaini and Khalil El-Hami	Individual element mapping of baghouse phosphate dust collector deposits	Ikram Labtaini	Morocco	University of Sultan Moulay Slimane, Faculty of Khouribga, Laboratory of Nanosciences and Modeling, Khouribga, BP.145
113	Stefanos Tzelepis and Kosmas Kavadias	Theoretical simulation model of a Proton Exchange Fuel Cell	Kosmas Kavadias	Greece	University of West Attica

Exceptional work

Besides the best selected papers that we usually grant to students that are considered the carburant of our future, this year the Selection Committee has decided to grant the designation of the Exceptional work in order to put in value other outstanding works with considerable scientific value:

Winners for the Exceptional:

ID	Authors	Title	Speaker	Country	Affiliation
83	Hafida Daaou Nedjari, Ouahiba Guerri and Mohamed Saighi	Full rotor modelling for wind turbine wake investigation	Hafida Daaou Nedjari	Algeria	CDER
126	Anestis Anastasiadis, Ioannis Oikonomou and Georgios Vokas	Optimal Levelised Cost of System Values with increasing Renewable Energy Sources in a Smart Microgrid	Anestis Anastasiadis	Greece	University of West Attica
120	Kaouter Karboub, Mohamed Tabaa, Sofiene Dellagi, Abbas Dandache and Fouad Moutaouakkil	Full Training Convolutional Neural Network for ECG Signals Classification	Kaouter Karboub	Morocco	the foundation for research, development, innovation, and engineering sciences

(120 was selected from the Exceptional work for Visio-Presentation)

Hope to meet you all during the next edition of TMREES

Sincerely yours,

*Chafic Salame, Professor
Tmrees President*

Βιβλιογραφία – Πηγές στην ελληνική και ξένη γλώσσα

- [1] Dean Marcus Gioutsos, Kornelis Blok*, Leonore van Velzen, Sjoerd Moorman, Cost-optimal electricity systems with increasing renewable energy penetration for islands across the globe, *Applied Energy* 226 (2018) 437–449, page 442
- [2] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, *Embedded Generation*, The Institution of Electrical Engineers, London, UK, 2000. <http://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo031e>.
- [3] Paulo Moisés Costa, Manuel A. Matos, J.A. Peças Lopes, Regulation of microgeneration and microgrids, *Energy Policy*, Volume 36, Issue 10, October 2008, Pages 3893-3904, ISSN 0301-4215, 10.1016/j.enpol.2008.07.013.
- [4] H. A. Gil, G. Joos, “Models for Quantifying the Economic Benefits of Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, May 2008.
- [5] Nikos Hatziaargyriou, “Microgrids: Architectures and Control”, Wiley-IEEE Press, 1st Edition, 2014.
- [6] Huang X, Zhang Z, Jiang J., “Fuel Cell Technology for Distributed Generation: An Overview”, Quebec, Canada: IEEE ISIE Montreal, 2006.
- [7] Anestis Anastasiadis, Stavros Konstantinopoulos, Georgios Kondylis, Georgios A. Vokas, Maya Julien Salame, "Carbon tax system marginal price and environmental policies on Smart Microgrid operation", *Management of Environmental Quality: An International Journal*, vol. 29, issue 1, pp. 7688, View online: <https://doi.org/10.1108/MEQ-11-2016-0086>, 2018.
- [8] Kuang Y, Zhang Y, Zhou B, Li C, Cao Y, Li L, et al. A review of renewable energy utilization on islands. *Renew Sustain Energy Rev* 2016; 59:504–13.
- [9] Σ. Παπαθανασίου, “Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: Σύνδεση Εγκαταστάσεων Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής”, στο <http://users.ntua.gr/stpaphath/Interconnection%20of%20generation.pdf>.
- [10] National Renewable Energy Laboratory, Website: <http://www.nrel.gov>.
- [11] Bajpai P, Dash V. Hybrid renewable energy systems for power generation in standalone applications: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16(5):2926–39.
- [12] Selosse S, Garabedian S, Ricci O, Maïzi N. The renewable energy revolution of Reunion Island. *Renew Sustain Energy Rev* 2018; 89:99–105.
- [13] Banos R, Manzano-Agugliaro F, Montoya F, Gil C, Alcayde A, Gómez J. Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15(4):1753–66.
- [14] Deshmukh M, Deshmukh S. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2008;12(1):235–249.
- [15] Website: <https://www.Wikipedia.org/>
- [16] Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε. (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε)

- [17] Anestis G. Anastasiadis, Stavros Konstantinopoulos, Georgios P. Kondylis, Georgios A. Vokas, Panagiotis G. Papageorgas, “Effect of fuel cell units in economic and environmental dispatch of a Microgrid with penetration of photovoltaic and micro turbine units”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, Issue 52, February 2017, Pages 3479–3486.
- [18] Anastasiadis Anestis, Vokas Georgios, “Economic Benefits of Smart Microgrids with Penetration of DER and mCHP Units for Non-Interconnected Islands”, *Renewable Energy, An International Journal*, Elsevier, Volume 142, November 2019, Pages 478-486.
- [19] Company of Natural Gas of Attica S.A., Greece, www.aerioattikis.gr.
- [20] Optimal Levelised cost of system values with increasing renewable energy sources in a smart microgrid, Anestis Anastasiadis, **Ioannis Oikonomou**, and Georgios A.Vokas AIP Conference Proceedings 2190, 020060 (2019); <https://doi.org/10.1063/1.5138546>, page 3
- [21] Ανέστης Αναστασιάδης, Διδακτορική Διατριβή 2014, Συμβολή στην διαχείριση Μικροδικτύων Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενσωμάτωση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Συστημάτων Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας, σελίδες 2-4, 14-19, 21-25, 36-39
- [22] Γ. Γιαννακόπουλος, Ν. Βωβός, “Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Εκδόσεις Ζ’ΗΤΗ, Ιούλιος 2008.
- [23] Π. Ντοκόπουλος, “Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τόμος 1”, Εκδόσεις Παρατηρητής, Θεσσαλονίκη 1986.
- [24] Μ. Π. Παπαδόπουλος, “Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, τόμος Ι”, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα 1994.
- [25] Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), Website: <http://www.deddie.gr/>.
- [26] Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), Website: <http://www.desmie.gr/>.
- [27] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), Website: <http://www.dei.gr/>.
- [28] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, (ΡΑΕ), Website: <http://www.rae.gr>.
- [29] Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ), Website: <http://www.lagie.gr/>.
- [30] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), Website: <http://www.admie.gr/>.
- [31] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, W. D’ haeseleer and R. Belmans, “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues”, K.U. Leuven- Energy Institute, August 2003.
- [32] The Institution of Engineering and Technology: Website: www.theiet.org.
- [33] Website: <http://www.distributed-generation.com/>.
- [34] Αντώνιος Γ. Τσικαλάκης, “Συμβολή στον Προγραμματισμό Λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Μεγάλη Διείσδυση Διεισπαρμένης και Ανανεώσιμης Παραγωγής και Συσκευών Αποθήκευσης”, Διδακτορική διατριβή Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, Ιούλιος 2008.

- [35] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen and G. Strbac, “Embedded Generation,” London: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000.
- [36] Nikos Hatziaargyriou, Hiroshi Asano, Reza Irvani, and Chris Marnay, “Microgrids for Distributed Generation an Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects”, IEEE Power and Energy Magazine, July/August 2007, Vol. 5 No.4, pp 78-100.
- [37] Σ. Παπαθανασίου, “Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: Εκτίμηση της Ενεργειακής Απόδοσης Αιολικών Πάρκων”, στο <http://users.ntua.gr/stpaph /WT%20energy%20output.pdf>.
- [38] J. A. P. Lopes, “Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks – Impact Studies”, in Proc. 2002, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, January 2002.
- [39] Rubio, F., Afzal S. Siddiqui, Chris Marnay, and Kristina Hamachi, “CERTS Customer Adoption Model”, Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-47772, Berkeley, CA, 2001.
- [40] N. D. Hatziaargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevska, A. G. Tsikalakis, “Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids”, IEEE PowerTech 2009, Bucharest, Romania, paper no 512.
- [41] W. El – Khattam and M. M. A. Salama, “Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits”, Electric Power Systems Research, 2004.
- [42] ΚΑΠΕ – Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Website: <http://www.cres.gr/kape>.
- [43] M. Reza, “Stability Analysis of Transmission Systems with High Penetration of Distributed Generation”, PhD thesis, Delft University of Technology, Delft, the Netherlands, 2006.
- [44] Jurado F, Saenz JR., “Adaptive Control of a Fuel Cell-Microturbine Hybrid Power Plant”, In: IEEE power engineering society summer, p: 76–81, 2002.
- [45] Hajagos LM, Berube GR., “Utility Experience with Gas Turbine Testing and Modeling”, In: IEEE power engineering society winter meeting, p: 671–7, 2001.
- [46] Huang X, Zhang Z, Jiang J., “Fuel Cell Technology for Distributed Generation: An Overview”, Quebec, Canada: IEEE ISIE Montreal, 2006.
- [47] Mendez VH, Rivier J, Fuente JI, Gomez T, Arceluz J, Marin J, et al., “Impact of Distributed Generation on Distribution Investment Deferral”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 28:244–52, 2006.
- [48] “The Future of Energy Storage in a Deregulated Environment”, IEEE panel session, PES summer meeting, Seattle Washington, 2000.
- [49] Peter C. Reiss and Matthew W. White, “Household Electricity Demand”, 2002
- [50] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, (PAE), Website: <http://www.rae.gr>.
- [51] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, (ΥΠΕΚΑ), Website: <http://www.ypeka.gr/>.
- [52] MICROGRIDS – “Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids”, EU Contract ENK5-CT-2002-00610, Technical Annex, May 2002.

- [53] Moreira, C. L., Resende, F. O., Lopes, J. A. P., “Using Low Voltage MicroGrids for Service Restoration”, IEEE Trans on Power Systems Vol. 22, Issue 1, Feb. 2007 pp: 395 – 403.
- [54] “Deliverable D2.5 Final Architecture for Smart House/ Smart Grid”, 2011.
- [55] “Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid”, 2011 Technical Report, EPRI.
- [56] European Smart Grids Technology Platform. [www.smartgrids.eu /documents /vision.pdf](http://www.smartgrids.eu/documents/vision.pdf).
- [57] European Smart Grids Technology Platform, “Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future”, 2006.
- [58] N. D. Hatziaargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevska, A. G. Tsikalakis, “Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids”, IEEE PowerTech 2009, Bucharest, Romania, paper no 512.
- [59] Στ. Παπαθανασίου, ΕΜΠ, Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, 2012, σελ. 2-8
- [60] Ε. Μιχαηλίδου, Σημειώσεις Χρηματοοικονομικής Ανάλυσης και Διοικητική, 2010, σελ.1-13
- [61] Website: www.solver.com, Microsoft, MS-Excel On-line Help Manual, U.S.A., 2010.
- [62] Ν. Μπάτης, Ι. Γκανάς, Α. Γεωργίου, Ελληνικό Ανοικτό Πανεπιστήμιο, Διοίκηση Επιχειρήσεων και οργανισμών, ΔΕΟ-13 Ποσοτικές μέθοδοι, Περίληψη της ύλης της Επιχειρησιακής Έρευνας, 2003-2004, σελ.3, 5-9
- [63] P. Larsson, P. Börjesson, Bachelor of Science Thesis, Cost models for battery energy storage systems, 2018, pages: 11-14



Scan & Save