



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ &
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ &
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

ΔΠΜΣ: “ΤΕΧΝΟ – ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ”

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ:

**Οικονομοτεχνική προσομοίωση λειτουργίας
συνδυαστικών έργων αφαλάτωσης & ΑΠΕ σε
απομακρυσμένα άνυδρα ΜΔΝ**

ΜΑΡΙΟΣ ΧΡΥΣΟΒΕΡΓΗΣ

Διπλ. Μηχανολόγος Μηχανικός ΕΜΠ
ΔΠΜΣ “Περιβάλλον & Ανάπτυξη” ΕΜΠ
Διδάκτωρ Τομέα Ρευστών ΕΜΠ

Αθήνα, Οκτώβριος 2022



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ &
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ &
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

ΔΠΜΣ: “ΤΕΧΝΟ – ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ”

**“Οικονομοτεχνική προσομοίωση λειτουργίας
συνδυαστικών έργων αφαλάτωσης & ΑΠΕ σε
απομακρυσμένα άνυδρα ΜΔΝ”**

Μεταπτυχιακή Εργασία η οποία υποβάλλεται προς μερική εκπλήρωση των υποχρεώσεων για την απόκτηση του Διεπιστημονικού Διατμηματικού Διπλώματος Ειδίκευσης του Δ.Π.Μ.Σ. “Τεχνο – Οικονομικά Συστήματα” της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών του Ε.Μ.Π και του Τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης & Τεχνολογίας του Πανεπιστημίου Πειραιώς

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

Καθ. Δημήτριος Δαμίγος, ΣΜΜΜ ΕΜΠ [Επιβλέπων]
Καθ. Ιωάννης Ψαρράς, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ
Αν. Καθ. Χρυσόστομος Δούκας, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ

ΜΑΡΙΟΣ ΧΡΥΣΟΒΕΡΓΗΣ

Διπλ. Μηχανολόγος Μηχανικός ΕΜΠ
ΔΠΜΣ “Περιβάλλον & Ανάπτυξη ΕΜΠ”
Διδάκτωρ Τομέα Ρευστών ΕΜΠ

Αθήνα, Οκτώβριος 2022

*Στη Νίνα και το Μιχάλη,
Στο παρόν και το μέλλον*

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Πρόλογος	1
Περίληψη	2
Abstract	3
1 Υδατικοί Πόροι & Ενέργεια στο Νησιωτικό Χώρο	4
1.1 Η έννοια της Νησιωτικότητας	4
1.2 Ο ελληνικός νησιωτικός χώρος	5
1.3 Το κυρίαρχο μοντέλο ανάπτυξης στα νησιά	6
1.4 Λειψυδρία & ανταγωνιστικές χρήσεις νερού στα απομακρυσμένα νησιά	6
1.5 Πολιτικές υδροδότησης των νησιών: ποσότητα, ποιότητα & επιπτώσεις	9
1.6 Ηλεκτρική ενέργεια στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	11
2 Αφαλάτωση	17
2.1 Επισκόπηση των Τεχνολογιών Αφαλάτωσης	17
2.1.1 Πολυβάθμια Εκτόνωση [MSF]	17
2.1.2 Πολυβάθμια Απόσταξη [MED]	18
2.1.3 Συμπύκνωση Ατμού [VC]	19
2.1.4 Ηλιακή Απόσταξη [SD]	19
2.1.5 Αντίστροφη Όσμωση [RO]	20
2.1.6 Ηλεκτροδιάλυση [ED]	21
2.1.7 Απόσταξη Μembrάνης [MD]	22
2.2 Γενικά Στοιχεία & Ιστορική Αναδρομή	23
2.3 Η περίπτωση της Ελλάδας	25
2.4 Συνδυαστική Λειτουργία Αφαλάτωσης & ΑΠΕ	26
2.5 Σκοπός, πλαίσιο & μεθοδολογία της εργασίας	29
3 Οικονομική Ανάλυση	31
3.1 Χρηματοοικονομική Ανάλυση	31
3.2 Κριτήρια Χρηματοοικονομικής Ανάλυσης	32
3.3 Διορθώσεις Κοινωνικοοικονομικής Ανάλυσης	33
4 Οικονομοτεχνικά Στοιχεία	36
4.1 Οικονομοτεχνικά Στοιχεία Έργων Αφαλάτωσης	36
4.2 Οικονομοτεχνικά Στοιχεία Αιολικών Πάρκων	40
5 Εξωτερικές Οικονομίες	47
5.1 Η έννοια των Εξωτερικοτήτων	47
5.2 Οικονομική Αποτίμηση των Εξωτερικοτήτων	47
5.3 Το εξωτερικό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής	48
5.4 Οι Εξωτερικότητες της Αφαλάτωσης	51
6 Υπολογιστικό Μοντέλο Αξιολόγησης	55
6.1 Κάλυψη Υδατικών & Ενεργειακών Αναγκών	55
6.2 Συναρτήσεις Κόστους	56
6.3 Οικονομοτεχνικές Παράμετροι	57
6.4 Εξωτερικά Κόστη & Οφέλη	58
6.5 Δείκτες Αξιολόγησης	59

7	Μελέτη Περιπτώσεων	60
7.1	Οικονομοτεχνικοί Περιορισμοί	60
7.2	Επιλογή Εξεταζόμενων Περιπτώσεων	61
7.3	Ανάλυση Περίπτωσης Αναφοράς	61
7.4	Ανάλυση Ευαισθησίας	67
7.5	Αποτελέσματα των Εξεταζόμενων Περιπτώσεων	82
8	Συμπεράσματα & Προτάσεις	86
8.1	Συμπεράσματα Μελέτης Περιπτώσεων	86
8.2	Συμπεράσματα Ανάλυσης Ευαισθησίας	86
8.3	Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα	87
	Βιβλιογραφία	89
	Παραρτήματα	97
Π.Ι	Κοστολογικά Στοιχεία Μονάδων Αφαλάτωσης [SWRO]	97
Π.ΙΙ	Οριακά Κόστη Εγκατάστασης Αιολικών Πάρκων	98
Π.ΙΙΙ	Μεσοσταθμική Τιμή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	99
Π.ΙV	Υπολογιστικός Κώδικας	100
Π.V	Αποτελέσματα Προσομοιώσεων Μελέτης Περιπτώσεων	105
Π.VI	Αποτελέσματα Προσομοιώσεων Ανάλυσης Ευαισθησίας	106

Πρόλογος

Οι υδατικοί και οι ενεργειακοί πόροι αποτελούν θεμελιώδεις συνιστώσες της αναπτυξιακής διαδικασίας, αλλά και αναπόσπαστο κομμάτι της καθημερινής ζωής, ενώ ο βαθμός επάρκειας αλλά και ποιότητάς τους στο επίπεδο των καταναλωτικών υπηρεσιών είναι σύμφυτος με την ποιότητα ζωής των σύγχρονων κοινωνιών.

Η επιλογή του ζητήματος με το οποίο καταπιάνεται η παρούσα εργασία αλλά και η μεθοδολογική προσέγγιση που υιοθετήθηκε σε αυτήν επιδιώκουν το συγκερασμό μιας σειράς στόχων: της επισκόπησης βασικών χαρακτηριστικών τεχνολογιών αιχμής, της ιχνηλάτησης συσχετίσεων και πιθανών συνεργειών μεταξύ διαφορετικών παραγωγικών δραστηριοτήτων, της ενασχόλησης με την τεχνική πλευρά υφιστάμενων ζητημάτων με σημαντικές κοινωνικές και περιβαλλοντικές προεκτάσεις, της εισαγωγής καινοτόμων στοιχείων και τέλος, της ολοκλήρωσης των παραπάνω με διεπιστημονικές προσεγγίσεις από γνωστικές περιοχές που εντάσσονται στο ΔΠΜΣ “Τεχνο – Οικονομικά Συστήματα”.

Στο σημείο αυτό, θα ήθελα να απευθύνω θερμές ευχαριστίες στον Καθ. Δημήτριο Δαμίγο της Σχολής Μηχανικών Μεταλλείων – Μεταλλουργών ΕΜΠ για την ανάληψη της επίβλεψης της εργασίας αυτής, καθ’ υπέρβαση των εκπαιδευτικών του καθηκόντων, το χρόνο που διέθεσε σε αυτήν αλλά και την επιστοσύνη που μου έδειξε κατά την υλοποίησή της, στον πρόεδρο της ΕΔΕ του ΔΠΜΣ, Καθ. Ιωάννη Ψαρρά της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ για την αποδοχή και διευκόλυνση του παραπάνω σχήματος, καθώς και στον Αν. Καθ. της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ Χρυσόστομο Δούκα για τη συμμετοχή του στην τριμελή εξεταστική επιτροπή.

Περίληψη

Η παρούσα εργασία διερευνά τη συνδυαστική επένδυση μονάδων αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης θαλασσινού νερού και αιολικών πάρκων, με σκοπό τη συζευγμένη λειτουργία αυτών σε άνυδρα, απομακρυσμένα, μη διασυνδεδεμένα νησιά. Η διερεύνηση αυτή στηρίζεται αρχικά στη βιβλιογραφική επισκόπηση της υφιστάμενης κατάστασης, τόσο των εν θέματι περιοχών, όσο και των τεχνικών, οικονομικών και περιβαλλοντικών χαρακτηριστικών των έργων αυτών. Στη συνέχεια, αναπτύσσεται ένα παραμετρικό μοντέλο οικονομοτεχνικής αξιολόγησης, διεξάγεται πλήθος προσομοιώσεων και τέλος εξάγονται συμπεράσματα και διατυπώνονται σχετικές προτάσεις για μελλοντική περαιτέρω έρευνα.

Στο **Κεφ. 1** σημειώνεται η σημασία των υδατικών και ενεργειακών πόρων για την αναπτυξιακή διαδικασία, εξετάζεται ευρύτερα η έννοια της νησιωτικότητας και ειδικότερα ο ελληνικός νησιωτικός χώρος, παρατίθεται το κυρίαρχο μοντέλο ανάπτυξης στα νησιά, ιχνηλατείται το ζήτημα της λειψυδρίας και οι ανταγωνιστικές χρήσεις του νερού και εξετάζονται οι εφαρμοζόμενες πολιτικές υδροδότησης, καθώς και τα χαρακτηριστικά της ηλεκτροπαραγωγής στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Στο **Κεφ. 2** παρουσιάζονται εποπτικά οι επικρατέστερες τεχνολογίες αφαλάτωσης, γίνεται ιστορική αναδρομή, ανίχνευση των σχετικών τάσεων αλλά και καταγραφή της υφιστάμενης κατάστασης ως προς την κατασκευή και λειτουργία μονάδων, τόσο παγκοσμίως όσο και στον ελληνικό χώρο, εξετάζονται τα οφέλη και τα εμπόδια της συνδυαστικής λειτουργίας αφαλάτωσης & ΑΠΕ και τέλος εισάγεται ο σκοπός, το πλαίσιο και η μεθοδολογία της παρούσας εργασίας.

Στο **Κεφ. 3** καταγράφεται το πλαίσιο της οικονομικής ανάλυσης τεχνικών έργων, εισάγονται οι σχετικοί χρησιμοποιούμενοι δείκτες αξιολόγησης και τίθεται τη διάκριση μεταξύ ιδιωτικής και κοινωνικής σκοπιάς.

Στο **Κεφ. 4** παρατίθενται από τη σχετική βιβλιογραφία εποπτικά στοιχεία και στατιστικές συσχετίσεις για τα τεchnοοικονομικά χαρακτηριστικά των μονάδων αφαλάτωσης και των αιολικών πάρκων.

Στο **Κεφ. 5** εξετάζεται συνοπτικά το θεωρητικό πλαίσιο των εξωτερικών οικονομιών και οι χρησιμοποιούμενες ερευνητικές μέθοδοι προσδιορισμού και στη συνέχεια παρατίθενται σχετικά αποτελέσματα για τις εξωτερικότητες της ηλεκτροπαραγωγής και των διεργασιών αφαλάτωσης.

Στο **Κεφ. 6** αναλύονται τα στοιχεία του υπολογιστικού μοντέλου αξιολόγησης. Ειδικότερα, τίθεται το πλαίσιο των προσομοιώσεων, εξάγονται οι εδώ χρησιμοποιούμενες συναρτήσεις κόστους μέσω γραμμικής παλινδρόμησης, καθορίζονται οι οικονομοτεχνικές παράμετροι και οι δείκτες αξιολόγησης και επεξηγούνται ορισμένα ειδικά ζητήματα των επιμέρους υπολογισμών.

Στο **Κεφ. 7** ιχνηλατούνται ορισμένοι οικονομοτεχνικοί περιορισμοί για τη βιωσιμότητα των έργων, καθορίζεται το σύνολο των εξεταζόμενων περιπτώσεων, αναλύονται τα αποτελέσματα του κεντρικού σεναρίου, διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας του μοντέλου για κάθε παράμετρο και τέλος γίνεται συγκριτική ανάλυση των αποτελεσμάτων.

Στο **Κεφ. 8** αρχικά συνοψίζονται τα σημαντικότερα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που προέκυψαν τόσο από τη μελέτη περιπτώσεων, όσο και από την ανάλυση ευαισθησίας, υπογραμμίζονται οι παράμετροι του μοντέλου με τη μεγαλύτερη επίδραση και συγκρίνονται τα αποτελέσματα ως προς την ιδιωτική και την κοινωνική σκοπιά, ενώ επίσης κατατίθενται ενδεικτικές προτάσεις για μελλοντική έρευνα, προς την κατεύθυνση της εμβάθυνσης στα χαρακτηριστικά των μελετώμενων περιοχών, της προσέγγισης πιο σύνθετων έργων και σεναρίων λειτουργίας και τέλος της περαιτέρω διερεύνησης των σχετικών εξωτερικοτήτων.

Abstract

The current work investigates the combined investment of sea water reverse osmosis desalination units and wind farms, intended for coupled operation in dry, remote, non interconnected islands. This investigation is firstly based on literature review, both for the current situation of the studied areas and for the technical, economical and environmental characteristics of these projects. Furthermore, a parametric model is developed for the projects' technoeconomical evaluation, a wide range of simulations is performed and finally conclusions are drawn and suggestions for further related research are given.

Chapter 1 underlines the importance of water and energy resources for the development process, examines the notion of island insularity and especially the greek island regions, outlines their dominant development model, discusses the issues of water shortage, competitive water uses and currently applied supply policies and finally gives an overview of electricity production features in non interconnected islands.

Chapter 2 introduces an overview of the most frequently applied desalination technologies, gives a review of evolution throughout time and current trends in desalination units, both in global scale and with regard to Greek islands, examines the benefits and obstacles of coupled desalination & RE operation and finally determines the scope, framework and methodology of the current work.

Chapter 3 notes the theoretical background for economical analysis of technical projects, introduces the related evaluation indicators and discusses the differentiation between private and social perspective.

Chapter 4 cites and analyzes various data and statistical correlations related to the most important technoeconomical features of desalination units and wind farms.

Chapter 5 gives a brief overview of the theoretical background behind external economies and their applied research methods and introduces related qualitative conclusions, case study results and extracted marginal monetary expressions.

Chapter 6 describes the features of the developed computational evaluation model. Specifically, it outlines the context for the simulations to be performed, extracts the hereby used cost functions through linear regression, determines the technoeconomical parameters and evaluation indicators and elaborates on specific numerical issues of the code.

Chapter 7 traces some technoeconomical limitations for ensuring the projects' viability, determines the range of the examined cases, analyses the results of the reference case, performs sensitivity analysis of the developed model for every parameter and finally gives a comparative analysis of the obtained results.

Chapter 8 initially summarizes the most important simulation results originating both from the case studies and sensitivity analysis, underlines the most impactful model parameters and compares the results between private and social perspective. Furthermore, it formulates indicative suggestions for future research, in the directions of accounting for the specific features of the studied areas, approaching further complex projects and scenarios and finally further investigating the related externalities.

1. Υδατικοί Πόροι & Ενέργεια στο Νησιωτικό Χώρο

Η οικονομική ανάπτυξη και η κοινωνική πρόοδος βασίζονται σε δύο ζωτικής σημασίας φυσικούς πόρους, την ενέργεια και το νερό, με τη σύνδεση μεταξύ αυτών να είναι ιδιαίτερα σημαντική και πεπλεγμένη, καθώς η συμβατική ενεργειακή παραγωγή απαιτεί μεγάλες ποσότητες νερού και αντίστοιχα η προμήθεια νερού προς κατανάλωση προϋποθέτει μεγάλα ποσά ενέργειας σε κάθε μορφή της (Kartalidis et al., 2016).

Ειδικότερα, η συνεχιζόμενη οικονομική μεγέθυνση κατά το δεύτερο μισό του 20^{ου} αι. είναι σύμφυτη με την ολοένα αυξανόμενη κατανάλωση ενέργειας (Stern & Cleveland, 2004) ενώ και η εξέλιξη των σχετικών μεριδίων κατανάλωσης ανά παραγωγικό κλάδο προϊόντος του χρόνου υποδεικνύει τις μεταβολές που υπεισέρχονται στο αναπτυξιακό υπόδειγμα των εθνικών οικονομιών (ΥΠ.ΑΝ., 2009). Παράλληλα, η παγκόσμια ζήτηση για νερό συνεχίζει να αυξάνεται, τη στιγμή που οι πηγές πόσιμου νερού καθίστανται ολοένα και πιο σπάνιες, λόγω της εντατικής εκμετάλλευσης των φυσικών πόρων και των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής (IEA-ETSAP & IRENA, 2012).

Οι χώρες και κοινωνίες που αντιμετωπίζουν προβλήματα λειψυδρίας χρειάζονται δραστικό ανασχεδιασμό της ευρύτερης πολιτικής τους σχετικά με το νερό, εκμεταλλεζόμενες τη χρήση μη συμβατικών, ωστόσο βιώσιμων επιλογών για τις τομεακές χρήσεις του νερού, την προσωπική χρήση, τα οικοσυστήματα, την προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή και τη βιώσιμη ανάπτυξη. Οι σχετικές προσεγγίσεις που αφορούν στη διατήρηση των πόρων και τη βελτίωση της απόδοσης μπορούν μεν να περιορίσουν το χάσμα μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, ωστόσο απαιτείται να συνδυαστούν με στρατηγικές αύξησης της ποσότητας του προσφερόμενου πόρου για την αποτελεσματική αντιμετώπιση του προβλήματος.

1.1 Η έννοια της Νησιωτικότητας

Η “νησιωτικότητα” αποτελεί την έκφραση της κοινής ταυτότητας των νησιών, πέρα από διαφορές ως προς τη θέση, την έκταση, τον πληθυσμό και τα φυσικά χαρακτηριστικά. Η έννοια αυτή είναι ευρύτερη του ορισμού του νησιού και δεν περιορίζεται στα αντικειμενικά γεωγραφικά και πληθυσμιακά χαρακτηριστικά. Τα συνθετικά στοιχεία της νησιωτικότητας είναι το μικρό μέγεθος και η απομόνωση, ως απότοκος της εδαφικής ασυνέχειας του νησιωτικού χώρου, με αποτέλεσμα αυτή να νοείται ως ανάλογη της απόστασης του εκάστοτε νησιού από την ηπειρωτική χώρα, βάσει της οποίας αυτό κατατάσσεται ως παράκτιο ή ωκεάνιο, και αντιστρόφως ανάλογη του μεγέθους αυτού (Clark, 2009; Λυκούση, 2017). Ειδικότερα, το μικρό μέγεθος συνεπάγεται περιορισμένη διαθεσιμότητα πόρων [φυσικών, ανθρώπινων, οικονομικών] και μικρές και κατακερματισμένες αγορές και κοινωνίες. Η απομόνωση είναι μεν σχετική και με έντονες διαφοροποιήσεις μεταξύ νησιών, αλλά και πάλι είναι ιδιαίτερα σημαντική και καθορίζει πολλαπλά τις οικονομικές και κοινωνικές διαστάσεις της ζωής σε αυτά. Επιπλέον, εξαιτίας της μικρής έκτασης και της απομόνωσης, πολλά νησιά χαρακτηρίζονται από ιδιαίτερα και εύθραυστα περιβάλλοντα, φυσικά και κοινωνικά. Πολλές φορές, σε ορισμένα νησιωτικά συμπλέγματα, κάποια μικρά νησιά αναπτύσσουν επιπλέον σχέσεις εξάρτησης από κάποιο γειτονικό μεγαλύτερο, το οποίο και λειτουργεί ως τοπικό κέντρο. Σταχυολογώντας συνδιαστικά τα φυσικά, κοινωνικά και οικονομικά στοιχεία της νησιωτικότητας, προκύπτουν τα ακόλουθα χαρακτηριστικά (Μαραγκού, 2019):

- σχετική απομόνωση και αίσθηση μοναδικότητας
- μικρή κλίμακα και ευρεία διαφοροποίηση των ανθρωπίνων δραστηριοτήτων
- ιδιοτυπία της δομής της νησιωτικής κοινωνίας
- ιδιότητα ως δεξαμενή πολιτιστικής και φυσικής κληρονομιάς
- ιδιόμορφη αντίληψη σε σχέση με το χώρο, το χρόνο και τις κοινωνικές σχέσεις
- ιδιότυπη δυναμική και περιπλοκότητα των σχέσεων του πληθυσμού με τη θάλασσα
- περιορισμένη διαθεσιμότητα των παραγωγικών πόρων
- μεγάλες διακυμάνσεις του πληθυσμού

Γενικά, τα νησιά διακρίνονται βάσει των εξής τεσσάρων παραγόντων: πληθυσμιακό μέγεθος, διοικητικές μονάδες, γεωγραφική κατανομή και επίπεδο ανάπτυξης. Περαιτέρω, η τυπολογία των νησιών ως προς το πληθυσμιακό μέγεθος των μονίμων κατοίκων διακρίνεται στις εξής ακόλουθες κατηγορίες (Κουτσοπούλου, 2013):

- i. μεγάλα νησιά [>50.000]
- ii. μεσαία νησιά [$5.000 \div 50.000$]
- iii. μικρά νησιά [$50 \div 5.000$]
- iv. πολύ μικρά νησιά [<50]

1.2 Ο ελληνικός νησιωτικός χώρος

Η γεωγραφική θέση της Ελλάδας και η γεωμορφολογία του εδάφους της την καθιστά μια κατεξοχήν θαλάσσια και νησιωτική χώρα. Βρίσκεται στη διασταύρωση τριών ηπείρων [Ασία, Αφρική, Ευρώπη] και των θαλάσσιων διαδρομών μεταξύ Ανατολής και Δύσης. Ο νησιωτικός χαρακτήρας της Ελλάδας διαμορφώνεται από την εκτενή παράκτια ζώνη μήκους 15.000 km, τη μεγαλύτερη στη Μεσόγειο, με περίπου 3.000 νησιά και νησίδες. Εξ' αυτών, τα 114 είναι κατοικημένα, εκ των οποίων τα 80 έχουν διοικητική υπόσταση, δηλαδή είναι δήμοι, δημοτικές ή τοπικές κοινότητες και τα υπόλοιπα 34 θεωρούνται οικισμοί. Η έκτασή τους είναι 24.772,71 km² και αντιστοιχεί στο 18,7% της συνολικής επιφάνειας της χώρας, ενώ ο πληθυσμός τους αριθμεί 1.632.955 κάτοικοι ή 15,1% του συνολικού πληθυσμού. Ο νησιωτικός χώρος της Ελλάδας είναι έντονα κατακερματισμένος και εμφανίζει μεγάλη γεωγραφική διασπορά, με νησιά έκτασης μικρότερης του 1 km² έως και 8.335 km² (Κουτσοπούλου, 2013). Περιλαμβάνει τις αμιγώς νησιωτικές Περιφέρειες Βορείου και Νοτίου Αιγαίου, Ιονίων Νησιών και Κρήτης, καθώς και ομάδες παράκτιων νησιών που ανήκουν σε περιφέρειες της ηπειρωτικής χώρας, όπως είναι τα νησιά του Αργοσαρωνικού [Περιφέρεια Αττικής], οι Βόρειες Σποράδες [Περιφέρεια Θεσσαλίας] αλλά και μεμονωμένα νησιά, όπως οι Σαμοθράκη & Θάσος [Περιφέρεια Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης] και οι Εύβοια & Σκύρος [Περιφέρεια Στερεάς Ελλάδας] (Σπιλάνης κ.α., 2015). Παρακάτω παρατίθενται τα 30 νησιά με το μεγαλύτερο μόνιμο πληθυσμό, βάσει της εθνικής απογραφής του 2011 [Πιν. 1.2.1]. Βάσει των ανωτέρω και ως προς το πληθυσμιακό κριτήριο, παρατηρείται ότι εξ' αυτών, τα 6 πρώτα κατατάσσονται ως μεγάλα και τα επόμενα 21 ως μεσαία, με τα υπόλοιπα 87 κατοικημένα νησιά να εμπίπτουν στις κατηγορίες των μικρών και πολύ μικρών.

Πίνακας 1.2.1 Τα μεγαλύτερα σε πληθυσμό νησιά της Ελλάδος
Απογραφή Πληθυσμού – Κατοικιών 2011 (ΕΛΣΤΑΤ, 2022)

Νησί	Πληθυσμός	Νησί	Πληθυσμός
Κρήτη	622.913	Κάλυμνος	16.179
Εύβοια	191.206	Θήρα	15.231
Ρόδος	115.490	Θάσος	13.770
Κέρκυρα	102.071	Πάρος	13.715
Λέσβος	86.436	Αίγινα	13.056
Χίος	51.390	Μύκονος	10.134
Ζάκυνθος	40.759	Άνδρος	9.221
Σαλαμίνα	39.283	Τήνος	8.636
Κεφαλληνία	35.801	Ικαρία	8.423
Κως	33.388	Λέρος	7.917
Σάμος	32.977	Κάρπαθος	6.226
Λευκάδα	22.076	Σκιάθος	6.088
Σύρος	21.507	Μήλος	4.977
Νάξος	17.970	Σκόπελος	4.960
Λήμνος	16.992	Σπέτσες	4.027

1.3 Το κυριάρχο μοντέλο ανάπτυξης στα νησιά

Τα προβλήματα που αντιμετωπίζουν τα νησιωτικά εδάφη σε παγκόσμια κλίμακα είναι πολλαπλά και σύνθετα. Απορρέουν αφενός από τον ιδιαίτερο γεωμορφολογικό χαρακτήρα τους [θέση, μέγεθος, ανάγλυφο] και αφετέρου από την αναπτυξιακή φυσιολογία των νησιών. Οι δύο αυτές κατηγορίες προβλημάτων δεν είναι ανεξάρτητες, καθώς τα αναπτυξιακά ζητήματα σχετίζονται άμεσα με τα ιδιαίτερα αυτά των νησιωτικών περιοχών (Μαραγκού, 2019). Ειδικότερα, σε κάθε νησιωτική περιοχή υπάρχει μια σειρά κοινωνικοοικονομικών δραστηριοτήτων που σχετίζονται με τις υπάρχουσες χρήσεις γης, με τη χωρική κατανομή των δραστηριοτήτων αυτών να επηρεάζει τη ζήτηση σε αγαθά και υπηρεσίες (Σπιλάνης κ.α., 2015).

Γενικά, το μικρό μέγεθος, η απομόνωση και οι περιορισμένοι φυσικοί πόροι επιδρούν ανασταλτικά στην αναπτυξιακή διαδικασία των νησιών, ενώ παράλληλα προκαλούνται περιβαλλοντικές πιέσεις, οι οποίες οδηγούν σε αλλαγές της κατάστασης του φυσικού οικοσυστήματος. Η χαμηλή ανταγωνιστικότητα των νησιών είναι άμεση απόρροια της χαμηλής προσβασιμότητας, ενώ παράλληλα το μικρό μέγεθος αγοράς και πληθυσμού δεν επιτρέπει τη δημιουργία οικονομιών συγκέντρωσης και την κατ' επέκταση προσέλκυση επενδύσεων και συγγενών δραστηριοτήτων. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα συχνά η τοπική οικονομία να εξαρτάται σχεδόν αποκλειστικά από την τουριστική δραστηριότητα, έχοντας σταδιακά εγκαταλείψει παραδοσιακές εκμεταλλεύσεις όπως η αλιεία και η γεωργία (Voiontas et al., 2003), στρέφοντας το μεγαλύτερο ποσοστό της οικιστικής και περιβαλλοντικής πίεσης στις παράκτιες ζώνες. Ωστόσο, η εξάρτηση αυτή καθιστά την τοπική τους οικονομία εξαιρετικά ευάλωτη σε εξωτερικούς παράγοντες, σε αντίθεση με την προοπτική μιας διευρυμένης οικονομίας με εναλλακτικές πηγές εισοδήματος (Μαραγκού, 2019), ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις μπορεί μακροπρόθεσμα να οδηγήσει σε αναδιάταξη των τοπικών νησιωτικών κοινωνιών, υπό μορφή εξευγενισμού (Clark, 2009). Περαιτέρω, η στενή πρόσδεση των νησιών με την τουριστική δραστηριότητα συνεπάγεται ραγδαία αύξηση του πληθυσμού κατά τους θερινούς μήνες, τυπικά 10 έως και πάνω από 30 φορές κατά το μήνα Αύγουστο, σε σχέση με τον αντίστοιχο χειμερινό (Gikas & Tchobanoglous, 2009) δημιουργώντας έτσι σημαντική ετήσια διακύμανση στις ανάγκες κατανάλωσης βασικών πόρων, όπως η ηλεκτρική ενέργεια και το νερό, των οποίων η προσφορά σε αυτά είναι ούτως ή άλλως δυσχερής λόγω της συνθήκης της απομόνωσης, όπως περιγράφηκε παραπάνω.

Η φθίνουσα δυναμική των νησιωτικών συστημάτων σε παγκόσμια κλίμακα επιβάλλει την ανάγκη για μέτρα στους σχετικούς τομείς περιβάλλοντος, οικονομίας και κοινωνίας και την εν γένει αναδιάρθρωση του αναπτυξιακού προτύπου. Παράλληλα, κρίσιμης σημασίας είναι η προώθηση της διεθνούς συνεργασίας σε διεθνές και περιφερειακό επίπεδο για την αντιμετώπιση των νησιωτικών προβλημάτων στο πλαίσιο παγκόσμιων πολιτικών για την αειφόρο ανάπτυξη (Κουτσοπούλου, 2013). Η διερεύνηση της αναπτυξιακής διαδικασίας στο νησιωτικό χώρο και η κατάρτιση ενός στρατηγικού προτύπου ολοκληρωμένης ανάπτυξης για τα μικρά νησιά αποτελεί επί δεκαετίες πεδίο συστηματικής έρευνας και διαμόρφωσης πολιτικών παγκοσμίως. Στο πλαίσιο της ολοκληρωμένης διαχείρισης των νησιωτικών περιοχών, η μοντελοποίηση των οικολογικών, κοινωνικών και οικονομικών συστημάτων κρίνεται θεμελιώδης για τον αειφόρο σχεδιασμό τους, προς την κατεύθυνση της δημιουργίας των κρίσιμων υποδομών για τη βέλτιστη διαχείριση των φυσικών τους πόρων (Efthymiopoulos et al., 2016), αλλά και την ενίσχυση της διασύνδεσης εκτός των γεωγραφικών τους ορίων. Για το λόγο αυτό η ολοκληρωμένη διαχείριση απαιτεί εργαλεία που αντιμετωπίζουν πολλαπλές κλίμακες [χωρικές, χρονικές ή οργανωτικές] με διεπιστημονική προσέγγιση και γνώση από διαφορετικές πηγές (Σπιλάνης κ.α., 2015).

1.4 Λειψυδρία & ανταγωνιστικές χρήσεις νερού στα απομακρυσμένα νησιά

Για τα περισσότερα νησιά, το νερό είναι ένας ανανεώσιμος αλλά ταυτόχρονα σπάνιος φυσικός πόρος, απαραίτητος για τη διατήρηση των εύθραυστων νησιωτικών οικοσυστημάτων. Κάθε νησί

συνιστά ένα ξεχωριστό υδρολογικό σύστημα, ιδιομορφίες και εγγενή ζητήματα τα οποία διαφέρουν σημαντικά από αυτά των ηπειρωτικών περιοχών, όπου δεν υφίσταται η συνήθης κίνηση του νερού μεταξύ των περιοχών συλλογής του. Περαιτέρω, οι ιδιαίτερες γεωφυσικές συνθήκες που επικρατούν στα νησιά, τα καθιστούν ιδιαίτερα ευαίσθητα σε ακραίες κλιματικές συνθήκες, όπως η ξηρασία, αλλά και σε μη αναστρέψιμες περιβαλλοντικές επιπτώσεις, όπως η ρύπανση των υδάτων και η υφαλμύρωση των υδροφόρων οριζώντων (Μάντη, 2010).

Πίνακας 1.4.1 Υδατικό ισοζύγιο στα ελληνικά νησιωτικά συμπλέγματα (Kartalidis et al., 2016)

Νησιωτικό Σύμπλεγμα	Αριθμός Νησιών	Πληθυσμός	Υδατικό Ισοζύγιο
Δωδεκάνησα	24	191084	-
Νησιά Ιονίου	17	211954	+
Κυκλάδες	28	118000	-
Βόρειο Αιγαίο	14	202360	-
Σποράδες	7	16792	-
Σαρωνικός	7	63467	-

Αρκετές χώρες, όπως η Ελλάδα, η Σαουδική Αραβία και η Τυνησία, αντιμετωπίζουν σήμερα σημαντικό πρόβλημα λειψυδρίας. Η αυξημένη ζήτηση λόγω της οικονομικής μεγέθυνσης, οι αρδευτικές ανάγκες, η μείωση των κατακρημνίσεων, η υπερεντατική χρήση των υπόγειων υδάτων και η εποχική, ραγδαία μεταβολή του τοπικού πληθυσμού, παράγοντες που συντείνουν σε αυτό, απαντώνται σε αρκετές περιοχές της ελληνικής επικράτειας και ιδιαίτερα στα νησιά του Αιγαίου [βλ. Πιν. 1.4.1]. Ακόμα, κατά τη θερινή περίοδο, ο πληθυσμός στα νησιά μπορεί να είναι αρκετές φορές μεγαλύτερος ως προς τη χειμερινή, οδηγώντας σε πιεστικές καταστάσεις έλλειψης νερού. Εξειδικεύοντας, το πρόβλημα αποδίδεται στις παρακάτω αιτίες:

☒ Σε ορισμένα νησιά του Νοτίου Αιγαίου και των Κυκλάδων, το ετήσιο επίπεδο κατακρημνίσεων είναι υποδιπλάσιο αυτού της ηπειρωτικής ενδοχώρας, όπου εκτιμάται στα 700mm.

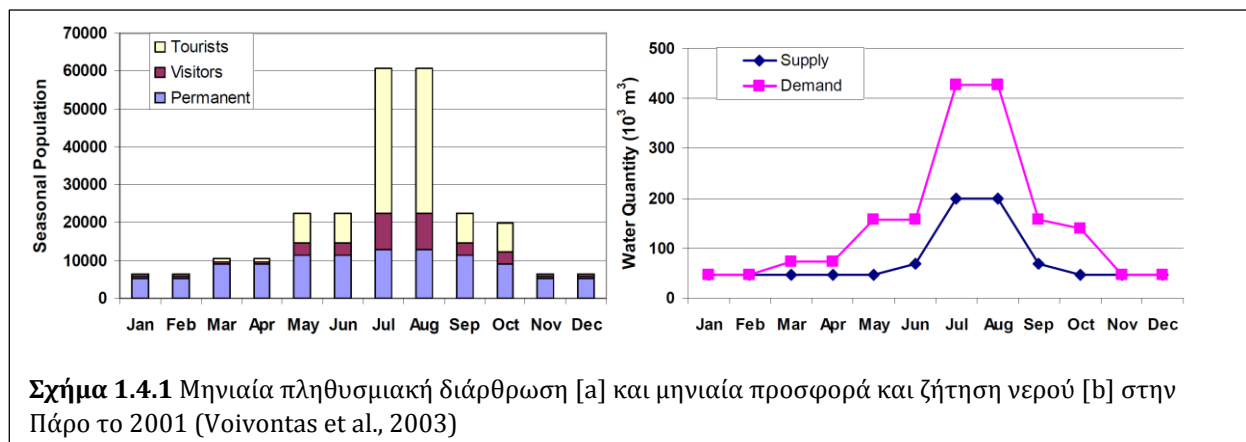
☒ Κατά τη θερινή περίοδο, τα περισσότερα νησιά αντιμετωπίζουν έντονη αύξηση του πληθυσμού ως προς την αντίστοιχη χειμερινή περίοδο. Παράλληλα, την εποχή αυτή οι θερμοκρασίες είναι ιδιαίτερα υψηλές και οι κατακρημνίσεις αντίστοιχα χαμηλές, περίπου στο 7% του ετήσιου όγκου τους.

☒ Τα περισσότερα νησιά και άλλες ξηρές παράκτιες περιοχές αποτελούνται από εδάφη με έντονο ανάγλυφο και απότομες κλίσεις, έχοντας παράλληλα μικρή δασική ή χορτολιβαδική κάλυψη. Ως αποτέλεσμα, τα επιφανειακά νερά σχηματίζουν χειμάρρους με μεγάλη ορμή οι οποίοι καταλήγουν στη θάλασσα, καθώς η περιορισμένη βλάστηση δεν καταφέρνει να τα συγκρατήσει, με αποτέλεσμα εντέλει μικρό ποσοστό των κατακρημνίσεων να καταλήγει προς αναπλήρωση των υπόγειων υδροφορέων.

☒ Οι υπόγειοι υδροφορείς των νησιών συνήθως συνδέονται με τη θάλασσα. Έτσι, η υπεράντληση από γεωτρήσεις οδηγεί σε πτώση της υπόγειας στάθμης και στη συνέχεια σε υφαλμύρωση, με τελικό αποτέλεσμα την πρακτική καταστροφή των υδροφορέων.

Είναι σαφές ότι η ανάπτυξη και η ποιότητα ζωής στις ξηρές παράκτιες περιοχές της Ελλάδας συνδέεται άμεσα με τον τουρισμό, ο οποίος εξαρτάται στενά από την επάρκεια σε νερό. Ωστόσο, οι υδατικοί πόροι στις περιοχές αυτές είναι αρκετά περιορισμένοι, επιδρώντας έτσι ως ανασχετικός παράγοντας της οικονομικής μεγέθυνσης στις τοπικές κοινωνίες των περιοχών αυτών (Laspidou et al., 2010). Ειδικότερα, τα ελληνικά νησιά, κυρίως δε αυτά του Αιγαίου, είναι οι πλέον τρωτοί και ευεπηρεάστοι δέκτες των διαφόρων, μη συντονισμένων πολιτικών για το νερό. Η συνεχώς αυξανόμενη και πολλές φορές υπερβάλλουσα εποχιακή ζήτηση, μη υποκείμενη σε κανενός τύπου μηχανισμό κοινωνικής ρύθμισης, βρίσκεται αντιμέτωπη με μια χαμηλή προσφορά [βλ. Πιν. 1.2] σε πόσιμο νερό, καθώς και σε νερό για αγροτικές και τουριστικές χρήσεις. Στις κρίσεις αυτές, οι απαντήσεις που δίνονται είναι συνήθως υπέρμετρα δαπανηρές και παράλληλα αποσπασματικές και βραχύβιες (Καλογερόπουλος κ.α., 2015). Η ενίσχυση του τουρισμού στα ελληνικά νησιά και ειδικότερα αυτά των Κυκλάδων προέκυψε συνδυαστικά με σημαντικές δημόσιες σε υποδομές, όπως

έργα οδοποιίας και λιμένες, και αντίστοιχες ιδιωτικές στον οικιστικό τομέα, κυρίως με τη μορφή επιχειρήσεων εστίασης και καταλυμάτων, και οδήγησε σε σημαντική οικονομική μεγέθυνση και αναζωογόνηση περιοχών που βρίσκονταν σε φθίση από την εσωτερική μετανάστευση, ωστόσο έφερε και αυξανόμενη πίεση ως προς τους υδατικούς πόρους (Papasozomenou, 2017; Kourtis et al., 2019). Ενδεικτικό παράδειγμα αποτελεί η μηνιαία πληθυσμιακή διάρθρωση στην Πάρο το 2001, συγκρινόμενη με την αντίστοιχη προσφορά & ζήτηση νερού [βλ. Σχ. 1.4.1].



Εξαιτίας της χωρίς σχεδιασμό μεγέθυνσης του τουριστικού τομέα, άρχισε να εκδηλώνεται ένας νέου τύπου κοινωνικοοικονομικός ανταγωνισμός, ο οποίος δεν απορρέει από τους γνώριμους και προϋπάρχοντες τοπικισμούς, παρά από τις αντιπαρατιθέμενες χρήσεις του νερού. Ειδικότερα, ορισμένες υδροβόρες τουριστικές επιχειρήσεις, για να μην οδηγηθούν σε ανάσχεση των δραστηριοτήτων τους, ασκούν ισχυρή πίεση στους άλλους χρήστες. Παρά το γεγονός ότι η ύδρευση έχει κατοχυρώσει την προτεραιότητά στην κατανομή των διαθέσιμων υδατικών πόρων, καθώς το σχετικό εθνικό νομοθετικό πλαίσιο προβλέπει ότι οι υδατικοί πόροι οφείλουν να κατανέμονται αδιάλειπτα σε επαρκείς ποσότητες, προκειμένου να καλύπτονται οι ανάγκες όλου του πληθυσμού, η τροφοδότηση του οικιστικού τομέα με πόσιμο νερό είναι, κυρίως εποχιακά, ανεπαρκής. Τα περισσότερα υδραυλικά έργα που έγιναν με σκοπό την αγροτική ανάπτυξη έχουν κατά κάποιο τρόπο δεσμευθεί για αστικές και τουριστικές χρήσεις, με αποτέλεσμα η έλλειψη νερού άρδευσης να συντείνει στη συρρίκνωση του αγροτικού τομέα και στη στρεβλή και μονομερή ανάπτυξη των νησιών (Καλογερόπουλος κ.α., 2015; Papasozomenou, 2017).

Ως αποτέλεσμα, τα φρούτα και τα οπωροκηπευτικά εισάγονται πλέον από την ηπειρωτική χώρα στα νησιά, παρά το γεγονός ότι τα τοπικά παραγόμενα γεωργικά προϊόντα χαρακτηρίζονται ως υψηλής ποιότητας, και άρα έχουν μεγάλη ζήτηση. Ενδεικτικά, στα νησιά του Αιγαίου οι ανάγκες σε νερό για τον οικιστικό τομέα είναι 23÷40%, ενώ η βιομηχανία και η κτηνοτροφία απορροφούν αθροιστικά 3,5÷9%. Η κατανάλωση νερού από τον οικιστικό τομέα τείνει να αυξάνεται στα μικρότερα νησιά. Σε κάθε περίπτωση, το ποσοστό αυτό είναι σημαντικά υψηλότερο από το αντίστοιχο καταγραφόμενο στην ηπειρωτική χώρα, της τάξης του 12% (Gikas & Tchobanoglous, 2009).

Καθίσταται σαφές από τα παραπάνω ότι οι ειδικές συνθήκες που επικρατούν στο νησιωτικό χώρο, οι οποίες απορρέουν από τις δαπανηρές υπηρεσίες, ως αποτέλεσμα της απουσίας οικονομικών κλίμακας, περιορισμένων πόρων, περιβαλλοντικών πιέσεων, υψηλής εποχιακότητας και ανταγωνιστικών χρήσεων του νερού, οφείλουν να λαμβάνονται υπόψη για τη συγκρότηση των σχεδίων και δράσεων σχετικά με τη διαχείριση των υδατικών πόρων (Karavitis et al., 2012).

1.5 Πολιτικές υδροδότησης των νησιών: ποσότητα, ποιότητα & επιπτώσεις

Η προμήθεια νερού στην πλειοψηφία των νησιών είναι συχνά χαμηλής ποιότητας και πολλές φορές διακοπτόμενη, κυρίως κατά τη θερινή περίοδο, οπότε οι υδατικοί πόροι κατανέμονται σε περιοχές προτεραιότητας, ιδιώς σε ώρες αιχμής ζήτησης, προκειμένου να καλύψουν τις αυξημένες τουριστικές ανάγκες. Το πρόβλημα επιτείνεται από τις ιδιαίτερα σημαντικές απώλειες της τάξης του 40÷80%, οι οποίες παρατηρούνται στα νησιωτικά δίκτυα ύδρευσης.

Περαιτέρω, το ζήτημα της ποιότητας του νερού συχνά απασχολεί τόσο τους καταναλωτές αυτού, όσο και τις τοπικές αρχές. Τα δίκτυα ύδρευσης είναι αρκετά παλιά και ασυντήρητα, ώστε σε αρκετές περιπτώσεις προμηθεύουν με κόκκινο οξειδωμένο νερό, ακατάλληλο για οικιακή χρήση. Συχνά, για υγειονομικούς λόγους, οι αρχές επικοινωνούν με τους κατοίκους προκειμένου να τους ειδοποιήσουν για μη χρήση του νερού της βρύσης, μέχρι νεωτέρας. Ως αποτέλεσμα, οι κάτοικοι των νησιών χάνουν την εμπιστοσύνη τους στην ποιότητα του νερού του δικτύου, με αποτέλεσμα να το χρησιμοποιούν μόνο για την προσωπική τους υγιεινή, καταφεύγοντας σε εμφιαλωμένο νερό για πόση και μαγείρεμα, αυξάνοντας εξ' αυτού την ετήσια δαπάνη νερού ανά οικογένεια κατά 500÷800 EUR κατ' εκτίμηση. Παράλληλα, το 2014 μια τριμελής οικογένεια στη Σύρο καλείτο να πληρώσει περίπου 50 EUR/μήνα για κατανάλωση 70 m³, όταν το αντίστοιχο κόστος στην Αθήνα ήταν σημαντικά χαμηλότερο, στα 20 EUR/μήνα (Papazosomenou, 2017).

Συνολικά, το πρόβλημα των υδατικών πόρων στα απομακρυσμένα νησιά μπορεί να ιδωθεί ως συνδυασμός ανεπαρκούς ποσότητας, χαμηλής ποιότητας και υψηλού κόστους. Η επίλυση του ανωτέρω επιδιώχθηκε αρχικά τις δεκαετίες του '70 & '80 με την κατασκευή έργων υποδομής, όπως φράγματα, υδατοδεξαμενές και υδραυλικά δίκτυα διανομής, εστιάζοντας κυρίως στην ποσοτική κάλυψη. Τα έργα αυτά εμφάνισαν διάφορους βαθμούς επιτυχίας στη συγκράτηση των υδατικών πόρων, ενώ σε πολλές περιπτώσεις δεν κατάφεραν να καλύψουν ορισμένους οικισμούς, οι οποίοι είτε ήταν αρκετά απομακρυσμένοι και σε περίπλοκο γεωγραφικό ανάγλυφο, καθιστώντας οικονομοτεχνικά απαγορευτική τη διασύνδεσή τους, είτε ήταν αυθαίρετοι, εκτός χωροταξικού σχεδιασμού, άρα και εκτός δικαιοδοσίας των τοπικών αρχών.

Μια άλλη επιλογή η οποία εφαρμόζεται εδώ και δεκαετίες είναι η μεταφορά νερού από την ηπειρωτική χώρα στα νησιά δια θαλάσσης με υδροφόρα πλοία [βλ. Σχ. 1.5.1] και η παράλληλη υποστήριξη του σχετικού, υψηλού κόστους με κρατική επιχορήγηση. Η επιλογή αυτή έχει δεχτεί διαχρονικά υψηλή κριτική, ως υπέρμετρα δαπανηρή, μη βιώσιμη, αντιδημοκρατική, αλλά και ως εξυπηρέτηση κρυφών σχεδιασμών. Ειδικότερα, περισσότερα από 10⁶ m³ πόσιμου νερού μεταφέρονται ετησίως προς τις περιοχές αυτές, με το σχετικό κόστος στις Κυκλάδες να αγγίζει ακόμα και τα 8÷10 EUR/m³ [βλ. Πιν. 1.5.1] (Kartalidis et al., 2011; Papazosomenou, 2017). Την ίδια στιγμή, η μέση χρέωση καταναλωτή στο Νότιο Αιγαίο κυμαίνεται αναλόγως του καταναλισκόμενου όγκου, στο εύρος 1,36÷2,24 EUR/m³ [βλ. Πιν. 1.5.2] (Kanakoudis et al., 2014) ενώ ως μέση τιμή για τα νησιά του Αιγαίου λαμβάνονται τα 1,77 EUR/m³ (Bank of Greece, 2011). Ακόμα και αν αγνοηθούν τα υψηλά κόστη μεταφοράς με υδροφόρα πλοία, η επιλογή αυτή εμπεριέχει σημαντική ενεργειακή κατανάλωση, άρα δεν μπορεί να θεωρηθεί μακροπρόθεσμα βιώσιμη (Laspidou et al., 2010).

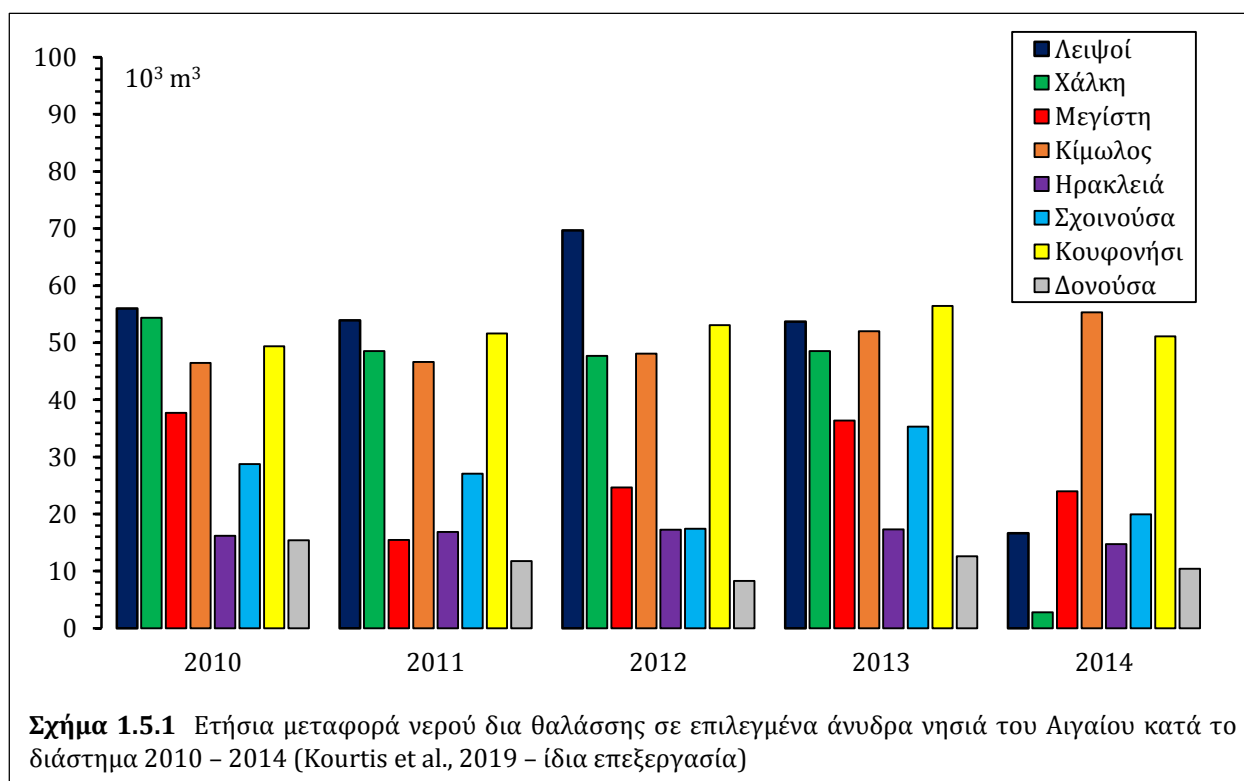
Πίνακας 1.5.1 Ετήσια ποσότητα & κόστος μεταφοράς νερού στις Κυκλάδες (Papazosomenou, 2017)

Έτος	Ποσότητα [10 ⁵ m ³]	Κόστος [10 ⁵ EUR]	Οριακό Κόστος [EUR/m ³]
1997	86	311	3,62
1998	91	650	7,14
1999	87	672	7,72
2000	145	1158	7,99
2001	202	1625	8,04
2002	328	2561	7,81
2003	335	2772	8,27
2004	337	2787	8,27

Πρόσφατα, οι τοπικές αρχές των νησιών προχώρησαν στην κατασκευή μονάδων αφαλάτωσης, με αρκετές εξ' αυτών να είναι ήδη εγκατεστημένες και σε λειτουργία. Οι μονάδες αυτές καλύπτουν τις ανάγκες τους σε ηλεκτρική ενέργεια από το τοπικό δίκτυο, το οποίο με τη σειρά του τροφοδοτείται από ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη τα οποία λειτουργούν με καύσιμο diesel (Papasozenou, 2017). Ως εναλλακτική, η τεχνική επιλογή των μονάδων αφαλάτωσης με κάλυψη των σχετικών ενεργειακών αναγκών από αιολική ή ηλιακή ενέργεια θεωρείται κατάλληλη για την κάλυψη των αναγκών υδροδότησης των απομακρυσμένων περιοχών με υψηλό αντίστοιχο δυναμικό ΑΠΕ, όπως είναι η περίπτωση των ελληνικών νησιών, ή και άλλων περιοχών της Μεσογείου με παρόμοια χαρακτηριστικά. Ωστόσο, σε αρκετές περιπτώσεις, η κατασκευή τέτοιων υποδομών αφαλάτωσης έχει απορριφθεί, λόγω των κοινωνικών αντιδράσεων αναφορικά με τις πιθανές περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τα έργα αυτά. Έτσι, συνεχίζεται η πρακτική της εισαγωγής νερού με υδροφόρα πλοία, με το σχετικό κόστος να επιβαρύνει τον κρατικό προϋπολογισμό, ενώ παράλληλα οι τοπικές κοινωνίες υφίστανται τις επιπτώσεις της αναξιοπιστίας στη μεταφορά νερού (Laspidou et al., 2010).

Πίνακας 1.5.2 Μηνιαία χρέωση νερού στο Νότιο Αιγαίο για το 2007 (Kanakoudis et al., 2014)

Όγκος Κατανάλωσης [m ³]	Πληρωτέο Ποσό [EUR]	Οριακή Τιμή [EUR/m ³]
25	34,03	1,36
50	82,13	1,64
75	146,67	1,96
100	207,14	2,07
125	279,91	2,24



Εν κατακλείδι, οι ανάγκες των νησιών σε νερό αναμένεται να αυξηθούν περαιτέρω τα επόμενα χρόνια, ενώ οι υφιστάμενες ως τώρα λύσεις, της μεταφοράς από την ενδοχώρα και της λειτουργίας μονάδων αφαλάτωσης, απαιτούν μεγάλα ποσά ενέργειας (Gikas & Tchobanoglous, 2009). Παράλληλα, η διαχρονική υπερεκμετάλλευση της άντλησης νερού από τους υπόγειους υδροφορείς μέσω γεωτρήσεων έχει οδηγήσει σε υφαλμύρωση του παράκτιου εδάφους (Voiontas et al., 2003). Τα παραπάνω συντείνουν στις περιβαλλοντικές πιέσεις τις οποίες συνεπάγονται οι διαχρονικές επιλογές και λύσεις για την κάλυψη του ελλειμματικού υδατικού ισοζυγίου. Το αρνητικό αυτό

ισοζύγιο αναμένεται να επιταθεί τα επόμενα χρόνια υπό την επίδραση της κλιματικής αλλαγής, οδηγώντας έτσι σε περαιτέρω αύξηση των αναγκών σε τοπικές επενδύσεις στις πληττόμενες περιοχές για την αντιμετώπισή του (OECD, 2018).

1.6 Ηλεκτρική ενέργεια στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Τα περισσότερα ελληνικά νησιά βρίσκονται σε μεγάλη απόσταση από την ηπειρωτική χώρα. Έτσι, είναι αναγκαίο να ηλεκτροδοτούνται από τοπικά, αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα και δίκτυα. Αυτά τα νησιά ορίζονται ως μη διασυνδεδεμένα νησιά [ΜΔΝ] από την ελληνική νομοθεσία και τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας [ΡΑΕ]. Τα ΜΔΝ έχουν τέσσερα βασικά χαρακτηριστικά (Chatziargyriou et al., 2016):

- I. Διαφέρουν σημαντικά σε έκταση και πληθυσμό [βλ. Πιν. 1.6.1] και σε πολλές περιπτώσεις δεν είναι εύκολα προσβάσιμα, ειδικά από τη θάλασσα.
- II. Έχουν άφθονο ανανεώσιμο ενεργειακό δυναμικό, κυρίως αιολικό και ηλιακό.
- III. Δεν μπορούν να δεχθούν ηλεκτρική ενέργεια ή να τη διοχετεύσουν σε άλλα ηλεκτρικά συστήματα και αυτό επηρεάζει αρνητικά την αξιοπιστία και την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού.
- IV. Επειδή δεν είναι διασυνδεδεμένα με ηλεκτρικά συστήματα υψηλής αδράνειας, προκύπτουν προβλήματα σταθερότητας τάσης και συχνότητας, ειδικά σε περιπτώσεις υψηλής διείσδυσης από τύπους έργων ΑΠΕ με λειτουργική στοχαστικότητα.

Πίνακας 1.6.1 Αυτόνομα Δίκτυα ΜΔΝ & εξυπηρετούμενος πληθυσμός (Katsoulakos, 2019)

Σύστημα	Νησιά	Πληθυσμός	Σύστημα	Νησιά	Πληθυσμός
Άγιος Ευστράτιος	Άγιος Ευστράτιος	270	Μεγίστη	Μεγίστη	492
Αγαθονήσι	Αγαθονήσι	185	Μήλος	Μήλος	5887
Αμοργός	Αμοργός	1973		Κίμωλος	
Ανάφη	Ανάφη	271	Μύκονος	Μύκονος	10134
Αντικύθηρα	Αντικύθηρα	68		Δήλος	
Αρκιοί	Αρκιοί	49	Ρήνεια	Οθωνοί	392
	Μαράθι				
Αστυπάλαια	Αστυπάλαια	1334	Πάρος	Πάρος	36725
Γαύδος	Γαύδος	152		Νάξος	
Δονούσα	Δονούσα	167	Πάρος	Αντίπαρος	36725
Ερεϊκούσα	Ερεϊκούσα	496		Κουφονήσι	
Θήρα	Θήρα	15550		Σχοινούσα	
	Θηρασιά			Ηρακλειά	
Ικαρία	Ικαρία	8423	Σίκινος	Φολέγανδρος	Ίος
	Κάρπαθος		Κάρπαθος		
Κρήτη	Κρήτη	622913	Πάτμος	Πάτμος	3047
	Κύθνος		Κύθνος	1456	Ρόδος
Κώς / Κάλυμνος	Κάλυμνος	59477	Χάλκη	Χάλκη	
	Λειψοί				
	Λέρος		Σάμος	Σάμος	34436
	Τέλενδος			Φούρνοι	
	Κως		Θύμαινα		
	Ψέριμος		Σέριφος	1420	
	Γυαλί		Σίφνος	2625	
Νίσυρος	Σκύρος	2994			
Τήλος	Σύμη	2590			
Λέσβος	Λέσβος	86436	Σύρος	Σύρος	21507
	Μεγαλονήσι		Χίος	Χίος	52674
Λήμνος	Λήμνος	16992	Οινούσες		
			Ψαρά		

Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας των ΜΔΝ αποτελείται από 32 αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, τα οποία τροφοδοτούν με ηλεκτρική ενέργεια 61 νησιά. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται πρωτίστως μέσω θερμικών σταθμών, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ [mazut] ή ελαφρύ [diesel]. Επιπλέον, λειτουργούν και έργα ΑΠΕ αρκετά από τα ΜΔΝ, πρωτίστως αιολικά πάρκα και δευτερευόντως φωτοβολταϊκά [βλ. Πιν. 1.6.2]. Σημειώνεται, ότι για την κάλυψη τυχόν επιπλέον εποχιακών αναγκών γίνεται χρήση ηλεκτροπαραγωγών ζευγών, τα οποία μεταφέρονται στο εκάστοτε σύστημα. Η διαχείριση της αγοράς ενέργειας των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ [Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας]. Τα 32 αυτόνομα νησιωτικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας παρακάτω κατηγοριοποιούνται ως προς την εγκατεστημένη ισχύ και παρουσιάζονται εποπτικά [βλ. Πιν. 1.6.2] (Katsoulakos, 2019):

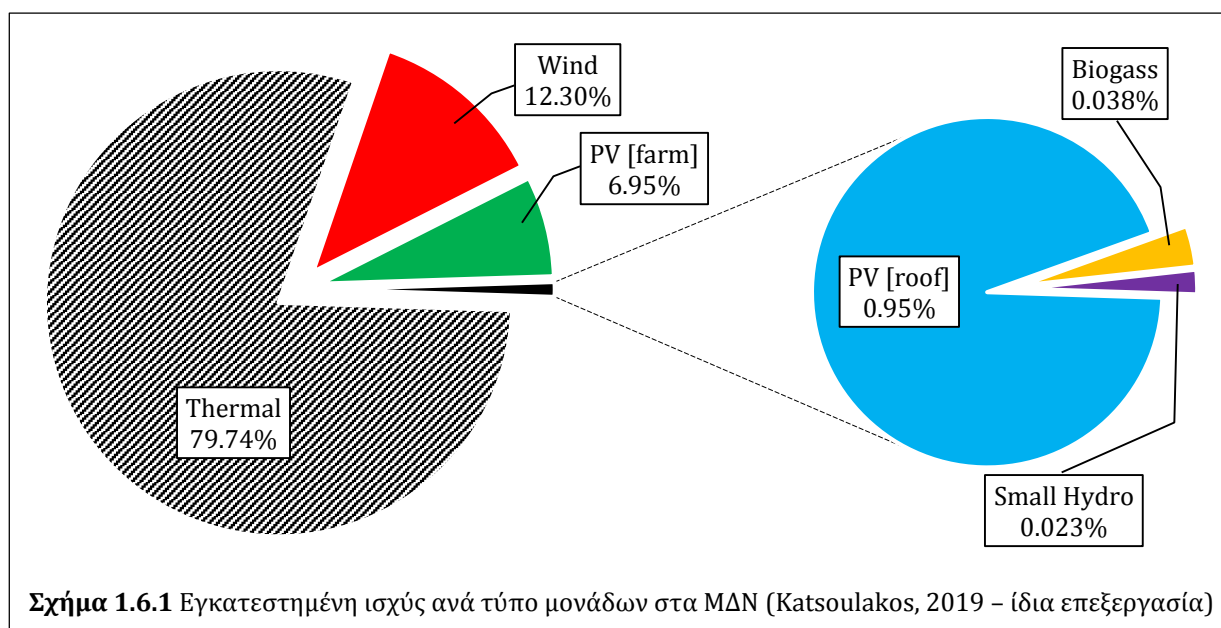
- Τα 19 είναι μικρά συστήματα με αιχμές ζήτησης <10 MW
- Τα 10 είναι μέσου μεγέθους συστήματα με αιχμές ζήτησης από 10÷100 MW
- Τα 3 είναι μεγάλα συστήματα, με αιχμές ζήτησης >100 MW

Πίνακας 1.6.2 Εγκατεστημένη ισχύς [2017] και μέση μηνιαία ηλεκτροπαραγωγή από θερμικές μονάδες & ΑΠΕ στα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ (Katsoulakos, 2019)

Σύστημα ΜΔΝ	Ισχύς Θερμικών Μονάδων [MW]	Παραγωγή Θερμικών Μονάδων [MWh]	Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ [MW]	Παραγωγή Μονάδων ΑΠΕ [MWh]
Άγιος Ευστράτιος	0,84	92,13	0,02	
Αγαθονήσι	0,64	58,84		
Αμοργός	6,20	793,72	0,29	40,82
Ανάφη	1,15	105,33		
Αντικύθηρα	0,41	21,54		
Αρκιοί	0,41	29,38		
Αστυπάλαια	3,83	521,76	0,32	49,12
Γαύδος	0,43	40,33		
Δονούσα	0,99	70,52		
Ερεικούσα	0,77	66,69		
Θήρα	75,09	13167,48	0,25	84,98
Ικαρία	15,89	2066,08	1,39	260,04
Κάρπαθος	16,50	2743,18	2,39	381,94
Κρήτη	796,82	191659,30	279,38	55655,12
Κύθνος	5,92	761,76	0,91	32,53
Κώς / Κάλυμνος	133,66	26699,95	23,98	3980,96
Λέσβος	94,88	20597,55	22,79	3986,49
Λήμνος	23,60	4342,31	4,93	633,13
Μεγίστη	1,73	278,55		
Μήλος	22,98	3636,21	3,27	664,94
Μύκονος	67,49	10777,76	2,24	381,94
Οθωνοί	0,66	52,34	0,66	
Πάρος	93,72	14660,81	17,07	3346,14
Πάτμος	8,93	1278,44	1,35	198,54
Ρόδος	232,93	56264,58	66,71	10647,98
Σάμος	49,63	9178,84	12,75	2329,3
Σέριφος	6,69	753,72	0,10	18,03
Σίφνος	11,48	1548,54	0,20	49,18
Σκύρος	8,45	1271,19	0,32	41,72
Σύμη	8,60	1190,19	0,19	22,65
Σύρος	39,25	7354,03	3,83	611,73
Χίος	77,78	14857,64	14,25	2336,94

Ο σχεδιασμός, η λειτουργία και η ρύθμιση της αγοράς στα ηλεκτρικά δίκτυα των ΜΔΝ βρίσκονται υπό συνεχή μετασχηματισμό τα τελευταία 25 χρόνια, κυρίως λόγω την εισαγωγής μονάδων παραγωγής ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Τα ειδικά χαρακτηριστικά αυτών των απομονωμένων

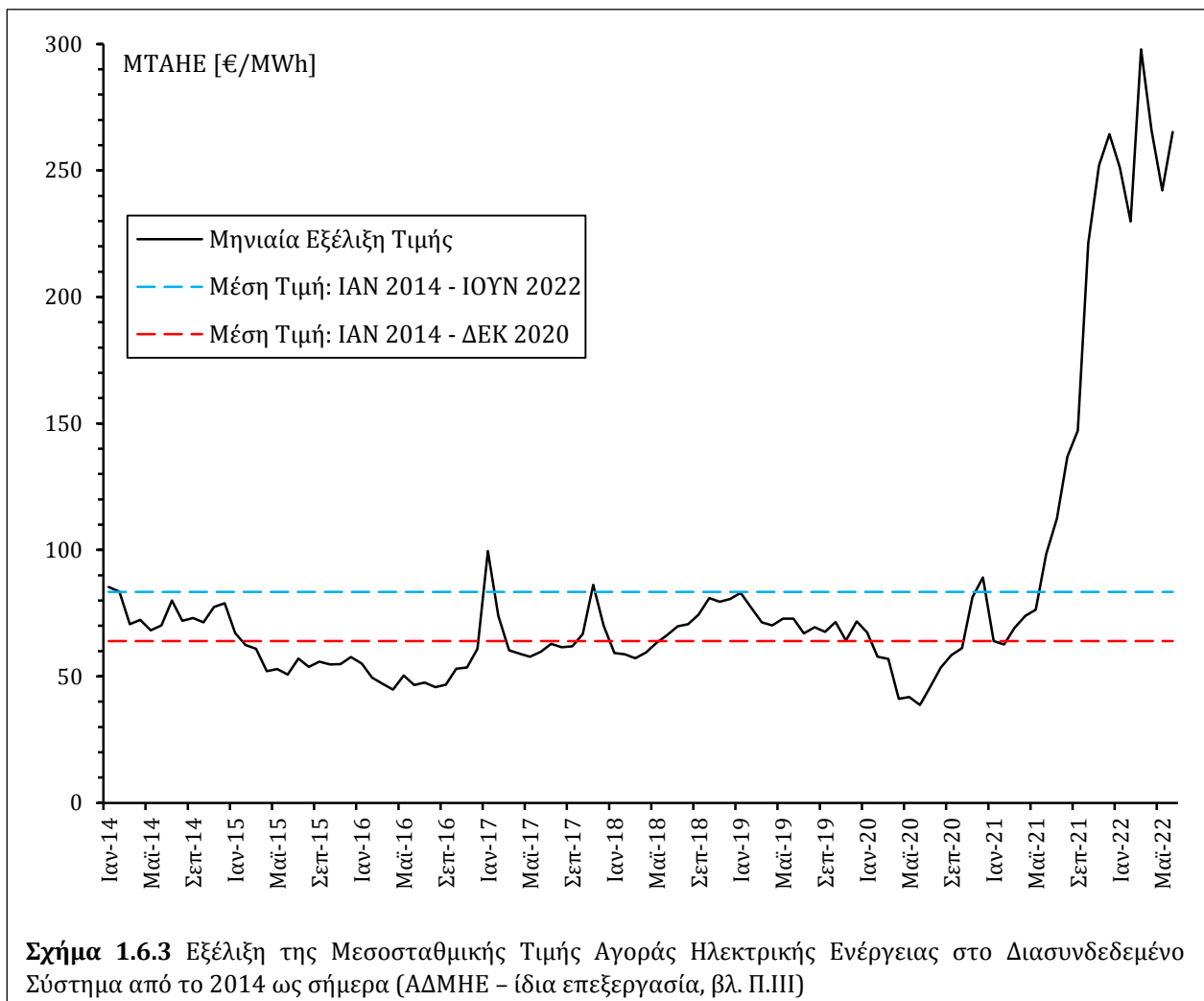
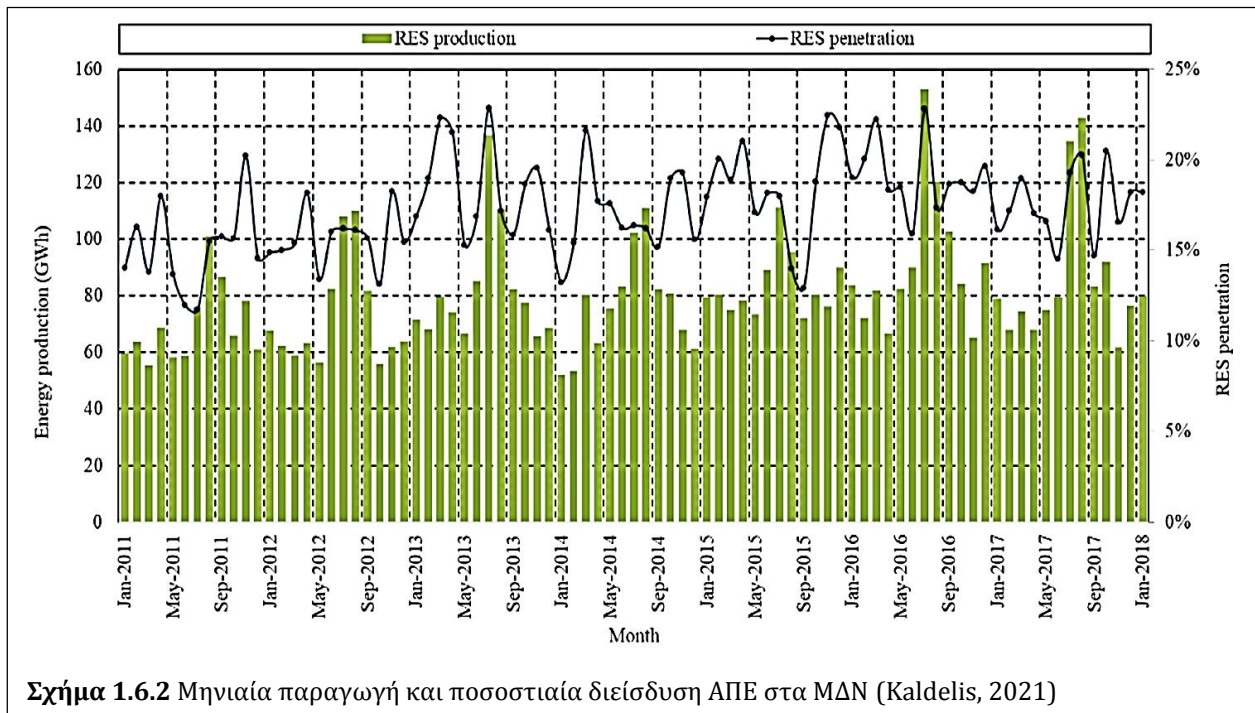
ηλεκτρικών δικτύων περιπλέκουν την λειτουργία και αποστερούν τα πλεονεκτήματα των οικονομικών κλίμακας, οδηγώντας σε αυξημένα κόστη. Από το 1999 και μετά, μια από τις κρισιμότερες διαδικασίες σχετικά με την περαιτέρω επέκταση του τομέα των ΑΠΕ υπήρξαν τα περιφερειακά και τοπικά σχέδια χρήσεων γης, όπου οριοθετούνταν πιθανές τομοθεσίες για την εγκατάσταση έργων ΑΠΕ. Η διαδικασία αυτή λειτούργησε αντιφατικά, με αρκετές συγκρούσεις μεταξύ τοπικών κοινωνιών και δημόσιας διοίκησης, αφού η χωροθέτηση των έργων συνήθως κρινόταν ως ανταγωνιστική έναντι των υπολοίπων οικονομικών δραστηριοτήτων και κυρίως του τουρισμού, καταλήγοντας σε σημαντικές καθυστερήσεις κατά τη φάση της αδειοδότησης, ή ακόμα και της κατασκευής των νέων έργων ΑΠΕ. Εντέλει, οι κοινωνικές εντάσεις δεν επέτρεψαν την απαραίτητη ομοθυμία, προκειμένου να επιτευχθεί το επιχειρούμενο τεχνολογικό άλμα στον ενεργειακό κλάδο (Chatziargyriou et al., 2016). Αξίζει να σημειωθεί εδώ ότι ενώ οι προϋπάρχουσες θερμικές μονάδες στα ΜΔΝ είναι δημόσιες, οι μετέπειτα επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ είναι σχεδόν εξ' ολοκλήρου ιδιωτικές, από επενδυτές ξένους προς την τοπική κοινωνία, ενισχύοντας έτσι την εγγενή δυσπιστία προς τα έργα αυτά και άρα και τις προοπτικές υλοποίησής τους.



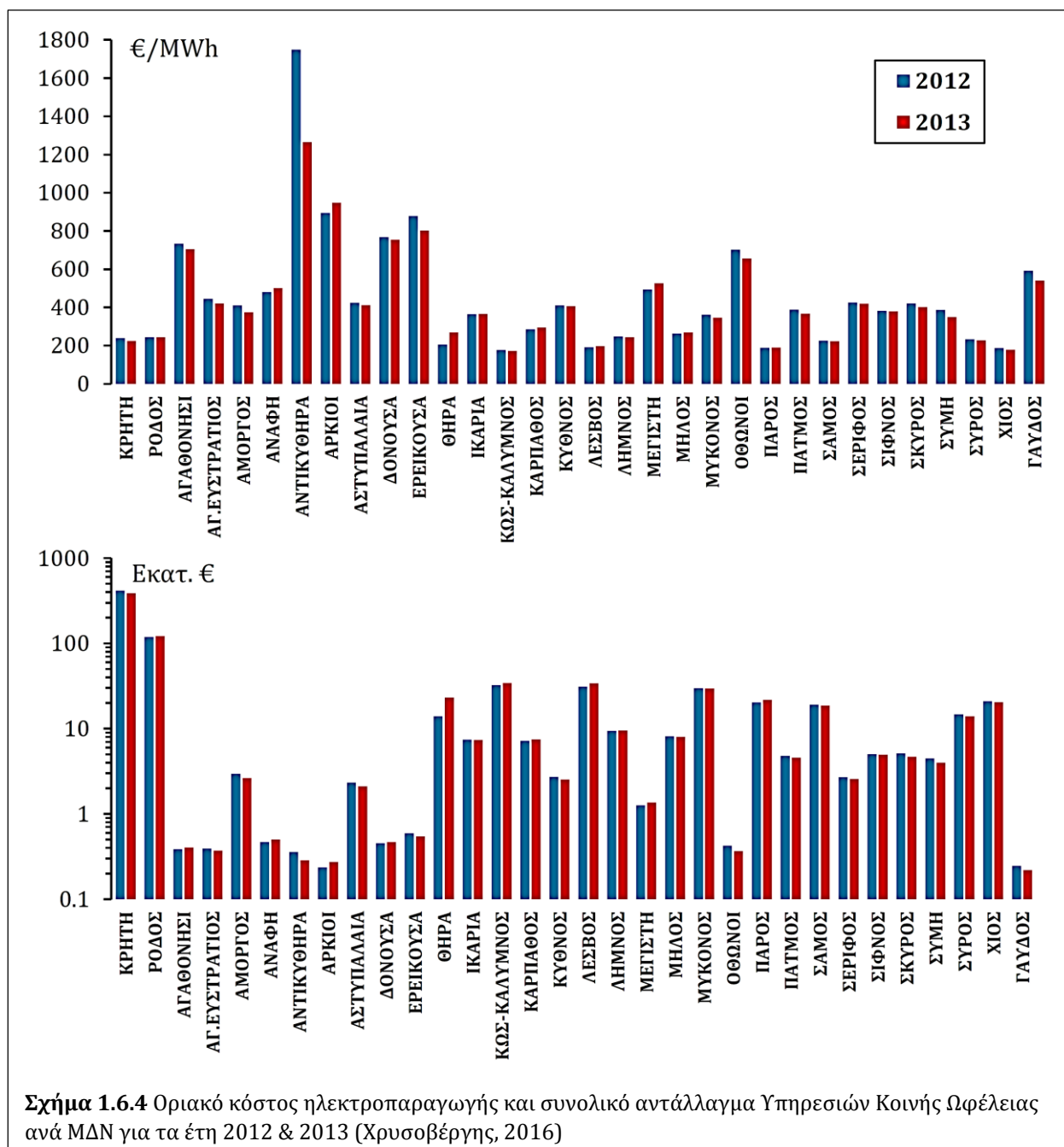
Συνολικά, η ενεργειακή ζήτηση στα ΜΔΝ αντιμετωπίζεται κυρίως από θερμικές μονάδες με καύση πετρελαιοειδών σε ποσοστό περίπου 82% με χρήση εισαγόμενου καυσίμου diesel ή mazut, με το υπόλοιπο να προέρχεται από ΑΠΕ. Η εγκατεστημένη ισχύς κατά το μεγαλύτερο ποσοστό αντιστοιχεί σε θερμικές μονάδες [79,7%], ενώ η εναπομείνουσα ισχύς κατανέμεται σε έργα ΑΠΕ, όπου κυριαρχούν τα αιολικά πάρκα [12,3%] και έπονται τα φωτοβολταϊκά πάρκα [6,95%]. Τα φωτοβολταϊκά στις στέγες έχουν μερίδιο κάτω του 1%, ενώ ακόμα μικρότερα ποσοστά αντιστοιχούν σε ένα μικρό υδροηλεκτρικό έργο [0,3 MW] και μία μονάδα βιομάζας [0,5 MW], αμφότερα στην Κρήτη [βλ. Σχ. 1.6.1].

Μια ιδιαίτερα σημαντικά έννοια για την ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ είναι αυτή της ενεργειακής ασφάλειας, η οποία σχετίζεται τόσο με την εξάρτηση από την εισαγωγή πετρελαιοειδών, όσο και με τις επιπτώσεις στις οποίες υπόκειται η πλειοψηφία των μικρών νησιών σε περίπτωση κρίσιμης βλάβης στις θερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας ή στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Για την αντιμετώπιση του ζητήματος, οι διαχειριστές των δικτύων αυτών θέτουν συγκεκριμένες προδιαγραφές, σχετιζόμενες με την έντονα μεταβλητή διείσδυση των ΑΠΕ, καθώς και τη συμμόρφωση με τους τεχνικούς περιορισμούς που χαρακτηρίζουν τις ήδη υφιστάμενες πετρελαϊκές μονάδες παραγωγής. Ως αποτέλεσμα των περιορισμών αυτών, η συνεισφορά των ΑΠΕ στην τοπική κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης τυπικά αναμένεται στο εύρος 15÷20% σε ετήσια βάση. Ειδικότερα

τα τελευταία χρόνια, η μηνιαία παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ στα ΜΔΝ κυμαίνεται μεταξύ 60÷150 GWh, ενώ η αντίστοιχη διείσδυση είναι της τάξης του 12÷22% [βλ. Σχ. 1.6.2] (Kaldelis, 2021).



Οι βασικές παράμετροι που καθορίζουν το κόστος της ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ είναι το μέγεθος, η απόδοση και η τεχνολογία των μονάδων, η μεταβλητότητα του φορτίου, η θέση του νησιού που καθορίζει το κόστος εφοδιασμού και κυρίως, οι διεθνείς τιμές των εισαγόμενων καυσίμων. Ειδικά η τελευταία παράμετρος εκτιμάται ότι συνεισφέρει κατά 40% - 60% στη διαμόρφωση του συνολικού κόστους (Βικάτος κ.α., 2009).



Η επιλογή αυτή της κυριαρχίας των θερμικών μονάδων αποβαίνει ιδιαίτερα δαπανηρή, τόσο περιβαλλοντικά όσο και οικονομικά, για το σύνολο της χώρας, καθώς το μέσο κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ διαμορφώνεται στα 130,52 EUR/kWh (Katsoulakos, 2019), όντας περίπου 1,5 φορά υψηλότερο του αντιστοίχου κόστους στον ηπειρωτικό κορμό, όπως φαίνεται και από τη διαχρονική εξέλιξη της μεσοσταθμικής τιμής αγοράς του διασυστατικού δικτύου, με εξαίρεση την τελευταία διετία [βλ. Σχ. 1.6.3 & Π.ΙΙΙ]. Ως αποτέλεσμα, προκειμένου να εξασφαλιστεί η ηλεκτροδότηση στα ΜΔΝ, η προκύπτουσα διαφορά επιδοτείται από την επιπλέον τιμολόγηση των λιανικών καταναλωτών, ως Υπηρεσία Κοινής Ωφέλειας. Η συνολική τιμή της

διαφοράς αυτής έφτασε τα 783,975 εκατ. EUR για το 2012 και τα 771,201 εκατ. EUR για το 2013 [βλ. Σχ. 1.6.4] (Χρυσοβέργης, 2016).

Περαιτέρω, η εξάρτηση από την εισαγωγή καυσίμων προς ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ οδηγεί σε εθνική ενεργειακή επισφάλεια, αφήνοντας παράλληλα ανεκμετάλετο σε μεγάλο βαθμό το τοπικό, αιολικό και ηλιακό δυναμικό. Ενδεικτικά, το 2016 η συνολική ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας από εισαγόμενα πετρελαιοειδή ήταν 72,5% έναντι 54% των χωρών της ΕΕ κατά μέσο όρο (Katsoulakos, 2019).

Ο υφιστάμενος εθνικός ενεργειακός σχεδιασμός θέτει ως προτεραιότητα τη διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα των τοπικών δικτύων ΜΔΝ με τα υψηλότερα ενεργειακά φορτία [Κρήτη, Ρόδος, Μύκονος & Πάρος]. Ωστόσο, η ίδια επιλογή κρίνεται ως οικονομοτεχνικά ασύμφορη για τα μικρότερα και πιο απομακρυσμένα δίκτυα, λόγω αφενός του συγκριτικά χαμηλού απαιτούμενου φορτίου τους και αφετέρου της μεγάλης γεωγραφικής διάχυσης και απόστασης μεταξύ τους και με τον ηπειρωτικό κορμό, άρα και του συνεπαγόμενου υψηλού κόστους για τα απαιτούμενα υποθαλάσσια καλώδια. Για τα δίκτυα αυτά, προκρίνονται οι τοπικές επενδύσεις με σκοπό τη βελτίωση του ενεργειακού μείγματος, με σημαντικές προοπτικές για αύξηση της ενεργειακής διείσδυσης των ΑΠΕ και συνεπαγόμενη παράλληλη μείωση του κόστους παραγωγής και των εκπομπών αερίων ρύπων, συνεισφέροντας ταυτόχρονα στην επίτευξη των εθνικών δεσμεύσεων στο πλαίσιο των στόχων της ΕΕ για την ενεργειακή μετάβαση ως το 2030 (Zafeiratou & Spataru, 2016; Katsoulakos, 2019).

2. Αφαλάτωση

Δεδομένης της αξίας του νερού ως βασικού φυσικού πόρου, ο οποίος συνεισφέρει σε όλες τις κοινωνικές δραστηριότητες, σήμερα η κάλυψη των υδατικών αναγκών αντιμετωπίζει περιορισμούς παγκοσμίως, λόγω της επίδρασης της κλιματικής αλλαγής, της οικονομικής ανάπτυξης και της αύξησης του πληθυσμού. Παράλληλα, οι θαλάσσιοι όγκοι αποτελούν τη μόνη σχεδόν ανεξάντλητη πηγή νερού, με το βασικό πρόβλημα στην εκμετάλευσή τους να είναι η υψηλή αλατότητα. Έτσι, για την επίλυση των σημερινών και μελλοντικών ζητημάτων λειψυδρίας, σε πολλές χώρες διερευνώνται διάφορες εναλλακτικές κάλυψης των αναγκών τους, με την αφαλάτωση να συνιστά σημαντική επιλογή, καθώς παρατηρείται σημαντική αύξηση των εγκατεστημένων έργων παγκοσμίως τα τελευταία χρόνια. Ειδικότερα, η αφαλάτωση με τροφοδοσία θαλασσινού νερού είναι πλήρως ανεξάρτητη από το φυσικό υδρολογικό κύκλο, επιτρέποντας έτσι τη χρήση της χωρίς περιορισμό σε παράκτιες περιοχές.

Οι μονάδες αφαλάτωσης ήδη συνιστούν βασικό παράγοντα οικονομικής ανάπτυξης σε πολλές ξηρές και άνυδρες περιοχές. Ωστόσο, πολλές εξ' αυτών χαρακτηρίζονται από υπερβολικό κόστος, ανεπαρκή σχεδιασμό και λανθασμένη επιλογή τεχνολογίας ή τοποθεσίας. Για την αποφυγή τέτοιων κοστοβόρων σφαλμάτων στο μέλλον, απαιτείται η συγκρότηση μεθόδων και διαδικασιών για την προσεκτική αξιολόγηση των πλεονεκτημάτων και αδυναμιών στην ανάπτυξη νέων εγκαταστάσεων (Cooley et al., 2006). Παρότι οι μονάδες αφαλάτωσης γενικά απαιτούν σε μόνιμη βάση μεγάλα ποσά ενέργειας κατά τη λειτουργία τους, το κόστος παραγωγής έχει μειωθεί σημαντικά λόγω τεχνολογικής ωρίμανσης, καθιστώντας τις πλέον οικονομικά ανταγωνιστικές με τη χρήση συμβατικών υδατικών πόρων (Kalogirou, 2005; Gao et al., 2017).

2.1 Επισκόπηση των Τεχνολογιών Αφαλάτωσης

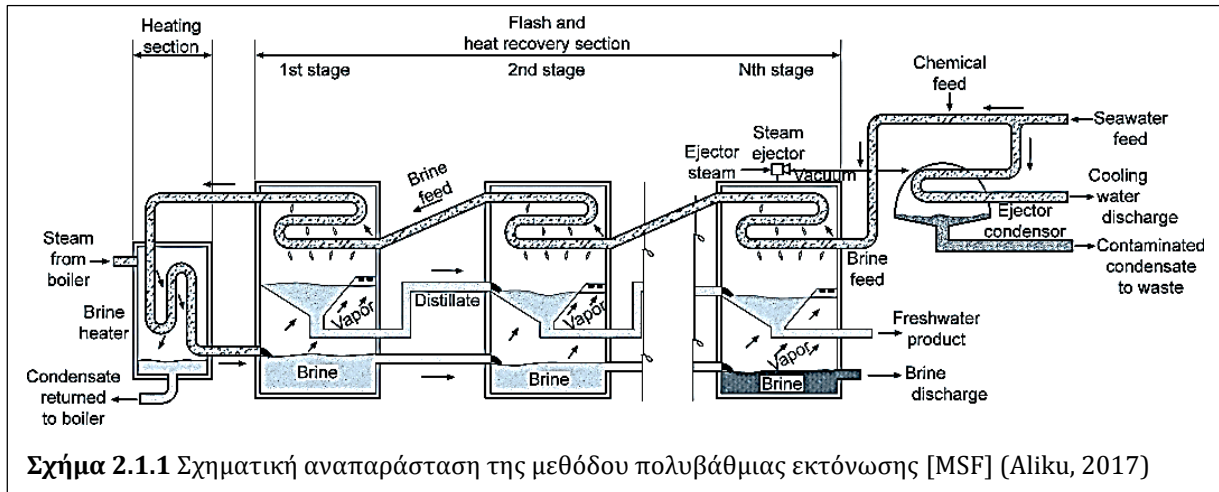
Γενικώς, οι ώριμες και εφαρμοζόμενες σήμερα τεχνολογίες αφαλάτωσης διακρίνονται σε δύο κατηγορίες: τις θερμικές ή τεχνολογίες αλλαγής φάσης και τις τεχνολογίες μεμβράνης. Οι πρώτες έχουν ως γενική αρχή λειτουργίας τον κορεσμό του τροφοδοτικού νερού, στη συνέχεια το διαχωρισμό του καθαρού ατμού από τα άλατα και τέλος τη συλλογή του συμπυκνώματος ως τελικό προϊόν. Οι δεύτερες στηρίζονται στη χρήση ημιπερατών μεμβρανών για το διαχωρισμό σε καθαρό νερό και άλμη με μηχανικά, ηλεκτρικά ή χημικά μέσα. Σε κάθε περίπτωση, απαιτείται η χημική επεξεργασία του τροφοδοτικού νερού, πριν και μετά την εκάστοτε κυρίως διαδικασία της αφαλάτωσης, ώστε να αποφευχθεί η διάβρωση του εξοπλισμού, το άφρισμα, η βιολογική ανάπτυξη και η ρύπανση του προϊόντος (Kalogirou, 2005; Gude, 2015). Το βασικό παραπροϊόν της αφαλάτωσης είναι η άλμη, η οποία πρακτικά συνιστά υδατικό διάλειμα υψηλής συγκέντρωσης σε άλατα, βαρέα μέταλλα και χημικές ουσίες που χρησιμοποιήθηκαν κατά τη διεργασία. Οι βασικές τεχνολογίες αφαλάτωσης είναι εποπτικά οι εξής:

- **Θερμικές Τεχνολογίες / Αλλαγή Φάσης**
 - Πολυβάθμια Εκτόνωση [**MSF**: Multi – Stage Flashing]
 - Πολυβάθμια Απόσταξη [**MED**: Mutli – Effect Distillation]
 - Συμπύκνωση Ατμού [**VC**: Vapour Compression]
 - Ηλιακή Απόσταξη [**SD**: Solar Distillation]
- **Τεχνολογίες Μεμβράνης**
 - Αντίστροφη Όσμωση [**RO**: Reverse Osmosis]
 - Ηλεκτροδιάλυση [**ED**: Electrodialysis]
 - Απόσταξη Μεμβράνης [**MD**: Membrane Distillation]

2.1.1 Πολυβάθμια Εκτόνωση [**MSF**]

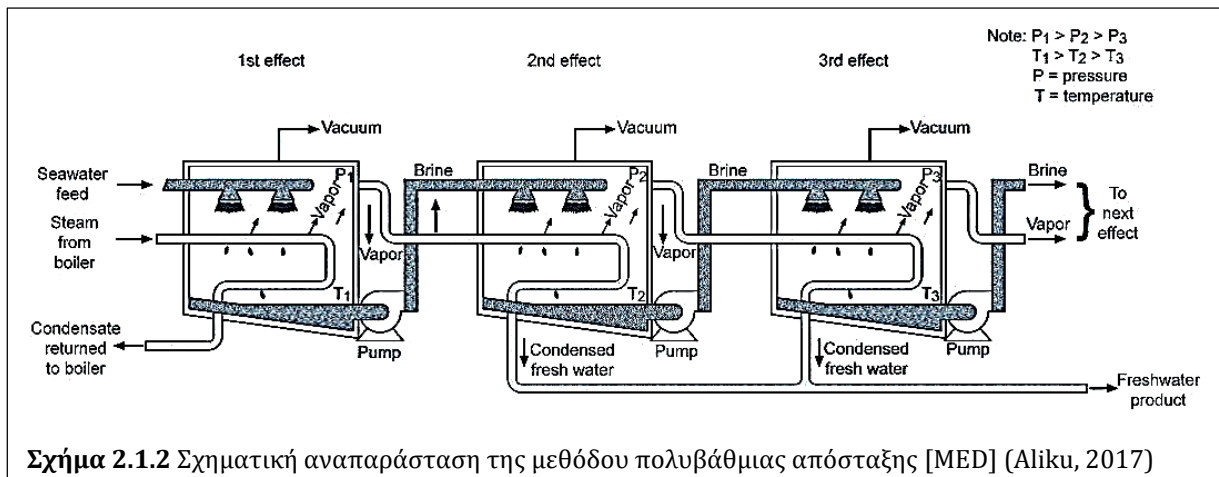
Η διεργασία αυτή [Σχ. 2.1.1] βασίζεται στην αρχή της εξάτμισης του τροφοδοτικού νερού μέσω του στραγγαλισμού πίεσης σε διαδοχικές βαθμίδες. Η ενεργειακή εξοικονόμηση της διεργασίας

επιτυγχάνεται καθώς η απορριπτόμενη θερμότητα της απερχόμενης ποσότητας νερού σε κάθε βαθμίδα χρησιμοποιείται για την επερχόμενη ποσότητα. Πριν την είσοδο στην πρώτη βαθμίδα, το τροφοδοτικό νερό προθερμαίνεται από εξωτερική πηγή ενέργειας. Στη συνέχεια, αυτό εισέρχεται στις στραγγαλιστικές βαθμίδες, όπου η πίεσή του εκτονώνεται προοδευτικά ανά βαθμίδα. Οι τυπικοί αριθμοί βαθμίδων στις σύγχρονες μονάδες κυμαίνονται μεταξύ 15 και 30, ενώ οι θερμοκρασίες λειτουργίας είναι στο εύρος 90 ± 120 °C, με την τιμή αυτή να εξαρτάται από τις συνθήκες εισόδου στην πρώτη βαθμίδα. Γενικά, οι υψηλότερες θερμοκρασίες επιτρέπουν λειτουργικά μεγαλύτερο αριθμό βαθμίδων και άρα μεγαλύτερη απόδοση της διεργασίας. Το τελικό προϊόν τυπικά έχει συγκέντρωση 2 ± 10 ppm TDS, με αποτέλεσμα να απαιτείται επεξεργασία επανεμπλουτισμού σε μέταλλα, ώστε να είναι κατάλληλο για ανθρώπινη κατανάλωση (Gude, 2015).



2.1.2 Πολυβάθμια Απόσταξη [MED]

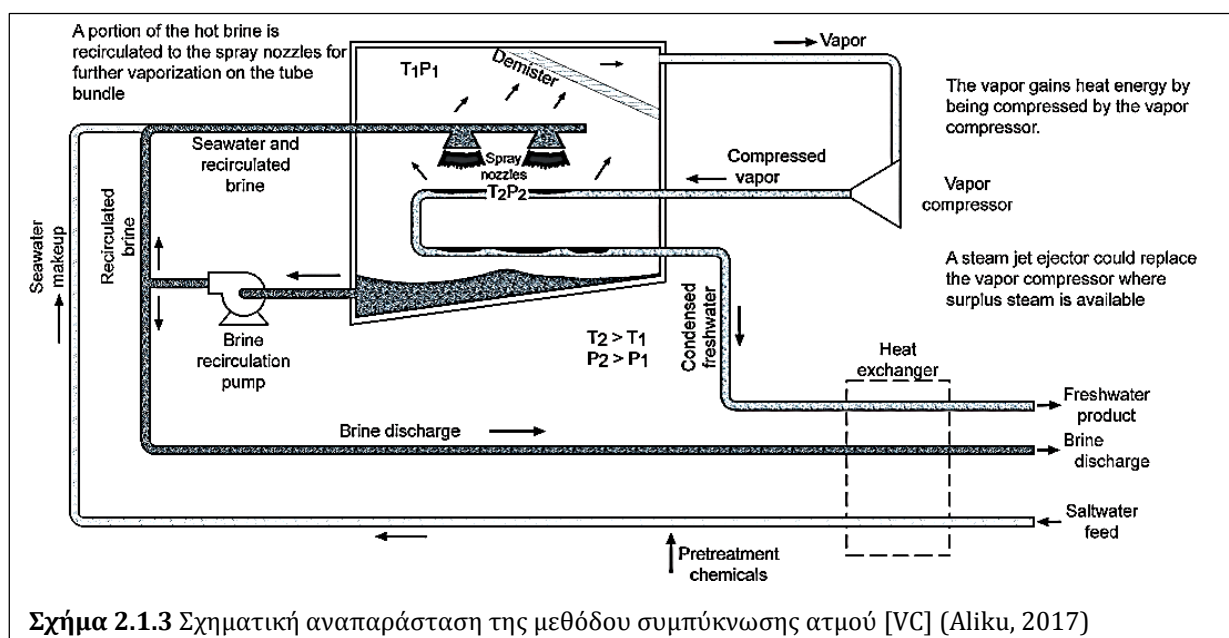
Η μέθοδος αυτή [Σχ. 2.1.2] χαρακτηρίζεται ως η πλέον θερμοδυναμικά αποδοτική, ως προς τις υπόλοιπες θερμικές τεχνολογίες αφαλάτωσης. Παρόμοια με την MSF, η MED λειτουργεί με διαδοχικές βαθμίδες. Εδώ το προθερμασμένο τροφοδοτικό νερό ψεκάζεται στους αυλούς της πρώτης βαθμίδας εξάτμισης, οι οποίοι θερμαίνονται από εξωτερικό ατμοπαραγωγό. Το νερό που εξατμίζεται στην πρώτη βαθμίδα περνά από έναν συμπυκνωτή, ο οποίος λειτουργεί παράλληλα ως εξατμιστική επιφάνεια για την επόμενη βαθμίδα, εναλλάσσοντας έτσι θερμότητα μέσω συναγωγής μεταξύ των διαδοχικών σταδίων της διεργασίας. Κι εδώ, η απόδοση της διεργασίας εξαρτάται από το σύνολο των βαθμίδων, το οποίο με τη σειρά του προκύπτει από τη συνολική θερμοκρασιακή διαφορά αλλά και την ελάχιστη επιτρεπόμενη διαφορά μεταξύ διαδοχικών βαθμίδων.



Τυπικά, οι βαθμίδες κυμαίνονται μεταξύ 4 και 21 και οι μέγιστες θερμοκρασίες είναι $\sim 90\text{ }^{\circ}\text{C}$, ενώ υπάρχει και η παραλλαγή με χαμηλότερες θερμοκρασίες $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ [LT-MED] και παράλληλα σημαντικά μεγαλύτερες επιφάνειες εναλλαγής θερμότητας, της τάξης του $25\div 40\%$ (Gude, 2015).

2.1.3 Συμπύκνωση Ατμού [VC]

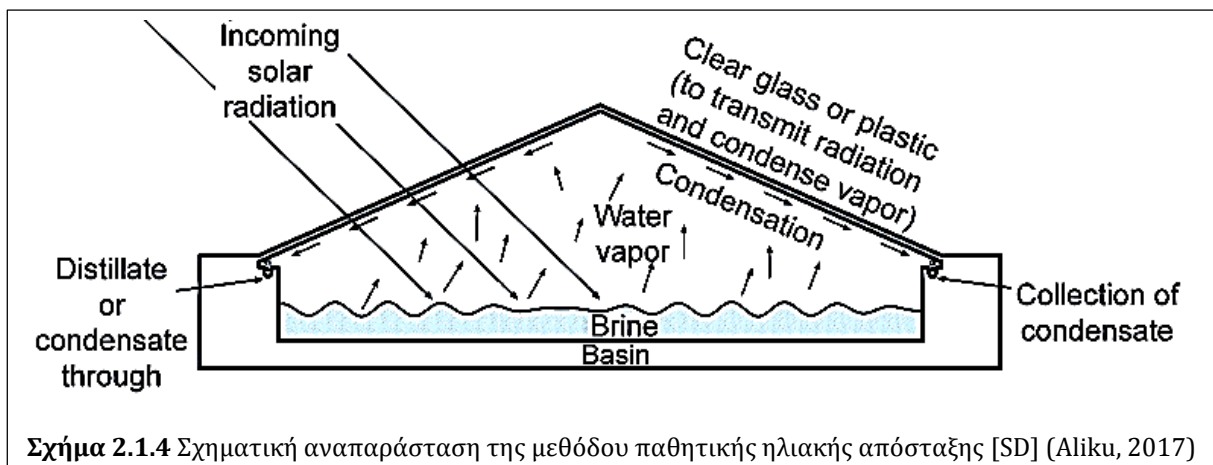
Η μέθοδος αυτή [Σχ. 2.1.3] είναι κατάλληλη για μονάδες αφαλάτωσης μικρής και μεσαίας κλίμακας. Η αρχή λειτουργίας της στηρίζεται στην ανάκτηση ενέργειας του παραγόμενου ατμού από την τελευταία βαθμίδα, ως πηγή θερμότητας για την πρώτη βαθμίδα. Ενδιάμεσως, στον εξερχόμενο ατμό προσδίδεται πίεση, είτε θερμικά μέσω εκτοξευτή [TVC], είτε μηχανικά μέσω συμπιεστή [MVC], αυξάνοντας έτσι την πίεση και τη θερμοκρασία του άνω των αντίστοιχων επιπέδων του ατμού της πρώτης βαθμίδας και δημιουργώντας παράλληλα σχετικό κενό στον αποστακτήρα. Ο συμπιεσμένος ατμός οδηγείται σε μια συστοιχία αυλών, η οποία ψεκάζεται εξωτερικά με τροφοδοτικό νερό, το οποίο με τη σειρά του βράζει παράγοντας επιπλέον ατμό. Η διαφορά μεταξύ των δύο τρόπων συμπίεσης είναι ότι ο μηχανικός απαιτεί την εγκατάσταση μιας δαπανηρής διάταξης συμπίεστη, οδηγώντας σε χαμηλότερη απόδοση και μειονεκτήματα στη λειτουργία και συντήρηση, έναντι της περίπτωσης του θερμικού εκτοξευτή (Gude, 2015).



Σχήμα 2.1.3 Σχηματική αναπαράσταση της μεθόδου συμπύκνωσης ατμού [VC] (Aliku, 2017)

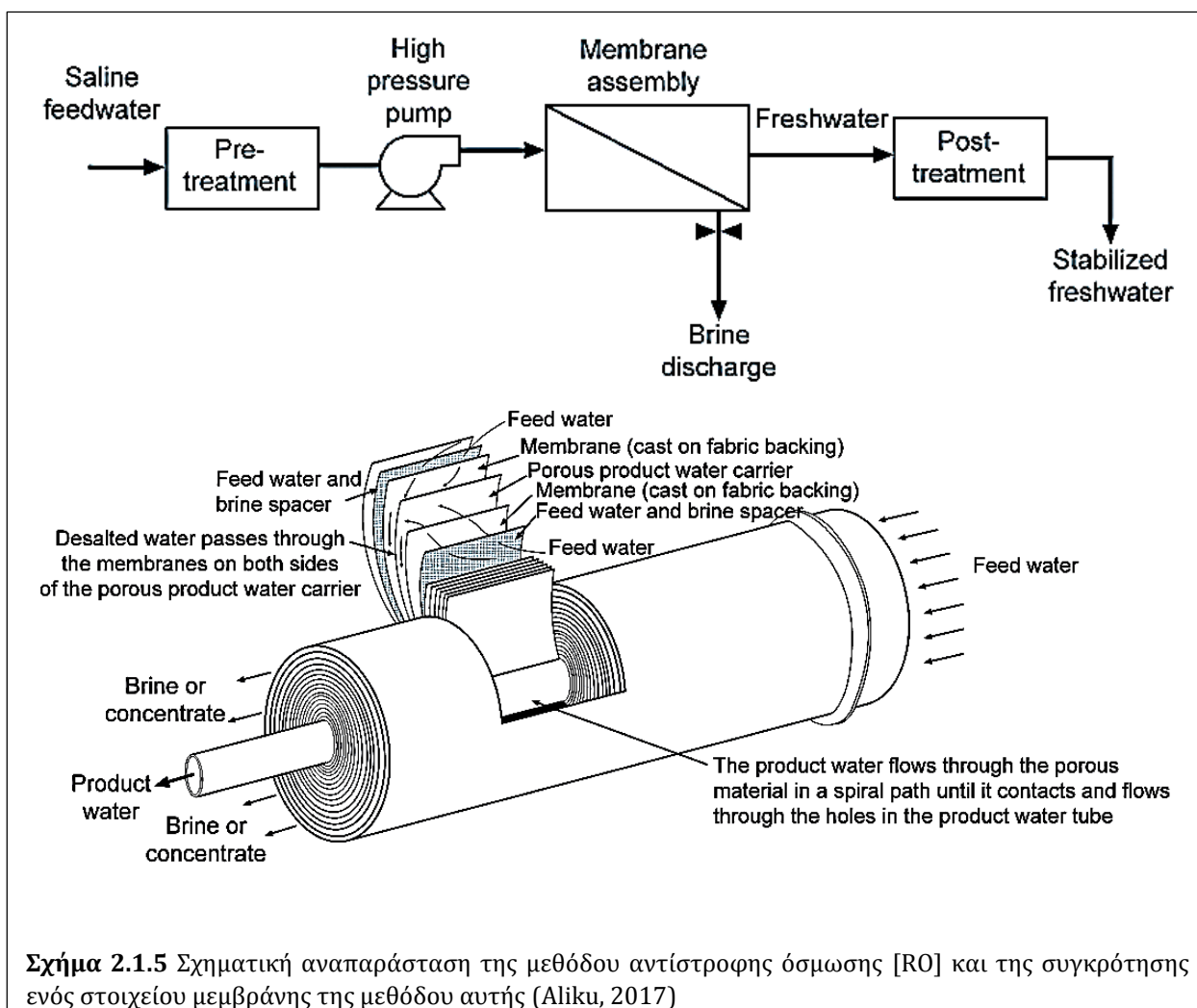
2.1.4 Ηλιακή Απόσταξη [SD]

Η μέθοδος αυτή αφαλάτωσης [Σχ. 2.1.4] μπορεί να είναι ενεργητική ή παθητική, στηριζόμενη αντιστοίχως στην έμμεση ή άμεση εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας. Η αρχή της λειτουργίας της βασίζεται στην εξάτμιση του νερού λόγω της συσσωρευμένης ηλιακής θερμότητας, διαχωρίζοντας το έτσι από άλατα και λοιπές ακάθαρτες ουσίες. Στη συνέχεια, ο ατμός συμπυκνώνεται στην εσωτερική πλευρά μιας κεκλιμένης γυάλινης επιφάνειας στην κορυφή της διάταξης και το αποσταγμένο νερό συλλέγεται στη χαμηλότερη ακμή αυτής. Στην περίπτωση της άμεσης εκμετάλλευσης, η ενέργεια δεσμεύεται από ηλιακούς συλλέκτες και κατευθύνεται στη μονάδα αφαλάτωσης, ενώ σε αυτήν της έμμεσης εκμετάλλευσης, αυτή χρησιμοποιείται επιτόπου κατά τη δέσμευσή της σε αποστακτική διάταξη. Η περίπτωση της παθητικής απόσταξης είναι η απλούστερη και λιγότερο δαπανηρή, με ενεργειακή απόδοση $30\div 40\%$, έναντι $\sim 70\%$ για την ενεργητική, η οποία δύναται να βελτιωθεί με την εγκατάσταση περισσότερων της μίας βαθμίδων (Gude, 2015; Kartalidis et al., 2016).



2.1.5 Αντίστροφη Όσμωση [RO]

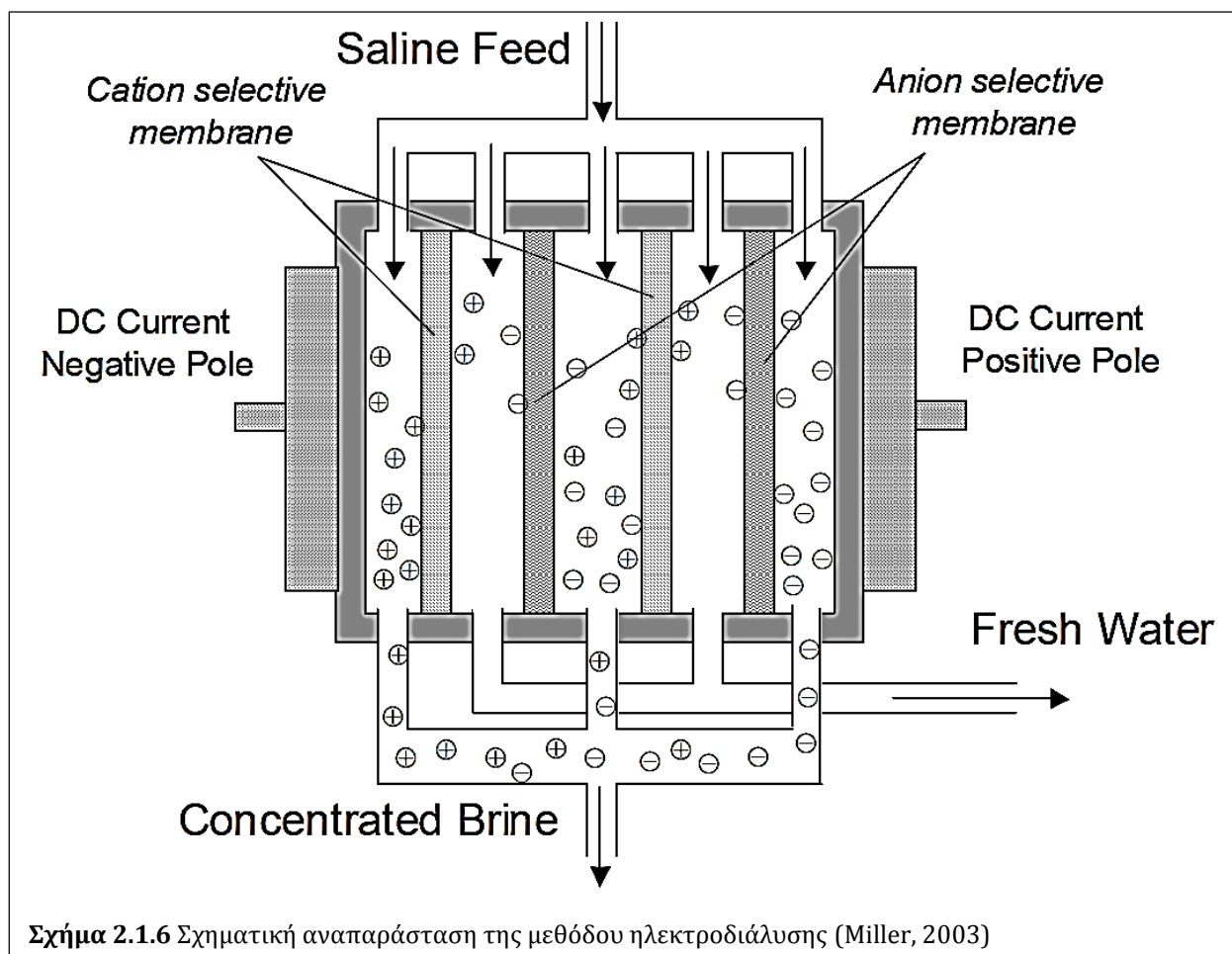
Η μέθοδος αυτή [Σχ. 2.1.5] βασίζεται στη χρήση μιας ημιπερατής μεμβράνης, η οποία επιτρέπει τη διέλευση καθαρού νερού αλλά όχι των αλάτων. Αυτό επιτυγχάνεται εφαρμόζοντας υψηλή πίεση της τάξης των 70 bar στο τροφοδοτικό νερό μέσω πολυβάθμιας φυγοκεντρικής αντλίας, η οποία ξεπερνά την ωσμωτική πίεση, εξωθώντας το καθαρό νερό διαμέσου της μεμβράνης και κρατώντας ανάντι την παραγόμενη άλμη. Τυπικά, μια μονάδα αντίστροφης όσμωσης αποτελείται από 4 διαδοχικά στάδια: προεπεξεργασία, υψηλή πίεση, διαχωρισμός στη μεμβράνη και τελική επεξεργασία.



Ειδικότερα, κατά την προεπεξεργασία, αφαιρούνται από το νερό διάφορες ουσίες βλαπτικές για ανθρώπινη χρήση ή επικίνδυνες για τη μεμβράνη και προστίθενται καθαριστικές ουσίες, ενώ στην τελική επεξεργασία, το εξερχόμενο νερό εμπλουτίζεται με μέταλλα και άλατα. Η ενεργειακή κατανάλωση έγγυται πρωτίστως στο αντλητικό έργο, το οποίο αφορά στην εξωτερική τροφοδοσία, την κυρίως διεργασία της αφαλάτωσης και την προώθηση του τελικού προϊόντος σε δεξαμενές διανομής, με τις ενεργειακές απαιτήσεις της κυρίως διεργασίας να εξαρτώνται άμεσα από τη συγκέντρωση του τροφοδοτικού νερού σε άλατα (Kalogirou, 2005; Gude, 2015; Kartalidis et al., 2016).

2.1.6 Ηλεκτροδιάλυση [ED]

Η αρχή λειτουργίας της ηλεκτροδιάλυσης [Σχ. 2.6] βασίζεται στη μετανάστευση ιοντισμένων αλάτων προς την κατεύθυνση των ηλεκτροδίων αντίθετης φόρτισης, λόγω του ηλεκτρικού πεδίου που αυτά δημιουργούν στο τροφοδοτικό νερό. Ταυτόχρονα, επιλεκτικές μεμβράνες δύο τύπων, τοποθετημένες εναλλάξ στη διάταξη αφαλάτωσης, επιτρέπουν την επιλεκτική διέλευση ανιόντων ή κατιόντων. Ειδικότερα, τα ανιόντα [-] διαπερνούν την επιλεκτική μεμβράνη ανιόντων, αλλά παγιδεύονται στην επόμενη αντίστοιχη μεμβράνη κατιόντων και εγκλωβίζονται έτσι στο ρεύμα του συμπυκνώματος. Αντίστοιχα, τα κατιόντα [+] κινούνται στην αντίθετη κατεύθυνση προς το αρνητικό ηλεκτρόδιο και παγιδεύονται από την επιλεκτική μεμβράνη ανιόντων. Με τον τρόπο αυτό, οι μεμβράνες οδηγούν στη δημιουργία αντιστοιχών ρευμάτων καθαρού νερού και συμπυκνώματος άλμης, αντίθετης μεταξύ τους ροής και κάθετα στην κίνηση των ιόντων.



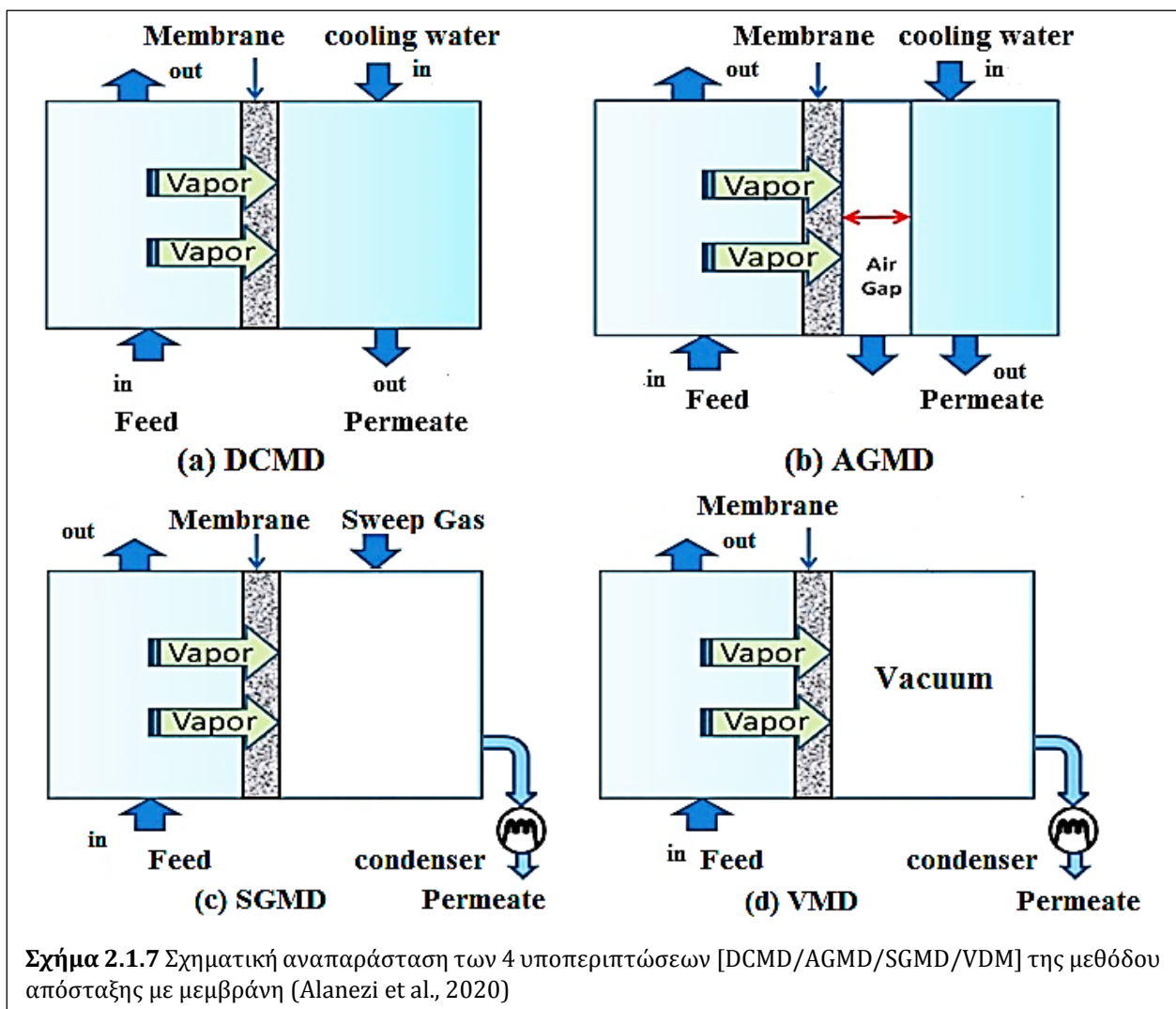
Ένα τυπικό σύστημα ηλεκτροδιάλυσης περιλαμβάνει μια στοίβα ζευγών μεμβρανών αντίθετης επιλεκτικότητας, μεταξύ των οποίων εισέρχεται το τροφοδοτικό νερό και αντίστοιχα διαδοχικά μονοπάτια διέλευσης άλμης και καθαρού προϊόντος, ενώ τα ηλεκτρόδια τοποθετούνται στα άκρα

της συστοιχίας. Τα ηλεκτρόδια απαιτούν τακτικό καθαρισμό για την αποφυγή επικαθίσεων ή και διάβρωσης. Επιπλέον, αναγκαία είναι και η συχνή κένωση του ρεύματος της άλμης [feed-and-bleed mode], λόγω της έντονης διαφοράς παροχής μάζας στα ρεύματα άλμης και νερού είναι έντονη, με τη δεύτερη να είναι περίπου δεκαπλάσια της πρώτης, οδηγώντας έτσι σε σημαντική φόρτιση της διάταξης λόγω της αναπτυσσόμενης διαφοράς πίεσης.

Μια μονάδα ηλεκτροδιάλυσης μπορεί να απομακρύνει το 50÷94% των διαλυμένων στερεών, σε συγκέντρωση τροφοδοτικού νερού έως και 12 g/lTDS. Ο τελικός βαθμός απόδοσης εξαρτάται από την εφαρμοζόμενη διαφορά δυναμικού, τον αριθμό των ζευγών μεμβρανών και την ποιότητα της εισερχόμενης ροής. Αναμενόμενα, το κόστος της διαδικασίας αυξάνεται με την υψηλότερη συγκέντρωση αλάτων στην τροφοδοσία. Μια παραλλαγή της μεθόδου είναι αυτή της ηλεκτροδιάλυσης με αντιστροφή [EDR: electro dialysis reversal], στην οποία εναλλάσσεται τακτικά η πολικότητα των ηλεκτροδίων, απελευθερώνοντας έτσι τα συσσωρευμένα ιόντα στις επιφάνειες των μεμβρανών, αυξάνοντας έτσι το χρόνο ζωής τους και μειώνοντας τις ανάγκες σε καθαρισμό των ηλεκτροδίων (Miller, 2003; Gude; 2015).

2.1.7 Απόσταξη Μεμβράνης [MD]

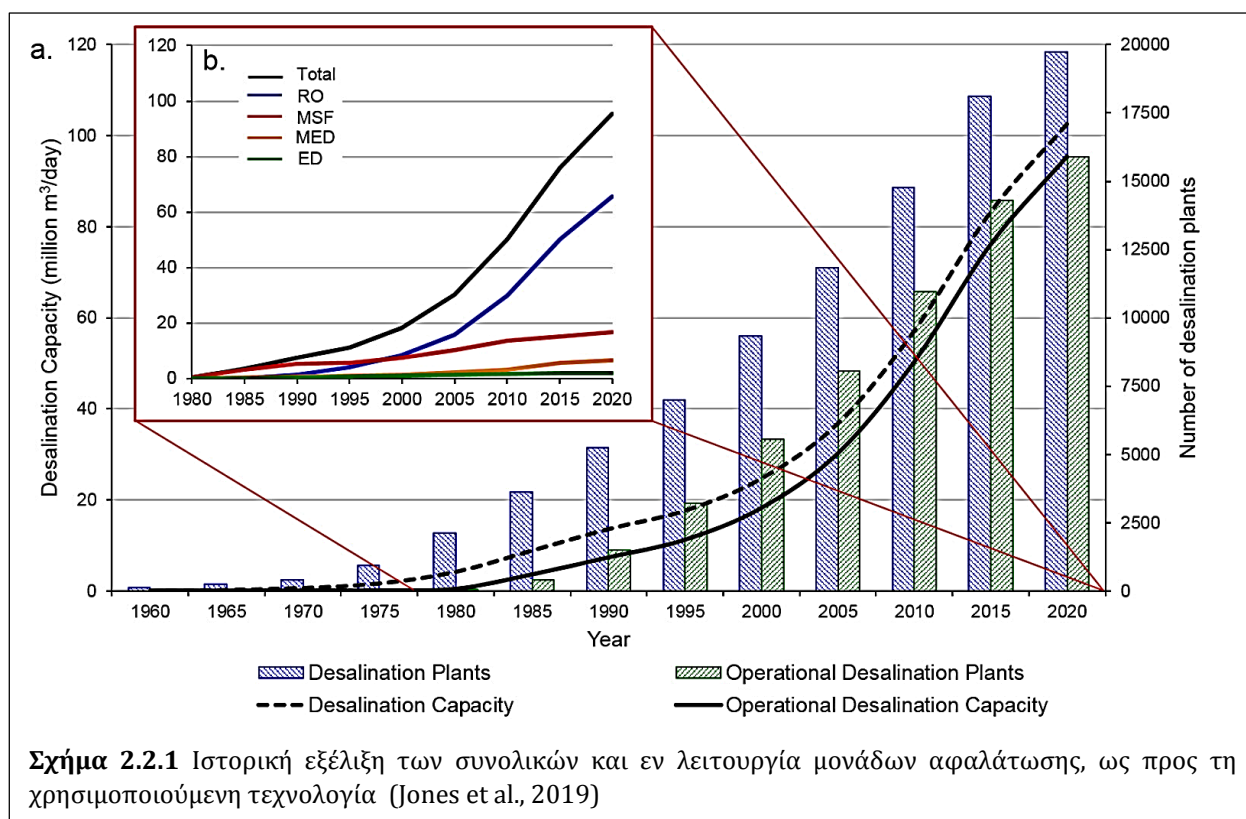
Η μέθοδος αυτή [Σχ. 2.1.7] θεωρείται υβριδική, καθώς συνδυάζει τις αρχές της θερμικής εξάτμισης και του διαχωρισμού με μεμβράνες. Το τροφοδοτικό νερό αρχικά θερμαίνεται μέσω εξωτερικής πηγής και στη συνέχεια εισέρχεται στη θερμή πλευρά της διάταξης, όπου οι παραγόμενοι ατμοί διαχωρίζονται μέσω της μεμβράνης και τελικά συμπυκνώνονται στην ψυχρή πλευρά.



Δεδομένου ότι μεταξύ των δύο ρευμάτων μεσολαβεί το φυσικό σύνορο της μεμβράνης, απαιτείται μικρή θερμοκρασιακή διαφορά μεταξύ τους για την αποτελεσματική λειτουργία της διεργασίας, της τάξης των 10 °C. Το πορώδες της μεμβράνης θα πρέπει να επιτρέπει τη διέλευση ατμού αλλά όχι υγρής φάσης. Η μέθοδος αυτή έχει 4 παραλλαγές, ως προς την επαφή της μεμβράνης με τον παραγόμενο ατμό: άμεση επαφή [DCMD], διάκενο αέρος [AGMD], κενό [VMD] και αέριο σάρωσης [SGMD] (Gude, 2015).

2.2 Γενικά Στοιχεία & Ιστορική Αναδρομή

Τα τελευταία χρόνια, η αφαλάτωση έχει ανακύψει ως μια οικονομικά βιώσιμη λύση για τις ξηρές περιοχές που υποφέρουν από έλλειψη υδάτινων πόρων. Αρχικά, αρκετές νησιωτικές χώρες όπως οι Βερμούδες, η Μάλτα και οι Παρθένες νήσοι κατέφυγαν στην αφαλάτωση για την παραγωγή σχετικά ακριβού πόσιμου νερού, ελλείψει άλλων πηγών προμήθειας αυτού. Στη συνέχεια, στην περιοχή της Μέσης Ανατολής, πολλά κράτη του Περσικού Κόλπου όπως το Κουβέιτ, η Σαουδική Αραβία και το Ομαν κατευθύνθηκαν προς τη λύση αυτή. Πιο πρόσφατα, χώρες της Μεσογείου όπως το Ισραήλ, η Ισπανία και η Αίγυπτος κατασκεύασαν μονάδες αφαλάτωσης μεγάλης δυναμικότητας (Tal, 2011).



Σήμερα, υπάρχουν σε λειτουργία 15.906 μονάδες αφαλάτωσης με αθροιστικό δυναμικό $95,37 \cdot 10^6$ m³/d, οι οποίες αντιστοιχούν στο 81% του συνόλου των μονάδων που κατασκευάστηκαν και στο 93% του αθροιστικού δυναμικού που υπήρξε ποτέ. Οι πρώτες μονάδες κατασκευάστηκαν σε άνυδρες περιοχές με μεγάλα πετρελαϊκά κοιτάσματα, κυρίως στη Μέση Ανατολή, με αποτέλεσμα να βασίζονται κυρίως σε θερμικές τεχνολογίες. Ειδικότερα, πριν τη δεκαετία του 1980, το 84% των έργων αφαλάτωσης χρησιμοποιούσαν τις 2 κυριάρχες ως τότε θερμικές τεχνολογίες, αυτές της θερμικής πολυβάθμιας εκτόνωσης ή απόσταξης [MSF/MED]. Η άνοδος της τεχνολογιών μεμβράνης, και ειδικότερα αυτής της αντίστροφης όσμωσης [RO] και η κυριαρχία τους σε βάρος των αντίστοιχων θερμικών ξεκίνησε μετά το 1980 [βλ. Σχ. 2.2.1]. Το 2000 οι παραγόμενοι όγκοι νερού από αφαλάτωση από θερμικές τεχνολογίες [κυρίως MSF] και από μεμβράνες [RO] ήταν $11,6 \cdot 10^6$ m³/d & $11,4 \cdot 10^6$ m³/d αντιστοίχως, αναλογώντας αθροιστικά στο 93% της παγκόσμιας παραγωγής.

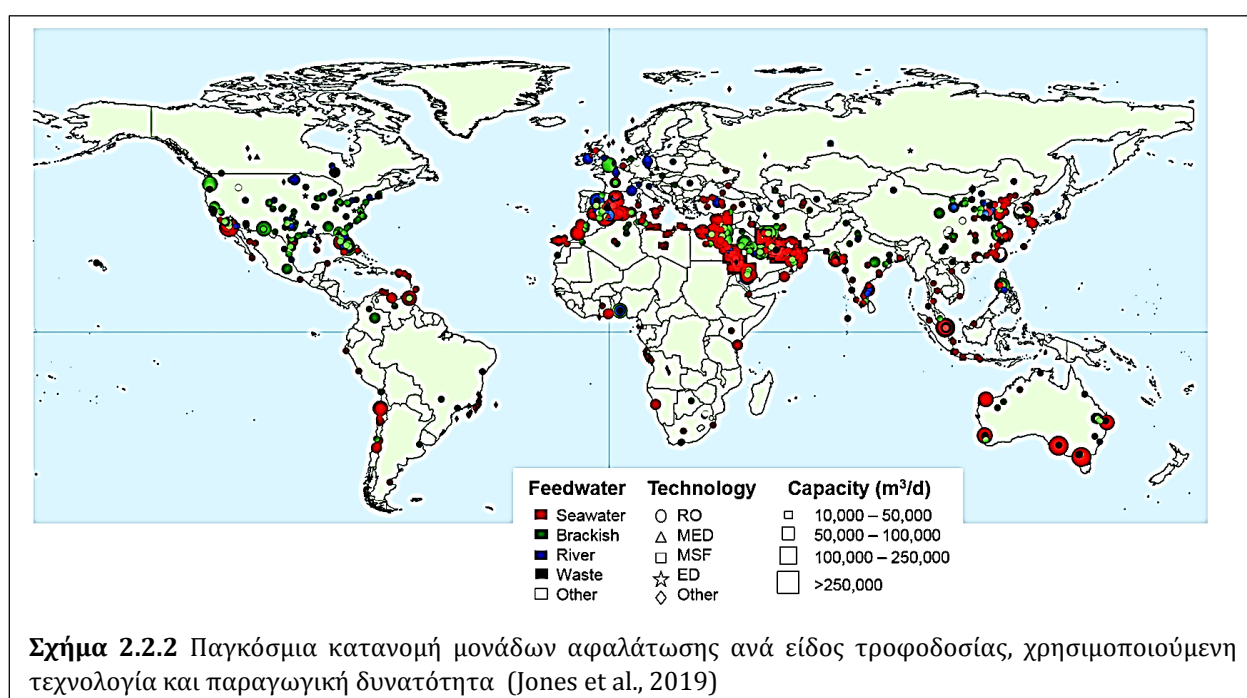
Έκτοτε, αυξήθηκαν εκθετικά τόσο το πλήθος όσο και η παραγωγική δυνατότητα των μονάδων αντίστροφης όσμωσης, ενώ τα αντίστοιχα μεγέθη για τις θερμικές τεχνολογίες αυξήθηκαν οριακά. Σήμερα, η τεχνολογία αντίστροφης όσμωσης αντιστοιχεί στο 84% των μονάδων αφαλάτωσης και παράγει αθροιστικά $65,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ ή 69% της παγκόσμιας παραγωγής (Jones et al., 2019).

Οι μονάδες αφαλάτωσης ανά τον κόσμο συγκεντρώνονται ως επί το πλείστον στις παράκτιες ζώνες και γύρω από αυτές, ενώ και τα μεγέθη τους είναι μεγαλύτερα αυτών της ενδοχώρας [βλ. Σχ. 2.2.2]. Μονάδες παραγωγής νερού για το αστικό δίκτυο υδροδότησης εντοπίζονται παγκοσμίως, ωστόσο κυριαρχούν στη Μέση Ανατολή και τη Βόρεια Αφρική. Παρότι περισσότερο από το 50% του συνόλου των μονάδων αφαλάτωσης προορίζονται για κάλυψη βιομηχανικών αναγκών, οι μονάδες με τη μεγαλύτερη παραγωγικότητα αντιστοιχούν στην αστική υδροδότηση, με μέσο όρο $12.126 \text{ m}^3/\text{d}$ έναντι $3.712 \text{ m}^3/\text{d}$. Ως αποτέλεσμα, το 62,3% της παραγωγής προορίζεται για ατομική κατανάλωση έναντι 30,2% για βιομηχανική, 4,8% για ηλεκτροπαραγωγή και 1,8% για άρδευση (Jones et al., 2019).

Το τροφοδοτικό νερό για τις μονάδες αφαλάτωσης χωρίζεται στις εξής 6 κατηγορίες, κυρίως ως προς τη συγκέντρωση συνολικών διαλυμένων στερεών σωματιδίων ανά εκατομμύριο [particles per million of Total Dissolved Solids – ppm TDS]:

- Άλμη - brine [BR: $>50.000 \text{ ppm TDS}$]
- Θαλασσινό νερό – salt water [SW: $20.000 \div 50.000 \text{ ppm TDS}$]
- υφάλμυρο νερό – brackish water [BW: $3.000 \div 20.000 \text{ ppm TDS}$]
- νερό ποταμών – river water [RW: $500 \div 3.000 \text{ ppm TDS}$]
- καθαρό νερό – pure water [PW: $<500 \text{ ppm TDS}$] και
- λύματα – wastewater [WW]

Κατατάσσοντας τις μονάδες αφαλάτωσης ως προς το είδος της τροφοδοσίας, το θαλασσινό νερό [SW] κυριαρχεί με 61% και έπονται το υφάλμυρο [BW] με 21%, το νερό ποταμών [RW] με 8%, τα λύματα [WW] με 6%, το καθαρό νερό [PW] με 4% και η άλμη [BR] με $<1\%$. Η τροφοδοσία αυτή συναρτάται άμεσα με την καταναλισκόμενη ενέργεια των μονάδων αφαλάτωσης. Ειδικότερα για τις τεχνολογίες μεμβράνης, η χαμηλή αλατότητα [ppm TDS] απαιτεί εφαρμογή μικρότερης πίεσης, οδηγώντας έτσι σε μικρότερη ενεργειακή κατανάλωση αλλά και επενδυτικό κόστος (Jones et al., 2019).



2.3 Η περίπτωση της Ελλάδας

Ήδη από τη δεκαετία του '60, όταν και κατέστη κοινός τόπος ότι η επιλογή της μεταφοράς νερού από την ενδοχώρα δεν είναι οικονομικά βιώσιμη, η αφαλάτωση θεωρήθηκε ένα δυνητικό μέσο για την αντιμετώπιση του ζητήματος της λειψυδρίας στα ελληνικά νησιά. Οι πρώτες σχετικές προσπάθειες βασίστηκαν στη χρήση ηλιακών αποστακτικών διατάξεων [SD], πληρωμένων με θαλασσινό νερό.

Από το 1964 έως το 1973, 5 τέτοια αποστακτικά συστήματα διαφορετικής δυναμικότητας εγκαταστάθηκαν στη Σύμη, το Καστελόριζο, την Κίμωλο, την Αίγινα και την Πάτμο. Η ημερήσια παραγωγική τους δυνατότητα ήταν περίπου 3 lt/m² επιφάνειας συλλογής. Τα έργα αυτά απέτυχαν για διάφορους λόγους, όπως το ανειδίκευτο προσωπικό, οι λειτουργικές αστοχίες εξ' αιτίας ανεπαρκούς σχεδιασμού στις πρώτες εγκαταστάσεις, η απουσία προγραμμάτων συντήρησης και η σύγκρουση συμφερόντων με τους ιδιοκτήτες των υδροφόρων πλοίων, δεδομένου ότι η πιθανή επιτυχία των προσπαθειών αυτών θα συνεπαγόταν σημαντικό πλήγμα στην ποσότητα των παραγγελιών τους, άρα και στην κερδοφορία των επιχειρήσεών τους (Kartalidis et al., 2016).

Μια δεύτερη απόπειρα στη χρήση αφαλάτωσης έλαβε χώρα στη Σύρο το 1969–70, με την κατασκευή μιας μονάδας θερμικής πολυβάθμιας στραγγαλιστικής απόσταξης [MSF], ημερήσιας παραγωγής 1.200 m³/d. Η μονάδα χρησιμοποιούσε πετρέλαιο ως καύσιμο και βρισκόταν σε λειτουργία ως το 1984, όταν και ανέκυψαν σημαντικά τεχνικά προβλήματα, κυρίως λόγω διάβρωσης στους εναλλάκτες θερμότητας. Τα προβλήματα αυτά, σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος των απαιτούμενων ανταλλακτικών αλλά και του χρησιμοποιούμενου καυσίμου, οδήγησε στη μετασκευή της μονάδας σε αντίστροφης όσμωσης [RO].

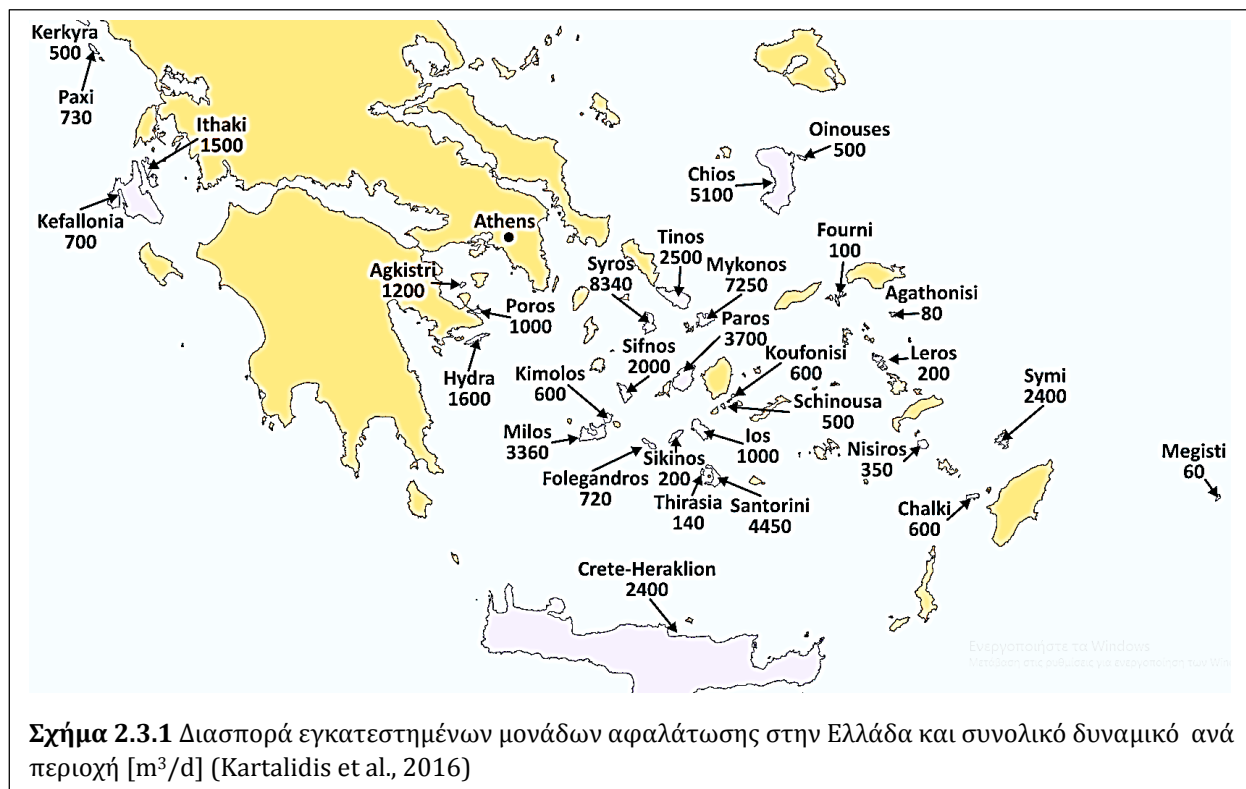
Το 1977–78, εγκαταστάθηκε στην Κέρκυρα μια μονάδα ηλεκτροδιάλυσης/αντίστροφής [EDR] για αφαλάτωση υφάλμυρου νερού [≤ 2.000 ppm], ημερήσιας παραγωγής 15.000 m³/d και ειδικής κατανάλωσης ενέργειας 1,7 kWh/m³. Η χρήση της σταμάτησε μερικά χρόνια αργότερα, λόγω λειτουργικών προβλημάτων.

Οι πρώτες μονάδες αντίστροφης όσμωσης εγκαταστάθηκαν στην Ιθάκη και τη Μύκονο το 1981–1982. Η μονάδα της Ιθάκης είχε εγκατεστημένη ισχύ 510 kW και ειδική κατανάλωση ενέργειας 15 kWh/m³. Έκτοτε, η αντίστροφη όσμωση κατέστη η προτιμώμενη τεχνολογία αφαλάτωσης, τόσο για δημόσια χρήση, όσο και για κάλυψη ιδιωτικών αναγκών σε ξενοδοχεία και πολυτελείς κατοικίες. Οι λόγοι για την προτίμησή της ήταν:

1. Η δυνατότητα λειτουργικής προσαρμογής σε ζήτηση με έντονη εποχικότητα
2. Οι συγκριτικά χαμηλότερες απαιτήσεις σε νερό τροφοδοσίας
3. Ο σχετικά μικρός όγκος των μονάδων
4. Η γρήγορη εγκατάσταση [2 με 3 μήνες]
5. Η συγκριτικά χαμηλότερη κατανάλωση ενέργειας
6. Η ευκολία λειτουργίας τους

Ο ρυθμός αύξησης του δυναμικού αφαλάτωσης στη χώρα ήταν σχετικά χαμηλός ως τη δεκαετία του 2000, ωστόσο αυξήθηκε θεαματικά πριν τη διεξαγωγή των Ολυμπιακών Αγώνων του 2004. Τα επόμενα χρόνια, περί τα 10 νησιά αναμένεται να εγκαταστήσουν μονάδες αφαλάτωσης, συνολικής δυναμικότητας παραγωγής 11.000 m³/d. Σήμερα, η συνολική εγκατεστημένη παραγωγική δυνατότητα των μονάδων αφαλάτωσης για δημόσια χρήση στα νησιά, διεσπαρμένη σε 30 εξ' αυτών, είναι περίπου 52.000 m³/d, εκ των οποίων τα 9.000 m³/d αντιστοιχούν σε τροφοδοσία με υφάλμυρο νερό και τα υπόλοιπα 43.000 m³/d τροφοδοτούνται με θαλασσινό νερό [βλ. Σχ. 2.3.1]. Η πλειοψηφία των μονάδων αυτών είναι εγκατεστημένη σε ΜΔΝ [22 από εκ των 30 νησιών], ενώ οι υπόλοιπες βρίσκονται σε νησιά διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα, μέσω υποθαλάσσιων καλωδίων.

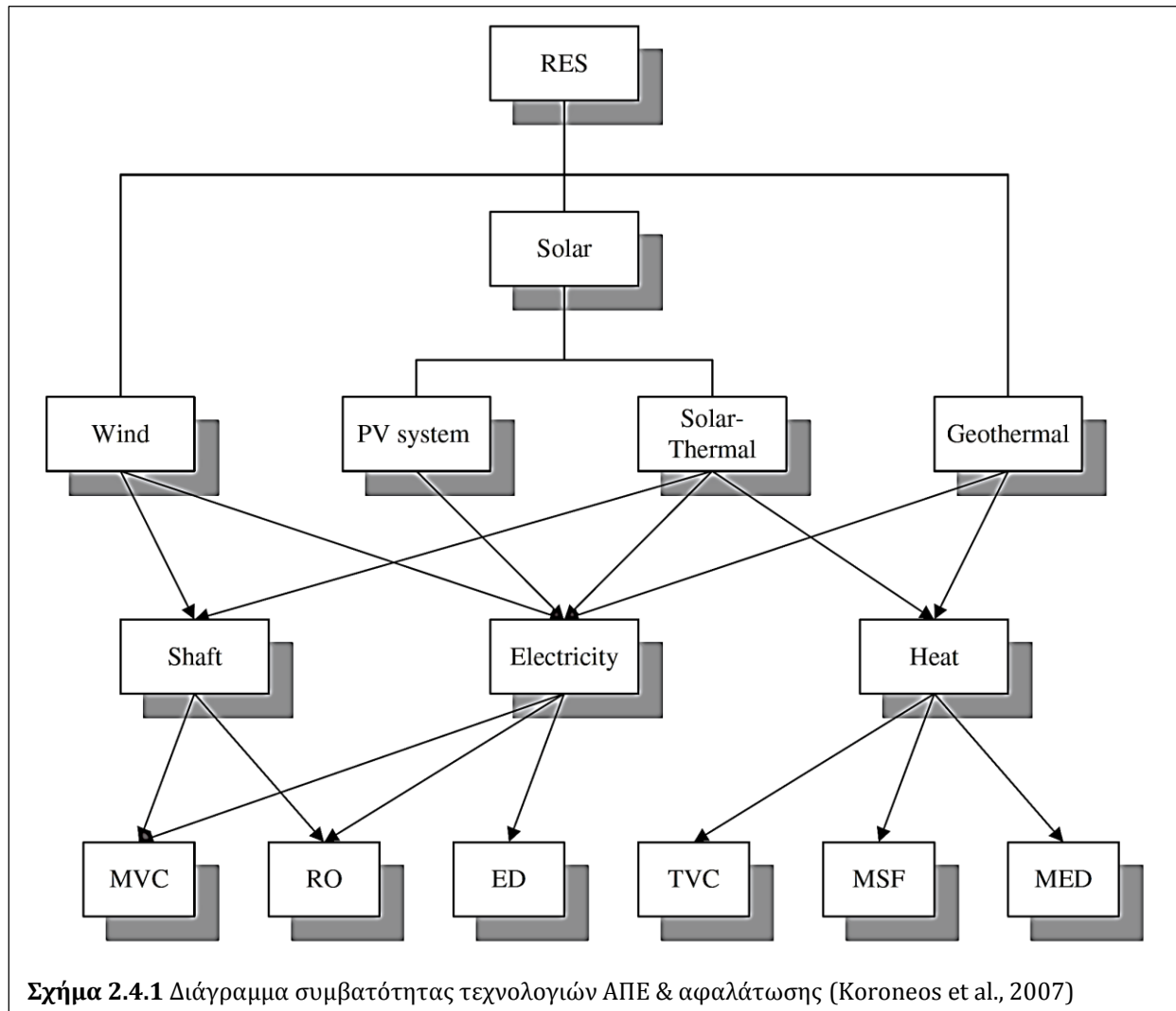
Προϊόντος του χρόνου, επιτεύχθηκαν σημαντικές τεχνολογικές εξελίξεις ως προς την κατανάλωση ενέργειας των μονάδων αυτών, κυρίως με τη χρήση κατάλληλων διατάξεων ανάκτησης ενέργειας. Σήμερα, οι περισσότερες μονάδες αφαλάτωσης, ακόμα και οι πολύ μικρές, με παραγωγή της τάξης των 100 m³/d, χρησιμοποιούν τέτοια τεχνολογία ανάκτησης ενέργειας. Ειδικότερα, για τις μονάδες σε Χίο, Κουφονήσι και Χάλκη η κατανάλωση ενέργειας εκτιμάται κάτω των 5 kWh/m³. Στη Θηρασία, το Αγαθονήσι και το Ακρωτήρι, η τιμή αυτή είναι υψηλότερη, λόγω του μικρού μεγέθους των αντίστοιχων μονάδων, εγκατεστημένης δυναμικότητας μικρότερης των 250 m³/d. Στην Ερμούπολη της Σύρου, η καταγραφόμενη κατανάλωση ενέργειας είναι 9 kWh/m³. Η υψηλή αυτή τιμή αποδίδεται στην παλαιότητα της εγκατάστασης, προ του 2002, όταν η τεχνολογία ανάκτησης ενέργειας δεν ήταν επαρκώς ώριμη προς χρήση. Ως αποτέλεσμα, άνω του 11% της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται για την παραγωγή πόσιμου νερού, ενώ οι μονάδες αφαλάτωσης σε πλήρη λειτουργία δεσμεύουν το 5,2% της συμβατικής εγκατεστημένης ισχύος στο νησί, αφού οι 13 μονάδες αφαλάτωσης έχουν αθροιστική εγκατεστημένη ισχύ 2,08 MW. Το συνολικό κόστος παραγωγής διαμορφώνεται σε 1,2÷1,6 EUR/m³ εκ των οποίων τα 0,7 EUR/m³ [περίπου 45%] αντιστοιχούν στις ενεργειακές ανάγκες, όταν το μέσο κόστος παραγωγής ενέργειας ανέρχεται σε 0,086 EUR/kWh. Λαμβάνοντας υπόψη την επιδότηση της ενεργειακής παραγωγής στα νησιά προκειμένου να εξισορροπηθούν τα τιμολόγια του ηλεκτρικού ρεύματος, το πραγματικό ενεργειακό κόστος της αφαλάτωσης μπορεί να φτάσει τα 1,7 EUR/m³ άρα σχεδόν το 240% του αντίστοιχου κόστους που αποτυπώνεται στην τιμολόγηση σήμερα (Kartalidis et al., 2016).



2.4 Συνδυαστική Λειτουργία Αφαλάτωσης & ΑΠΕ

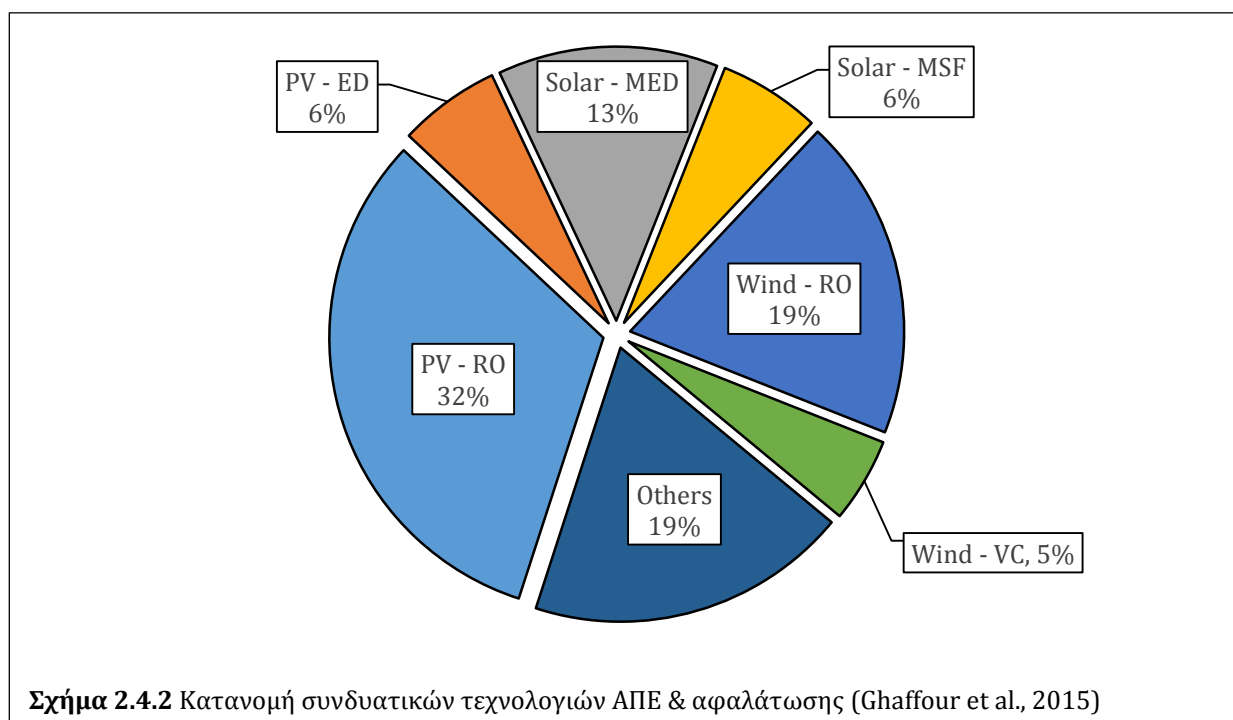
Παρότι η αφαλάτωση είναι ακόμα ακριβή ως τεχνολογία καθεαυτή, η σταθερή πτώση στα κόστη των τεχνολογιών ΑΠΕ τα τελευταία αναμένεται να την καταστήσει πιο προσιτή. Η αφαλάτωση με χρήση ΑΠΕ μπορεί να αποτελέσει βασικό στοιχείο για τη συνεχιζόμενη οικονομική ανάπτυξη στις περιοχές αυτές. Υπό το πρίσμα αυτό, οι ΑΠΕ θα πρέπει να ειδωθούν ως περαιτέρω αποδοτικές επενδύσεις, οι οποίες μειώνουν τόσο το λειτουργικό, όσο και το εξωτερικό, κοινωνικό και οικονομικό κόστος (IEA-ETSAP & IRENA, 2012).

Οι ξηρές, απομακρυσμένες και αραιοκατοικημένες περιοχές με ανεπαρκείς υποδομές υδροδότησης, όπως συχνά είναι τα νησιά, χρειάζονται για την επιβίωσή τους την εξασφάλιση απρόσκοπτης προμήθειας καθαρού νερού, ενώ συνήθως δεν καλύπτονται από το κεντρικό δίκτυο ηλεκτροδότησης. Παράλληλα, η μεταφορά καυσίμου για την τροφοδότηση απομακρυσμένων θερμικών μονάδων συναντά μεγάλα προβλήματα, τόσο ως προς το κόστος όσο και ως προς τη σταθερή και επαρκή προμήθεια. Ως λύση για το παραπάνω διττό πρόβλημα προκύπτει η αφαλάτωση με χρήση ενέργειας από ΑΠΕ [RED: Renewable Energy Desalination], πρωτίστως αιολικής και ηλιακής, δεδομένου μάλιστα ότι στις περισσότερες περιπτώσεις, το υδατικό έλλειμμα των περιοχών αυτών συμπίπτει με πλεονάζον δυναμικό ΑΠΕ. Η λύση αυτή ενσωματώνει σημαντικά περιβαλλοντικά οφέλη ως προς τις συμβατικές λύσεις οι οποίες ακολουθούνται ως σήμερα (Hossam-Eldin & Ismaiel, 2001; Voivontas et al., 2001).



Ειδικότερα, όπως έγινε σαφές παραπάνω [βλ. Κεφ. 1.6], στα περισσότερα ελληνικά νησιά οι ενεργειακές ανάγκες καλύπτονται από αυτόνομους θερμικούς σταθμούς, οι οποίοι καταναλώνουν εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα και σπανιότερα μέσω υποθαλάσσιας διασύνδεσης με το ηπειρωτικό σύστημα, ενσωματώνοντας έτσι στην ηλεκτροδότησή τους τα εξωτερικά κόστη της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής. Στο πλαίσιο αυτό, η εκμετάλλευση του άφθονου δυναμικού τους σε ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει στην ενεργειακή αναξαρτησία των νησιών, καλύπτοντας παράλληλα τις λειτουργικές ανάγκες για την τοπική παραγωγή νερού και καθιστώντας έτσι την επιλογή της αφαλάτωσης περιβαλλοντικά βιώσιμη (Sarris et al., 2019; Berenguel-Felices et al., 2020).

Ωστόσο, η στοχαστικότητα του δυναμικού των περισσότερων ΑΠΕ και η συνακόλουθη διαλείπουσα λειτουργία των σχετικών έργων συνεπάγεται τεχνικούς περιορισμούς για τη διείσδυση της παραγόμενης ενέργειας στα τοπικά δίκτυα ηλεκτροπαραγωγής, καθώς στις περισσότερες μορφές ΑΠΕ, πλην της υδροηλεκτρικής και της γεωθερμίας, ο ανανεώσιμος πόρος δεν μπορεί να αναλωθεί κατά το δοκούν. Απαντώντας στο ζήτημα αυτό, η περίσσεια ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ αλλά υπερβαίνει τη ζήτηση σε πραγματικό χρόνο, μπορεί να διατεθεί σε μονάδες αφαλάτωσης, με το παραγόμενο υδατικό πλεόνασμα να αποθηκεύεται σε δεξαμενές για μελλοντική κατανάλωση (Koroneos et al., 2007). Περαιτέρω, η αποθήκευση του ίδιου του παραγόμενου νερού μπορεί κατά περίπτωση να προκύπτει ως οικονομοτεχνικά βελτιωμένη επιλογή από τα συμβατικά συστήματα αποθήκευσης, όπως είναι τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά, οι μπαταρίες κλπ. Έτσι, η αποθηκευμένη περίσσεια νερού μπορεί να καταναλώνεται τοπικά, όταν το δυναμικό ΑΠΕ δεν επαρκεί για να καλύψει την απαιτούμενη ηλεκτροπαραγωγή για την τρέχουσα ζήτηση (Tafech et al., 2016).



Τελικά, η βέλτιστη επιλογή του τύπου ΑΠΕ αφενός είναι σύμφυτη με την επιλεγόμενη τεχνολογία αφαλάτωσης [βλ. Σχ. 2.4.1], αφετέρου προκύπτει αναλόγως των ανεμολογικών και ηλιακών μετρήσεων, αλλά και της χαρτογράφησης των αναγκών κατανάλωσης σε ενέργεια και νερό για την εκάστοτε περιοχή, με γνώμονα τη μέγιστη δυνατή χρονική κάλυψη των αναγκών αυτών κατ' έτος (Hossam-Eldin & Ismaiel, 2001; IEA-ETSAP & IRENA, 2012). Η γενικότερη τάση που καταγράφεται παγκοσμίως, σε συμφωνία με την επικράτηση της αντίστροφης όσμωσης ως τεχνολογίας αφαλάτωσης, είναι ο συνδυασμός αυτής με Φ/Β μονάδες ή αιολικά πάρκα [βλ. Σχ. 2.4.2].

Μια νεότερη προσέγγιση για τη συνδυαστική λειτουργία αφαλάτωσης με ΑΠΕ είναι η περίπτωση ενσωμάτωσης της μεθόδου αντίστροφης όσμωσης, με αντίστοιχες τροποποιήσεις και προσθήκη εξοπλισμού, στον κύκλο λειτουργίας ενός αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου, το οποίο δεν διαθέτει κάτω ταμιευτήρα, παρά αναρροφά και εκρέει θαλασσινό νερό. Η μεγαλύτερη πρόκληση για την υλοποίηση ενός τέτοιου έργου είναι η εύρεση κατάλληλης παράκτιας τοποθεσίας η οποία ταυτόχρονα να διαθέτει επαρκές υψόμετρο, καθώς προκύπτει η απαίτηση για αρκετά μεγάλο υδραυλικό ύψος της εγκατάστασης, της τάξης των 500÷700 mΣΥ, το οποίο θα μπορεί να ανταποκριθεί στην απαιτούμενη εφαρμογή πίεσης για αυτή την τεχνολογία αφαλάτωσης (Slocum et al., 2016).

2.5 Σκοπός, Πλαίσιο & Μεθοδολογία της εργασίας

Λαμβάνοντας υπόψη το διττό πρόβλημα του υδατικού ελλείματος και του υψηλού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής, ιδιωτικού και εξωτερικού, στα απομακρυσμένα ΜΔΝ [βλ. Κεφ. 1.4 & 1.6], καθώς και το κατά κανόνα πλούσιο δυναμικό ΑΠΕ σε αυτά, η παρούσα εργασία εστιάζει στην οικονομοτεχνική διερεύνηση της συνδυαστικής λειτουργίας έργων αφαλάτωσης & ΑΠΕ σε περιοχές με τα χαρακτηριστικά αυτά, σε σύγκριση με τις ως τώρα παγιωμένες πρακτικές για την αντιμετώπιση των παραπάνω ζητημάτων, δηλαδή τη μεταφορά νερού με υδροφόρα πλοία και την ηλεκτροπαραγωγή από θερμικές μονάδες με κατανάλωση ορυκτών καυσίμων, αντιστοίχως, και τα κόστη που αυτές συνεπάγονται.

Πιο συγκεκριμένα, εξετάζεται η περίπτωση της υποκατάστασης του ενεργειακού πόρου με τον υδατικό, ως απάντηση στο τεχνικό ζήτημα της διακοπτόμενης λειτουργίας, το οποίο αντιμετωπίζουν οι κυρίαρχες τεχνολογίες ΑΠΕ που λειτουργούν σήμερα στο νησιωτικό χώρο, δηλαδή τα αιολικά και Φ/Β πάρκα. Η διερεύνηση βασίζεται στην κεντρική θεώρηση ότι η περίσσεια της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ στα ΜΔΝ, η οποία δεν ανταποκρίνεται στη στιγμιαία ζήτηση του δικτύου και χωρίς την ύπαρξη κάποιου συστήματος αποθήκευσης, όπως είναι τα αναστρέψιμα ΥΗΕ ή οι μπαταρίες, προορίζεται για απόρριψη, αντί αυτού αναλώνεται σε μια μονάδα αφαλάτωσης για την παραγωγή καθαρού νερού, το οποίο με τη σειρά του αποθηκεύεται για την κάλυψη άμεσων ή μεσοπρόθεσμων αναγκών.

Δεδομένης της έντονης διαφοροποίησης των χαρακτηριστικών των περιοχών που εμπίπτουν στην περιοχή ενδιαφέροντος της παρούσας εργασίας, στην πραγματικότητα ένα τέτοιο δυνητικό έργο θα πρέπει να αξιολογηθεί βάσει αναλυτικών στοιχείων και διεξοδικών μετρήσεων υπό μορφή χρονοσειρών για μεγέθη όπως το αιολικό και ηλιακό δυναμικό, η πληθυσμιακή διακύμανση, οι καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας και νερού και στη συνέχεια να επιλεγούν οι προσφορότερες τεχνολογίες, οι βέλτιστες τοποθεσίες εγκατάστασης των έργων και να επιλυθούν τα όποια ειδικά ζητήματα θα ανέκυπταν για τη συγκεκριμένη εξεταζόμενη περίπτωση. Η παρούσα εργασία δεν υπεισέρχεται σε αυτό το βάθος ανάλυσης, παρά εξετάζει το υπό διερεύνηση ζήτημα σε γενικότερο πλαίσιο, αφαιρώντας τη χωρική και χρονική κλίμακα της εκάστοτε περίπτωσης, ωστόσο διατηρώντας τη δυνατότητα μακροσκοπικής προσαρμογής σε κάθε τέτοια περίπτωση.

Στην κατεύθυνση αυτή, κατασκευάζεται ένα οικονομοτεχνικό υπολογιστικό μοντέλο, βασιζόμενο σε στατιστικά στοιχεία, ενδεικτικές τιμές, συσχετίσεις, παραδοχές και λελογισμένες υποθέσεις που προέρχονται από τη σχετική βιβλιογραφία και ενσωματώνονται ως παράμετροι σε αυτό. Στη συνέχεια, μέσω του μοντέλου αυτού, με κατάλληλο προσδιορισμό των παραμέτρων, προσομοιώνονται διαφορετικά σενάρια ως προς το μέγεθος και την παραγωγική ικανότητα των συνδεδεμένων έργων αφαλάτωσης και ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, τον εξυπηρετούμενο πληθυσμό και το βαθμό κάλυψης των αναγκών αυτού σε καθαρό νερό και ηλεκτρική ενέργεια. Ειδικότερα, ως προσφορότερες τεχνολογίες για τα χαρακτηριστικά των περιοχών μελέτης που αναλύθηκαν παραπάνω, επιλέγονται η αφαλάτωση θαλασσινού νερού με αντίστροφη όσμωση [SWRO, βλ. Κεφ. 2.1.5] και τα αιολικά πάρκα αντιστοίχως. Για την αξιολόγηση κάθε εξεταζόμενου σεναρίου, προσδιορίζεται το συνολικό όφελος / κόστος που προκύπτει κατά το σύνολο του χρόνου λειτουργίας του συνδυαστικού έργου, ενώ εξάγονται και επιμέρους συγκριτικοί δείκτες αξιολόγησης. Τέλος, τα σενάρια συγκρίνονται με το σενάριο αναφοράς που υιοθετείται για την υφιστάμενη κατάσταση.

Το μοντέλο που περιγράφεται παραπάνω καταρχήν βασίζεται στην κλασική προσέγγιση της οικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων με ιδιωτικοοικονομικά κριτήρια. Ωστόσο, επιχειρείται παράλληλα ή διεξαγωγή της αξιολόγησης και από την κοινωνική σκοπιά, με την ενσωμάτωση στο υπολογιστικό μοντέλο των εξωτερικότητων που συνεπάγονται οι εδώ χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες, τόσο σε απόλυτο βαθμό, όσο και συγκρινόμενες με τις συνήθεις πρακτικές του

σεναρίου αναφοράς. Η ενσωμάτωση αυτή γίνεται με την αποτίμηση των εξωτερικότητων σε οικονομικές μονάδες, χρησιμοποιώντας τιμές αναφοράς της σχετικής βιβλιογραφίας, και κατάλληλη τροποποίηση των παραμέτρων του μοντέλου αξιολόγησης.

3. Οικονομική Ανάλυση

Η οικονομική αξιολόγηση ενός τεχνικού έργου μπορεί να διεξαχθεί είτε από την ιδιωτική σκοπιά, είτε από την κοινωνική. Έτσι, διακρίνεται αντίστοιχα η προσέγγιση της χρηματοοικονομικής ανάλυσης [investment analysis] και αυτή της κοινωνικοοικονομικής ή απλώς ανάλυσης κόστους – οφέλους [cost – benefit analysis]. Η χρηματοοικονομική ανάλυση αφορά στις άμεσες οικονομικές επιπτώσεις του υπό εξέταση σχεδίου και ενδιαφέρει κυρίως τον ιδιώτη επενδυτή και τα πιστωτικά ιδρύματα, με εξαίρεση τα μη κερδοσκοπικά. Η ανάλυση των οικονομικών συνιστωσών λαμβάνει χώρα με βάση τις τιμές της αγοράς.

Αντίθετα, η κοινωνικοοικονομική ανάλυση επιδιώκει να αποδώσει οικονομική διάσταση σε όλες τις παραμέτρους από τις οποίες συναρτάται ένα έργο [τεχνικές, περιβαλλοντικές, κοινωνικές], τόσο σε βραχυπρόθεσμο όσο και μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα, εξετάζοντας όχι μόνο τις άμεσες αλλά και τις έμμεσες επιπτώσεις του οικονομικού σχεδίου. Η κοινωνικοοικονομική ανάλυση στοχεύει στη διόρθωση των οικονομικών μεγεθών της ιδιωτικής ανάλυσης, σύμφωνα με τις εξωτερικές οικονομίες [externalities] του έργου, θετικές ή αρνητικές, ενσωματώνοντας έτσι κόστη και οφέλη που δεν αποτιμώνται με το συμβατικό μηχανισμό και τις τιμές της αγοράς. Με την προσέγγιση αυτή αξιολογείται η συμβολή του επενδυτικού σχεδίου στην οικονομική ευημερία μιας περιοχής ή ολόκληρης της χώρας. Επομένως, η αξιολόγηση στο πλαίσιο αυτό διενεργείται για λογαριασμό του συνόλου της κοινωνίας και όχι μόνο του ιδιώτη επενδυτή (Καλιαμπάκος & Δαμίγος, 2012).

3.1 Χρηματοοικονομική Ανάλυση

Η χρηματοοικονομική ανάλυση στοχεύει στον υπολογισμό των **ταμειακών ροών** [CF: cash flows] οι οποίες θα προκύψουν από την υλοποίηση του υπό διερεύνηση επενδυτικού σχεδίου. Η ταμειακή ροή γενικά ορίζεται από τη διαφορά δύο μεγεθών: της ταμειακής εισροής και της ταμειακής εκροής. Η διαφορά αυτή μπορεί να είναι θετική ή αρνητική. Η ταμειακή ροή αναφέρεται σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο λειτουργίας [t], συνήθως ετήσια. Επομένως, για το εκάστοτε επενδυτικό σχέδιο καταστρώνεται ο πίνακας των ετήσιων ταμειακών ροών, για όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης. Για την κατάστρωση του πίνακα των ταμειακών ροών είναι απαραίτητη η γνώση του συνολικού επενδυτικού κεφαλαίου, καθώς και των ετήσιων εσόδων, δαπανών και αποσβέσεων.

Οι ταμειακές εισροές έγκεινται στα **έσοδα** της επένδυσης, ενώ οι εκροές στα **λειτουργικά κόστη**. Τα έσοδα προκύπτουν γενικά ως το γινόμενο της τιμής πώλησης του προϊόντος επί την αντίστοιχη ετήσια παραγωγή. Στη γενική περίπτωση, η πρόβλεψη των ετήσιων εσόδων είναι ένα αντικείμενο με ιδιαίτερες απαιτήσεις, καθώς προϋποθέτει την εκτίμηση τόσο της ζήτησης όσο και της τιμής πώλησης. Τα λειτουργικά κόστη καλύπτουν όλη την παραγωγική διαδικασία, σε σχέση με το είδος του παραγόμενου προϊόντος ή υπηρεσίας, καθώς και τα γενικά έξοδα διάθεσης, διοίκησης κλπ. Συχνά, εμφανίζονται με οριακές εκφράσεις, δηλαδή σε χρηματικές μονάδες ανά μονάδα παραγόμενου προϊόντος.

Το **αρχικό κεφάλαιο** [C_{init} : initial cost] της επένδυσης μπορεί να διακριθεί στο κεφάλαιο προ εγκατάστασης και στο κεφάλαιο εγκατάστασης της μονάδας. Το κεφάλαιο προ εγκατάστασης συνίσταται στην αγορά εκτάσεων, στις ερευνητικές δαπάνες και στις δαπάνες της απαραίτητης υποδομής. Το κεφάλαιο εγκατάστασης περιλαμβάνει την αγορά του εξοπλισμού και την κατασκευή των κύριων και βοηθητικών εγκαταστάσεων του έργου. Επιπλέον, στο κόστος αυτό συνήθως προστίθεται επιπλέον το κεφάλαιο κίνησης, το οποίο αφορά στο κόστος κάλυψης των λειτουργικών δαπανών της επιχείρησης μέχρις ότου αρχίσουν οι εισπράξεις.

Οι **αποσβέσεις** ορίζονται ως οι λογιστικές διαπιστώσεις της ζημιάς που προκαλείται στην αξία του ενεργητικού με τη χρήση ή με την πάροδο του χρόνου. Η πρακτική των αποσβέσεων συνίσταται

στην αφαίρεση ενός συγκεκριμένου ποσού από τα ακαθάριστα κέρδη σε ετήσια βάση, μέχρις ότου το άθροισμα των ετήσιων αποσβέσεων να γίνει ίσο με την αξία αγοράς των πάγιων στοιχείων. Η απόσβεση δεν αποτελεί ταμειακή ροή και για το λόγο αυτό κατά την κατάστρωση του πίνακα των ταμειακών ροών δε συμπεριλαμβάνεται στις δαπάνες λειτουργίας. Ο τρόπος υπολογισμού της απόσβεσης επηρεάζει τα καθαρά κέρδη κι επομένως την απόδοση της επένδυσης. Για το λόγο αυτό κατά την αξιολόγηση επενδυτικών στοιχείων είναι σκόπιμο να χρησιμοποιείται η μέθοδος απόσβεσης που προβλέπεται από το ισχύον φορολογικό καθεστώς.

Στην περίπτωση όπου τμήμα του κεφαλαίου της επένδυσης αντλείται από δανεισμό, στις ετήσιες δαπάνες προστίθενται οι **τόκοι** και τα **χρεωλύσια** για την αποπληρωμή του. Ειδικότερα, οι τόκοι αναφέρονται στο κόστος του δανειακού κεφαλαίου για την προβλεπόμενη χρονική περίοδο και εξαρτώνται από το ύψος του δανείου, το επιτόκιο δανεισμού, τον χρόνο εξόφλησης του δανείου και την περίοδο χάριτος, ενώ τα χρεωλύσια αναφέρονται στην εκάστοτε δόση αποπληρωμής του δανειακού κεφαλαίου.

3.2 Κριτήρια Χρηματοοικονομικής Ανάλυσης

Τα συνήθως χρησιμοποιούμενα κριτήρια για την ανάλυση έργων από τη σκοπιά του ιδιώτη επενδυτή (Καλιαμπάκος & Δαμίγος, 2012) είναι η καθαρή παρούσα αξία [NPV: net present value], ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης [IRR: internal rate of return] και η περίοδος αποπληρωμής [PbP: pay back period].

Η **καθαρή παρούσα αξία** [βλ. Εξ. 3.2.1] ορίζεται ως η διαφορά της παρούσας αξίας των ετήσιων εισοδημάτων μείον την παρούσα αξία των ετήσιων εξόδων, συμπεριλαμβανομένων των επενδύσεων, καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου [N_{proj}]. Για την αναγωγή ταμειακών ροών [CF_t] που προκύπτουν στο εκάστοτε έτος [t] από την αρχή της επένδυσης σε παρούσα αξία, χρησιμοποιείται το επιτόκιο προεξόφλησης [r], το οποίο εκφράζει τη μελλοντική υποτίμηση των χρηματοροών, ενσωματώνοντας το κόστος ευκαιρίας, το ρίσκο της επένδυσης και τον πληθωρισμό. Ακόμα, μετά το πέρας της επένδυσης, το έργο ενδέχεται να έχει κάποια υπολειμματική αξία [V_r : residual value], η οποία σε αρκετές περιπτώσεις ανάλυσης θεωρείται μηδενική και άρα δε λαμβάνεται υπόψη στην παρούσα ανάλυση.

$$NPV = \sum_{t=1}^{N_{proj}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - C_{init} + V_r \quad (3.2.1)$$

Το χρονικό εύρος του αθροίσματος των προεξοφλημένων ταμειακών ροών στον πρώτο όρο της παραπάνω εξίσωσης [$t = 1, N_{proj}$] υποδηλώνει ότι το σύνολο του αρχικού κόστους καταβάλλεται προ της θέσης σε λειτουργία του έργου [$t = 0$] από τα διαθέσιμα κεφάλαια για την επένδυση, και επίσης ότι το έργο δε λαμβάνει οποιαδήποτε επιδότηση ή δανειακή στήριξη, άρα $CF_0 = -C_{init}$. Ωστόσο, στη γενική περίπτωση τα τεχνικά έργα στηρίζονται με τραπεζικό δανεισμό, διαχέοντας έτσι ποσοστό του αρχικού κόστους σε σημαντικό ποσοστό του χρόνου ζωής του έργου, ενώ ειδικότερα τα έργα αφαλάτωσης & ΑΠΕ συνήθως επιδοτούνται από εθνικούς ή κοινοτικούς πόρους για ένα ποσοστό του κόστους αυτού.

Για την οικονομική ανάλυση ενός τεχνικού έργου συνηθίζεται να χρησιμοποιούνται τυπικές τιμές του επιτοκίου προεξόφλησης από τη σχετική βιβλιογραφία για τον εκάστοτε επενδυτικό κλάδο. Σε αρκετές περιπτώσεις, αντί του επιτοκίου προεξόφλησης αναφέρεται το μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου [WACC: weighted average cost of capital]. Το μέγεθος αυτό εκφράζει το συνολικό χρηματοδοτικό κόστος ενός επενδυτικού εγχειρήματος βάσει της κεφαλαιακής του διάρθρωσης και θεωρείται ως το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο προεξόφλησης βάσει του οποίου θα πρέπει αυτό να αξιολογείται (Αποστολόπουλος, 2020).

Συνάγεται από τα παραπάνω ότι όσο το επιτόκιο προεξόφλησης για ένα δεδομένο σύνολο χρηματοροών αυξάνεται, τόσο η αξία αυτών μειώνεται. Έτσι, ως **εσωτερικός βαθμός απόδοσης** [βλ. Εξ. 3.2.2] του κεφαλαίου μπορεί να οριστεί εκείνη η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης η οποία μηδενίζει την αξία των χρηματοροών αυτών, άρα εξισώνει την αρχική επένδυση με την αξία όλων των μελλοντικών ταμιακών ροών, αμελώντας πάντα την υπολειμματική αξία της επένδυσης. Η διαφορά μεταξύ του IRR και του επιτοκίου προεξόφλησης έγκειται στο ότι το πρώτο προκύπτει ενδογενώς από τις ταμιακές ροές, ενώ το δεύτερο καθορίζεται εξωγενώς από τον επενδυτικό φορέα, βάσει του οικονομικού περιβάλλοντος και της φύσης της επένδυσης.

$$NPV = 0 \Rightarrow C_{init} = \sum_{t=0}^{N_{proj}} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} \quad (3.2.2)$$

Η **περίοδος αποπληρωμής** [βλ. Εξ. 3.2.3] εκφράζει το χρονικό σημείο λειτουργίας του έργου έως το οποίο η παρούσα αξία των καθαρών ταμιακών ροών ισούται με το αρχικό κεφάλαιο. Το κριτήριο αυτό ουσιαστικά δείχνει πότε ξεκινά η καθαρή κερδοφορία του έργου. Είναι προφανές ότι όσο μικρότερη προκύπτει η περίοδος αποπληρωμής, τόσο μεγαλύτερο θα είναι το καθαρό κέρδος της επένδυσης, καθώς σε αυτό προστίθενται περισσότερες ταμιακές ροές σε εγγύτερο χρόνο και άρα μικρότερη υποτίμηση, λόγω της επίδρασης του επιτοκίου προεξόφλησης.

$$NPV = 0 \Rightarrow C_{init} = \sum_{t=0}^{PbP} \frac{CF_t}{(1 + r)^t} \quad (3.2.3)$$

Περαιτέρω, η διεθνής βιβλιογραφία γενικά χρησιμοποιεί την έννοια του σταθμισμένου κόστους του παραγόμενου αγαθού, ως οριακή έκφραση του συνολικού κόστους παραγωγής αυτού, σταθερού και μεταβλητού, με αναγωγή στο σύνολο της χρονικής διάρκειας του έργου. Η έκφραση αυτή εξειδικεύεται στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, τόσο για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια [**LCoE**: levelized cost of energy, βλ. Εξ. 3.2.4], όσο και για το αφαλατωμένο νερό [**LCoW**: levelized cost of water, βλ. Εξ. 3.2.5] και στηρίζεται στα απαιτούμενα αρχικά κόστη [$C_{init/wind}$ & $C_{init/des}$], τα ετήσια λειτουργικά κόστη [$C_{O\&M/wind}$ & $C_{O\&M/des}$] και τις ετησίως παραγόμενες ποσότητες ενέργειας και νερού αντιστοίχως [E_t & W_t]. Το μέγεθος του σταθμισμένου κόστους έχει ιδιαίτερη αξία ως εργαλείο για τη σύγκριση ομοειδών επενδύσεων, ως προς τη σκοπιά του κόστους παραγωγής, ενσωματώνοντας παράλληλα τις κυριότερες τεχνοοικονομικές παραμέτρους του εκάστοτε έργου.

$$LCoE = \frac{C_{init/wind} + \sum_{t=1}^{N_{proj}} \left[\frac{C_{O\&M/wind}}{(1 + r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^{N_{proj}} \left[\frac{E_t}{(1 + r)^t} \right]} \quad (3.2.4)$$

$$LCoW = \frac{C_{init/des} + \sum_{t=1}^{N_{proj}} \left[\frac{C_{O\&M/des}}{(1 + r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^{N_{proj}} \left[\frac{W_t}{(1 + r)^t} \right]} \quad (3.2.5)$$

3.3 Διορθώσεις Κοινωνικοοικονομικής Ανάλυσης

Η κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση των επενδυτικών σχεδίων δεν εμφανίζει ιδιαίτερες μεθοδολογικές διαφορές ως προς την αντίστοιχη ιδιωτικοοικονομική. Η ουσιαστική διαφοροποίηση έγκειται στον προσδιορισμό της οικονομικής αξίας των περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων του έργου. Η διαδικασία της αξιολόγησης του σχεδίου από αυτή την κοινωνική σκοπιά

είναι σημαντική για διάφορους λόγους. Αρχικά, καθίσταται σαφές ότι το περιβάλλον δεν είναι ένα ανεξάντλητο και ελεύθερο αγαθό, ακόμη και αν δεν υπάρχουν καλώς καθορισμένοι μηχανισμοί αγοράς σχετικά με τις διάφορες εκφάνσεις του. Ειδικά σε ό,τι αφορά δραστηριότητες με σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, η πλήρης οικονομική αποτίμηση αυτών υποδεικνύει και τον πεπερασμένο χαρακτήρα της διαθεσιμότητας του περιβάλλοντος ως αγαθού. Έτσι, λαμβάνοντας υπόψη όλες τις παραμέτρους ενός επενδυτικού σχεδίου, η αξιολόγηση διεξάγεται από σκοπιά ευρύτερη του ιδιωτικού συμφέροντος, συντείνοντας έτσι στη λήψη πιο ορθών και δίκαιων αποφάσεων για το κοινωνικό σύνολο. Ακόμα, στις περιπτώσεις όπου απαιτείται η αποκατάσταση μιας περιβαλλοντικής διαταραχής, η ενσωμάτωση των εξωτερικών οικονομικών στη σχετική ανάλυση οδηγεί στην κατάρτιση ενός αποδεκτού προϋπολογισμού των σχετικών δράσεων. Περαιτέρω, η οικονομική αποτίμηση των περιβαλλοντικών αγαθών απελευθερώνει την αξιολόγηση των οικονομικών σχεδίων από υποκειμενικές κρίσεις, καθώς συνεισφέρει στην ποσοτικοποίηση ενός σημαντικού αριθμού σχετικών παραμέτρων, οι οποίες μέχρι πρόσφατα περιγράφονταν με αμιγώς ποιοτικό τρόπο. Τέλος, η ανάλυση αυτή προσφέρει μια ρεαλιστική εικόνα για τα πλήρη οικονομικά μεγέθη τα οποία προκύπτουν από την υλοποίηση ενός σχεδίου, σε τοπικό, εθνικό ή ακόμη και σε διεθνές επίπεδο (Καλιαμπάκος & Δαμίγος, 2012).

Πίνακας 3.3.1 Διορθωτικές παρεμβάσεις στις ταμειακές ροές της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης

Οικονομοτεχνική Παράμετρος	Επίδραση
Εργασία	+
Περιβαλλοντικό Κόστος Αιολικού Πάρκου	-
Περιβαλλοντικό Κόστος Μονάδας Αφαλάτωσης	-
Υποκατάσταση Ηλεκτροπαραγωγής Θερμικών Μονάδων	+
Υποκατάσταση Μεταφοράς Νερού με Υδροφόρα Πλοία	+
Φορολόγηση Εσόδων	+
Επιδότηση	-
Δανειακή Στήριξη	-
Έσοδα Πώλησης Ενέργειας	+
Έσοδα Πώλησης Νερού	+
Επιτόκιο Προεξόφλησης	+

Τα γενικά στάδια της μεθοδολογίας αφορούν στον καθορισμό του σχεδίου, στην καταγραφή των παραμέτρων κόστους και οφέλους για όλες τις παραμέτρους του έργου, στην προεξόφληση των ταμειακών ροών και στην παρουσίαση των αποτελεσμάτων. Σημείο έναρξης της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης αποτελούν τα χρηματοοικονομικά δεδομένα του επενδυτικού σχεδίου. Βάσει αυτών, πραγματοποιούνται διορθωτικές παρεμβάσεις στον στις ταμειακές ροές της επένδυσης, σε σχέση με τις οικονομικές, κοινωνικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις του σχεδίου. Στον Πιν. 3.3.1 παρουσιάζεται ποιοτικά η επίδραση των διορθώσεων στις ταμειακές ροές της ανάλυσης κόστους – οφέλους, αναφορικά με τα ζητήματα που εξετάζει η παρούσα εργασία.

Ο πίνακας των ταμειακών ροών για τη διεξαγωγή της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης συντάσσεται με βάση τις λεγόμενες σκιώδεις ή κοινωνικές τιμές [shadow prices] των αγαθών. Αυτές διαφέρουν από τις από τις αντίστοιχες αγοραίες τιμές των εισροών και εκροών του επενδυτικού σχεδίου όταν υπάρχουν στρεβλώσεις ή ατέλειες στο μηχανισμό της αγοράς, όπως είναι η φορολογία, οι δασμοί σε εισαγόμενα προϊόντα, οι επιδοτήσεις και οι εξωτερικότητες. Σε αυτή την κατεύθυνση, το πρώτο βήμα έγκειται στη διόρθωση του πίνακα των ταμειακών ροών, με χρήση τιμών απαλλαγμένων από φορολογία. Επιπλέον, για τα εισαγόμενα ή εξαγόμενα εμπορεύσιμα αγαθά, θα πρέπει να χρησιμοποιούνται τιμές στα σύνορα. Περαιτέρω, για τα μη εμπορεύσιμα αγαθά, όπως η γη, θα πρέπει να καθορίζονται ισοδύναμες διεθνείς τιμές, με τη βοήθεια κατάλληλου συντελεστή μετατροπής. Ο χρησιμοποιούμενος συνήθης συντελεστής μετατροπής [ΣΣΜ] υπολογίζεται [βλ. Εξ. 3.3.1] βάσει των συνολικών εισαγωγών [M] και εξαγωγών [X] της χώρας και των αντίστοιχων φορολογικών συντελεστών [T_m & T_x] (Καλιαμπάκος & Δαμίγος, 2012).

$$\Sigma\Sigma X = \frac{M + X}{M + X + T_m - T_x} \quad (3.3.1)$$

Το μισθολογικό κόστος της επένδυσης αντικαθίσταται από το σκιάδι μισθό [shadow wage], ο οποίος προκύπτει ως γινόμενο του πραγματικού μισθού και του συντελεστή a , ο υπολογισμός του οποίου τυπικά απαιτεί το εθνικό ποσοστό ανεργίας U και τη μέση φορολογική επιβάρυνση εισοδήματος T_a (Sartori et al., 2014) ενώ μπορεί να λαμβάνει υπόψη και τις ποσοστιαίες ασφαλιστικές εισφορές που καταβάλλουν οι εργοδότες και οι εργαζόμενοι, T_e και T_l αντιστοίχως [βλ. Εξ. 3.3.2] (Μπαλάσκας, 2015).

$$a = \frac{(1 - U) \cdot (1 - T_l) \cdot (1 - T_a)}{(1 + T_e)} \quad (3.3.2)$$

Η διαφορά μεταξύ πραγματικού και σκιάδου μισθού είναι μέγεθος ισοδύναμο με το εξωτερικό όφελος της εκάστοτε επένδυσης στην εργασία. Έτσι, προκειμένου η ανάλυση από την κοινωνική σκοπιά να ενσωματώνει το όφελος αυτό, θα πρέπει είτε να υιοθετείται η παραπάνω μετατροπή, είτε να λαμβάνεται μια οριακή έκφραση αυτού σε νομισματικές μονάδες ανά μονάδα παραγόμενου προϊόντος.

Για την προεξόφληση των ταμειακών ροών, χρησιμοποιείται κατ' αναλογία το κοινωνικό επιτόκιο προεξόφλησης, για το οποίο οι τιμές που συνήθως λαμβάνονται είναι σημαντικά χαμηλότερες από αυτές της ιδιωτικοοικονομικής ανάλυσης. Ενδεικτικές τιμές αυτού στη σχετική βιβλιογραφία είναι 3÷4% για διάφορους τομείς επενδύσεων (Jeuland, 2010; Abazza, 2012; Löffler, 2021).

Τέλος, σημειώνεται ότι η κοινωνικοοικονομική ανάλυση υιοθετεί το αρχικό κόστος της επένδυσης στο σύνολό του, ανεξαρτήτως κεφαλαιακών πηγών, με αποτέλεσμα οι ταμειακές ροές να μην επηρεάζονται από τυχόν επιδοτήσεις, τοκοχρεωλύσια και αποσβέσεις, καθώς η επίδραση των επενδύσεων από τη σκοπιά αυτή θεωρείται πως διαχέεται στο κοινωνικό σύνολο εξ' αδιαιρέτου. Έτσι, έχοντας προβεί στις παραπάνω διορθώσεις ως προς την αρχική χρηματοοικονομική ανάλυση, οι σχετικοί δείκτες αξιολόγησης [βλ. Κεφ. 3.2, Εξ. 3.2.1 – 3.2.5] μπορούν να δώσουν κατ' αντιστοιχία τις τιμές που αφορούν στην κοινωνική σκοπιά του εκάστοτε εξεταζόμενου έργου.

4. Οικονομοτεχνικά Στοιχεία

Τα στοιχεία που παρουσιάζονται παρακάτω για τις εξεταζόμενες τεχνολογίες έχουν προκύψει από τη στατιστική καταγραφή και επεξεργασία δεδομένων σχετικά με τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά πραγματικών έργων. Τα στοιχεία αυτά αντλούνται από τη σχετική βιβλιογραφία, με σκοπό την απεικόνιση τάσεων, τη συσχέτιση μεταξύ διαφόρων μεγεθών ενδιαφέροντος και εν τέλει την καλύτερη δυνατή εκτίμηση των τιμών τους, προκειμένου για τη χρήση τους ως εργαλείο ανάπτυξης και σχεδιασμού αντίστοιχων μελλοντικών έργων.

4.1 Οικονομοτεχνικά Στοιχεία Έργων Αφαλάτωσης

Το μοναδιαίο κόστος του καθαρού νερού το οποίο παράγεται από μονάδες αφαλάτωσης εξαρτάται από μια σειρά οικονομοτεχνικών παραμέτρων, οι οποίες ενδεικτικά συνίστανται στη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, το είδος του τροφοδοτικού νερού, το μέγεθος της μονάδας παραγωγής και την παλαιότητα της εγκατάστασης. Όπως είναι προφανές, η υψηλότερη συγκέντρωση του τροφοδοτικού νερού σε άλατα αυξάνει και το κόστος παραγωγής, με αποτέλεσμα η χρήση θαλασσινού νερού να συνεπάγεται υψηλότερα κόστη από αυτή του υφάλμυρου, για την ίδια τεχνολογία αφαλάτωσης. Περαιτέρω, η αφαλάτωση χαρακτηρίζεται ως διεργασία ενεργειακής έντασης, με αποτέλεσμα το κόστος της να ενσωματώνει αυτό της παραγόμενης ενέργειας που η εκάστοτε μονάδα αφαλάτωσης καταναλώνει [βλ Πιν. 4.1.1 & 4.1.2]. Ακόμα, οι παλαιότερες μονάδες αναμένεται να εμφανίζουν υψηλότερα κόστη, καθώς είναι αρκετά πιθανό αφενός να μην έχουν ενσωματώσει τις πιο πρόσφατες τεχνολογικές εξελίξεις στην παραγωγή τους, αφετέρου να συνοδεύονταν με συγκριτικά υψηλότερα επενδυτικά κόστη, τα οποία και αντανακλώνονται στο ανηγμένο κόστος παραγωγής (Zotalis et al., 2014).

Πίνακας 4.1.1 Σύγκριση οικονομοτεχνικών παραμέτρων τεχνολογιών αφαλάτωσης (Do Thi et al., 2021)

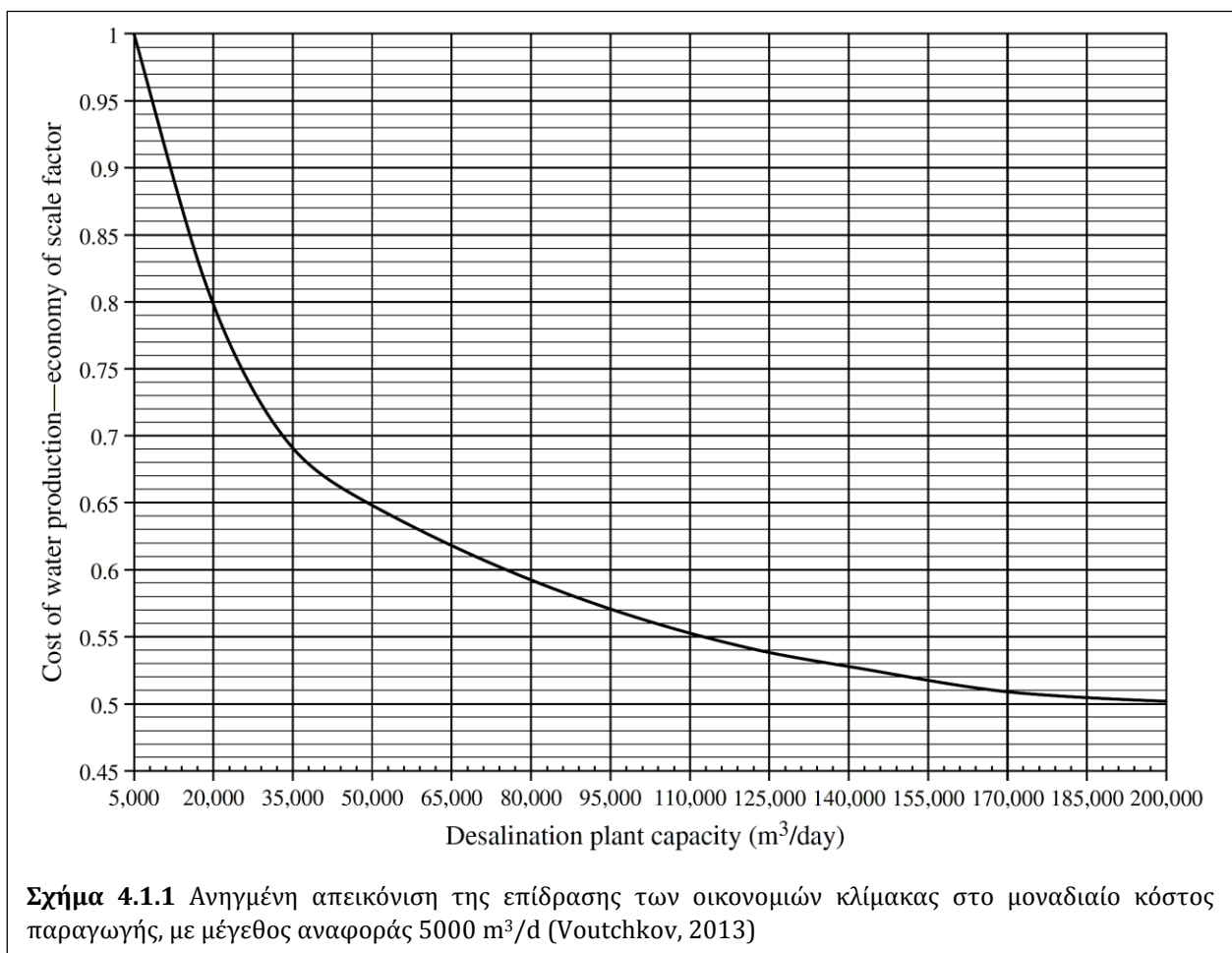
Τεχνολογία	MSF	MED	MVC	TVC	ED	RO
Είδος Τροφοδοσίας	SW/BW	SW/BW	SW/BW	SW/BW	BW	SW/BW
Θερμοκρασία Λειτουργίας [°C]	90÷110	70	70÷100	63÷70	-	-
Τυπικό Μέγεθος [m ³ /d]	50000÷70000	5000÷15000	100÷3000	10000÷30000	2÷145000	24000
Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας [kWh/m ³]	4÷6	1,5÷2,5	7÷12	1,6÷1,8	2,6÷5,5	5÷9
Κατανάλωση Θερμικής Ενέργειας [kWh/m ³]	9,5÷19,5	5÷8,5	-	9,5÷25,5	-	-
Συνολική Κατανάλωση Ενέργειας [kWh/m ³]	13,5÷25,5	6,5÷11	7÷12	11÷28	2,6÷5,5	5÷9
Μέγιστες Εκπομπές GHGs [kg CO ₂ /m ³]	24	19,2	11,5	21	5,3	8,6
Ποιότητα Τελικού Προϊόντος [ppm TDS]	~10	~10	~10	~10	150÷500	<500
Συνολικό Οριακό Κόστος Παραγωγής [USD/m ³]	0,52÷1,75	0,52÷1,01	2÷2,6	0,827	0,6÷1,05	0,52÷0,56

Οι κοστολογικές εκτιμήσεις αναφορικά με τα έργα αφαλάτωσης εμφανίζουν διαφοροποιήσεις, οι οποίες κυρίως έγγινται στο στατιστικό δείγμα των υπό εξέταση μονάδων και της χρονικής τοποθέτησης της λειτουργίας τους, καθώς αναμενόμενα τα νεότερα έργα εμφανίζουν χαμηλότερα κόστη, λόγω τεχνολογικής ωρίμανσης. Ωστόσο, η συγκριτική αποτίμηση των διαφόρων τεχνολογιών εμφανίζει συνεπείς τάσεις. Ειδικότερα, συγκρίνοντας εποπτικά τις συνηθέστερα χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες αφαλάτωσης, η αντίστροφη όσμωση φαίνεται να υπερέχει ως προς το μοναδιαίο κόστος παραγωγής, ενώ εμφανίζει και αρκετά χαμηλή συνολική μοναδιαία ενεργειακή κατανάλωση. Αρκετά κοντά σε κατάταξη βρίσκεται και η ηλεκτροδιάλυση. Η σύγκριση αυτή

αιτιολογεί επαρκώς τη σταδιακή ανάπτυξη των μεθόδων μεμβράνης σε βάρος των θερμικών τα τελευταία χρόνια.

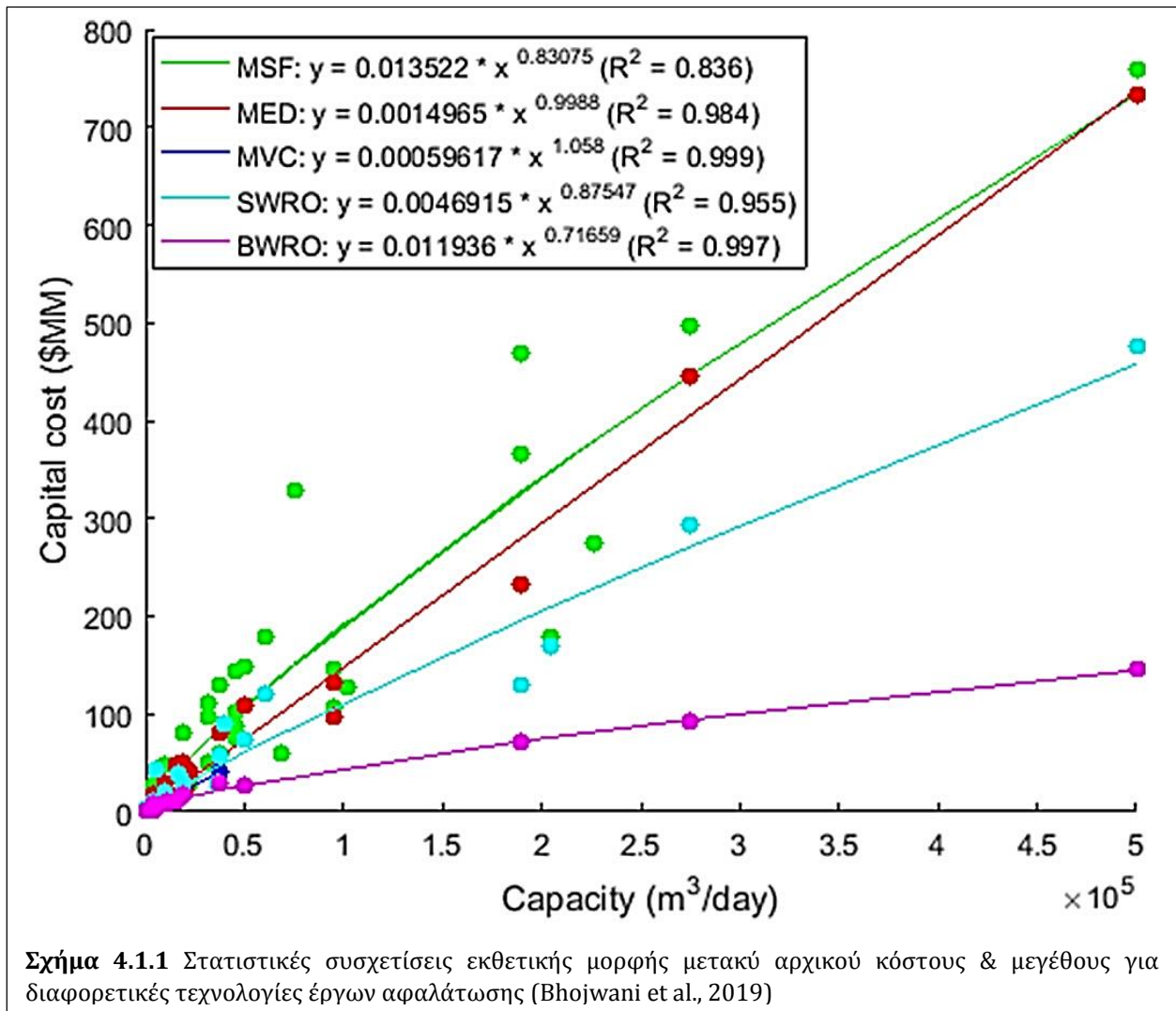
Γενικά το κόστος επένδυσης $C_{init/des}$ των έργων αφαλάτωσης, αλλά και ειδικότερα αυτό των μονάδων αντίστροφης όσμωσης, χαρακτηρίζεται από οικονομίες κλίμακας (WateReuse, 2012) καθώς επηρεάζεται σημαντικά από το μέγεθος των μονάδων, ως έκφραση της παραγωγικής τους ικανότητας Q [m^3/d]. Ως αποτέλεσμα, μεγαλύτερες μονάδες συνεπάγονται αναλογικά μικρότερα αρχικά κόστη. Έτσι, η σχέση που διέπει τα αρχικά κόστη έχει εκθετική ή ισοδύναμα λογαριθμική μορφή [βλ. Εξ. 4.1.1 & Σχ. 4.1.1 & 4.1.2], με το σχετικό εκθέτη να εκτιμάται τυπικά κοντά στην τιμή 0,8. Αντίθετα, το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης των έργων αφαλάτωσης τυπικά εκτιμάται ως γραμμική συνάρτηση του μεγέθους αυτών (Voutchkov, 2013; Kesime et al., 2013; Bhojwani et al., 2019; World Bank, 2019).

$$C_{init/des} = a \cdot Q^b \Leftrightarrow \ln(C_{init/des}) = \ln(a) + b \cdot \ln(Q) \quad (4.1.1)$$



Ωστόσο, παρόμοια τάση, αντιστρόφως ανάλογη ως προς το μέγεθος, φαίνεται να έχει το κόστος λειτουργίας και συντήρησης [O&M: operation & maintenance] των έργων αφαλάτωσης. Ειδικότερα, εξετάζοντας σχετικές μονάδες αντίστροφης όσμωσης [RO] στα ελληνικά νησιά, οι οποίες τέθηκαν σε λειτουργία στο διάστημα 1981 – 2013 και για τις οποίες υπάρχουν δημοσιευμένα σχετικά στοιχεία, το κόστος αυτό κυμαίνεται στο εύρος 0,13÷3,5 EUR/m³, με τις μεγαλύτερες τιμές να αντιστοιχούν κατά κανόνα σε μικρότερης δυναμικότητας έργα (Zotalis et al., 2014). Σε κάθε περίπτωση, ο χρόνος κατασκευής των έργων αυτών φαίνεται να έχει σημαντική επίδραση τόσο στο αρχικό, όσο και στο μεταβλητό κόστος, με νεότερα έργα να εμφανίζουν χαμηλότερα κόστη από παλαιότερα αντίστοιχης δυναμικότητας. Αντίστοιχα, σταχυολογώντας κοστολογικά στοιχεία από

μεγάλες μονάδες αντίστροφης όσμωσης με προσαγωγή θαλασσινού νερού [SWRO] παγκοσμίως, το μοναδιαίο λειτουργικό κόστος προκύπτει στο εύρος 0,13÷1,2 USD[2016]/m³ (World Bank, 2019).

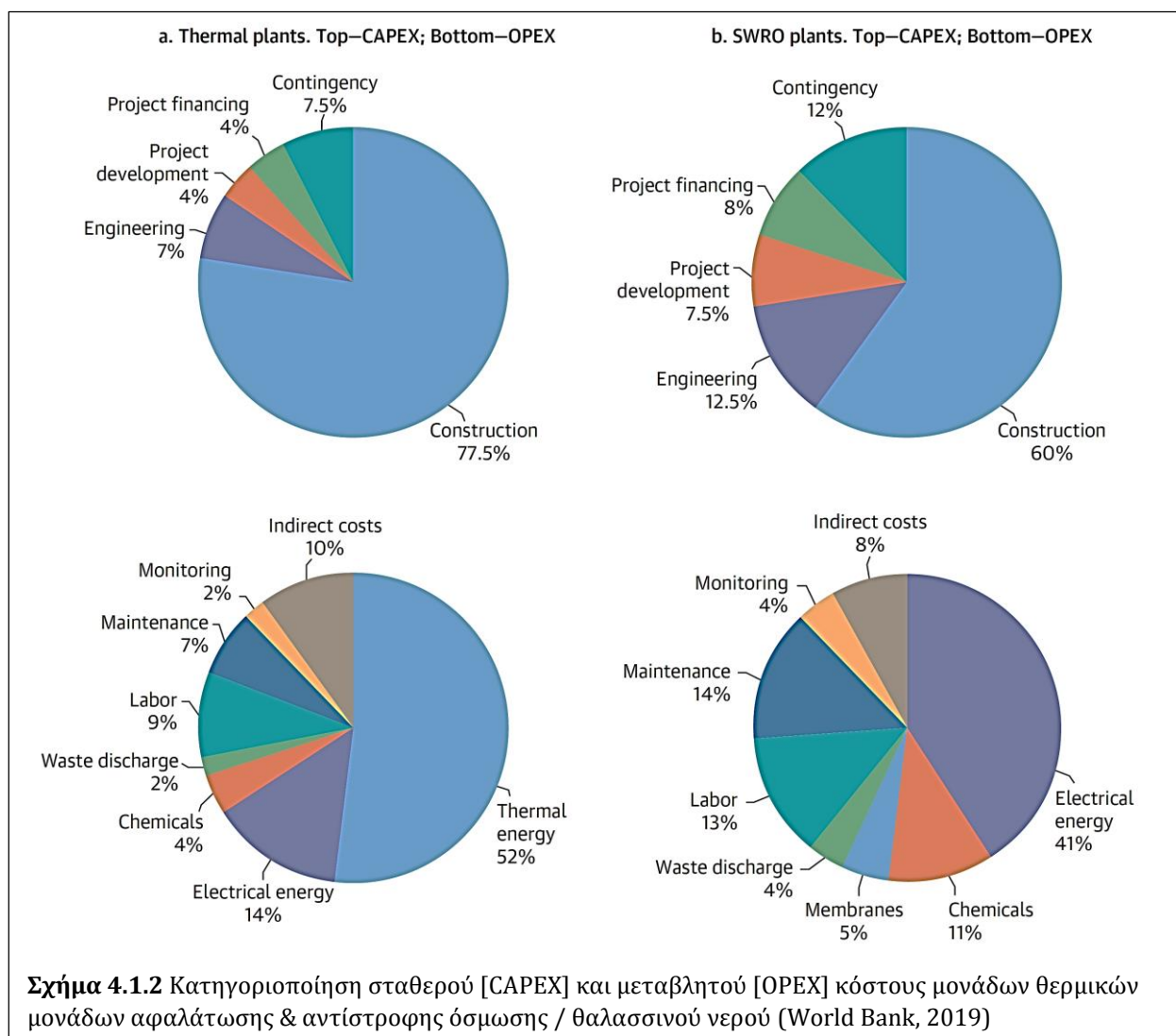


Πίνακας 4.1.2 Σύνοψη οικονομικών παραμέτρων έργων αφαλάτωσης στη Μέση Ανατολή (World Bank, 2019)

Τεχνολογία	Επιτόκιο Προεξόφλησης [%]	Αποπληρωμή Δανείου [yr]	IRR [%]			
MSF	2÷6,5	4,8	15÷25	20	5,6÷13,3	9,8
MED - TVC	4,8÷8	5,7	10÷20	15	6,8÷12	11,2
SWRO [Μεσόγειος]	5,4÷7,6	6,4	15÷20	18	7,8÷16,8	14,9
SWRO [Περσικός Κόλπος]	5,6÷8,4	7,6	10÷15	12	8,9÷18,5	16,8
SWRO [Ερυθρά Θάλασσα]	6÷9,1	8,4	10÷20	18	9,4÷17,2	17,2
Υβριδική [MSF/MED & SWRO]	5,6÷8,4	6,1	10÷25	20	8,4÷15,3	13,8

Η μεγαλύτερη συνιστώσα του επενδυτικού κόστους είναι σαφώς η κατασκευή καθεαυτή, ωστόσο προκύπτει ότι στις μονάδες αντίστροφης όσμωσης, οι υπόλοιπες υποκατηγορίες καταλαμβάνουν μεγαλύτερο ποσοστό από ότι στις θερμικές. Ως προς το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, η μεγαλύτερη υποκατηγορία για όλες τις εμπορικές τεχνολογίες αφαλάτωσης είναι η κατανάλωση ενέργειας, θερμικής ή ηλεκτρικής. Και πάλι, οι υπόλοιπες κατηγορίες έμμεσου κόστους έχουν μεγαλύτερο μερίδιο στα έργα αντίστροφης όσμωσης παρά στα θερμικά [βλ. Σχ. 4.1.2]. Οι παρατηρήσεις αυτές είναι συνεπείς με τη σχετικά πρόσφατη κυριαρχία των τεχνολογιών μεμβράνης έναντι των θερμικών, λόγω του χαμηλότερου τελικού κόστους παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη ότι οι δεύτερες προϋπήρχαν και επί δεκαετίες χρησιμοποιούντο κατά κόρον, με αποτέλεσμα να

χαρακτηρίζονται ως περισσότερο ώριμες, άρα να απαιτούν ποσοστιαία μικρότερη συμμετοχή από συνοδά κόστη, πέραν των υλικών και αναλωσίμων.



Αναφορικά με τις υπόλοιπες τεχνοοικονομικές παραμέτρους των έργων αφαλάτωσης, ο χρόνος λειτουργίας τυπικά λαμβάνεται περί τα 25÷30 έτη, ενώ το επιτόκιο προεξόφλησης ποικίλει αναλόγως της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας αλλά και της περιοχής εγκατάστασης, με τυπικό εύρος ~5÷10% [βλ. Πιν. 4.1.2] και ενδεικτική τιμή 7% (IAEA, 2007; Kesime et al., 2013; World Bank, 2019).

Πίνακας 4.1.3 LCoW & κατανομή του συνολικού κόστους αφαλάτωσης με χρήση ΑΠΕ, διαχωρίζοντας το ενεργειακό κόστος από το λειτουργικό (Skourtos et al., 2021)

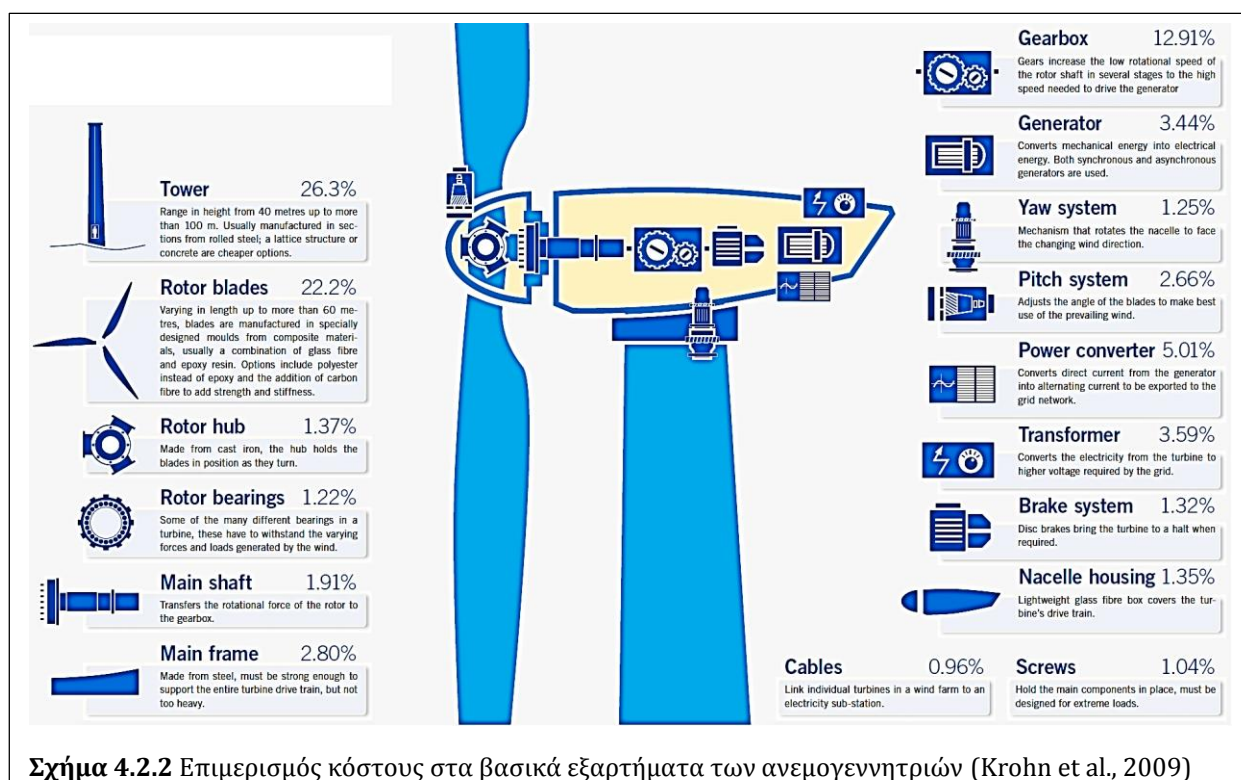
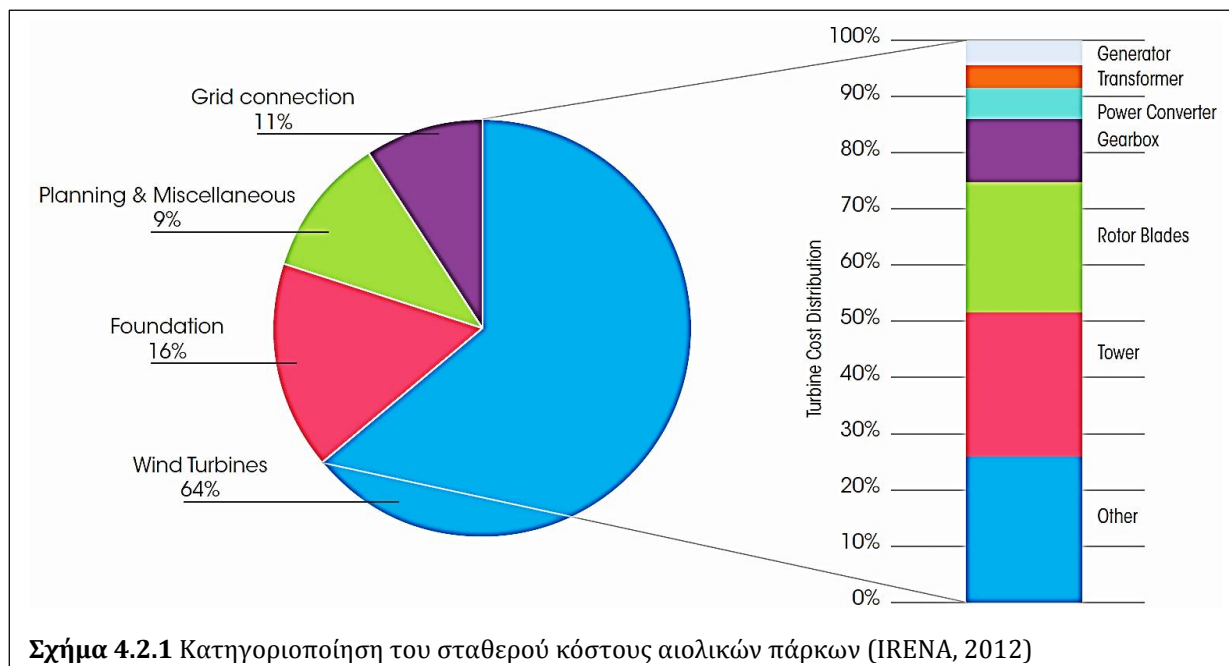
Συνδυασμός	LCoW [USD/m ³]	Αρχικό Κόστος	Λειτουργικό Κόστος	Κόστος Ενέργειας
SWRO - PV	1,10	49%	32%	19%
SWRO - CSP	1,28	43%	27%	30%
SWRO - NG	1,12	49%	31%	20%
MED - CSP	1,60	50%	20%	30%
MED - NG	1,40	58%	22%	20%

Το συνολικό κόστος παραγωγής [LCoW] ανεξαρτήτως της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας αφαλάτωσης εμφανίζει σημαντική διαφοροποίηση ανά έργο, η οποία συνδέεται κυρίως με χαρακτηριστικά που αφορούν την περιοχή εγκατάστασης, πέραν της επίδρασης του μεγέθους, όπως η ποιότητα του τροφοδοτικού νερού, η διαμόρφωση του εδάφους, το κόστος της ενέργειας και το


σχετικό ρυθμιστικό πλαίσιο (Reddy, 2008). Ειδικότερα για την περίπτωση συνδυαστικής λειτουργίας αφαλάτωσης με ΑΠΕ, το LCoW εκτιμάται υπολογιστικά στο εύρος 1,1÷1,6 USD/m³ [βλ. Πιν. 4.3] (Skourtos et al., 2021).

4.2 Οικονομοτεχνικά Στοιχεία Αιολικών Πάρκων

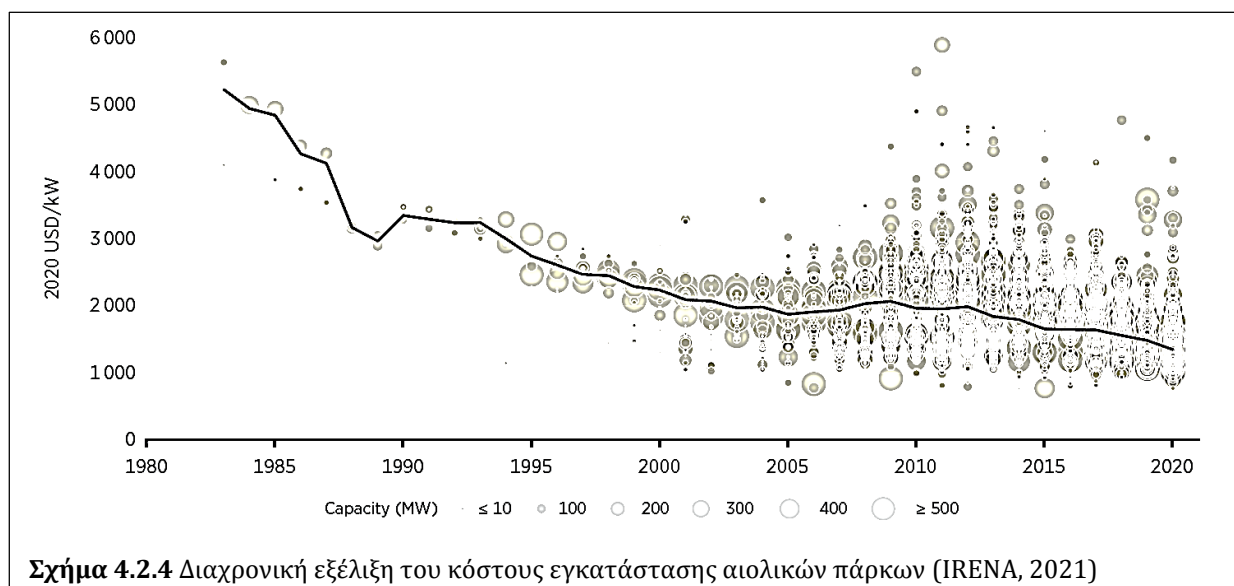
Όπως όλες οι τεχνολογίες ΑΠΕ, η αιολική ενέργεια θεωρείται ως εντάσσεως κεφαλαίου, με το υψηλό αρχικό κόστος να συνιστά αποτρεπτικό παράγοντα για σχετικές επενδύσεις. Οι βασικές οικονομοτεχνικές συνιστώσες ενός αιολικού πάρκου είναι το επενδυτικό κόστος, το ετήσιο κόστος συντήρησης & λειτουργίας, ο συντελεστής εκμετάλλευσης [CF: capacity factor], ο χρόνος ζωής του έργου και το σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (IRENA, 2012).



Το σαφώς μεγαλύτερο ποσοστό του κόστους εγκατάστασης αφορά στα επιμέρους τμήματα των ανεμογεννητριών, ενώ έπονται η θεμελίωση, η διασύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο και τα κόστη σχεδιασμού. Αναφορικά με τις ανεμογεννήτριες, τα κυριότερα κόστη αφορούν στον πύργο και τις πτέρυγες του δρομέα, ενώ έπονται το κιβώτιο στροφών, ο μετασχηματιστής και η ηλεκτρογεννήτρια [βλ. Σχ. 4.2.1 & 4.2.2]. Σημειώνεται εδώ ότι οι ανεμογεννήτριες ιστορικά εμφανίζονται σε διάφορους τύπους και παραλλαγές. Ωστόσο, η μορφή που κυριαρχεί πλέον στα αιολικά πάρκα είναι αυτή του οριζόντιου άξονα με 3 πτέρυγες.

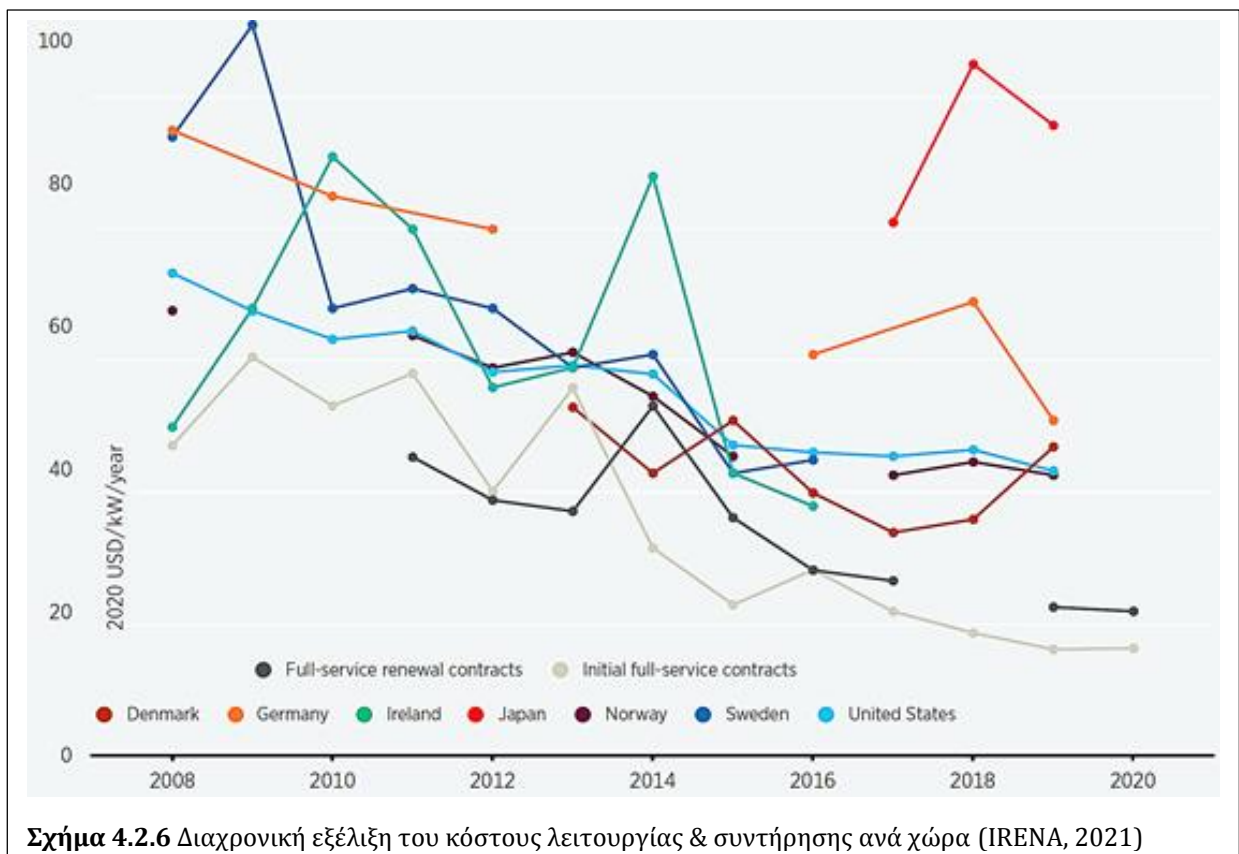
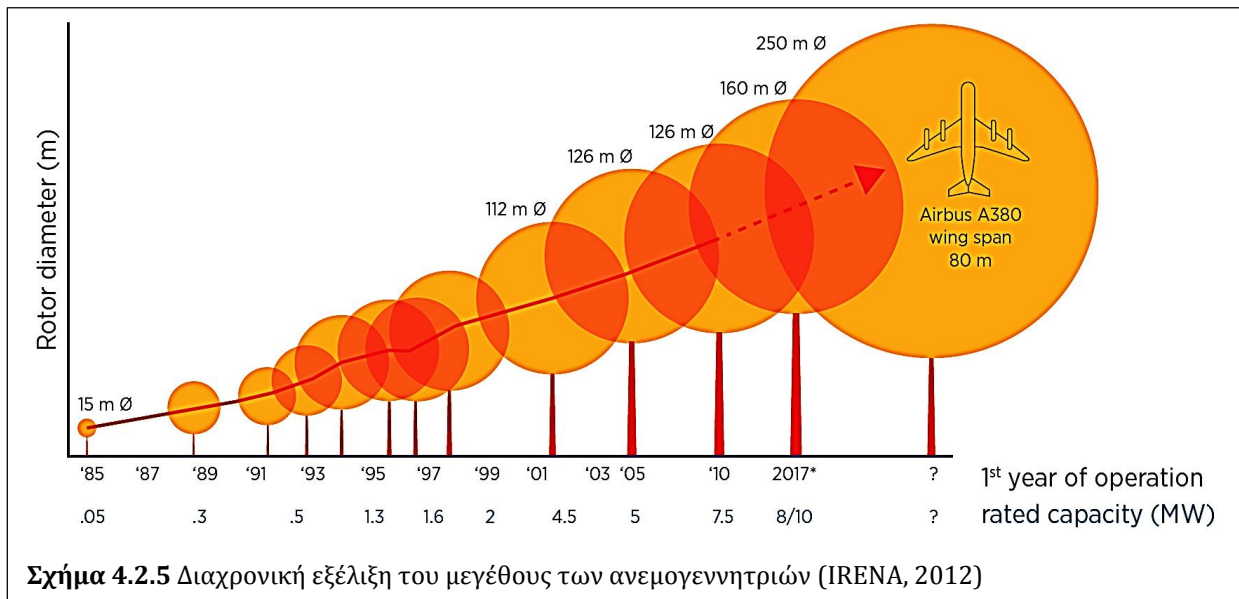
	2010			2020		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2020 USD/kW)					
Africa	1 390	1 609	3 035	1 275	1 873	3 225
Central America and the Caribbean	2 527	2 679	2 820	2 062	2 062	2 062
Eurasia	2 290	2 446	2 531	1 150	1 446	2 186
Europe	1 594	2 429	3 544	1 174	1 515	2 064
North America	1 893	2 474	3 213	1 066	1 403	2 059
Oceania	3 066	3 521	3 871	1 157	1 731	2 573
Other Asia	1 853	2 515	2 761	1 334	2 472	3 836
Other South America	2 426	2 644	2 763	1 085	1 607	2 560
Brazil	2 375	2 639	2 903	947	1 449	2 012
China	1 265	1 500	1 756	1 067	1 264	1 434
India	898	1 387	1 615	907	1 038	1 066

Σχήμα 4.2.3 Στατιστικά στοιχεία κόστους εγκατάστασης αιολικών πάρκων ανά περιοχή (IRENA, 2021)



Το αρχικό κόστος των αιολικών πάρκων τυπικά βρίσκεται στο διάστημα 1.000÷2.000 EUR/kW με συνηθέστερο εύρος παγκοσμίως 1.300÷1.500 EUR/kW (Breeze et al., 2009; IRENA, 2012; IRENA, 2021). Το παραπάνω εύρος προκύπτει από στατιστικά στοιχεία υπαρκτών έργων, με την πραγματική τιμή να διαφοροποιείται τόσο ως προς το έτος αναφοράς, όσο και ως προς τη χώρα εγκατάστασης [βλ. Σχ. 4.2.3]. Το κόστος εγκατάστασης διαχρονικά παρουσιάζει πτωτική τάση, λόγω της τεχνολογικής ωρίμανσης που επιφέρει ο ολοένα αυξανόμενος αριθμός έργων, παρά την

ανάσχεση που καταγράφεται σε ορισμένες χρονικές περιόδους [βλ. Σχ. 4.2.4] (IRENA, 2021). Επίσης, από το 1985 ως σήμερα παρατηρείται μια σταθερά αυξητική τάση της διαμέτρου των αναπτυσσόμενων και εγκαθιστάμενων ανεμογεννητριών, η οποία συνδυάζεται ευθέως με την αύξηση της ισχύος τους [βλ. Σχ. 4.2.5] (IEA-ETSAP & IRENA, 2016).



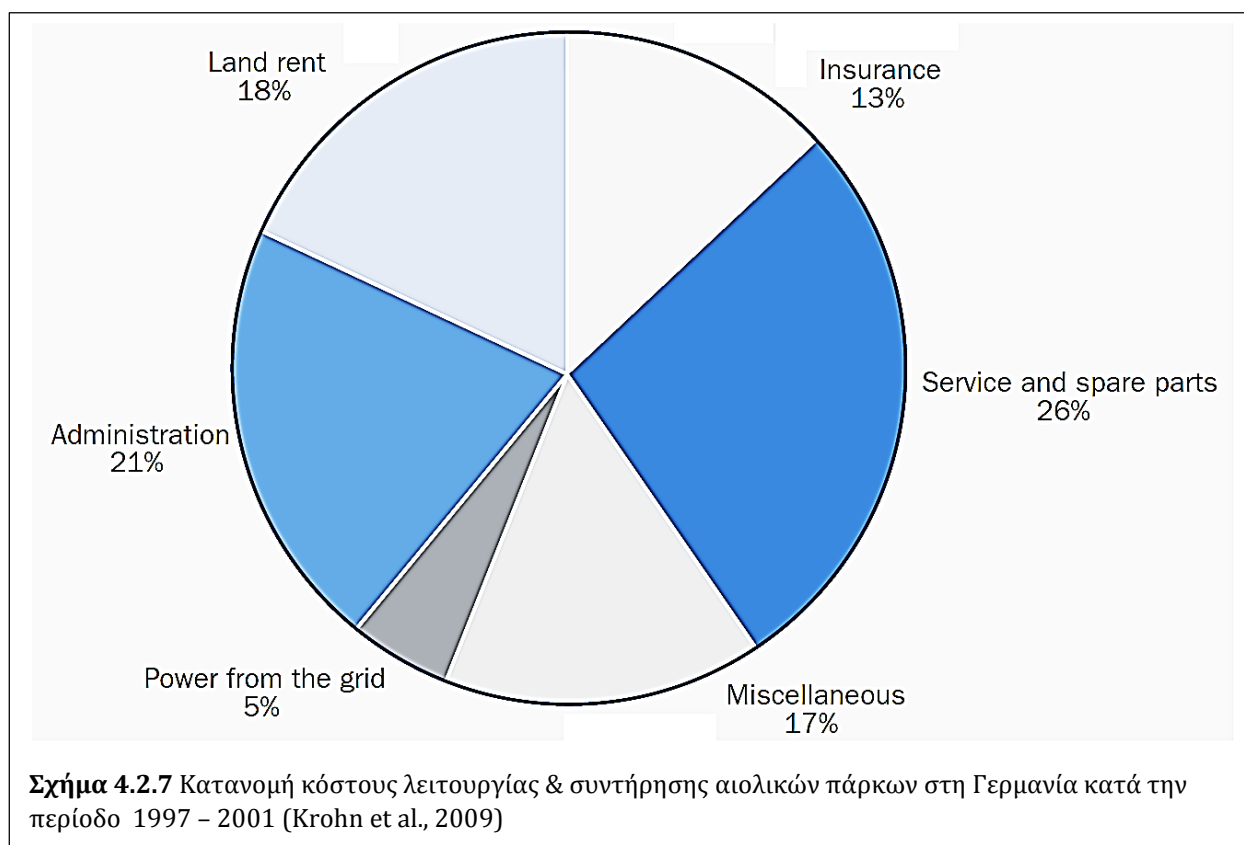
$$C_{\text{init/wind}} = a \cdot P^b \Leftrightarrow \ln(C_{\text{init/wind}}) = \ln(a) + b \cdot \ln(P) \quad (4.2.1)$$

Τα αιολικά πάρκα γενικά εμφανίζουν οικονομίες κλίμακας τόσο ως προς το κόστος εγκατάστασης, όσο και ως προς το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι σε έργα μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος, τα κόστη αυτά αναμένεται να έχουν αναλογικά χαμηλότερες

τιμές από αντίστοιχα μικρότερης ισχύος. Έτσι, η συνάρτηση αρχικού κόστους C_{init} ως έκφραση της εγκατεστημένης ισχύος P [kW] στη γενική περίπτωση θα έχει εκθετική μορφή, με εκθέτη μικρότερο της μονάδας [βλ. Εξ. 4.2.1] (IRENA, 2012 & 2021).

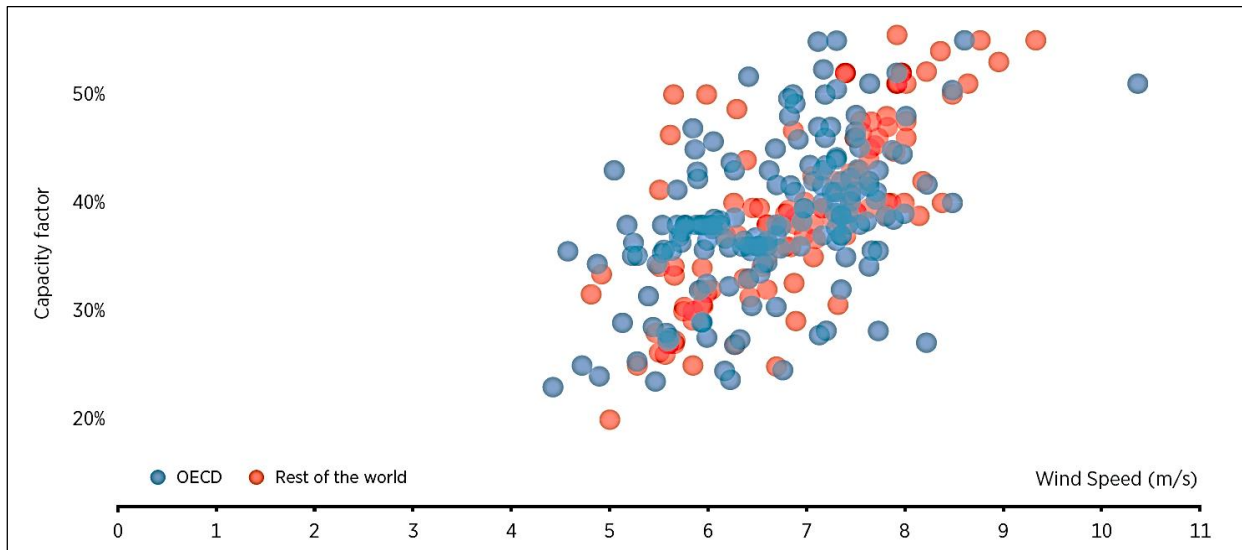
Πίνακας 4.2.1 Μεταβλητή & σταθερή έκφραση του ετήσιου κόστους λειτουργίας & συντήρησης επίγειων αιολικών πάρκων (IRENA, 2012)

Χώρα	Μεταβλητό [USD/MWh]	Σταθερό USD/(kW·yr)
Αυστρία	38	
Δανία	14,4÷18	
Φινλανδία		35÷38
Γερμανία		64
Ιταλία		47
Ιαπωνία		71
Ολλανδία	13÷17	35
Νορβηγία	20÷37	
Ισπανία	27	
Σουηδία	10÷33	
Ελβετία	43	
ΗΠΑ	10	

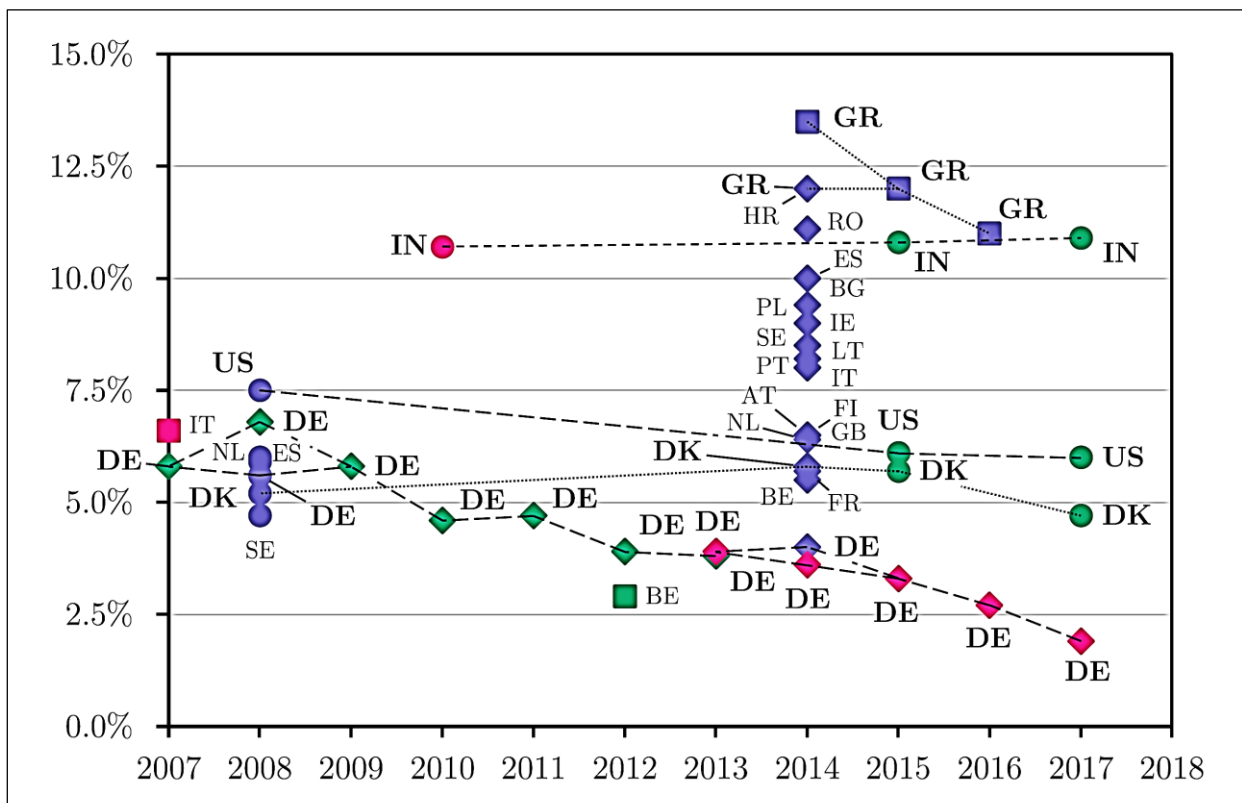


Το ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας $C_{O\&M/wind}$ αντιστοιχεί σε σημαντικό ποσοστό του πλήρους κόστους παραγωγής της τάξης του 20÷25%, λαμβάνοντας υπόψη ότι τα αιολικά πάρκα τυπικά έχουν χρόνο λειτουργίας περί τα 20 με 25 έτη. Το κόστος αυτό τείνει να αυξάνεται σε κάθε έργο προϊόντος του χρόνου, λόγω φθοράς του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού (EREC, 2010). Συνήθως, οι τιμές της σχετικής βιβλιογραφίας έχουν είτε μεταβλητή έκφραση, δηλαδή ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας, είτε σταθερή, δηλαδή ετησίως & ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος. Τυπικές εκτιμήσεις της τιμής του βρίσκονται εντός του εύρους 27÷54 USD/MWh (IRENA, 2012) ή αντιστοίχως 20÷100 USD/(kW·yr) (IRENA, 2021) [βλ. Πιν. 4.2.1 & Σχ. 4.2.6], αντιστοιχώντας σε 1÷4% του επενδυτικού κόστους, αναλόγως του τρέχοντος έτους (IRENA, 2012). Το κόστος αυτό

επιμερίζεται σε σχετικές υποκατηγορίες, με κύριες την επισκευή, τη συντήρηση και τα ανταλλακτικά, το διοικητικό κόστος και το κόστος ενοικίασης της χρησιμοποιούμενης έκτασης γης [βλ. Σχ. 4.2.7].



Σχήμα 4.2.8 Συντελεστής εκμετάλλευσης ως προς ταχύτητα ανέμου για έργα του 2020 (IRENA, 2021)

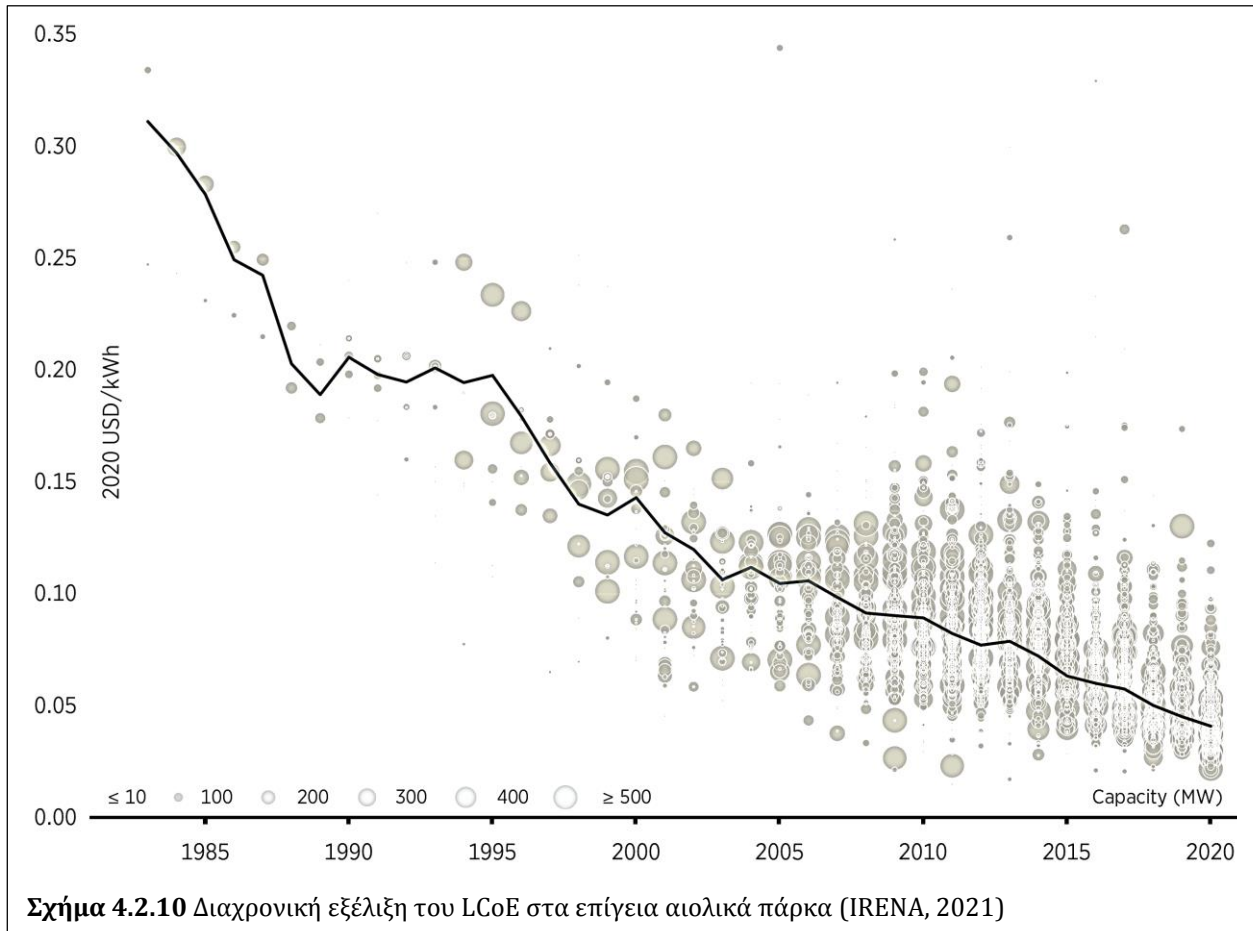



Σχήμα 4.2.9 Βιβλιογραφικές αναφορές WACC επίγειων αιολικών πάρκων ανά χώρα (Steffen, 2020)

Μια κρίσιμη οικονομοτεχνική παράμετρος για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ είναι αυτή του συντελεστή εκμετάλλευσης [CF]. Ο συντελεστής αυτός είναι αδιάστατος και προκύπτει από το ολοκλήρωμα της αδιάστατης καμπύλης διάρκειας ισχύος ενός έργου. Η φυσική του έννοια είναι η ετήσια απόδοση της εγκατεστημένης ισχύος προς ηλεκτροπαραγωγή [Εξ. 4.2.2]. Έτσι, η τιμή του θα εξαρτάται τόσο από τη διαθεσιμότητα του δυναμικού ΑΠΕ στην περιοχή εγκατάστασης, εν προκειμένω της ταχύτητας του ανέμου για αιολικά πάρκα, όσο και από την απόδοση του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού.

$$\text{Prod [kWh]} = P \text{ [kW]} \cdot 8760 \text{ [hrs/yr]} \cdot \text{CF}$$

(4.2.2)

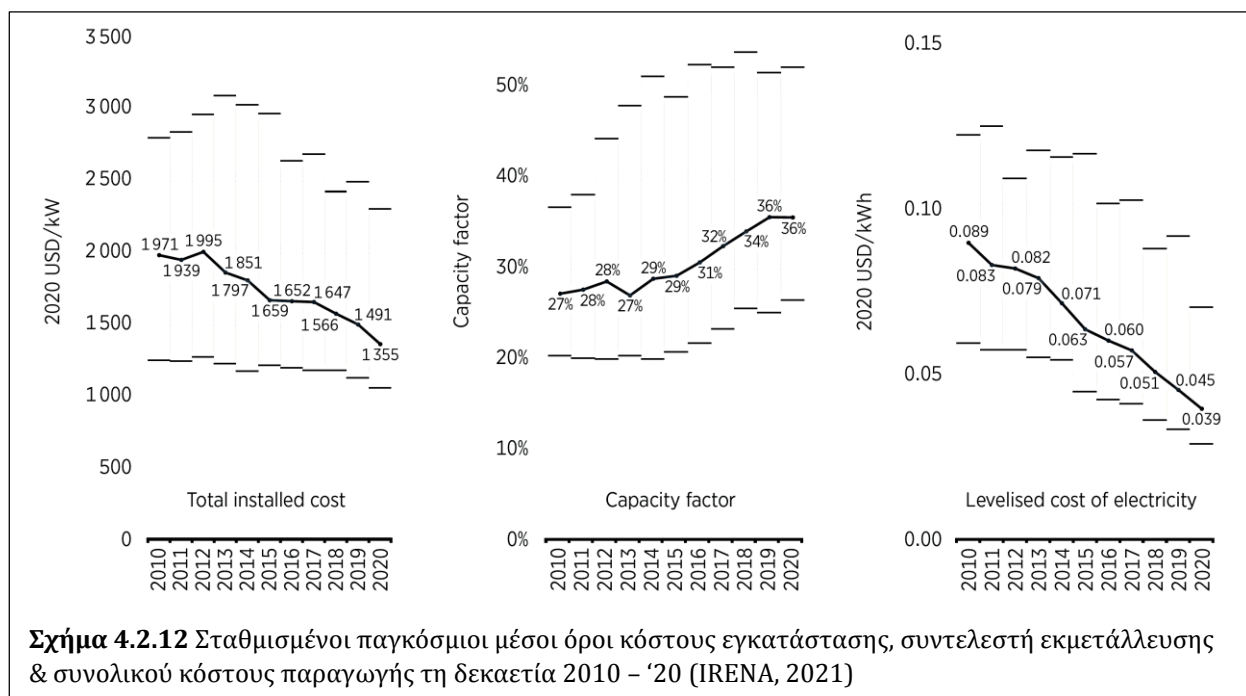


	2010			2020		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2020 USD/kW)					
Africa	0.073	0.091	0.100	0.041	0.055	0.083
Central America and the Caribbean	0.095	0.095	0.095	0.059	0.059	0.059
Eurasia	0.112	0.112	0.112	0.031	0.047	0.070
Europe	0.076	0.113	0.164	0.035	0.045	0.065
North America	0.060	0.092	0.124	0.028	0.037	0.054
Oceania	0.107	0.121	0.132	0.037	0.052	0.068
Other Asia	0.103	0.137	0.147	0.058	0.081	0.113
Other South America	0.087	0.101	0.131	0.032	0.044	0.063
Brazil	0.110	0.112	0.123	0.030	0.041	0.062
China	0.058	0.071	0.089	0.026	0.037	0.047
India	0.053	0.082	0.101	0.029	0.040	0.051

Σχήμα 4.2.11 Στατιστικά στοιχεία του LCoE των αιολικών πάρκων ανά περιοχή (IRENA, 2021)

Ως ενδεικτική παγκοσμίως για το συντελεστή εκμετάλλευσης σήμερα λαμβάνεται η τιμή 36%. Η τιμή αυτή έχει αυξητική τάση ανά τα χρόνια, με αντίστοιχες τιμές αναφοράς 20% για το 1983 και 27% για το 2010. Ως ενδεικτικά εύρη τιμών ανά περιοχή θεωρούνται 20÷30% για την Ινδία και την Κίνα,

25÷35% για την Ευρώπη και 30÷45% για τη Βόρεια Αμερική. Βασικοί συντελεστές για την αύξηση αυτή ήταν κυρίως η βελτίωση της απόδοσης των ανεμογεννητριών αλλά και δευτερευόντως οι τεχνολογικές εξελίξεις στον κλάδο της τηλεπισκόπησης, επιτρέποντας έτσι την καλύτερη αξιολόγηση των πεδίων ταχυτήτων και άρα χωροθέτηση των αιολικών πάρκων [βλ. Σχ. 4.2.8] (IEA-ETSAP & IRENA, 2016; IRENA, 2021).



Ακόμα, σημαντική παράμετρο για την οικονομική αξιολόγηση αποτελεί το επιτόκιο προεξόφλησης [discount rate] καθώς επηρεάζει ραγδαία τη συνολική αξία της επένδυσης, η οποία και είναι φθίνουσα συνάρτηση αυτού. Σε πολλές περιπτώσεις, αντί αυτού χρησιμοποιείται το σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου [WACC, βλ. Κεφ. 4.2]. Συνήθως, το επιτόκιο προεξόφλησης των αιολικών πάρκων στη σχετική βιβλιογραφία βρίσκεται στο γενικό εύρος 4,5÷12,6% (IRENA, 2012; Grant Thornton, 2019) και συνηθέστερα 7÷10% (Οχηρα, 2011) αναλόγως της χώρας στην οποία υλοποιείται η εκάστοτε επένδυση και των κατά περίπτωση οικονομικών συνθηκών, με ενδεικτική τιμή 7,5% (Hdidouan & Staffel, 2017; IRENA, 2021). Ειδικότερα για την Ελλάδα, οι τιμές που αναφέρονται είναι συγκριτικά υψηλές, της τάξης του 12% [βλ. Σχ. 4.2.9] (Steffen, 2020).

Εν κατακλείδι, η αισθητή βελτίωση των οικονομοτεχνικών συνιστωσών, των σχετικών με την κατασκευή και λειτουργία επίγειων αιολικών πάρκων την τελευταία δεκαετία, δηλαδή του κόστους εγκατάστασης, του συντελεστή εκμετάλλευσης και του λειτουργικού κόστους αποδίδεται πρωτίστως στην αύξηση των εγκατεστημένων έργων παγκοσμίως, την τεχνολογική ωρίμανση και τη συσσωρευμένη λειτουργική εμπειρία αντιστοίχως. Η βελτίωση αυτή αντικατοπτρίζεται στη μείωση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας, του οποίου το τυπικό εύρος πλέον έχει διαμορφωθεί σε 40÷60 USD/MWh [βλ. Σχ. 4.2.10 – 4.2.12].

5. Εξωτερικές Οικονομίες

Η διαφοροποίηση μεταξύ των εννοιών του ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους ή ωφέλους εισάγεται στη θεωρητική προσέγγιση των οικονομικών της ευημερίας [welfare economics], ήδη από τις αρχές του 20^{ου} αι., με αναφορά στο ζήτημα του καταμερισμού των εξαντλήσιμων φυσικών πόρων και την υπογράμμιση της ανάγκης εξεύρεσης ενός θεσμικού πλαισίου για ορθή και λελογισμένη εκμετάλλευσή τους (Pigou, 1920). Προϊόντος του χρόνου, προτάθηκε μια συνολική προσέγγιση των οικονομικών δραστηριοτήτων υπό μορφή “δικαιωμάτων”, ως τρόπος αντιμετώπισης των αποκλίσεων μεταξύ ιδιωτικών και δημοσίων αγαθών, επισημαίνοντας ότι η φύση της διαφοροποίησης αυτής είναι κατά βάση ηθική και άρα θα πρέπει η επίλυση του ζητήματος να είναι νομικής μορφής, σε αντίθεση με την προϋπάρχουσα πιγουβιανή προσέγγιση που θεωρεί την ελεύθερη οικονομία [laissez faire] ως την ιδανική συνθήκη η οποία επιλύει το ζήτημα (Coase, 1960). Η νομική αυτή προσέγγιση εδράζεται στην πεποίθηση ότι η νεοκλασσική θεωρία του κοινωνικού κόστους είναι αποσπασματική και συνολικά προβληματική ως προς την εφαρμογή της (Lewin, 1982). Πιο πρόσφατα, διατυπώθηκε σε θεωρητικό επίπεδο η αντίθεση στις κρατικές παρεμβάσεις για το ζήτημα του εξωτερικού κόστους που απορρέει από την περιβαλλοντική ρύπανση, αμφισβητώντας τη γενική αρχή “ο ρυπαίνων πληρώνει”, αναγνωρίζοντας το μηχανισμό της αγοράς ως τη μόνη δυνατότητα οικονομικής ρύθμισης και υποδεικνύοντας την προσφυγή στη δικαστική εξουσία ως το μέσο επίλυσης των θιγομένων (Baciu & Iacobuta, 2015).

5.1 Η έννοια των Εξωτερικοτήτων

Η αναποτελεσματική λειτουργία των αγορών σε ό,τι αφορά τα ελεύθερα και δημόσια, κοινωνικά αγαθά έχει καταστεί εμφανής στην πράξη. Η απουσία δικαιωμάτων ιδιοκτησίας στα περιβαλλοντικά και εν γένει στα δημόσια αγαθά και παράλληλα η πρακτική ταύτιση μεταξύ αξίας και τιμής, με δεδομένο ότι για τα περισσότερα εξ αυτών η τιμή αγοράς είναι μηδενική, συντείνουν στη δημιουργία εξωτερικών οικονομιών ή απλούστερα, εξωτερικοτήτων. Οι παραπάνω στρεβλώσεις συνιστούν τους βασικότερους λόγους διαφοροποίησης μεταξύ ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους, καθώς το οριακό κόστος παραγωγής δεν ενσωματώνει τις επιπλέον πιέσεις που ασκούνται στην κοινωνία κατά την παραγωγική διαδικασία. Για παράδειγμα, η τιμή πώλησης του αρδευτικού νερού σε συνθήκες έλλειψης δεν συμπεριλαμβάνει το κόστος ευκαιρίας του υδατικού πόρου ως προς άλλες, ανταγωνιστικές χρήσεις. Έτσι, καταγράφεται μια σημαντική αστοχία του μηχανισμού της αγοράς να εντάξει μια σειρά αγαθών στις διαδικασίες εξισορρόπησης μεταξύ προσφοράς και ζήτησης (Τουρκολιάς, 2010). Γενικώς, οι εξωτερικές οικονομίες είναι αποτέλεσμα της αρνητικής ή θετικής επιρροής των δραστηριοτήτων μιας ομάδας ατόμων στην ευημερία μιας άλλης ομάδας, η οποία δεν αποζημιώνεται για τη ζημιά που υφίσταται, ή αντίστοιχα δεν πληρώνει για το όφελος το οποίο αποκομίζει. Για την πρώτη περίπτωση, τα εξωτερικά κόστη αποτελούν τη νομισματική έκφραση των κοινωνικών επιβαρύνσεων, οι οποίες δεν περιλαμβάνονται στις τυπικές οικονομικές αναλύσεις έργων που γίνονται από τη σκοπιά της ιδιωτικής επένδυσης (Μουσούλη, 2005), ενώ για τη δεύτερη, τα εξωτερικά ωφέλη προκύπτουν αντιστοίχως ως οι μη νομισματικά αποτιμώμενες στο μηχανισμό της αγοράς, ευεργετικές συνέπειες. Βάσει της παραπάνω προσέγγισης, το συνολικό κοινωνικό όφελος ή κόστος που χαρακτηρίζει μια παραγωγική δραστηριότητα προκύπτει ως το άθροισμα των επιμέρους αντιστοίχων ιδιωτικών και κοινωνικών.

5.2 Οικονομική Αποτίμηση των Εξωτερικοτήτων

Για την αποτίμηση των κοινωνικών αγαθών, τα οποία βρίσκονται εκτός του μηχανισμού της αγοράς, άρα δεν χαρακτηρίζονται από αξία αγοράς, γίνεται η θεώρηση των παρακάτω συνιστωσών, οι οποίες συναποτελούν την πλήρη οικονομική αξία αυτών (Τουρκολιάς, 2010):

- **Αξία Χρήσης [use value]:** Συνδέεται με τη χρήση του αγαθού, δηλαδή με την άμεση ή δυνητική συνεισφορά του στην ανθρώπινη ευημερία.

- **Αξία Μη – χρήσης [non – use value]:** Αποδίδεται στο αγαθό για την ύπαρξή του, ως ποσοστό της φύσης και ανεξάρτητα από τη δυνατότητα χρήσης αυτού και περιλαμβάνει τις ακόλουθες κατηγορίες:
 - i. **Αξία επιλογής [option value]:** η προθυμία του ατόμου να διαθέσει ένα χρηματικό ποσό για να διατηρήσει ένα κοινωνικό αγαθό, για το ενδεχόμενο μιας μελλοντικής χρήσης του.
 - ii. **Αξία κληροδοτήματος [bequest value]:** η προθυμία του ατόμου για την καταβολή ενός χρηματικού ποσού, με σκοπό τη διατήρηση ενός κοινωνικού αγαθού προς όφελος των μελλοντικών γενεών.
 - iii. **Αξία ύπαρξης [existence value]:** το ποσό που προτίθεται να καταβάλει κανείς, προκειμένου απλώς να προστατεύσει ένα κοινωνικό αγαθό, χωρίς να προσβλέπει στη χρησιμοποίησή του.
 - iv. **Αξία ημι – επιλογής [quasi – option value]:** η προθυμία του ατόμου να διαθέσει μελλοντικά ένα χρηματικό ποσό, προκειμένου να διατηρήσει ένα κοινωνικό αγαθό με τη βοήθεια της τεχνολογικής εξέλιξης.
 - v. **Αλτρουϊστική αξία [altruistic value],** η προθυμία του ατόμου να καταβάλει ένα χρηματικό ποσό, προκειμένου να διατηρήσει ένα αγαθό προς όφελος των συνανθρώπων του.

Οι διάφορες μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για την οικονομική αποτίμηση των κοινωνικών αγαθών διαφέρουν σημαντικά ως προς τα απαιτούμενα δεδομένα, την πολυπλοκότητα των υπολογισμών και την τελικά μετρούμενη αξία, η οποία τελικά καθορίζει την καταλληλότητα της εκάστοτε μεθόδου για συγκεκριμένες εφαρμογές. Οι μέθοδοι αυτές μπορούν γενικά να κατηγοριοποιηθούν ως εξής:

Μέθοδοι Δεδηλωμένης Προτίμησης ή Άμεσες Μέθοδοι: Επιδιώκουν την προσομοίωση της λειτουργίας της αγοράς για ένα κοινωνικό αγαθό και την καταγραφή των προτιμήσεων της κοινωνίας απέναντι σε υποθετικές μεταβολές της κατάστασης του. Η πιο γνωστή από τις μεθόδους αυτές είναι η Μέθοδος της Εξαρτημένης Αξιολόγησης [Contingent Valuation Method – CVM]. Η κεντρική ιδέα της στηρίζεται στην ύπαρξη μιας υποθετικής αγοράς, όπου είναι δυνατό να εκφραστεί η αντίληψη για τη χρησιμότητα ενός αγαθού και επομένως η προθυμία πληρωμής [Willingness to Pay – WTP] προκειμένου είτε να επιτευχθεί κάποια βελτίωση της κατάστασης αυτού, ή αντίστοιχα να αποφευχθεί κάποια επιδείνωση.

Μέθοδοι Αποκαλυπτόμενης Προτίμησης ή Έμμεσες Μέθοδοι: Μελετούν πραγματικές αγορές, οι οποίες σχετίζονται με το εξεταζόμενο κοινωνικό αγαθό και καταγράφουν τη συμπεριφορά των καταναλωτών στις αγορές αυτές, προκειμένου να υπολογιστεί έμμεσα η αξία που αυτοί αποδίδουν στο ίδιο το αγαθό ή σε μεταβολές της κατάστασής του.

Μέθοδος Μεταφοράς Οφέλους: Επιχειρεί την αξιοποίηση των αποτελεσμάτων από άλλες άμεσες και έμμεσες αναλύσεις αποτίμησης του ίδιου υπό εξέταση αγαθού σε διαφορετικές συνθήκες, ακολουθώντας μια συστηματική διαδικασία προσαρμογής στις εκάστοτε συνθήκες που ισχύουν για την κάθε συγκεκριμένη μελέτη αποτίμησης. Η μέθοδος αυτή αποτελεί μια αρκετά αξιόπιστη και διαδεδομένη πρακτική, χωρίς την απαίτηση συγκέντρωσης σημαντικού όγκου πρωτογενών δεδομένων και χωρίς μεγάλες απαιτήσεις σε δεδομένα και χρόνο.

Σχετικά πρόσφατα αναπτύχθηκαν διάφορες αναλυτικές μεθοδολογίες [π.χ. ExternE], βάσεις δεδομένων [π.χ. CASES] και πακέτα λογισμικού [π.χ. Ecosense, Riskpoll] τα οποία ενσωματώνουν τις παραπάνω μεθόδους για την εκτίμηση των εξωτερικότητων σε μελέτες περίπτωσης, με εκτεταμένη εφαρμογή σε διάφορους τύπους έργων ηλεκτροπαραγωγής.

5.3 Το εξωτερικό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής

Οι επιπτώσεις της ηλεκτροπαραγωγής επηρεάζουν την ευημερία του κοινωνικού συνόλου, προκαλούν δηλαδή ένα οικονομικό κόστος ή όφελος το οποίο κατά κανόνα δεν αντικατοπτρίζεται

στην τιμή του ηλεκτρισμού, με συνέπεια να αγνοούνται στη λήψη των ενεργειακών αποφάσεων και στη χάραξη ενεργειακής πολιτικής. Στο πλαίσιο της νεοκλαστικής οικονομικής θεωρίας, τα προκαλούμενα αυτά κόστη ή οφέλη συνιστούν εξωτερικές οικονομίες και ερμηνεύονται ως αδυναμία του μηχανισμού της αγοράς να διαχειρισθεί ικανοποιητικά τα ελεύθερα και δημόσια αγαθά, όπως για παράδειγμα το περιβάλλον. Ο μηχανισμός της αγοράς, προσπαθώντας να μεγιστοποιήσει το ιδιωτικό όφελος από τις αποφάσεις παραγωγών και καταναλωτών, οδηγεί στην υποβάθμισή του φυσικού περιβάλλοντος προκαλώντας αρνητικές εξωτερικές οικονομίες. Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής συνιστά μια τυπική περίπτωση οικονομικής δραστηριότητας η οποία προκαλεί αρνητικές εξωτερικές οικονομίες κυρίως λόγω των ρυπαντών αυτών. Η ύπαρξη εξωτερικών οικονομιών, στο βαθμό που αυτές δεν εσωτερικοποιούνται στο μηχανισμό της αγοράς, οδηγεί στη λήψη αποφάσεων και επιλογών που δεν ανταποκρίνονται στη μεγιστοποίηση του συνολικού κοινωνικού οφέλους (Μοιρασγεντής, 1998; Τουρκολιάς, 2010).

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μία από τις σημαντικότερες πηγές υποβάθμισης του φυσικού και ανθρωπογενούς περιβάλλοντος. Η εξαντλησιμότητα των φυσικών πόρων αλλά και η ραγδαία αύξηση της έκλυσης αερίων ρυπαντών και άλλων αποβλήτων αποτελούν τις σημαντικότερες διαστάσεις του περιβαλλοντικού προβλήματος. Η εκτεταμένη χρήση συμβατικών, ορυκτών καυσίμων όπως ο άνθρακας, ο λιγνίτης, το πετρέλαιο και πιο πρόσφατα το φυσικό αέριο, τα οποία παραδοσιακά αποτελούν τις κύριες πηγές ενεργειακής τροφοδοσίας της βιομηχανίας ηλεκτρικής ενέργειας, καθιστά την ηλεκτροπαραγωγή ως μια από τις πιο ρυπογόνες δραστηριότητες των σύγχρονων κοινωνιών (Μοιρασγεντής, 1998; Τουρκολιάς, 2010). Ειδικότερα, οι τεχνολογίες που βασίζονται στην καύση οδηγούν σε έκλυση αερίων τα οποία συντελούν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου [Green House Gasses – GHGs], με το CO₂ να κυριαρχεί μεταξύ αυτών, ενώ σημαντικές επιπτώσεις στην ανθρώπινη υγεία, το περιβάλλον και την κλιματική αλλαγή έχουν οι εκπομπές CH₄, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x & SO₂ (Bielecki et al., 2020).

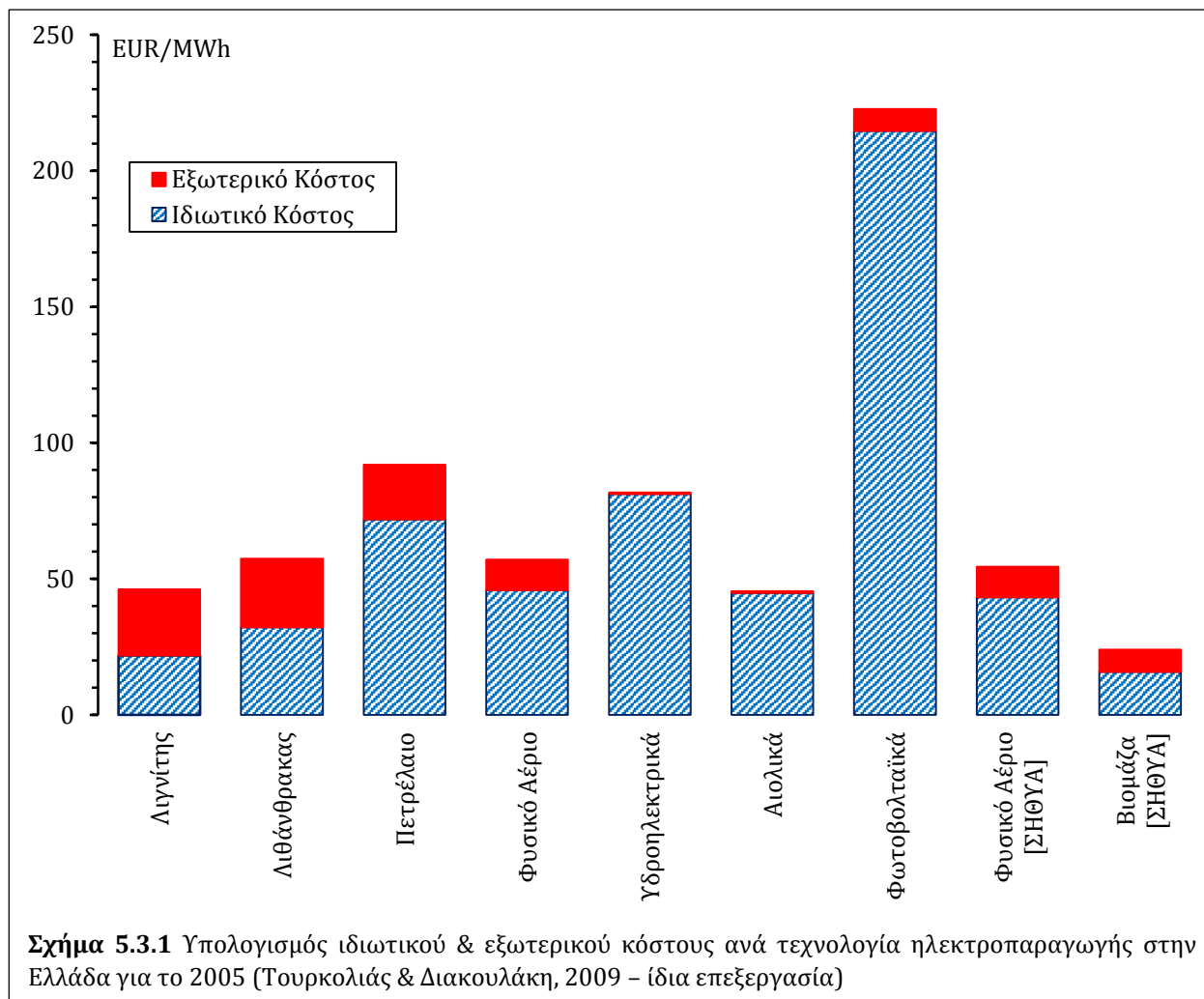
Ο υπολογισμός τους εξωτερικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής εδράζεται σε εκτιμήσεις και αβεβαιότητες, με αποτέλεσμα ο αριθμητικός προσδιορισμός του να διαφέρει μεταξύ των σχετικών μελετών. Τυπικά, ο υπολογισμός αυτός προκύπτει από την κοστολόγηση της εκλυόμενης ποσότητας CO₂, η οποία και θεωρείται ως το βασικό εκλυόμενο GHG, και το συντελεστή εκπομπών του εκάστοτε καυσίμου [tn CO₂/MWh], ώστε τα εξαχθέντα αποτελέσματα από την εκάστοτε αξιολόγηση να μπορούν να ενσωματωθούν σε σχετικές μελέτες κόστους / οφέλους. Το εξωτερικό περιβαλλοντικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από συμβατικά ορυκτά καύσιμα έχει υπολογιστεί ότι κυμαίνεται σε πολύ υψηλά επίπεδα, και σε ορισμένες περιπτώσεις ιδιαίτερα ρυπογόνων μονάδων υπερβαίνει ακόμη και το συμβατικό ιδιωτικό κόστος, όπως προκύπτει από τα αποτελέσματα των ευρωπαϊκών προγραμμάτων ExternE και CASES (Τουρκολιάς, 2010).

Γενικά, τα εξωτερικά κόστη που προκαλεί η ηλεκτροπαραγωγή διακρίνονται σε περιβαλλοντικά και μη περιβαλλοντικά. Η δεύτερη κατηγορία αναφέρεται σε οικονομικά στοιχεία της αγοράς ενέργειας, όπως είναι η διαμόρφωση των τιμών, ενώ η πρώτη στις επιπτώσεις που υφίσταται το φυσικό περιβάλλον και στη διαθεσιμότητα των φυσικών πόρων, όπως:

- βλάβη στην ανθρώπινη υγεία
- βλάβη στο φυσικό περιβάλλον
- βλάβη στο δομημένο περιβάλλον
- επίδραση στην παραγωγικότητα
- επίδραση στην αισθητική αξία του φυσικού τοπίου

Στον αντίποδα, ως οι πλέον φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής θεωρούνται σήμερα οι ΑΠΕ, των οποίων τα σχετικά έργα σε γενικές γραμμές προκαλούν διαταραχές μικρής έντασης και περιορισμένης εμβέλειας. Έτσι παρότι γενικά εμφανίζουν υψηλότερα κόστη παραγωγής από τη σκοπιά της ιδιωτικής επένδυσης, συνεπάγονται σαφώς μικρότερα εξωτερικά κόστη από τη συμβατική ηλεκτροπαραγωγή [βλ. Σχ. 5.3.1], τα οποία προκύπτουν κυρίως από την

προκαλούμενη όχληση και τις μεταβολές στο φυσικό περιβάλλον σε τοπική κλίμακα. Βάσει των διαφόρων μεθοδολογιών υπολογισμού των εξωτερικοτήτων αυτών, τα τελευταία χρόνια διάφορες μελέτες κοινωνικού κόστους / οφέλους εξετάζουν σενάρια διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, τόσο για το σύνολο της χώρας, όσο και για τα απομακρυσμένα δίκτυα των ΜΔΝ, υποδεικνύοντας την κατεύθυνση αυτή ως μια αξιόπιστη και ιδιαίτερα ελκυστική προοπτική από πλευράς κοινωνικού συμφέροντος (Τουρκολιάς & Διακουλάκη, 2009).



Προκειμένου να καταστεί εφικτή μια συνεκτική αποτίμηση και σύγκριση του ιδιωτικού, εξωτερικού και πλήρους κόστους της ηλεκτροπαραγωγής ανά χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, το ερευνητικό πρόγραμμα “Cost Assessment for Sustainable Energy Systems” (CASES, 2008) δημιούργησε βάσει αρχικών μετρήσεων και θεωρητικών υποθέσεων ένα αποθετήριο εκτίμησης των τιμών των διαφόρων σχετικών κατηγοριών κόστους για κάθε χώρα της ΕΕ και προβολής αυτών ως το 2030 [βλ. Πιν. 5.3.1].

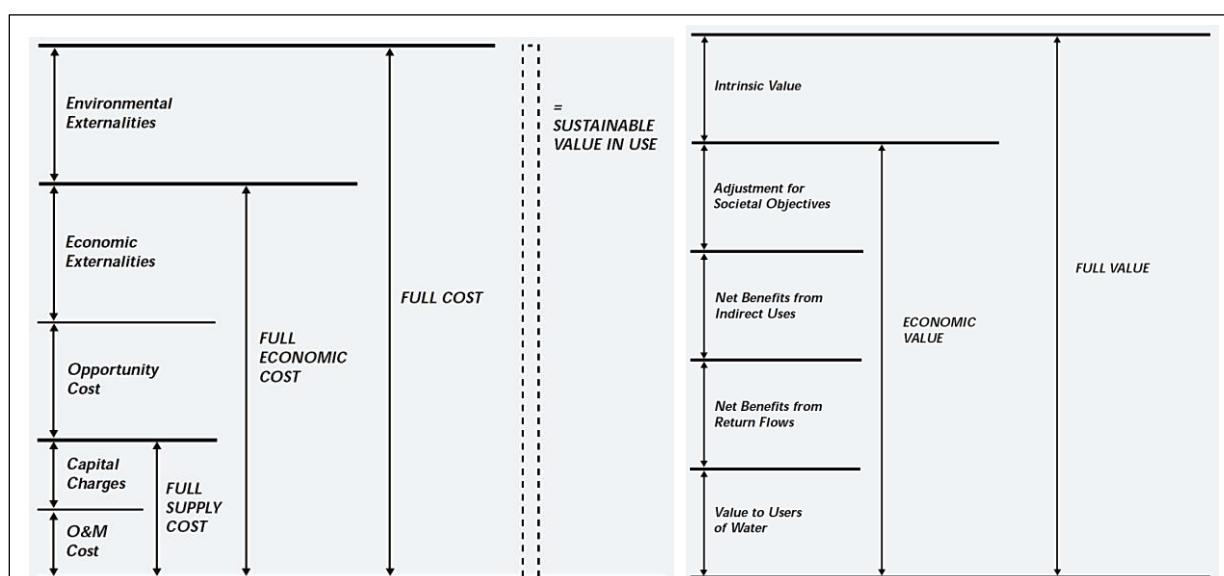
Υπό το πρίσμα των παραπάνω, σήμερα είναι κοινώς αποδεκτό ότι ο ενεργειακός σχεδιασμός και η διαμόρφωση των σχετικών πολιτικών θα πρέπει να στηρίζονται στη θεώρηση του πλήρους, κοινωνικού κόστους, με απώτερο σκοπό την πραγματική ενσωμάτωση του εξωτερικού κόστους της ενέργειας στο μηχανισμό της αγοράς (Τουρκολιάς & Διακουλάκη, 2009). Ειδικότερα για την περίπτωση της ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ, όπου οι θερμικοί σταθμοί συνεπάγονται και εν γένει υψηλά κόστη λειτουργίας, αντίθετα με την κυρίαρχη τάση στο διασυνδεδεμένο σύστημα, καθίσταται σαφές ότι η μέγιστη τεχνικά εφικτή υποκατάσταση της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής με ώριμες τεχνολογίες ΑΠΕ ενσωματώνει σημαντικά ωφέλη, τόσο από την ιδιωτικοοικονομική όσο και από την κοινωνική σκοπιά.

Πίνακας 5.3.1 Προβολές του εξωτερικού, του ιδιωτικού & του πλήρους κόστους ηλεκτροπαραγωγής από αιολικά πάρκα & μονάδες αεριοτροβίλων με καύσιμο diesel [EURcents/kWh] για την ΕΕ-27 και την Ελλάδα (CASES, 2008)

Τύπος Έργου	Κατηγορία κόστους	ΕΕ-27			Ελλάδα		
		2005-10	2020	2030	2005-10	2020	2030
Αιολικά Πάρκα	Ανθρώπινη Υγεία	0,0755	0,0542	0,0542	0,0539	0,0367	0,0362
	Περιβάλλον	0,0057	0,0040	0,0039	0,0017	0,0011	0,0010
	Ραδιονουκείδια	0,000070	0,000044	0,000045	0,000070	0,000044	0,000045
	GHGs	0,021235	0,013164	0,016607	0,021235	0,013164	0,016607
	Συνολικό Εξωτερικό	0,1025	0,0714	0,0747	0,0769	0,0510	0,0539
	Συνολικό Ιδιωτικό	6,1100	6,0190	5,9580	6,1100	6,0190	5,9580
	Πλήρες	6,2125	6,0904	6,0327	6,1869	6,0700	6,0119
Μονάδες Αεριοτροβίλων [diesel]	Ανθρώπινη Υγεία	1,3941	1,8311	2,1673	0,9188	1,1378	1,3467
	Περιβάλλον	0,1540	0,1791	0,2011	0,0453	0,0507	0,0545
	Ραδιονουκείδια	0,000194	0,000229	0,000271	0,000194	0,000229	0,000271
	GHGs	0,9170	0,9170	1,3158	0,9170	0,9170	1,3158
	Συνολικό Εξωτερικό	2,4654	2,9274	3,6845	1,8814	2,1057	2,7172
	Συνολικό Ιδιωτικό	9,8703	10,0792	10,3436	9,8703	10,0792	10,3436
	Πλήρες	12,3356	13,0066	14,0281	11,7516	12,1849	13,0609

5.4 Οι Εξωτερικότητες της Αφαλάτωσης

Γενικά, το πλήρες κόστος του νερού προκύπτει ως το άθροισμα του πλήρους οικονομικού και του περιβαλλοντικού. Το πλήρες οικονομικό κόστος με τη σειρά του συναποτελείται από το κόστος προμήθειας, το οποίο προκύπτει από τα κοστολογικά στοιχεία των σχετικών έργων υδροδότησης, το κόστος ευκαιρίας, το οποίο συνίσταται στην αποστέρηση του υδατικού πόρου από άλλες χρήσεις και τις οικονομικές εξωτερικότητες, οι οποίες αφορούν στις επιπτώσεις που η χρήση μιας ποσότητας του υδατικού πόρου επιφέρει μια άλλη. Σε κατάσταση οικονομικής ισορροπίας, το πλήρες κόστος του νερού θα πρέπει να ισούται με την πλήρη αξία του [Σχ. 5.4.1] (Rogers et al., 1998).



Σχήμα 5.4.1 Συνιστώσες πλήρους κόστους & πλήρους αξίας του νερού (Rogers et al., 1998)

Η αξιολόγηση της παραγωγής νερού από αφαλάτωση γίνεται συνήθως με εργαλεία οικονομικής αξιολόγησης από την ιδιωτική σκοπιά. Ωστόσο, για την ενσωμάτωση που πλήρους κόστους στους σχετικούς υπολογισμούς, θα πρέπει να ενσωματωθούν σε αυτούς και οι εκτιμήσεις του περιβαλλοντικού και κοινωνικού κόστους (Aparicio et al., 2018).

Η εκτίμηση των περιβαλλοντικών, οικονομικών και πολιτικών διαστάσεων της αφαλάτωσης αποκαλύπτει σημαντικές διαφορές από την εμπειρία των κρατών που την εφήρμοσαν. Στις άνυδρες περιοχές, το παραγόμενο νερό από αφαλάτωση απάντησε αποτελεσματικά στα προβλήματα λειψυδρίας, ενσωματώνοντας παράλληλα σημαντικά περιβαλλοντικά οφέλη (Tal, 2011). Ειδικότερα, πέρα από την αξιοπιστία της τροφοδοσίας και τη δυνατότητα ελέγχου της παραγωγής, η αφαλάτωση ενσωματώνει τα εξωτερικά οφέλη της βελτιωμένης ποιότητας, καθώς το παραγόμενο νερό προκύπτει απαλλαγμένο από ρυπαντές, καρκινογόνες ουσίες, ιούς, παράξενη γεύση ή χρώμα και χαρακτηρίζεται από χαμηλή σκληρότητα, αποφεύγοντας έτσι το σχηματισμό επικαθίσεων στο υδροδοτικό δίκτυο και μειώνοντας κατ' επέκταση τις ανάγκες συντήρησής του. Περαιτέρω, ως εξωτερικό όφελος σημειώνεται και η υποκατάσταση των ποσοτήτων νερού που συνήθως προκύπτουν από ταμειυτήρες και γεωτρήσεις, με τις αντίστοιχες περιβαλλοντικές επιπτώσεις που συνοδεύουν την κάθε περίπτωση (Laspidou et al., 2010).

Ωστόσο, παράλληλα με τα παραπάνω, η αφαλάτωση επιδεινώνει τις ανθρωπογενείς πιέσεις προς το θαλάσσιο περιβάλλον, στο πλαίσιο της κλιματικής αλλαγής και ειδικότερα στην αύξηση της θερμοκρασίας και την οξύνιση των θαλασσών, κατατείνοντας σε μείωση της βιοποικιλότητας (Xevgenos et al., 2021). Το μέγεθος των περιβαλλοντικών επιπτώσεων των έργων αφαλάτωσης σχετίζεται άμεσα με μια σειρά παραγόντων όπως η τοποθεσία, η χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, οι ενεργειακές πηγές, οι διαχειριστικές και κανονιστικές πρακτικές και τα λειτουργικά χαρακτηριστικά. Η παραγόμενη άλμη και η έκλυση αερίων ρύπων ως αποτέλεσμα της εντατικής κατανάλωσης ενέργειας εντοπίζονται ως οι 2 βασικές πηγές αρνητικών εξωτερικότητων. Περαιτέρω, ανακύπτουν ειδικότερα ζητήματα ανά τεχνολογία: η θερμοκρασία, το pH και το διαλυμένο οξυγόνο αφορούν κυρίως στις θερμικές τεχνολογίες, παρά σε αυτές των μεμβρανών (Laspidou et al., 2010).

Οι ενεργειακές επιπτώσεις και ιδιαίτερα οι εκπομπές GHGs σχετίζονται με την τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής και το χρησιμοποιούμενο καύσιμο. Η χρήση ενέργειας από ΑΠΕ για αφαλάτωση συνεπάγεται σημαντικά μικρότερες εκπομπές καθ' ολο τον κύκλο ζωής και την εφοδιαστική αλυσίδα, ωστόσο εισάγει ένα διαφορετικό πλέγμα από εξωτερικά κόστη και οφέλη (Laspidou et al., 2010).

Ακόμα, η προσαγωγή του τροφοδοτικού νερού στις μονάδες αφαλάτωσης ενέχει την πιθανότητα πρόσκρουσης ή παγίδευσης οργανισμών, σχηματισμού τεχνητών υφάλων και αλλοίωσης των οικοσυστημάτων του πυθμένα, συνιστώντας έτσι απειλή για τη βιοποικιλότητα και μεταβάλλοντας το παράκτιο τοπίο και άρα την αξία της γης. Οι εξωτερικές επιπτώσεις λόγω απόρριψης άλμης μπορεί να περιλαμβάνουν ερημοποίηση των εδαφών ή την ανάσχεση της παραγωγικής τους ικανότητας, τη μεταβολή των μεταναστευτικών μοτίβων των ψαριών και εν γένει τον πληθυσμό, την αναπαραγωγική ικανότητα και το βαθμό επιβίωσης των οργανισμών στο υδάτινο περιβάλλον, αλλά και να επιφέρει δομικές μεταβολές ως προς τα απαντώμενα είδη, δεδομένου ότι το αυξημένο επίπεδο των αλάτων μπορεί να είναι πιο ελκυστικό ή απωθητικό για διαφορετικούς οργανισμούς, με τη θαλάσσια χλωρίδα και τους μακροβενθικούς οργανισμούς του μαλακού πυθμένα να δέχονται τη μεγαλύτερη επίδραση (Xevgenos et al., 2021).

Περαιτέρω, δεδομένου ότι τα έργα αφαλάτωσης χωροθετούνται κυρίως σε περιοχές κοντά στην ακτογραμμή, η κατασκευή σχετικά μεγάλης κλίμακας συνοδών υποδομών και σωληνώσεων διασύνδεσης που αυτά συνεπάγονται μπορεί να δημιουργήσει σημαντικά περιβαλλοντικά προβλήματα στα παράκτια οικοσυστήματα, στις εκβολές των ποταμών, στις χρήσεις γης που σχετίζονται με δραστηριότητες αναψυχής, στην αισθητική του τοπίου, στη στέγαση και στην αξία της γης, λαμβάνοντας υπόψη ότι τα έργα αυτά καταλαμβάνουν έκταση αναλογική της δυναμικότητάς τους, της τάξης των $1\pm 2 \text{ m}^2/(\text{m}^3/\text{d})$. Ενδεικτικά, το σχετικό κόστος της καταλαμβανόμενης γης ανά παραγόμενη μονάδα ύδατος για τις ακτές του Ισραήλ αποτιμάται σε 0,034 USD/m³. Οι μεταβολές σε ηχορύπανση, ποιότητα του αέρα, πρόσβαση και χρήσεις γης κατά

την κατασκευή και λειτουργία, έχουν εφαρμογή στην περίπτωση των έργων αφαλάτωσης στο ίδιο επίπεδο κατ' αναλογία με τα μεγάλα έργα υποδομών, επηρεάζοντας αρνητικά την πλήρη οικονομική αξία της περιοχής (IAEA, 2007; Becker et al., 2010; Laspidou et al., 2010).

Η κυρίαρχη μέθοδος διαχείρισης του παραπροϊόντος της άλμης είναι η απόρριψή της στη θάλασσα, κοντά στο σημείο παραγωγής, ως η πλέον οικονομική επιλογή, εγείροντας ωστόσο προβληματισμό ως προς τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις (Jones et al., 2019; Okampo et al., 2022). Οι φυσικοχημικές ιδιότητες της άλμης εξαρτώνται από διάφορους παράγοντες, όπως η ποιότητα του τροφοδοτικού νερού, η διαδικασία της αφαλάτωσης και η μέθοδος απόρριψης (Omerspahic et al., 2022). Ειδικότερα, η εξερχόμενη άλμη από τις μονάδες αντίστροφης όσμωσης μπορεί να έχει αλατότητα διπλάσια αυτής του θαλασσινού νερού, ενώ επιπλέον περιλαμβάνει χημικές ουσίες από την προεπεξεργασία και τον καθαρισμό των μεμβρανών. Η άλμη τείνει να συσσωρεύεται στον πυθμένα κοντά στο σημείο απόρριψης, λόγω της υψηλότερης πυκνότητάς της, και στη συνέχεια να προχωρεί προς μεγαλύτερα βάθη, ακολουθώντας τη φυσική κλίση του πυθμένα (Sola et al., 2019).



Σχήμα 5.4.2 Στοιβες άλατος από μονάδα αφαλάτωσης στο Τράπανι της Σικελίας (Tal, 2011)

Άλλες μορφές διαχείρισης της άλμης περιλαμβάνουν την απόρριψη επιφανειακά στο έδαφος ή σε ορύγματα ή την εναπόθεση σε λίμνες εξάτμισης [evaporation ponds], κυρίως σε περιοχές με θερμό κλίμα (Younos, 2005). Οι μέθοδοι αυτές επίσης δε θεωρούνται βιώσιμες, καθώς αφενός η υψηλή θερμοκρασία της άλμης μπορεί να οδηγήσει σε καταστροφή αρόσιμης γης, αφετέρου κρίνονται ως κοστοβόρες. (Okampo et al., 2022). Ως η πλέον βιώσιμη και περιβαλλοντικά αποδεκτή μέθοδος διαχείρισης αντί της απόρριψης φαίνεται η αυξανόμενη ανάκτηση νερού, στη λογική της λειτουργίας μηδενικών εκροών [zero liquid discharge] (Omerspahic et al., 2022). Η επιλογή αυτή θα μπορούσε να συνδυαστεί με την ανάκτηση μετάλλων και αλάτων για εμπορική χρήση [βλ. Σχ. 5.4.2], στο πλαίσιο της κυκλικής οικονομίας, ωστόσο συνοδεύεται και αυτή από υψηλό κόστος (Jones et al., 2019; Xevgenos et al., 2021).

Γενικά, το κόστος απόρριψης της άλμης ανά μονάδα τελικού προϊόντος εκτιμάται σε 0,015 USD/m³ για μονάδες απόσταξης [MD & MED] και σε 0,04 USD/m³ για μονάδες αντίστροφης όσμωσης [RO] (Kesime et al., 2013; Paparetrou et al., 2017). Το κόστος μεταφοράς της παραγόμενης άλμης από μονάδες αφαλάτωσης του ελληνικού νησιωτικού χώρου προς αλικές κυμαίνεται στο εύρος 4,8÷89,28 EUR/m³, αναλόγως της απόστασης και του απαιτούμενου τύπου μεταφοράς [θαλάσσια, επίγεια, συνδυασμένη] (Laspidou et al., 2010).

Μια διαφορετική προσέγγιση η οποία έχει εφαρμογή σε υφιστάμενα έργα αφαλάτωσης είναι αυτή της οδήγησης της άλμης σε ενδιάμεση λιμενοδεξαμενή και στη συνέχεια η ανάμειξη αυτής με μεγάλες ποσότητες διερχόμενου θαλασσινού νερού μέσω αντλιών, σε αναλογίες της τάξης του 1:2,5÷1:7,5 ώστε το τελικό απορριπτόμενο προϊόν να έχει αποδεκτή συγκέντρωση σε άλατα. Το κόστος αυτής της μεθόδου διαχείρισης εκτιμάται σε 0,005÷0,014 EUR/m³ και αποδίδεται κυρίως στην αυξημένη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης του 1,33÷3,88% για την κάλυψη των επιπλέον αντλητικών απαιτήσεων (Navarro et al., 2021).

Τα τελευταία λίγα χρόνια άρχισαν να δημοσιεύονται ερευνητικές εργασίες, οι οποίες εκτιμούν σε νομισματική αξία το σύνολο του εξωτερικού κόστους της αφαλάτωσης, ενσωματώνοντας στη θεώρησή τους τόσο τις περιβαλλοντικές, όσο και τις κοινωνικές επιπτώσεις. Το σχετικό εύρος τιμών που δίνεται για την τεχνολογία MED είναι 0,297÷0,702 USD/m³ ενώ για την MSF είναι 0,548÷01,174 USD/m³, αντιπροσωπεύοντας μέση αύξηση ως προς το ιδιωτικό κόστος 65,8% & 81,9% αντιστοίχως (Saleh & Mezher, 2021). Ένα ενδεικτικό εύρος εξωτερικού κόστους για μονάδες RO είναι 0,14÷0,74 USD/m³ το οποίο ισοδυναμεί με 26,4%÷51,7% του ιδιωτικού κόστους (Lior & Kim, 2018).

6. Υπολογιστικό Μοντέλο Αξιολόγησης

Το υπολογιστικό μοντέλο οικονομοτεχνικής αξιολόγησης συνδυαστικών έργων αφαλάτωσης & αιολικών πάρκων, το οποίο αναπτύχθηκε για την εν θέματι εργασία, επιχειρεί να καλύψει το μεγαλύτερο δυνατό εύρος περιπτώσεων και δυναμικών διαφοροποιήσεων ενός τέτοιου εγχειρήματος, υπό μορφή αντιστοιχών παραμέτρων, τόσο από τη σκοπιά της ιδιωτικής επένδυσης όσο και από αυτή της κοινωνικής αποτίμησης, στηριζόμενο σε μια σειρά αναγκαίων απλουστεύσεων και παραδοχών. Ειδικότερα, αναπτύχθηκε σχετικός υπολογιστικός κώδικας σε γλώσσα προγραμματισμού Fortran 77 με χρήση του μεταγλωτιστή [compiler] Force 2.0 / G77 [βλ. Π. IV], προκειμένου να δίνεται η δυνατότητα διεξαγωγής επάλληλων προσομοιώσεων διαφορετικών σεναρίων, τόσο για τη μελέτη και επεξεργασία διαφορετικών περιπτώσεων, όσο και για τη διεξαγωγή ανάλυσης ευαισθησίας του μοντέλου ως προς τις διάφορες παραμέτρους.

6.1 Κάλυψη Υδατικών & Ενεργειακών Αναγκών

Η προσομοίωση της κάθε εξεταζόμενης περίπτωσης εκκινεί από το μέγεθος του εξεταζόμενου πληθυσμού και την κάλυψη των ετήσιων αναγκών αυτού για κατανάλωση πόσιμου νερού και ηλεκτρικής ενέργειας. Για τη μοντελοποίηση των αναγκών αυτών ελήφθησαν ως τιμές αναφοράς για την ημερήσια κατά κεφαλή κατανάλωση $0,5 \text{ m}^3/(\text{p}\cdot\text{d})$ & $48 \text{ kWh}/(\text{p}\cdot\text{d})$ αντιστοιχώς (Slocum et al., 2016).

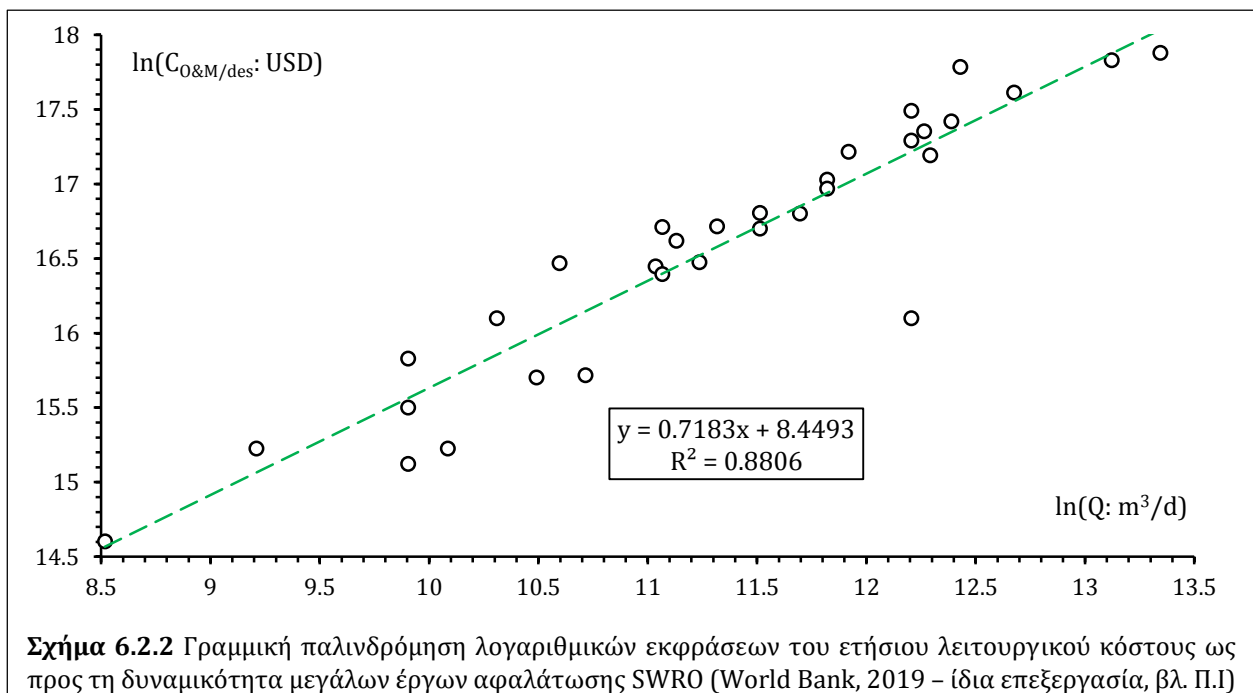
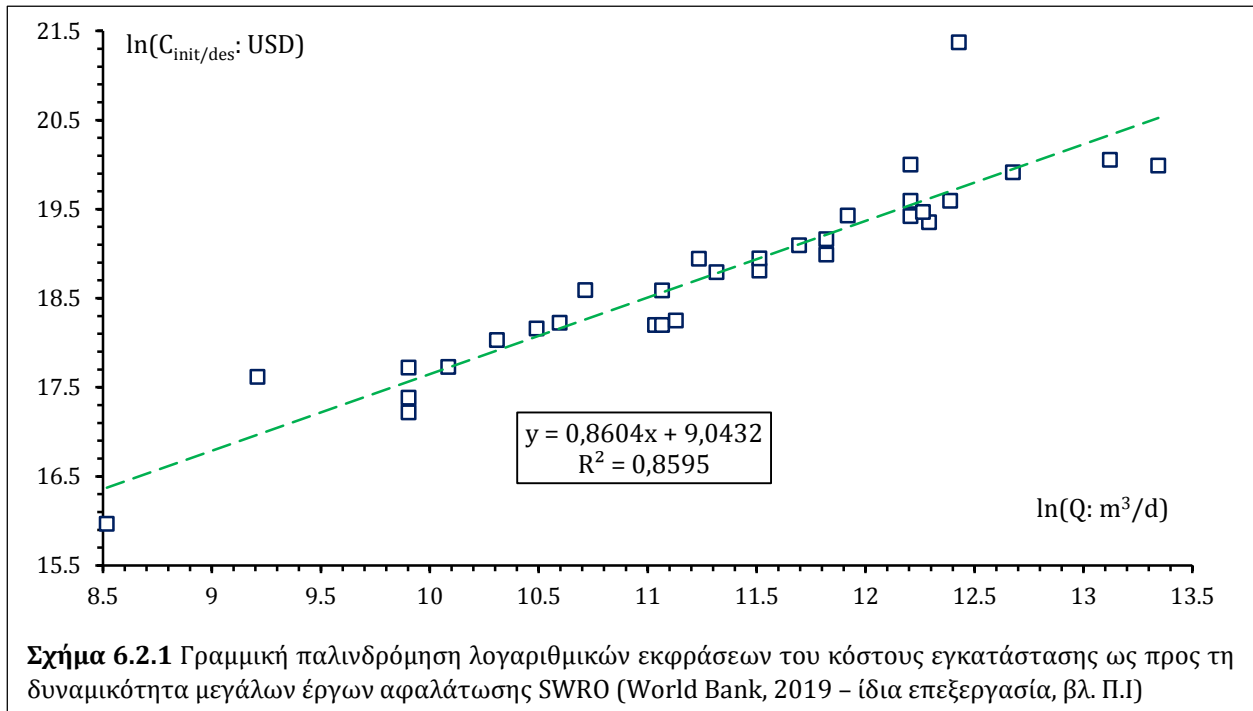
Περαιτέρω, ως σημείο αναφοράς για την υφιστάμενη κατάσταση στον εκάστοτε νησιωτικό χώρο, γίνεται η υπόθεση της κάλυψης των ενεργειακών αναγκών αποκλειστικά μέσω αυτόνομων θερμικών σταθμών παραγωγής με κατανάλωση καυσίμου diesel και των αναγκών σε καθαρό νερό αποκλειστικά με εισαγωγή από υδροφόρα πλοία. Έτσι, κάθε παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας ή αφαλατωμένου νερού από το εξεταζόμενο συνδυαστικό έργο θεωρείται ότι υποκαθιστά την ίδια ποσότητα από την αντίστοιχη προϋπάρχουσα πηγή κάλυψης. Ειδικότερα ως προς την ηλεκτροπαραγωγή, δεδομένου ότι η διείσδυση της ενέργειας από ΑΠΕ διακοπτόμενης λειτουργίας σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο ΜΔΝ χωρίς στοιχεία αποθήκευσης είναι δυνατή μέχρι ενός ανώτατου τεχνικού ορίου της τάξης του $15\pm 20\%$ (Kaldelis, 2021), στο μοντέλο υιοθετείται ως σχετικός περιορισμός η κάλυψη του $17,5\%$ της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης.

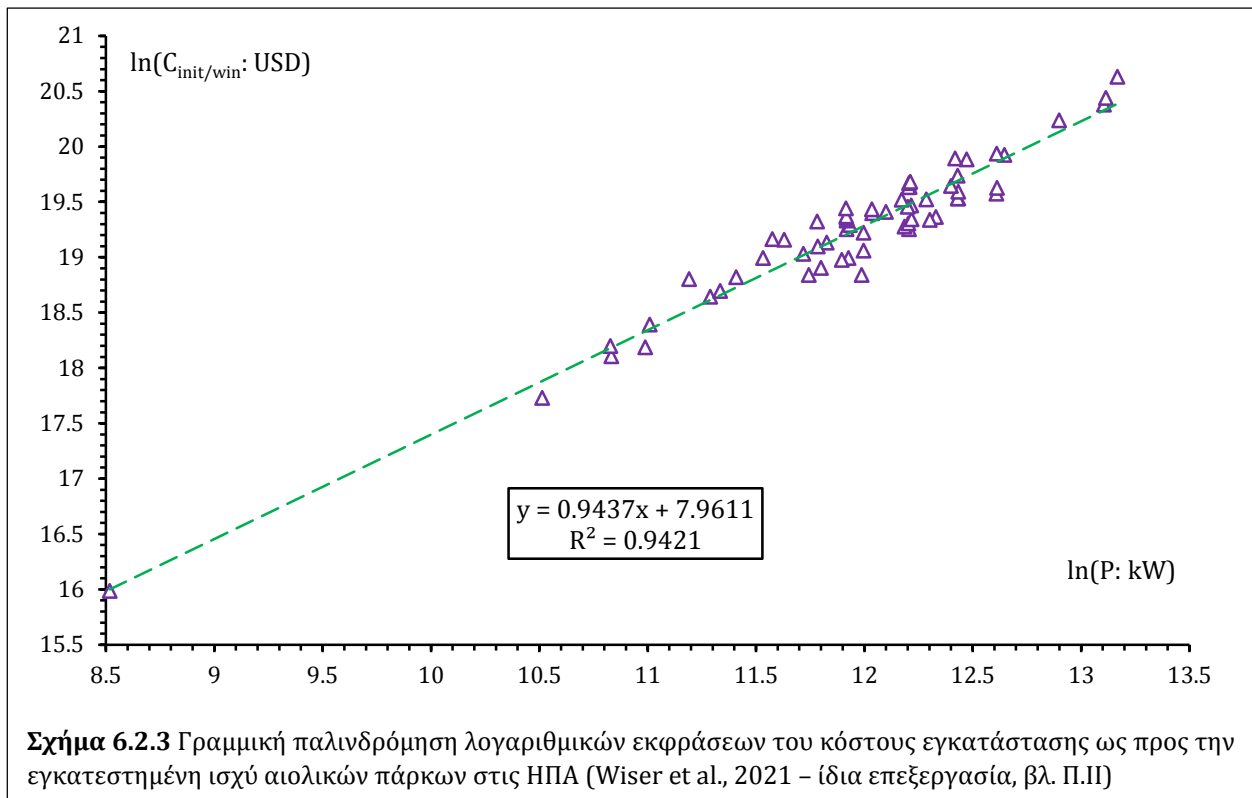
Έχοντας προσδιορίσει παραπάνω τις μέγιστες δυνατές ετήσιες ποσότητες διάθεσης ηλεκτρικής ενέργειας και πόσιμου νερού στον εξεταζόμενο πληθυσμό, η διαστασιολόγηση των μονάδων γίνεται εντός των ορίων αυτών, εισάγοντας σχετικούς συντελεστές κάλυψης για την πωλούμενη ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο [GC: grid coverage], το μέγεθος της μονάδας αφαλάτωσης [DU: desalination unit] και το εύρος/χρόνο λειτουργίας αυτής [DO: desalination operation]. Έχοντας ως βασική αρχή του συνδυαστικού έργου την πλήρη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της αφαλάτωσης από τη λειτουργία του αιολικού πάρκου, η εγκατεστημένη ισχύς του τελευταίου υπολογίζεται με την προοπτική της αθροιστικής ηλεκτροπαραγωγής προς πώληση & αφαλάτωση [βλ. Σχ. 4.2.8].

Ειδικότερα για το συντελεστή κάλυψης του εύρους λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης [DO], δεδομένου ότι η διαστασιολόγηση των μονάδων στηρίζεται σε ένα σύνολο επάλληλων παραδοχών, ενσωματώνοντας σε αυτές τη στοχαστικότητα τόσο της ζήτησης ενέργειας και νερού όσο και της ηλεκτροπαραγωγής, αυτός εισάγεται ως μιας μορφής ελαστικότητα, εξετάζοντας έτσι την περίπτωση η μονάδα αφαλάτωσης να λειτουργεί με μικρότερη δυναμικότητα από την ονομαστική, με την παράλληλη παραδοχή ότι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια προορίζεται κατά προτεραιότητα προς πώληση και δευτερευόντως για ανάληψη προς αφαλάτωση. Έτσι, οι διάφορες τιμές αυτού [<1] πρακτικά υλοποιούν τη λογική της δυνατότητας για αποθήκευση του ενεργειακού πόρου υπό μορφή νερού, με μεγαλύτερα κατ' αναλογία κόστη εγκατάστασης από τα οριακά υπολογιζόμενα, ενώ η μέγιστη τιμή [$=1$] αντιπροσωπεύει την περίπτωση κατά την οποία το συνδυαστικό έργο λειτουργεί στην πλήρη δυναμικότητά του.

6.2 Συναρτήσεις Κόστους

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, τα επενδυτικά αλλά και τα ετήσια λειτουργικά κόστη, τόσο των έργων αφαλάτωσης, όσο και των αιολικών πάρκων χαρακτηρίζονται από οικονομίες κλίμακας [βλ. Εξ. 4.1.1 & 4.2.1]. Προκειμένου αυτές να αποτυπώνονται στην κοστολόγηση του εν θέματι υπολογιστικού μοντέλου, χρησιμοποιήθηκαν ομάδες δεδομένων της βιβλιογραφίας για τη διεξαγωγή γραμμικής παλινδρόμησης στις εκφράσεις των φυσικών τους λογαρίθμων, προκειμένου να εξαχθούν οι σταθεροί όροι και οι εκθέτες των εξισώσεων, a & b αντιστοίχως [βλ. Π.Ι & Π.ΙΙ]. Η ίδια διαδικασία ακολουθήθηκε και για τα ετήσια λειτουργικά κόστη των έργων αφαλάτωσης, ενώ για τα αιολικά πάρκα το μέγεθος αυτό ελήφθη ως σταθερό ποσοστό 3% επί του κόστους εγκατάστασης (IRENA, 2012).





Από τα αποτελέσματα της στατιστικής επεξεργασίας [βλ. Σχ. 6.2.1 – 6.2.3] και θεωρώντας συναλλαγματική ισοτιμία EUR = 1,11·USD για το τελευταίο έτος (ECB) διαμορφώθηκαν οι τελικές συναρτήσεις κόστους οι οποίες χρησιμοποιούνται στη συνέχεια για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση [Εξ. 6.2.1 – 6.2.4].

$$C_{\text{init}/\text{des}} [\text{EUR}] = 7622,35 \cdot Q^{0,86} [Q: \text{m}^3/\text{d}] \quad (6.2.1)$$

$$C_{\text{init}/\text{win}} [\text{EUR}] = 2591,20 \cdot P^{0,94} [P: \text{kW}] \quad (6.2.2)$$

$$C_{\text{O\&M}/\text{des}} [\text{EUR}] = 4208,83 \cdot Q^{0,72} [Q: \text{m}^3/\text{d}] \quad (6.2.3)$$

$$C_{\text{O\&M}/\text{win}} [\text{EUR}] = 77,74 \cdot P^{0,94} [P: \text{kW}] \quad (6.2.4)$$

6.3 Οικονομοτεχνικές Παράμετροι

Τα συνδυαστικά έργα εξετάζονται για 25 έτη λειτουργίας, τόσο για τη μονάδα αφαλάτωσης, όσο και για το αιολικό πάρκο. Το ιδιωτικό επιτόκιο προεξόφλησης τίθεται στο 8,5% και το αντίστοιχο κοινωνικό στο 3,5% με τις τιμές αυτές να συνιστούν ασφαλείς συμβιβασμούς των σχετικών βιβλιογραφικών αναφορών. Το έργο θεωρείται ότι λαμβάνει επιδότηση 20% για το σύνολο του επενδυτικού κόστους, ενώ από το εναπομείναν ποσό, το 50% [C_{loan}] καλύπτεται με 10ετή δανειακή σύμβαση [N] και σταθερή τοκοχρεωλυτική δόση [D_{loan} , βλ. Εξ. 6.3.1], με το επιτόκιο [i] να τίθεται στο 5%, ως ασφαλής αντιπροσωπευτική τιμή για τα δάνεια που χορηγήθηκαν στην Ελλάδα το 2021 (ΤτΕ, 2021).

$$D_{\text{loan}} = C_{\text{loan}} \cdot i / \left[1 - \frac{1}{(1+i)^N} \right] \quad (6.3.1)$$

Οι συντελεστές απόσβεσης για τα πάγια στοιχεία λαμβάνονται 4% για τα δομικά έργα και 10% για κάθε άλλη κατηγορία του επενδυτικού κόστους (N. 4172/2013, Αρ. 24). Περαιτέρω, για τον αναλυτικό υπολογισμό των ετήσιων αποσβέσεων, το ποσοστό του επενδυτικού κόστους που αντιστοιχεί σε δομικά έργα θεωρείται 50% για τη μονάδα αφαλάτωσης και 16% για το αιολικό πάρκο [βλ. Σχ. 4.1 & 4.2]. Ο φορολογικός συντελεστής τίθεται στο 25%, ως ενδεικτική τιμή για τη φορολογία νομικών προσώπων (N. 4799/2021, Αρ. 120).

Τα αιολικά πάρκα θεωρείται ότι λειτουργούν με συντελεστή εκμετάλλευσης 40%. Η βασική σύνδεσή τους με τα έργα αφαλάτωσης είναι η αποκλειστική κάλυψη της ενεργειακής κατανάλωσης των δευτέρων, η οποία εδώ λαμβάνεται 4 kWh/m³ (Kartalidis et al., 2011).

Η τιμολόγηση των παραγομένων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας και νερού γίνεται με σταθερές τιμές, τόσο για την ιδιωτική όσο και για την κοινωνική ανάλυση. Ειδικότερα, η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας τίθεται $pr_{el} = 85$ EUR/MWh, αντιπροσωπεύοντας τη χαμηλότερη αποζημίωση που δινόταν σε αιολικά πάρκα στο διασυνδεδεμένο σύστημα, βάσει του προηγούμενου καθεστώτος των εγγυημένων τιμών [FiP: Feed – in Tariffs] (N. 4254/2014, Αρ. 6Α). Η τιμή πώλησης του αφαλατωμένου νερού τίθεται $pr_{wt} = 3,5$ EUR/m³, ώστε αυτή να βρίσκεται σχετικά κοντά στις τελικές χρεώσεις των καταναλωτών στα νησιά του Αιγαίου και παράλληλα να είναι ανταγωνιστική ως προς το κόστος μεταφοράς δια θαλάσσης [βλ. Κεφ. 1.5]. Για την κοινωνική ανάλυση, οι σκιώδεις τιμές τίθενται στα 130 EUR/MWh [βλ. Κεφ. 1.6] και 7 EUR/m³ [βλ. Κεφ. 1.5] αντιπροσωπεύοντας το μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ και μια ενδεικτική τιμή του κόστους μεταφοράς νερού με υδροφόρα πλοία, αντιστοίχως. Οι τιμές αυτές της κοινωνικής ανάλυσης λαμβάνονται για τη θεωρούμενη ως υφιστάμενη κατάσταση και τα αντίστοιχα κόστη των σχετικών λύσεων για την προμήθεια των αγαθών αυτών από τους κατοίκους, χωρίς την επίδραση στρεβλώσεων της αγοράς [επιδοτήσεις].

6.4 Εξωτερικά Κόστη & Οφέλη

Για την διεξαγωγή της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης, επιχειρείται να ενσωματωθούν στην αξιολόγηση οι εξωτερικότητες που υπεισέρχονται στα εν θέματι έργα. Ειδικότερα, οι επιπτώσεις που προκαλούν οι μονάδες αφαλάτωσης [βλ. Κεφ. 5.4] και τα αιολικά πάρκα [βλ. Κεφ. 5.3] καταγράφονται ως εξωτερικά κόστη, ενώ οι ευεργετικές επιδράσεις από την υποκατάσταση των παραγομένων αγαθών, ως προς τις πηγές του σεναρίου αναφοράς, δηλαδή θερμικές μονάδες diesel και μεταφορά νερού δια θαλάσσης αντιστοίχως, υπολογίζονται ως εξωτερικά οφέλη.

Συγκεκριμένα, το εξωτερικό κόστος των μονάδων αφαλάτωσης τίθεται στα 0,5 EUR/m³ ως ενδεικτική τιμή, χωρίς να συμπεριλαμβάνονται σε αυτή αυτή οι επιπτώσεις από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ το εξωτερικό κόστος των αιολικών πάρκων λαβάνεται στα 0,085 EURcents/kWh. Ακόμα, το εξωτερικό όφελος από την υποκατάσταση λειτουργίας μονάδων diesel εκτιμάται στα 0,025 EUR/kWh [βλ. Πιν. 5.3.1], ενώ για την περίπτωση της μεταφοράς νερού με υδροφόρα πλοία λαμβάνεται ως ενδεικτική τιμή 0,01 EUR/(tn·km) (Maffii et al., 2007), η οποία για θαλάσσια μεταφορά σε απόσταση 100 km και με τυπική πυκνότητα του νερού στα 1.000 kg/m³ δίνει τελικά 1 EUR/m³.

Περαιτέρω, το ποσοστό του ετήσιου λειτουργικού κόστους που αντιστοιχεί σε μισθολογικές δαπάνες προσαρμόζεται βάσει του συντελεστή σκιώδους μισθού [βλ. Εξ. 3.3.2], αντανακλώντας έτσι το εξωτερικό όφελος στην εργασία από το εξεταζόμενο έργο. Ειδικότερα, οι δαπάνες αυτές εκτιμώνται στο 13% του λειτουργικού κόστους για τη μονάδα αφαλάτωσης [βλ. Σχ. 4.1.2] και στο 21% αυτού για το αιολικό πάρκο [βλ. Σχ. 4.2.7], όπως αυτά υπολογίζονται στις Εξ. 6.2.3 & 6.2.4 αντιστοίχως. Παράλληλα, το ποσοστό ανεργίας εκτιμάται στο 25%, η μέση φορολογική επιβάρυνση στο 20%, οι εργοδοτικές εισφορές στο 30% και αυτές των εργαζομένων στο 18%, λαμβάνοντας έτσι συντελεστή σκιώδους μισθού 0,38.

6.5 Δείκτες Αξιολόγησης

Σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση, η αξιολόγηση στηρίζεται στις τιμές της καθαρής παρούσας αξίας [NPV], του εσωτερικού βαθμού απόδοσης [IRR], της περιόδου αποπληρωμής [PbP] και του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας [LCoE] και νερού [LCoW] [βλ. Εξ. 3.2.1 – 3.2.5], τόσο για την ιδιωτική, όσο και για την κοινωνική ανάλυση, ενσωματώνοντας τις αντίστοιχες προσαρμογές όπως αυτές περιγράφονται παραπάνω. Επισημαίνεται ότι για τον υπολογισμό του LCoW δεν προσμετράται η καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια στη διεργασία της αφαλάτωσης, αφού το κόστος παραγωγής αυτής έχει ήδη συμπεριληφθεί στο LCoE, ενώ και στις δύο εκφράσεις σταθμισμένου κόστους δεν περιλαμβάνεται η φορολογική επιβάρυνση του έργου στην ιδιωτική σκοπιά, προσμετρώνται ωστόσο τα αντίστοιχα εξωτερικά κόστη στην κοινωνική σκοπιά. Ακόμα, η περίοδος αποπληρωμής προκύπτει με γραμμική παρεμβολή, μεταξύ των ετών όπου αλλάζει το πρόσημο των αθροιστικών προεξοφλημένων ταμειακών ροών. Τέλος, ο υπολογισμός του εσωτερικού βαθμού απόδοσης γίνεται με την αριθμητική μέθοδο των διαδοχικών διχοτομήσεων διαστήματος (Γιαννάκογλου κ.α., 2003) μεταξύ των ακραίων τιμών ± 100 για 100 επαναλήψεις και επιβεβαιώνεται τόσο από τη σύγκλιση του αποτελέσματος σε σταθερή τιμή, όσο και από το μικρό απόλυτο σφάλμα απόκλισης από το 0 της υπολογιζόμενης καθαρής παρούσας αξίας για την τιμή αυτή.

7. Μελέτη Περιπτώσεων

Στο παρόν κεφάλαιο σταχυολογούνται οι εξεταζόμενες περιπτώσεις λειτουργίας συνδυαστικών έργων αντίστροφης όσμωσης θαλασσινού νερού και αιολικών πάρκων. Οι περιπτώσεις αυτές διαφοροποιούνται ως προς τον εξυπηρετούμενο πληθυσμό ενός άνυδρου και απομακρυσμένου ΜΔΝ καθώς και ως προς τους συντελεστές κάλυψης [GC, DU & DO], βάσει των παραδοχών στις οποίες βασίζεται το υπολογιστικό μοντέλο αξιολόγησης [βλ. Κεφ. 6.1].

7.1 Οικονομοτεχνικοί Περιορισμοί

Όπως αναφέρθηκε εκτενώς στη σχετική αναφορά των οικονομοτεχνικών εκτιμήσεων που διέπουν τα εξεταζόμενα έργα ως προς τη συσχέτιση κόστους – μεγέθους [βλ. Κεφ. 4] και προκύπτει εμφανώς από τις υιοθετούμενες συσχετίσεις του εν θέματι υπολογιστικού μοντέλου [βλ. Εξ. 6.2.1 – 6.2.4], τόσο τα εφάπαξ επενδυτικά κόστη, όσο και τα ετήσια λειτουργικά διέπονται από οικονομίες κλίμακας, για τις μονάδες αφαλάτωσης και για τα αιολικά πάρκα. Ως αποτέλεσμα, υπάρχουν ορισμένα όρια στα μεγέθη των έργων αυτών, δεδομένων των υπολοίπων τεχνοοικονομικών παραμέτρων, κάτω από τα οποία δεν εξασφαλίζεται η βιωσιμότητά τους, τόσο από την ιδιωτική, όσο και από την κοινωνική σκοπιά. Έχοντας συνδέσει το μέγεθος των έργων με την εξυπηρέτηση τμήματος ή και του συνόλου των αναγκών των κοινοτήτων των απομακρυσμένων νησιών με τον πληθυσμό τους, καθίσταται σαφές ότι το πρόβλημα προκύπτει όσο ο πληθυσμός μειώνεται. Η παρατήρηση αυτή βρίσκεται σε συμφωνία με την ιχνηλάτηση των εγγενών ζητημάτων της νησιωτικότητας [βλ. Κεφ. 1.1].

Μια πρώτη εκτίμηση για τη βιωσιμότητα των συνδυαστικών έργων από την ιδιωτική σκοπιά μπορεί να προκύψει από τη σύγκριση του σταθμισμένου κόστους κάθε αγαθού [$LCoW_{PRV}$ & $LCoE_{PRV}$] με την αντίστοιχη τιμή πώλησης αυτού, συνεισφέροντας έτσι σε θετικές τιμές καθαρής παρούσας αξίας. Αντίστοιχα, η ανάλυση αυτή από την κοινωνική σκοπιά πρέπει να συμπεριλάβει πέραν της λαμβανόμενης τιμής του αγαθού και το σχετικό εξωτερικό όφελος, το οποίο καθεμία εκ των δύο μονάδων εισφέρει, δεδομένου ότι το σχετικό εξωτερικό κόστος περιλαμβάνεται στον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους κάθε τμήματος του έργου. Έτσι, μεταβάλλοντας τον εξυπηρετούμενο πληθυσμό και παράλληλα κρατώντας τους συντελεστές κάλυψης σε μια σταθερή, κοινή ενδιάμεση τιμή [$GC = DU = DO = 0,75$] προκύπτουν τα παρακάτω ενδεικτικά ελάχιστα πληθυσμιακά όρια [pop_{min}], άνω των οποίων οι μονάδες αφαλάτωσης [$SWRO$] και τα αιολικά πάρκα [WF] εμφανίζουν βιώσιμα σταθμισμένα κόστη παραγωγής, ως προς την ιδιωτική [Εξ. 7.1.1 & 7.1.2] και την κοινωνική [Εξ. 7.1.3 & 7.1.4] σκοπιά αξιολόγησης των έργων:

$$LCoW_{prv} \leq pr_{wt,prv} \Rightarrow Q \geq 138,58 \text{ m}^3/\text{d} \rightarrow [pop_{min_{SWRO,prv}}] \geq 369,54 \quad (7.1.1)$$

$$LCoE_{prv} \leq pr_{el,prv} \Rightarrow P \geq 0,15 \text{ kW} \rightarrow [pop_{min_{WF,prv}}] \geq 0,19 \quad (7.1.2)$$

$$LCoW_{soc} \leq ben_{wt,soc} \Rightarrow Q \geq 671,21 \text{ m}^3/\text{d} \rightarrow [pop_{min_{SWRO,soc}}] \geq 12,62 \quad (7.1.3)$$

$$LCoE_{soc} \leq ben_{el,soc} \Rightarrow P \geq 6,96 \text{ kW} \rightarrow [pop_{min_{WF,soc}}] \geq 0,0000032 \quad (7.1.4)$$

Όπως γίνεται σαφές, τα αιολικά πάρκα πρακτικά συνεισφέρουν στη βιωσιμότητα του έργου από την ιδιωτική σκοπιά ήδη από πολύ μικρό εξυπηρετούμενο πληθυσμό και ειδικότερα με έστω και με έναν κάτοικο, ενώ για τις μονάδες αφαλάτωσης, αυτό συμβαίνει από ένα σημαντικό μέγεθος κοινότητας κι έπειτα. Η τάση αυτή διατηρείται και ως προς την κοινωνική σκοπιά, με τα αντίστοιχα πληθυσμιακά όρια βιωσιμότητας ανά υποέργο να είναι ακόμα πιο χαμηλά, τουλάχιστον κατά μία τάξη μεγέθους. Έτσι, στις εξεταζόμενες περιπτώσεις μικρών νησιωτικών κοινοτήτων, η βιωσιμότητα των έργων μπορεί να εξασφαλιστεί με κατάλληλο συνδυασμό των μεγεθών μεταξύ αιολικού πάρκου

και μονάδας αφαλάτωσης, μέσω των αντιστοίχων συντελεστών κάλυψης, ώστε πρακτικά τα υψηλά κόστη παραγωγής αφαλατωμένου νερού να καλύπτονται από τα έσοδα πώλησης της ηλεκτροπαραγωγής.

7.2 Επιλογή Εξεταζόμενων Περιπτώσεων

Για τις εξεταζόμενες περιπτώσεις, θεωρήθηκαν οι γενικές συνθήκες πλήρους [100%] και μερικής [75%] κάλυψης για τους σχετικούς συντελεστές ως προς την επιτρεπόμενη ποσότητα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο του ΜΔΝ [GC], την ονομαστική δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης προς κάλυψη των αναγκών σε πόσιμο νερό [DU] και το χρόνο λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης [DO], οδηγώντας έτσι σε $2^3 = 8$ συνδυασμούς για τον εκάστοτε εξυπηρετούμενο πληθυσμό, ενώ επιπρόσθετα εξετάζονται κατά περίπτωση και μικρότερες τιμές για το μέγεθος της μονάδας αφαλάτωσης, μέχρι το σημείο της αμιγούς περίπτωσης αιολικού πάρκου [0%, 5%, 10% & 25%]. Περαιτέρω, επιλέχθηκαν 5 διαφορετικές τιμές για τον πληθυσμό αυτό: 50, 200, 1000, 2000 & 5000, καλύπτοντας έτσι όλο το φάσμα του μικρονησιωτικού χώρου [βλ. Κεφ. 1.1] και με μεγάλο εύρος μεταξύ τους, ώστε να μεταβάλλεται αντίστοιχα η κλίμακα των απαιτούμενων έργων και της λειτουργίας τους, συμπαρασύροντας έτσι και τα σχετικά τεχνοοικονομικά μεγέθη. Για κάθε πληθυσμιακή τιμή, επιλέχθηκαν συνθήκες μερικής κάλυψης, ενώ επιπρόσθετα για τον πληθυσμιακό διάμεσο εξετάστηκε το σύνολο των συνδυασμών κάλυψης, καταλήγοντας έτσι σε 18 σενάρια συνολικά [βλ. Πιν. 7.2.1].

Πίνακας 7.2.1 Επισκόπηση εξεταζόμενων περιπτώσεων συνδυαστικών έργων αφαλάτωσης & αιολικών πάρκων, ως προς τις διαφοροποιούμενες παραμέτρους αυτών

Περίπτωση [#]	Πληθυσμός	GC	DU	DO
1	50	75%	0%	-
2	50	75%	5%	75%
3	50	75%	10%	75%
4	200	75%	5%	75%
5	200	75%	10%	75%
6	200	75%	25%	75%
7	1000	75%	0%	-
8	1000	75%	25%	75%
9	1000	75%	75%	75%
10	1000	100%	75%	75%
11	1000	75%	100%	75%
12	1000	75%	75%	100%
13	1000	100%	100%	75%
14	1000	75%	100%	100%
15	1000	100%	75%	100%
16	1000	100%	100%	100%
17	2000	75%	75%	75%
18	5000	75%	75%	75%

7.3 Ανάλυση Περίπτωσης Αναφοράς

Ως περίπτωση αναφοράς επιλέγεται η #9, με εξυπηρετούμενο πληθυσμό 1000 κατοίκων και τους τρεις συντελεστές κάλυψης στο 75%. Η επιλογή αυτή γίνεται αφενός ώστε να λαμβάνεται μια ενδιαμέση τιμή πληθυσμού για την εκτίμηση των αναγκών και κατ' επέκταση για τη διαστασιολόγηση των έργων, αφετέρου ώστε να μην πρόκειται για οριακή περίπτωση κάλυψης του συνόλου των εκτιμώμενων αναγκών, κι επίσης ώστε να μπορεί να διαξαχθεί ανάλυση ευαισθησίας [βλ. Κεφ. 7.4] και ως προς τους συντελεστές κάλυψης.

Στον Πιν. 7.3.1 παρουσιάζονται οι τιμές των παραμέτρων που χρησιμοποιεί το μοντέλο για την περίπτωση αναφοράς. Σημειώνεται ότι πέραν των 4 τελευταίων, δηλαδή του εξυπηρετούμενου πληθυσμού και των συντελεστών κάλυψης, οι υπόλοιπες τιμές παραμένουν σταθερές σε όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις.

Πίνακας 7.3.1 Παράμετροι υπολογιστικής προσομοίωσης για την περίπτωση αναφοράς [#9]

ιδιωτική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας [EUR/kWh]	0,085
κοινωνική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας [EUR/kWh]	0,13
ιδιωτική τιμή πώλησης αφαλατωμένου νερού [EUR/m ³]	3,5
κοινωνική τιμή πώλησης αφαλατωμένου νερού [EUR/m ³]	7
ιδιωτικό επιτόκιο προεξόφλησης [-]	0,085
κοινωνικό επιτόκιο προεξόφλησης [-]	0,035
χρονική διάρκεια έργου [yrs]	25
συντελεστής φορολόγησης [-]	0,25
ποσοστό επιδότησης αρχικού κόστους [-]	0,2
ποσοστό δανειοδότησης αρχικού κόστους [-]	0,5
επιτόκιο δανεισμού [-]	0,04
χρονική διάρκεια δανεισμού [yrs]	10
ενεργειακή κατανάλωση αφαλάτωσης [kWh/m ³]	4
συντελεστής εκμετάλλευσης αιολικού πάρκου [-]	0,4
αναγωγή ετήσιου κόστους αιολικού πάρκου προς αρχικό [-]	0,03
σταθερός όρος συνάρτησης αρχικού κόστους μονάδας αφαλάτωσης [-]	8460,81
εκθέτης συνάρτησης αρχικού κόστους μονάδας αφαλάτωσης [-]	0,86
σταθερός όρος συνάρτησης αρχικού κόστους αιολικού πάρκου [-]	2867,23
εκθέτης συνάρτησης αρχικού κόστους αιολικού πάρκου [-]	0,94
σταθερός όρος συνάρτησης ετήσιου κόστους μονάδας αφαλάτωσης [-]	4671,8
εκθέτης συνάρτησης ετήσιου κόστους μονάδας αφαλάτωσης [-]	0,72
ποσοστό ηλεκτρικής κατανάλωσης ετήσιου κόστους μονάδας αφαλάτωσης [-]	0,41
χρόνος απόσβεσης δομικών έργων [yrs]	25
χρόνος λοιπών αποσβέσεων [yrs]	10
ποσοστό δομικών έργων αρχικού κόστους μονάδας αφαλάτωσης [-]	0,5
ποσοστό δομικών έργων αρχικού κόστους αιολικού πάρκου [-]	0,16
ποσοστό εργασίας ετήσιου κόστους μονάδας αφαλάτωσης [-]	0,13
ποσοστό εργασίας ετήσιου κόστους αιολικού πάρκου [-]	0,21
συντελεστής σκιώδους μισθού [-]	0,38
εξωτερικό κόστος μονάδας αφαλάτωσης [EUR/m ³]	0,5
εξωτερικό κόστος αιολικού πάρκου [EUR/kWh]	0,00085
εξωτερικό όφελος υποκατάστασης θαλάσσιας μεραφοράς [EUR/m ³]	1
εξωτερικό όφελος υποκατάστασης μονάδων diesel [EUR/kWh]	0,025
κατά κεφαλή κατανάλωση πόσιμου νερού [m ³ /(p·d)]	0,5
κατά κεφαλή κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας [kWh/(p·d)]	48
όριο διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο [-]	0,175
εξυπηρετούμενος πληθυσμός [p]	1000
συντελεστής κάλυψης ηλεκτρικής ενέργειας: GU [-]	0,75
συντελεστής κάλυψης υποδομής αφαλάτωσης: DU [-]	0,75
συντελεστής κάλυψης λειτουργίας αφαλάτωσης: DO [-]	0,75

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για την περίπτωση αναφοράς οπτικοποιούνται και αναλύονται [βλ. Πιν. 7.3.2 & Σχ. 7.3.1 – 7.3.5], προκειμένου αφενός να αποτιμηθούν καθεαυτά ως προς τις τιμές των μεταβλητών παραμέτρων, αφετέρου να σχολιαστεί η συμπεριφορά του υπολογιστικού μοντέλου.

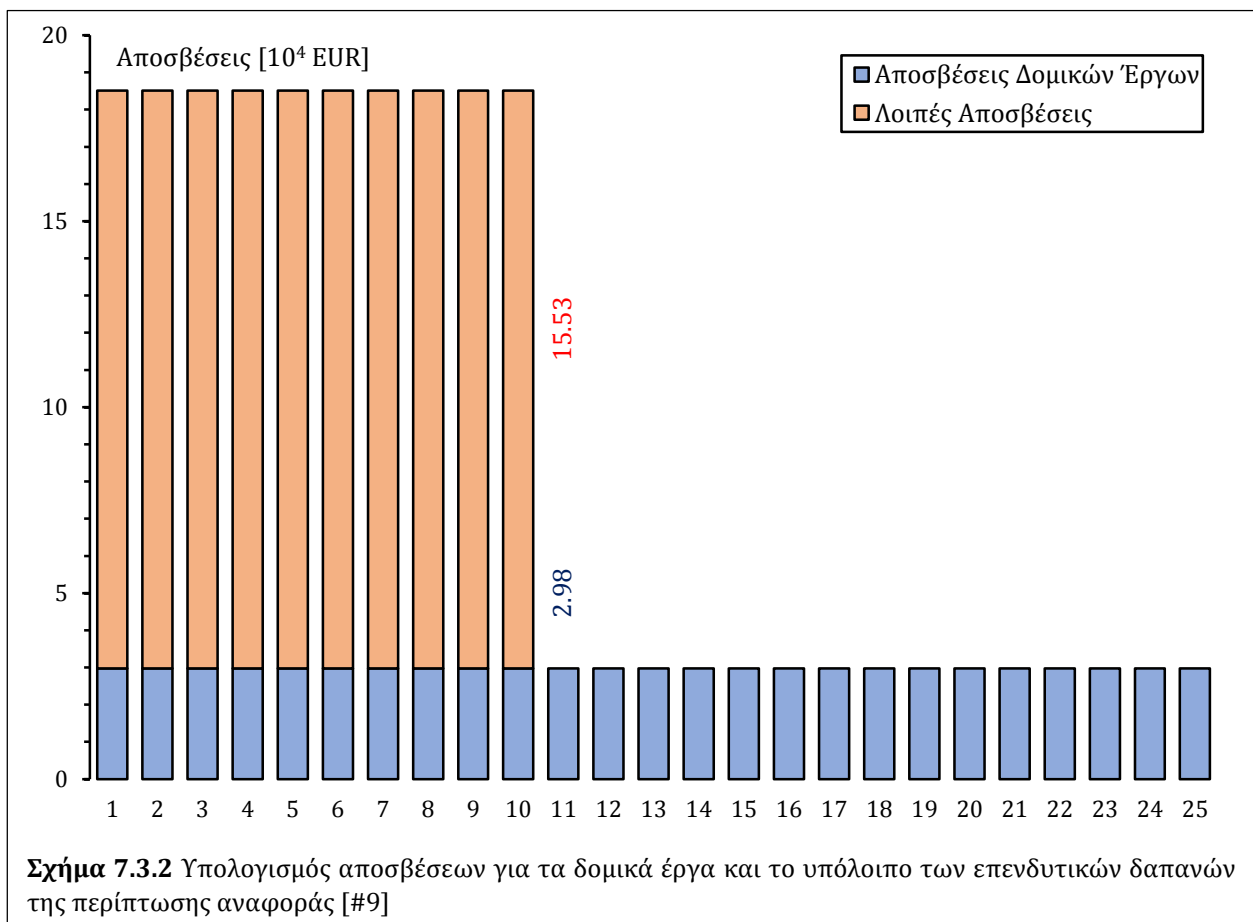
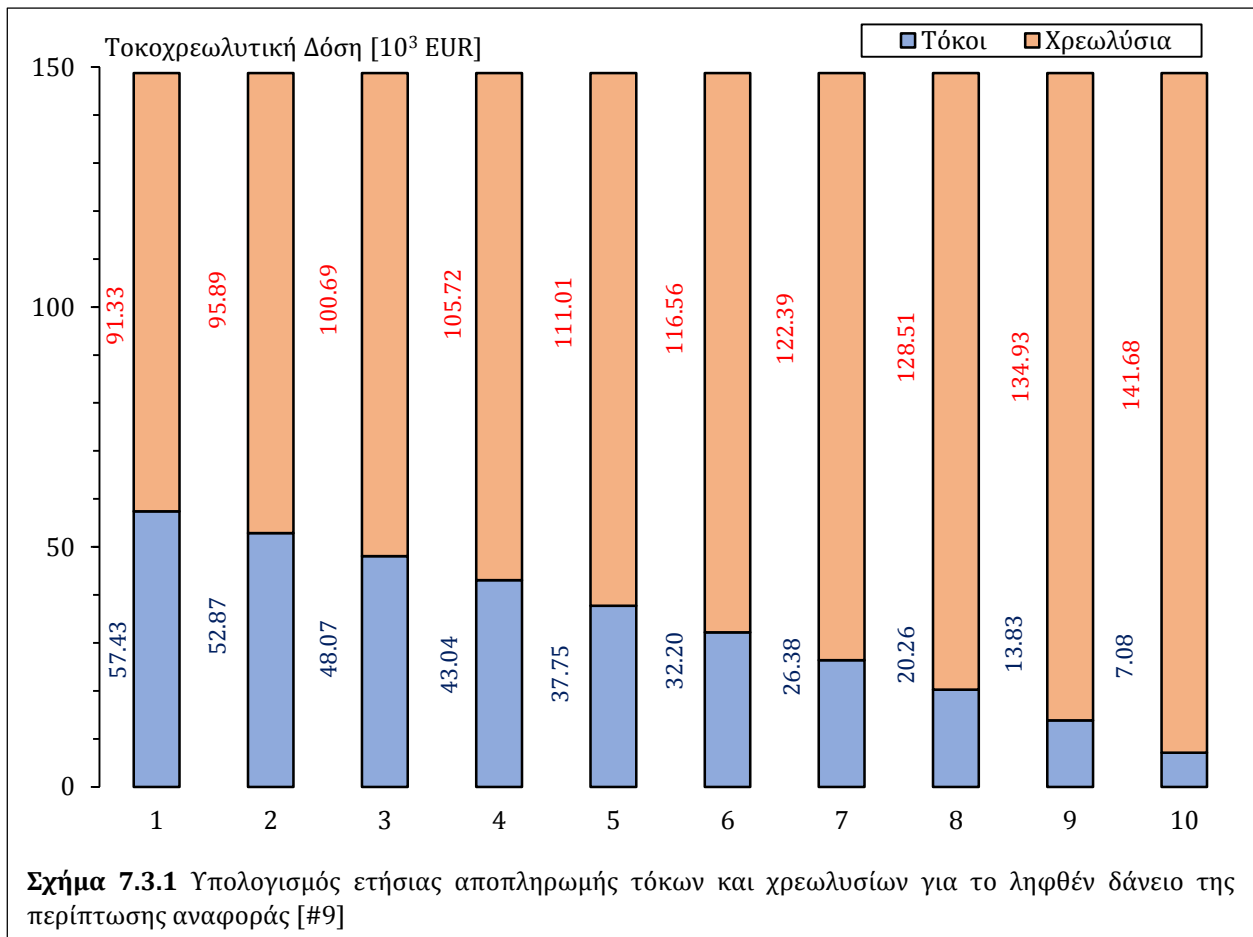
Αρχικά, παρατηρείται ότι ένα σημαντικό ποσοστό της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ~15%, δεσμεύεται για τη λειτουργία της μονάδας αφαλάτωσης. Τα επενδυτικά κόστη των δύο έργων είναι συγκρίσιμα, ωστόσο το ετήσιο λειτουργικό κόστος της μονάδας αφαλάτωσης είναι περίπου

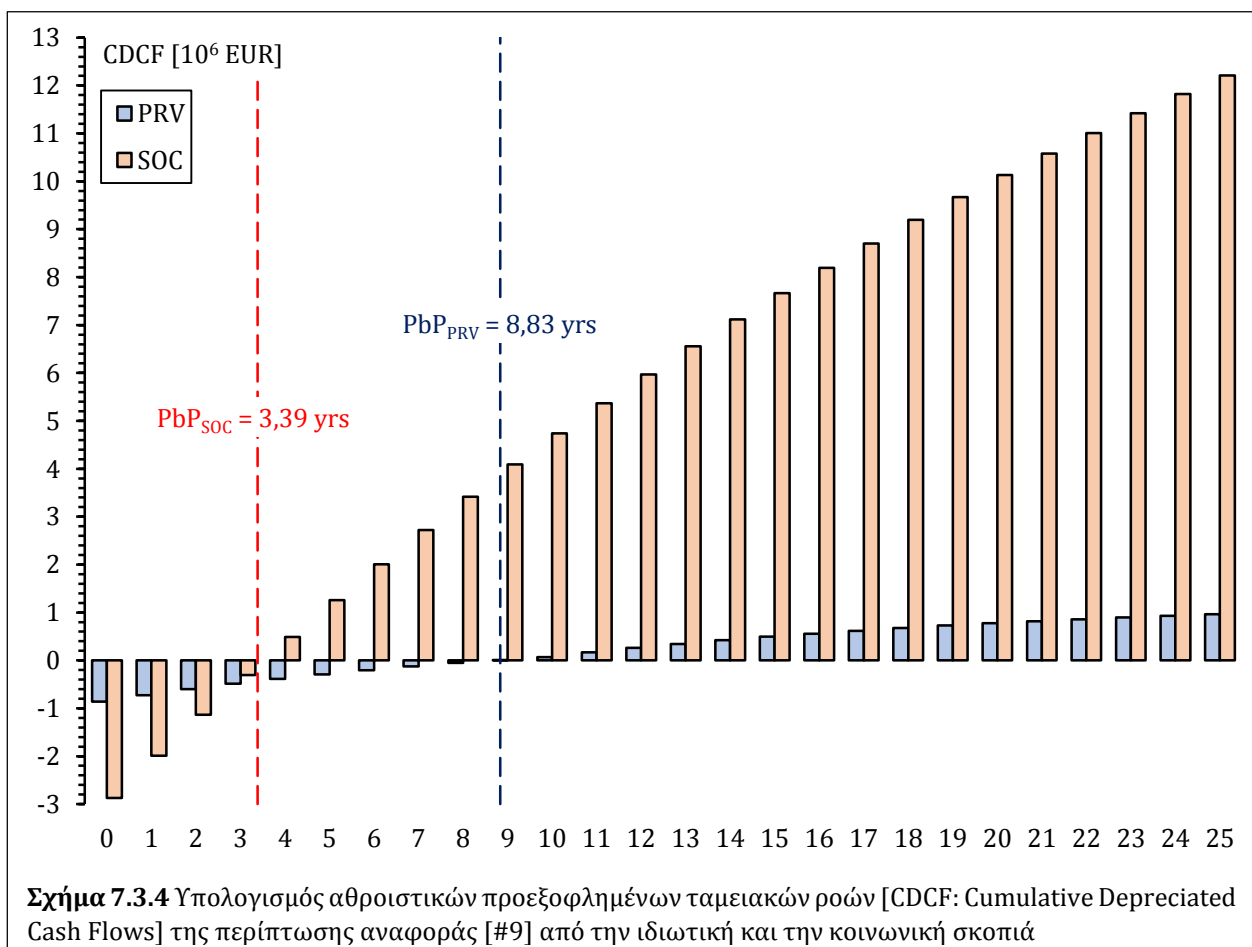
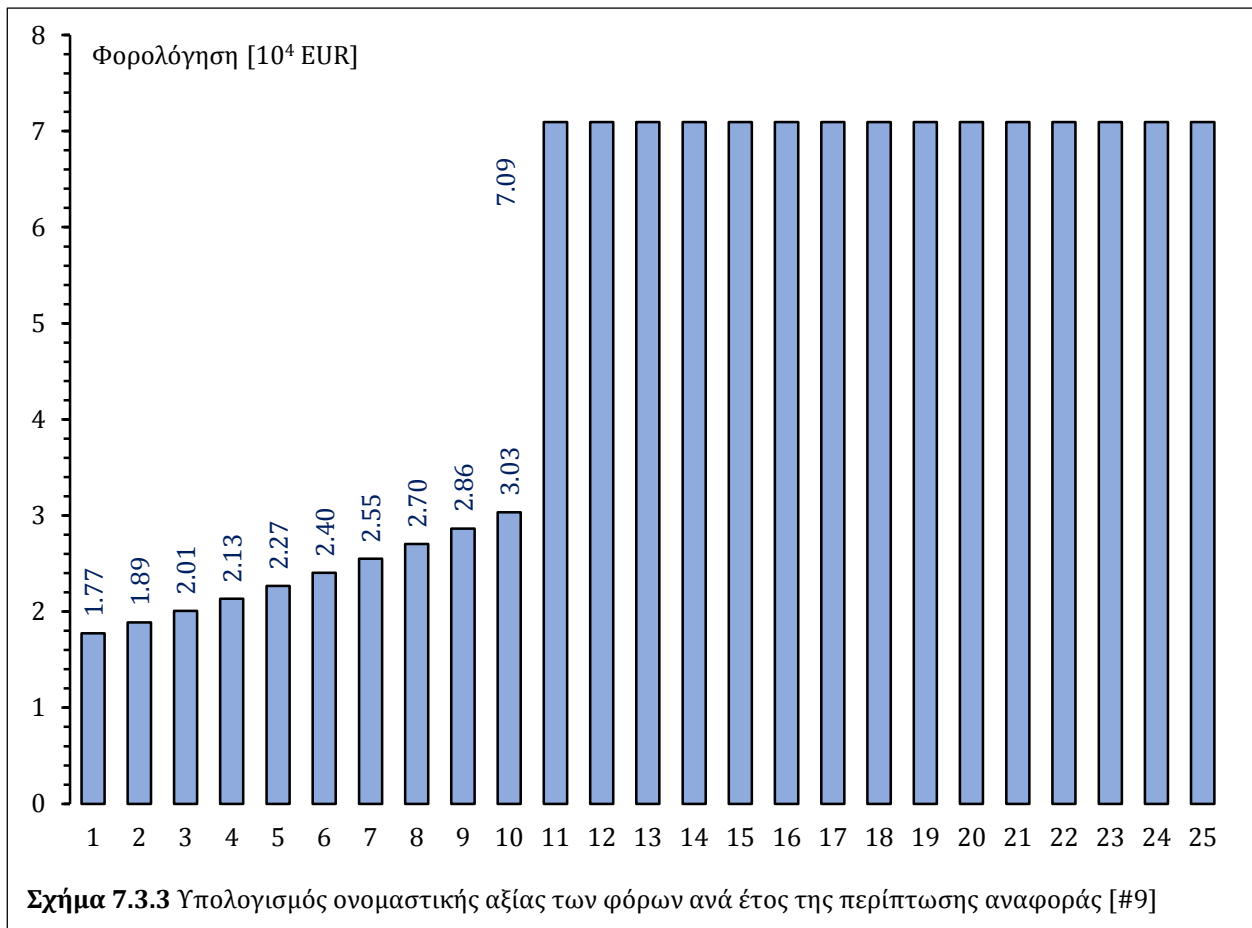
τετραπλάσιο αυτού για το αιολικό πάρκο, από την ιδιωτική σκοπιά. Τα αντίστοιχα ετήσια έσοδα της αφαλάτωσης είναι σχεδόν διπλάσια εκείνων της ηλεκτροπαραγωγής. Γίνεται έτσι αντιληπτό ότι γενικά, το αιολικό πάρκο συνιστά το περισσότερο κερδοφόρο εκ των δύο τμημάτων του συνδυαστικού έργου από την ιδιωτική σκοπιά.

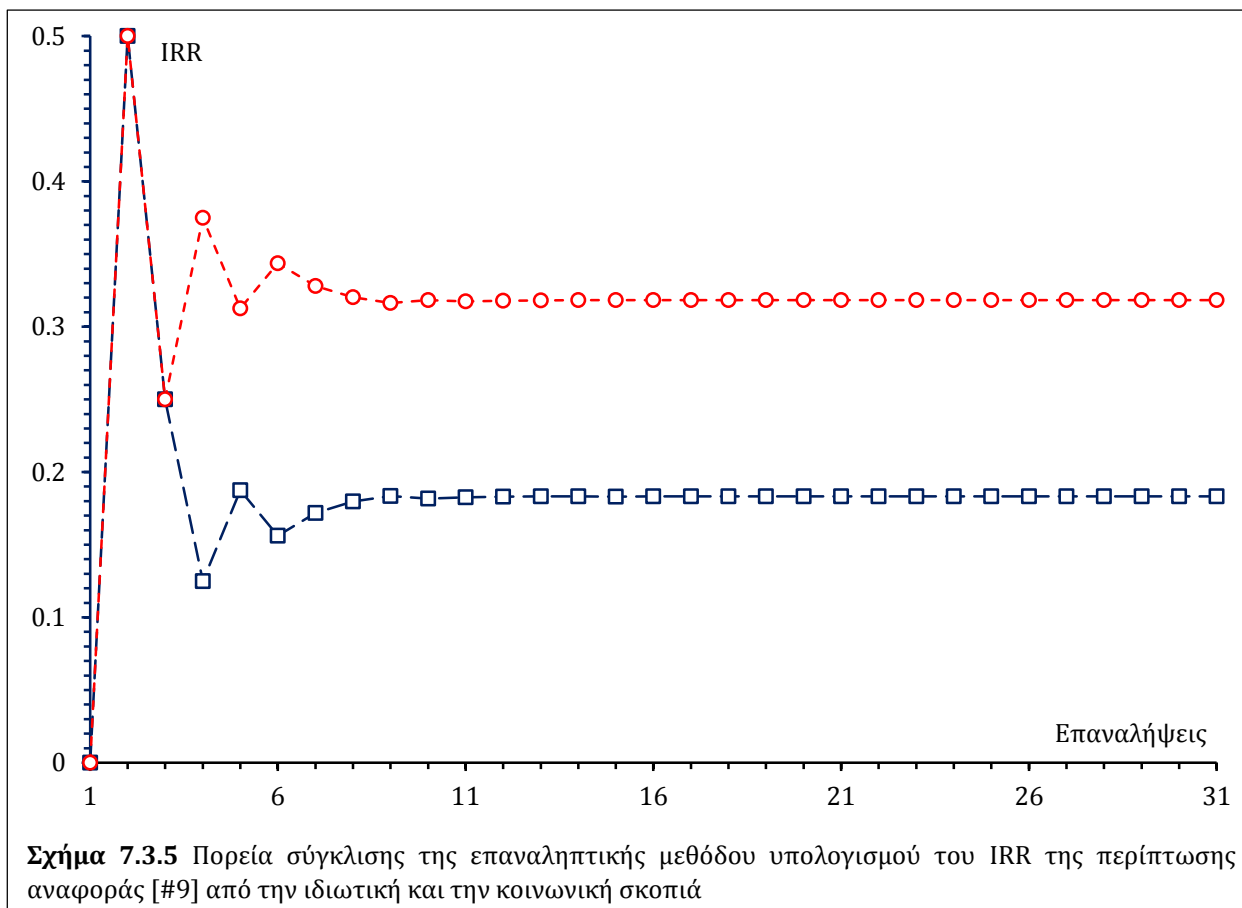
Πίνακας 7.3.2 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα υπολογιστικής προσομοίωσης περίπτωσης αναφοράς [#9]

ημερήσιες ανάγκες πόσιμο νερού [m ³ /d]	500,00
ημερήσιες ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας [kWh/d]	48.000,00
μέγιστη ημερήσια διείσδυση αιολικής ενέργειας [kWh/d]	8.400,00
δυναμικότητα μονάδας αφαλάτωσης [m ³ /d]	375,00
εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου [kW]	773,44
ετήσια πώληση πόσιμο νερού [m ³ /yr]	102.656,25
ετήσια πώληση ηλεκτρικής ενέργειας [kWh/yr]	2.299.200,00
ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας [kWh/yr]	2.710.125,00
επενδυτικό κόστος μονάδας αφαλάτωσης [EUR]	1.383.817,60
επενδυτικό κόστος αιολικού πάρκου [EUR]	1.487.929,10
συνολική επιδότηση επενδυτικού κόστους [EUR]	574.349,38
δανεισμός [EUR]	1.148.698,80
ιδιωτικό ετήσιο λειτουργικό κόστος μονάδας αφαλάτωσης [EUR/yr]	196.625,03
ιδιωτικό ετήσιο λειτουργικό κόστος αιολικού πάρκου [EUR/yr]	44.637,87
ιδιωτικά ετήσια έσοδα πώλησης πόσιμο νερού [EUR/yr]	359.296,88
ιδιωτικά ετήσια έσοδα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας [EUR/yr]	195.457,50
κοινωνικό ετήσιο λειτουργικό κόστος μονάδας αφαλάτωσης [EUR/yr]	180.777,05
κοινωνικό ετήσιο λειτουργικό κόστος αιολικού πάρκου [EUR/yr]	38.826,02
κοινωνικά ετήσια έσοδα πώλησης πόσιμο νερού [EUR/yr]	718.593,75
κοινωνικά ετήσια έσοδα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας [EUR/yr]	298.935,00
εξωτερικό κόστος μονάδας αφαλάτωσης [EUR/yr]	51.328,13
εξωτερικό κόστος αιολικού πάρκου [EUR/yr]	1.954,58
εξωτερικό όφελος υποκατάστασης λειτουργίας μονάδων diesel [EUR/yr]	67.753,13
εξωτερικό όφελος υποκατάστασης θαλάσσιας μεταφοράς νερού [EUR/yr]	102.656,25
ιδιωτικό σταθμισμένο κόστος αφαλάτωσης [EUR/m ³]	0,0508
κοινωνικό σταθμισμένο κόστος αφαλάτωσης [EUR/m ³]	0,0484
ιδιωτικό σταθμισμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής [EUR/kWh]	2,76
κοινωνικό σταθμισμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής [EUR/kWh]	3,08
ιδιωτική καθαρή παρούσα αξία [EUR]	961.250,50
κοινωνική καθαρή παρούσα αξία [EUR]	12.209.703,00
ιδιωτική περίοδος αποπληρωμής [yr]	8,83
κοινωνική περίοδος αποπληρωμής [yr]	3,38
ιδιωτικός εσωτερικός βαθμός απόδοσης [%]	18,32
κοινωνικός εσωτερικός βαθμός απόδοσης [%]	31,83

Στην κοινωνική ανάλυση, η διαφορά ανάμεσα στα ετήσια λειτουργικά κόστη επιτείνεται, καθώς το αιολικό πάρκο ενσωματώνει ποσοστιαία περισσότερο εργασιακό κόστος από τη μονάδα αφαλάτωσης, με τα ποσά αυτά να σταθμίζονται με το συντελεστή σκιάδους μισθού και άρα να αναπροσαρμόζονται μειούμενα. Ωστόσο, τα έσοδα από την πώληση αφαλατωμένου νερού αυξάνονται σαφώς περισσότερο από αυτά της ηλεκτροπαραγωγής, καθώς είναι μεγαλύτερη η μεταβολή μεταξύ ιδιωτικής και κοινωνικής τιμής πώλησης για το νερό, παρά για την ενέργεια. Περαιτέρω, το εξωτερικό κόστος της μονάδας αφαλάτωσης προκύπτει πολύ μεγαλύτερο [~25x] του αντίστοιχου για το αιολικό πάρκο. Ωστόσο, αναφορικά με την υποκατάσταση των προϋπαρχουσών συνθηκών για την παραγωγή και προμήθεια των δύο αγαθών, η συνεισφορά της μονάδας αφαλάτωσης είναι ιδιαίτερα σημαντική, συγκρινόμενη με τα υπόλοιπα ετήσια κοινωνικά μεγέθη, κι επίσης ~50% μεγαλύτερη της αντίστοιχης του αιολικού πάρκου.







Συνοψίζοντας, οι δείκτες αξιολόγησης της κοινωνικής ανάλυσης εμφανίζουν σημαντικά καλύτερα αποτελέσματα από αυτούς της ιδιωτικής. Ειδικότερα ως προς την καθαρή παρούσα αξία, η διαφορά ξεπερνά τη μία τάξη μεγέθους. Το χαρακτηριστικό αυτό αποδίδεται πρωτίστως στις σημαντικά υψηλότερες κοινωνικές τιμές των δύο αγαθών, σε σχέση με τις αντίστοιχες ιδιωτικές, αλλά και στο χαμηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης και το θετικό ισοζύγιο των εξωτερικοτήτων, με το μεγαλύτερο μέρος της εικόνας αυτής να προέρχεται από τη μονάδα αφαλάτωσης.

Εξετάζοντας τα αποτελέσματα ως προς τη λειτουργία του υπολογιστικού μοντέλου, η ανάλυση της αποπληρωμής του 10ετούς δανείου με σταθερή τοκοχρεωλυτική δόση [βλ. Σχ. 7.3.1] δίνει την αναμενόμενη εικόνα της συνεχούς μείωσης των τόκων, καταλήγοντας σε αμελητέο σφάλμα μετά την τελευταία περίοδο [0,19 EUR για συνολικό ποσό 1.148.698,75 EUR]. Ακόμα, οι αποσβέσεις [βλ. Σχ. 7.3.2] είναι αναμενόμενα σταθερές για τα πρώτα 10 χρόνια λειτουργίας του έργου, όπου επιδρούν οι συντελεστές για το σύνολο της επένδυσης, σημειώνοντας απότομη κάμψη και παραμένοντας σταθερές για τα επόμενα 15 χρόνια, καθώς πλέον λαμβάνεται μόνο ο συντελεστής των δομικών έργων. Περαιτέρω, οι καταβαλλόμενοι φόροι [βλ. Σχ. 7.3.3] αυξάνουν σχετικά ομαλά για τα 10 πρώτα χρόνια, ενώ από το 11^ο αυξάνουν σημαντικά και παραμένουν σταθερά εφεξής ως το τέλος της επένδυσης. Οι χαμηλότερες τιμές και η κλιμάκωση της πρώτης δεκαετίας οφείλονται στην επίδραση των δύο ειδών αποσβέσεων αλλά και των καταβαλλόμενων τόκων, ενώ στη συνέχεια επιδρούν αποκλειστικά οι αποσβέσεις των δομικών έργων.

Η εξέλιξη των αθροιστικών προεξοφλημένων ταμειακών ροών [βλ. Σχ. 7.3.4] κατά τη διάρκεια του έργου αναμενόμενα είναι μονότονα αύξουσα και αποσβενύμενη, τόσο περισσότερο όσο υψηλότερο το επιτόκιο προεξόφλησης. Ειδικά για την ιδιωτική σκοπιά, η κατά τι εντονότερη κλίση της πρώτης δεκαετίας οφείλεται στην ενσωμάτωση των τόκων και χρεωλυσίων του ληφθέντος δανείου. Στην κοινωνική σκοπιά η αφετηρία είναι σε πολύ χαμηλότερο σημείο, καθώς εκεί λαμβάνεται το σύνολο του αρχικού κόστους, χωρίς την ελάφρυνση μέσω επιδότησης ή δανεισμού, με αποτέλεσμα τη

συνολικά χαμηλότερη υπολογιζόμενη καθαρή παρούσα αξία, ενώ η εν γένει μεγαλύτερη κλίση εδώ προκύπτει από το σημαντικά μικρότερο επιτόκιο προεξόφλησης. Τέλος, ο υπολογισμός του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και για τις δύο σκοπιές ανάλυσης πρακτικά συγκλίνει έως τις 30 επαναλήψεις σε 8 σημαντικά ψηφία [βλ. Σχ. 7.3.5], με απόλυτο σφάλμα [NPV≠0] μικρότερο των 0,1 EUR.

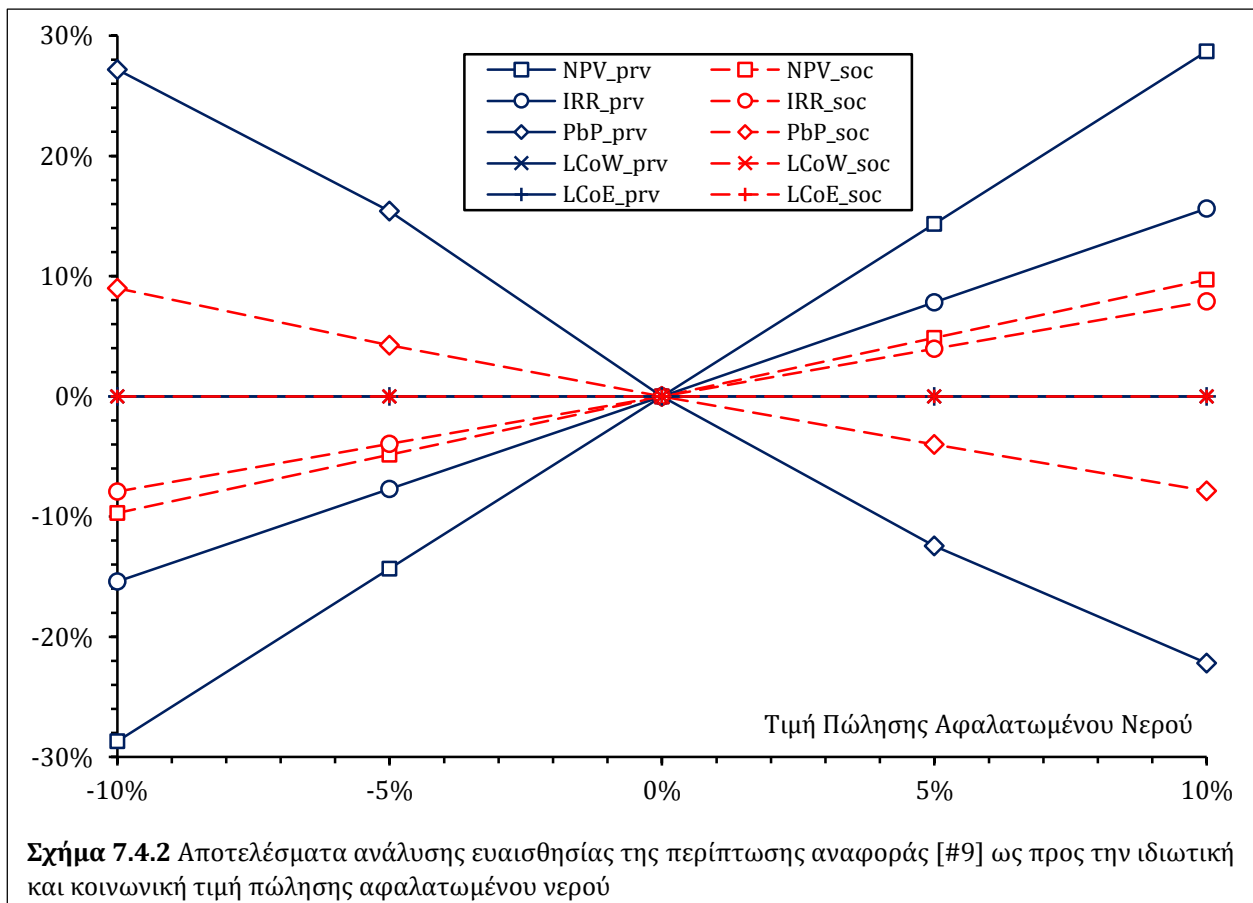
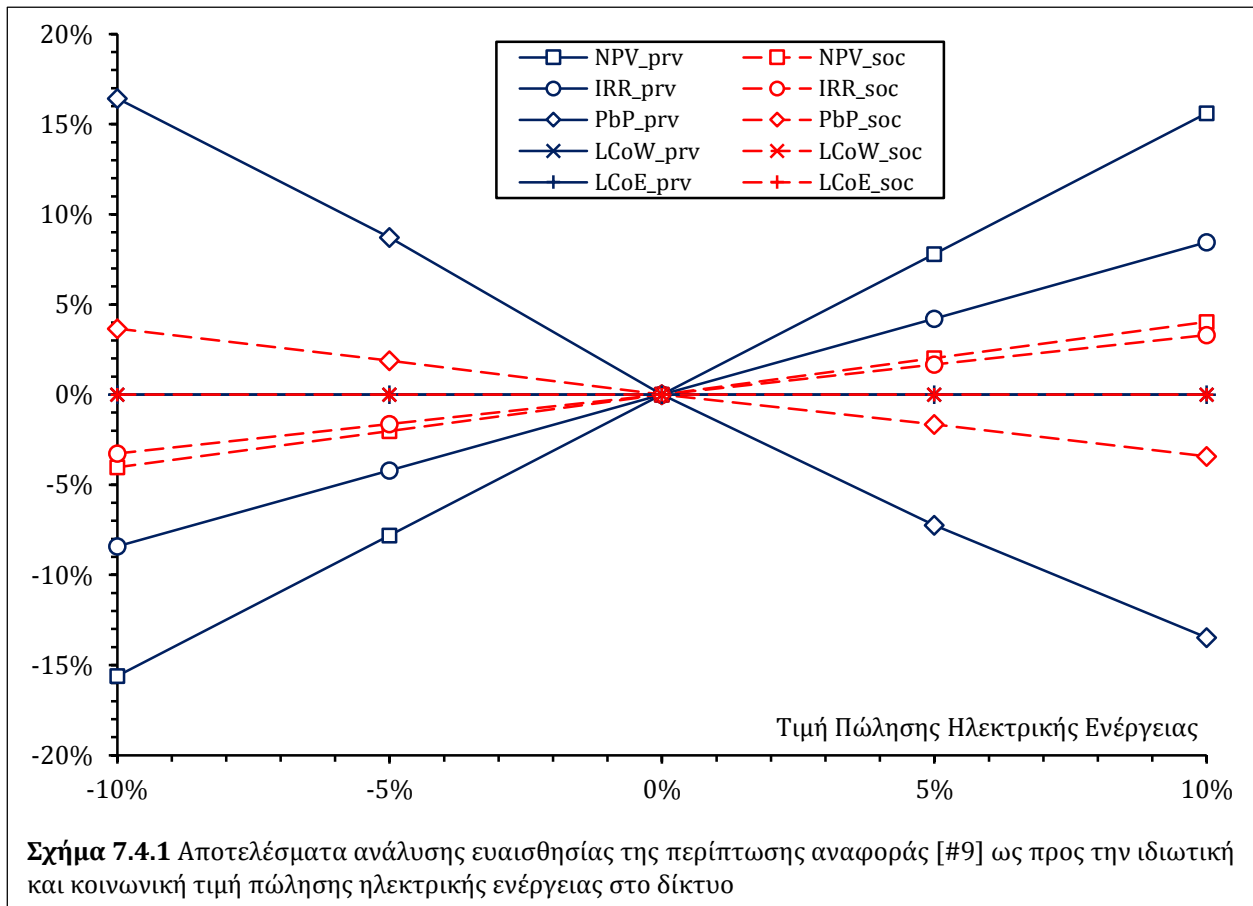
7.4 Ανάλυση Ευαισθησίας

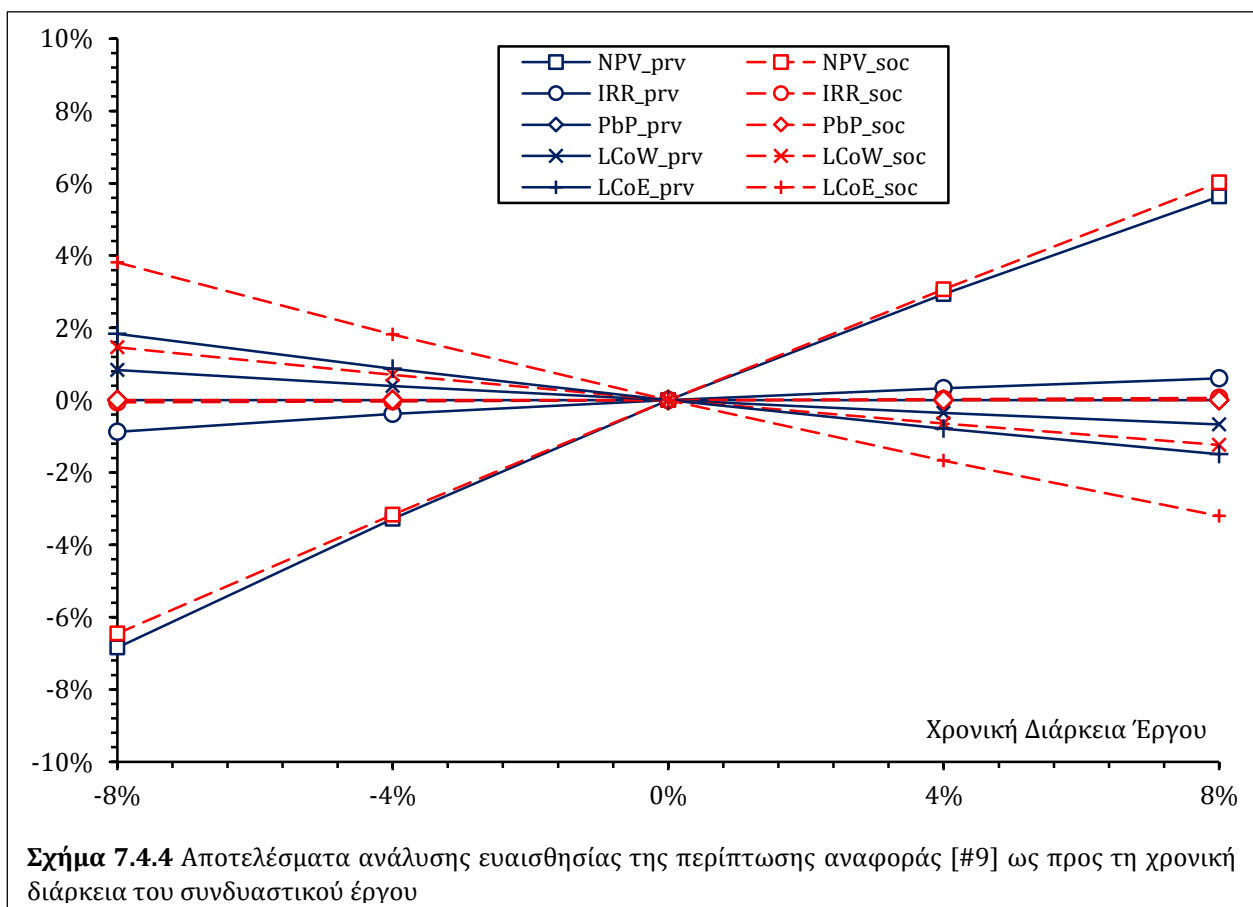
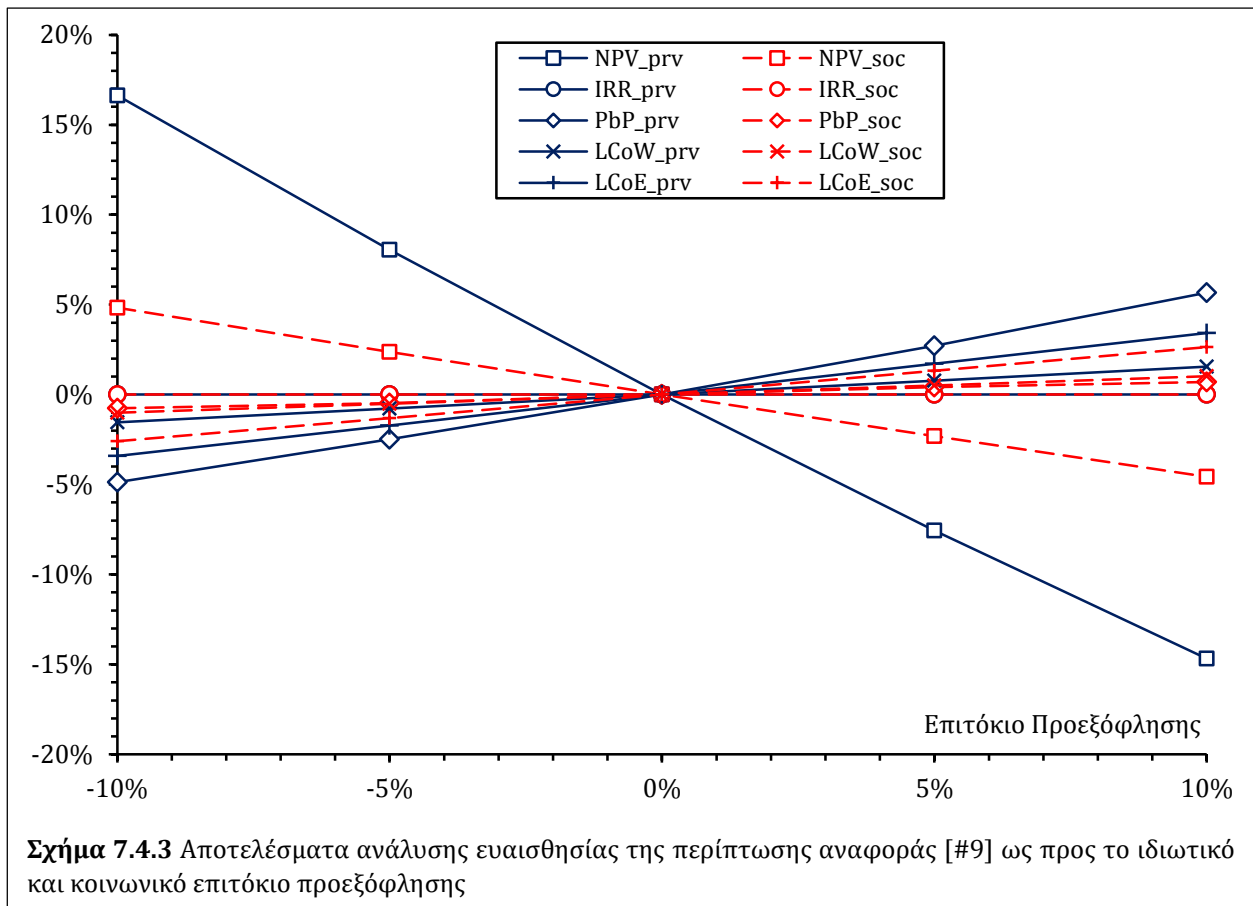
Όπως εξηγήθηκε στο Κεφ. 6, το υπολογιστικό μοντέλο αξιολόγησης που αναπτύχθηκε και χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία, στηρίζεται σε μια σειρά απλουστεύσεων και παραδοχών, υπό μορφή παραμέτρων. Προκειμένου να μελετηθεί η επίδραση των παραμέτρων αυτών στα αριθμητικά αποτελέσματα, διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας τους ως προς την περίπτωση αναφοράς [#9], μεταβάλλοντας μία παράμετρο κάθε φορά και κρατώντας τις υπόλοιπες σταθερές [ceteris paribus]. Ειδικότερα, για κάθε παράμετρο εκλέγονται 2 συμμετρικά ζεύγη ποσοστιαίων μεταβολών ως προς την περίπτωση αναφοράς, δημιουργώντας έτσι μια σειρά συνολικά 5 ισαπεχουσών τιμών γραμμικής μεταβολής της εκάστοτε εξεταζόμενης παραμέτρου, με συνηθέστερες τιμές $\pm 5\%$ & $\pm 10\%$ [βλ. Πιν. 7.4.1 & Π. VI]. Για καθεμία εξ' αυτών, διεξάγεται προσομοίωση στο υπολογιστικό μοντέλο και εξάγονται οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης [βλ. Κεφ. 6.5], για τη σκοπιά στην οποία αυτές επιδρούν.

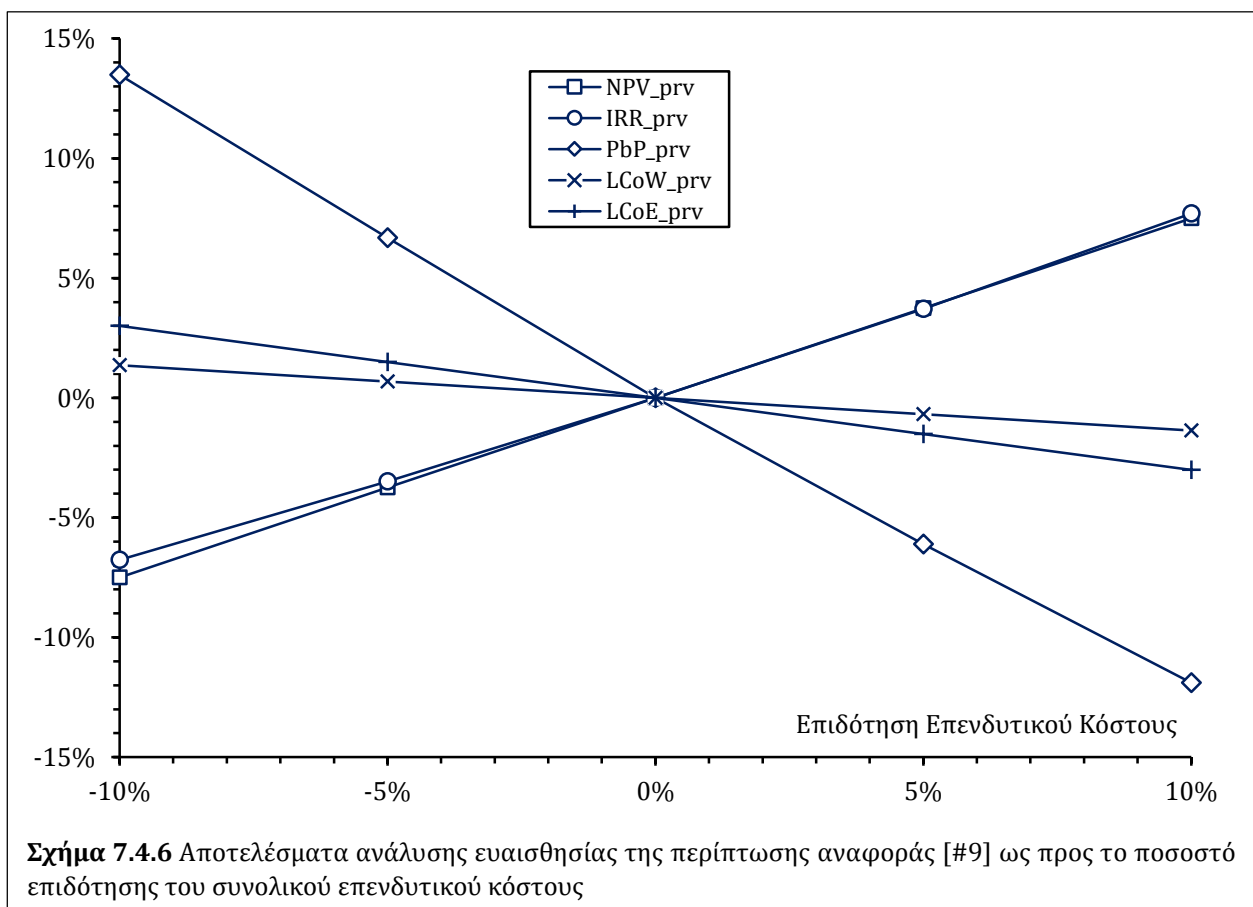
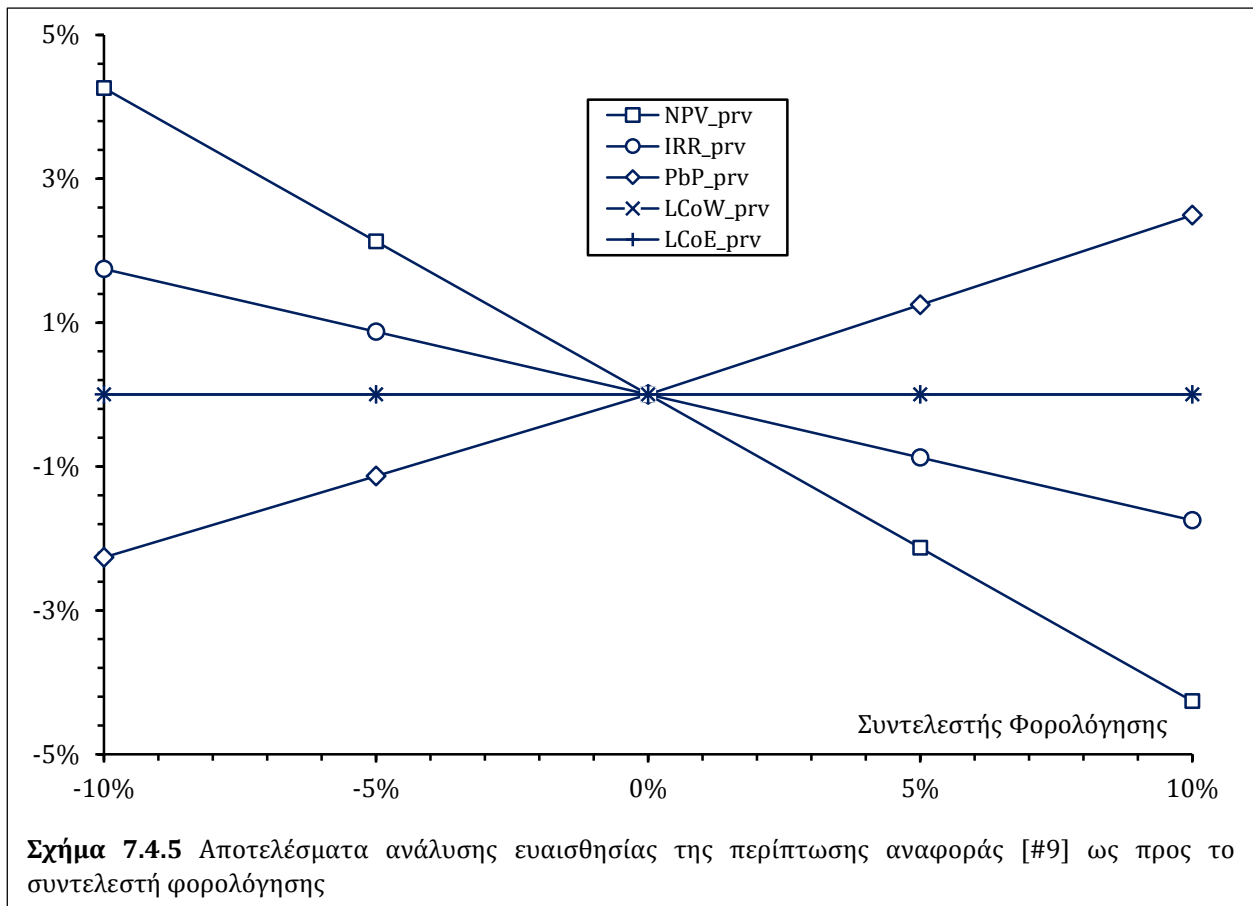
Πίνακας 7.4.1 Εξαταζόμενες παράμετροι, σκοπιά αξιολόγησης & τιμές μεταβολής για την ανάλυση ευαισθησίας

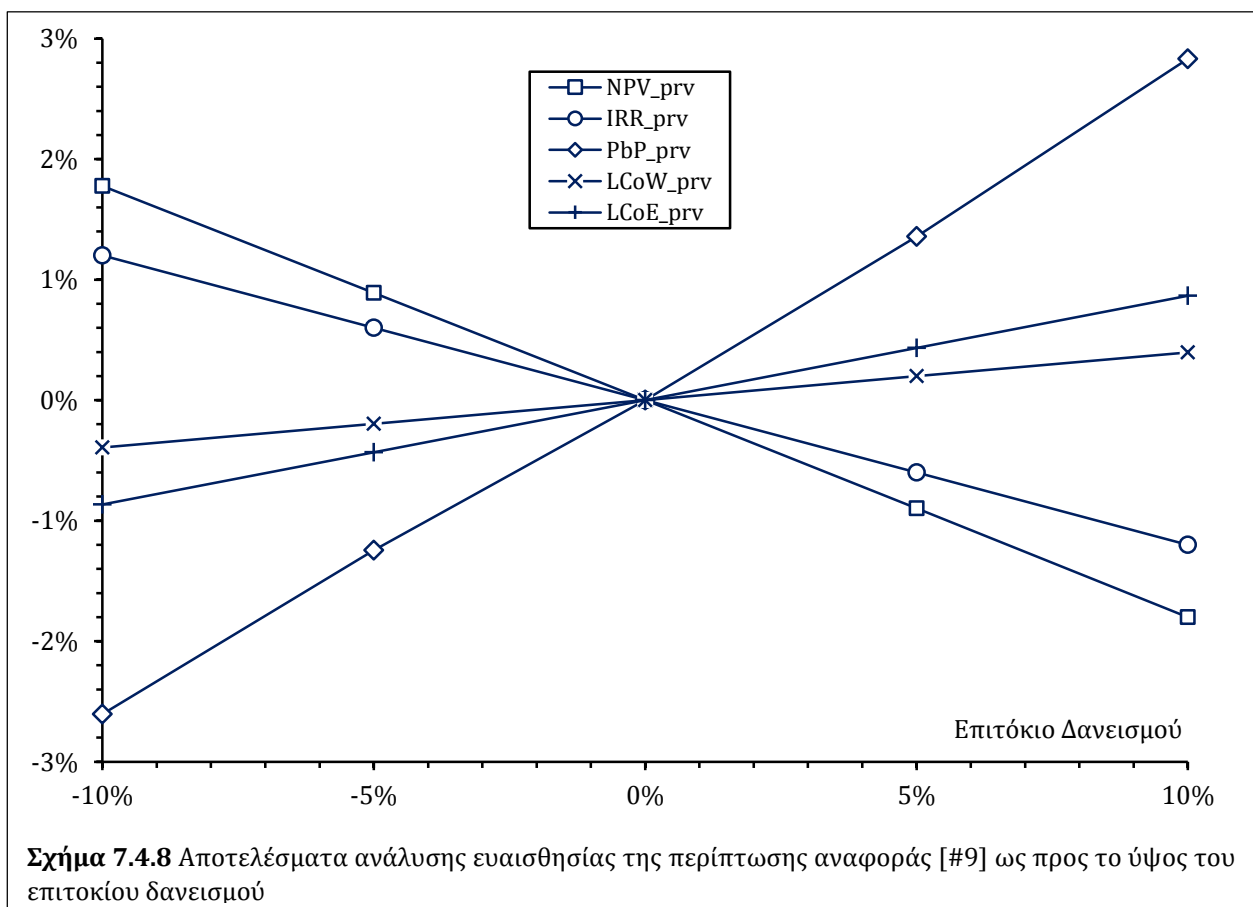
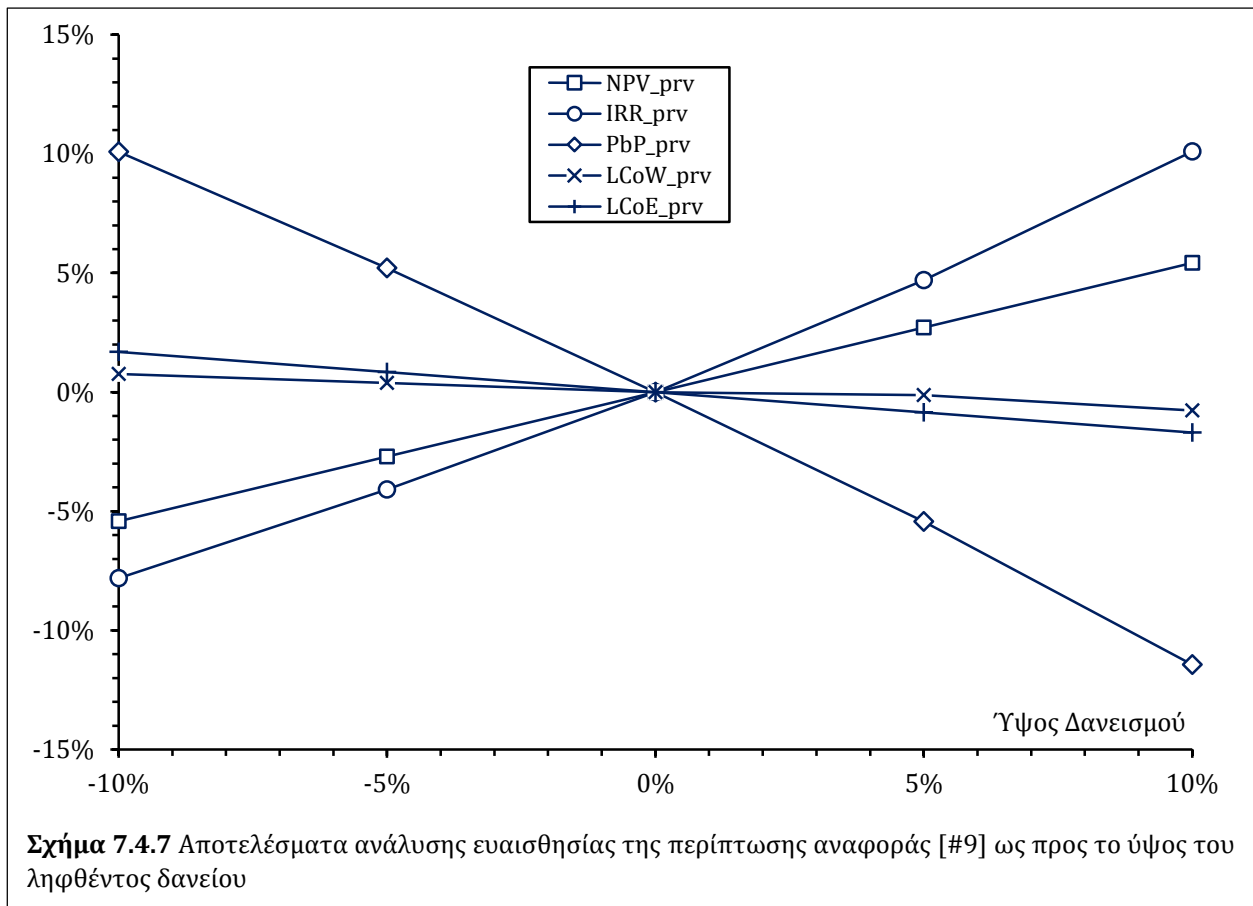
#	Εξεταζόμενες Παράμετροι	Ανάλυση	Τιμές Μεταβολής [%]					
1	τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας [EUR/kWh]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
2	τιμή πώλησης αφαλατωμένου νερού [EUR/m ³]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
3	επιτόκιο προεξόφλησης [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
4	χρονική διάρκεια έργου [yrs]	PRV & SOC	-8	-4	0	4	8	
5	συντελεστής φορολόγησης [-]	PRV	-10	-5	0	5	10	
6	ποσοστό επιδότησης αρχικού κόστους [-]	PRV	-10	-5	0	5	10	
7	ποσοστό δανειοδότησης αρχικού κόστους [-]	PRV	-10	-5	0	5	10	
8	επιτόκιο δανεισμού [-]	PRV	-10	-5	0	5	10	
9	χρονική διάρκεια δανεισμού [yrs]	PRV	-20	-10	0	10	20	
10	ενεργειακή κατανάλωση αφαλάτωσης [kWh/m ³]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
11	συντελεστής εκμετάλλευσης αιολικού πάρκου [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
12	επενδυτικό κόστος μονάδας αφαλάτωσης [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
13	επενδυτικό κόστος αιολικού πάρκου [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
14	ετήσιο λειτουργικό κόστος μονάδας αφαλάτωσης [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
15	ετήσιο λειτουργικό κόστος αιολικού πάρκου προς αρχικό [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
16	συντελεστής σκιώδους μισθού	SOC	-10	-5	0	5	10	
17	εξωτερικό κόστος μονάδας αφαλάτωσης [EUR/m ³]	SOC	-10	-5	0	5	10	
18	εξωτερικό κόστος αιολικού πάρκου [EUR/kWh]	SOC	-10	-5	0	5	10	
19	εξωτερικό όφελος υποκατάστασης θαλάσσιας μεραφοράς [EUR/m ³]	SOC	-10	-5	0	5	10	
20	εξωτερικό όφελος υποκατάστασης μονάδων diesel [EUR/kWh]	SOC	-10	-5	0	5	10	
21	όριο διείσδυσης ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
22	εξυπηρετούμενος πληθυσμός [#]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
23	συντελεστής κάλυψης ηλεκτρικής ενέργειας: GC [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
24	συντελεστής κάλυψης υποδομής αφαλάτωσης: DU [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	
25	συντελεστής κάλυψης λειτουργίας αφαλάτωσης: DO [-]	PRV & SOC	-10	-5	0	5	10	

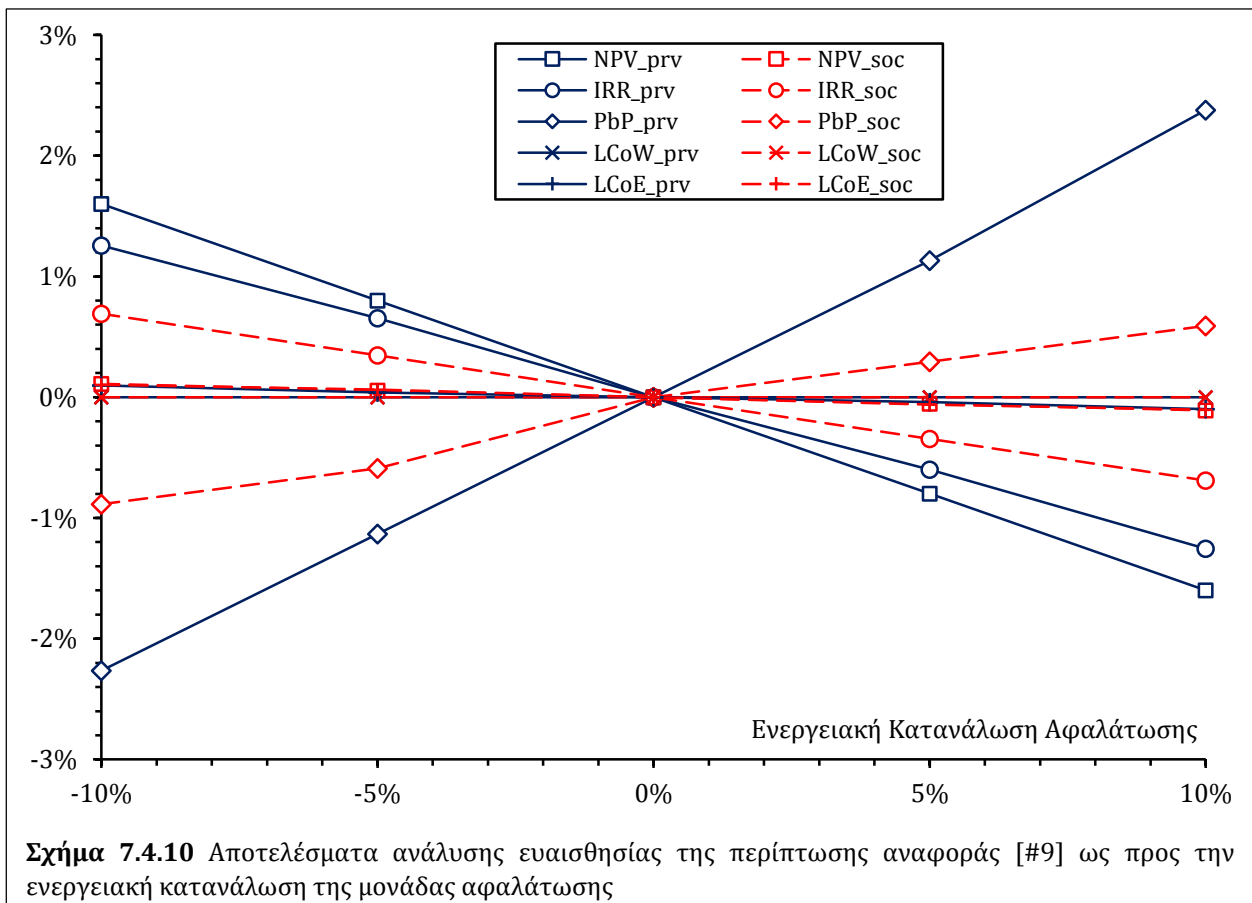
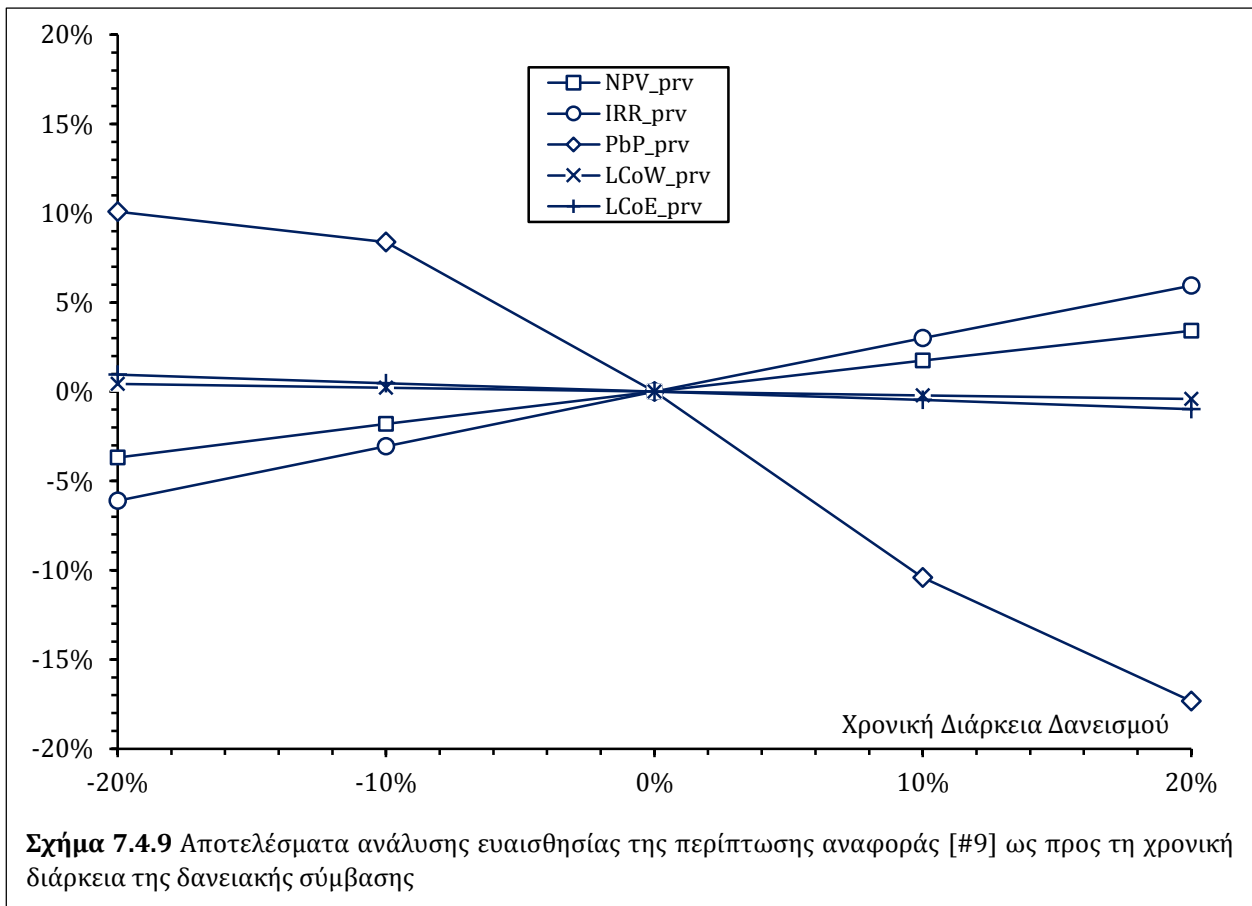
Μια πρώτη, γενική παρατήρηση που εξάγεται από όλα τα διαγράμματα της ανάλυσης ευαισθησίας είναι η συνεπής μονοτονία των δεικτών αξιολόγησης ως προς τις σχετικές μεταβολές κάθε εξεταζόμενης παραμέτρου. Η μονοτονία αυτή διατηρείται και στις δύο σκοπιές ανάλυσης, ιδιωτική και κοινωνική, για κάθε παράμετρο που επιδρά και στις δύο. Ωστόσο, αναμενόμενα, ορισμένες παράμετροι αφήνουν ανεπηρέαστους κάποιους από τους δείκτες αξιολόγησης, καθώς δεν υπεισέρχονται στη μέθοδο υπολογισμού αυτών.

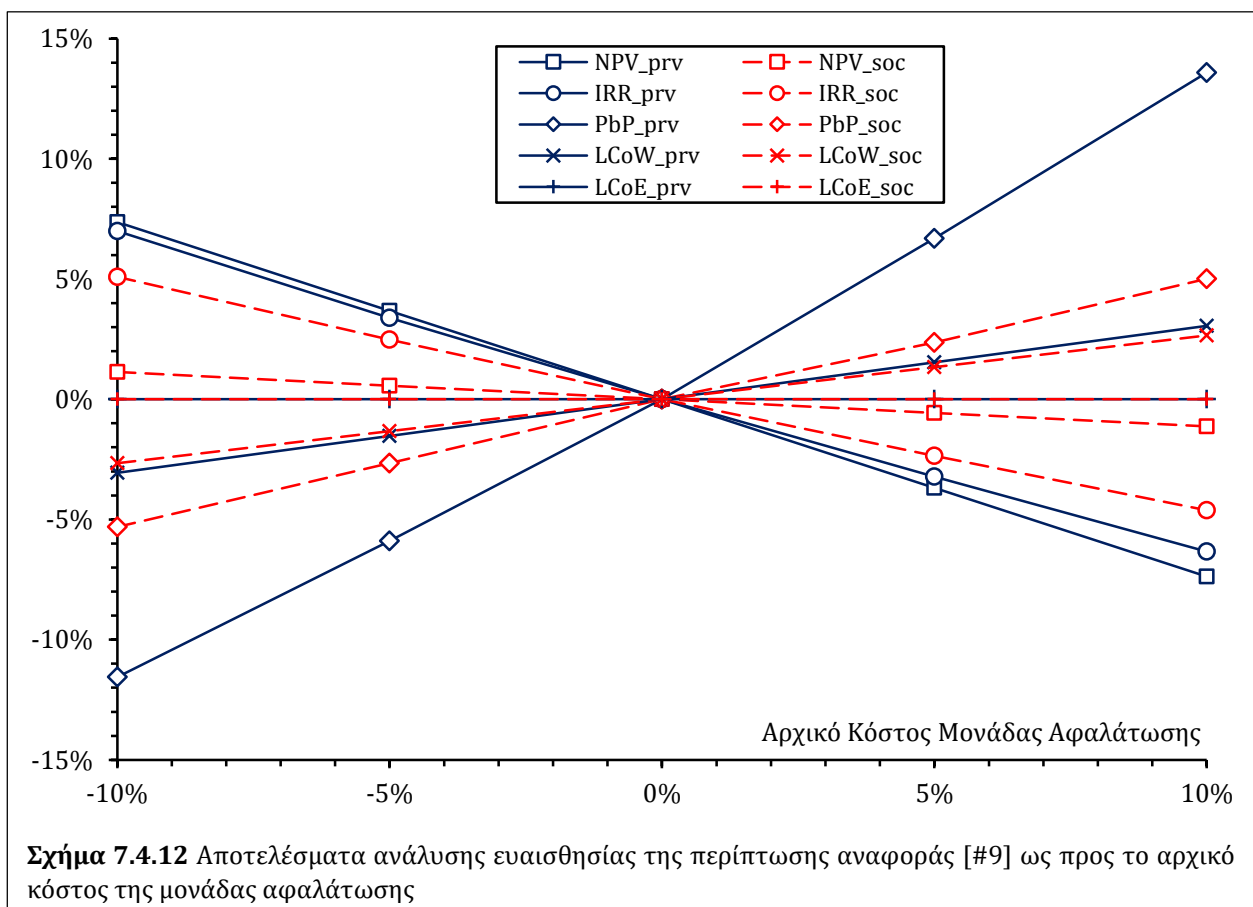
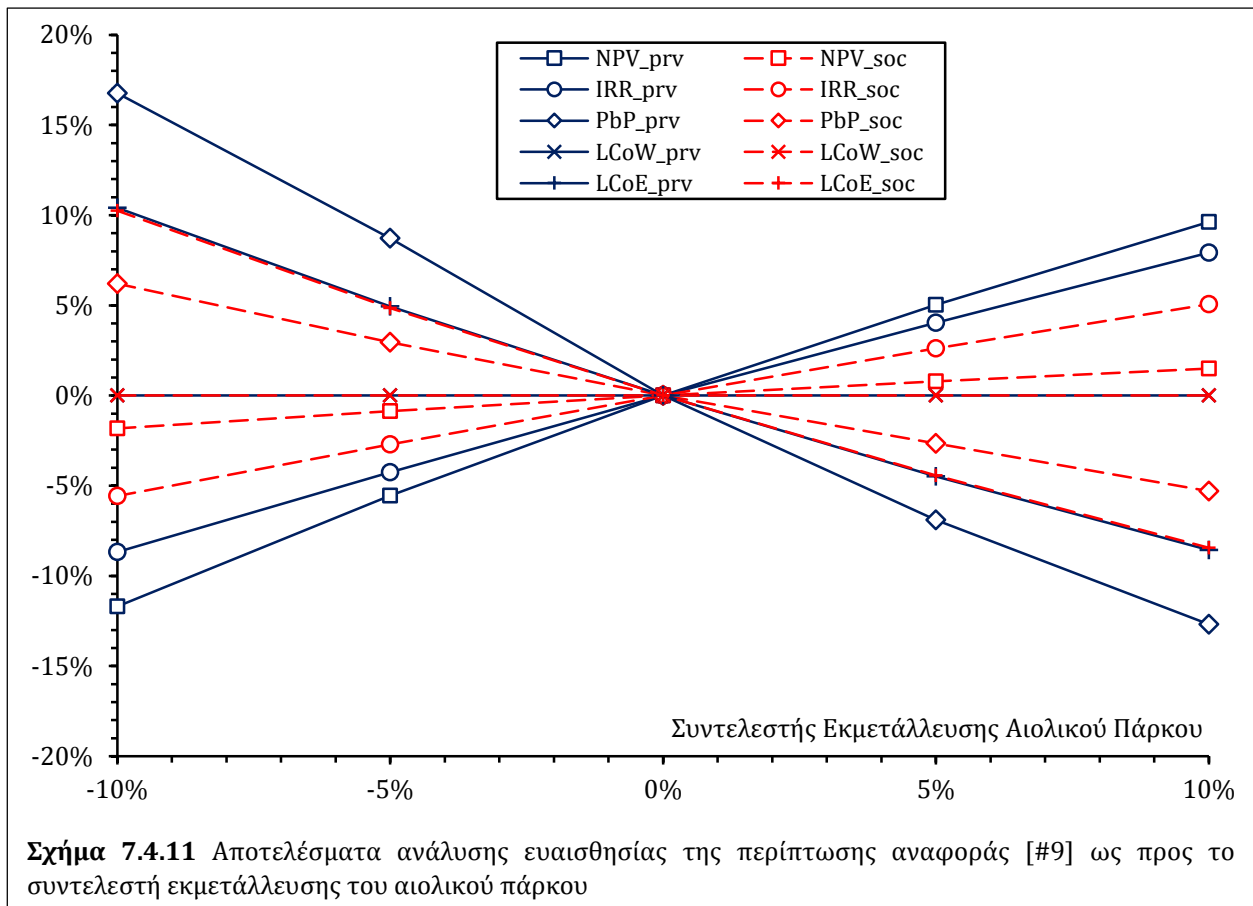


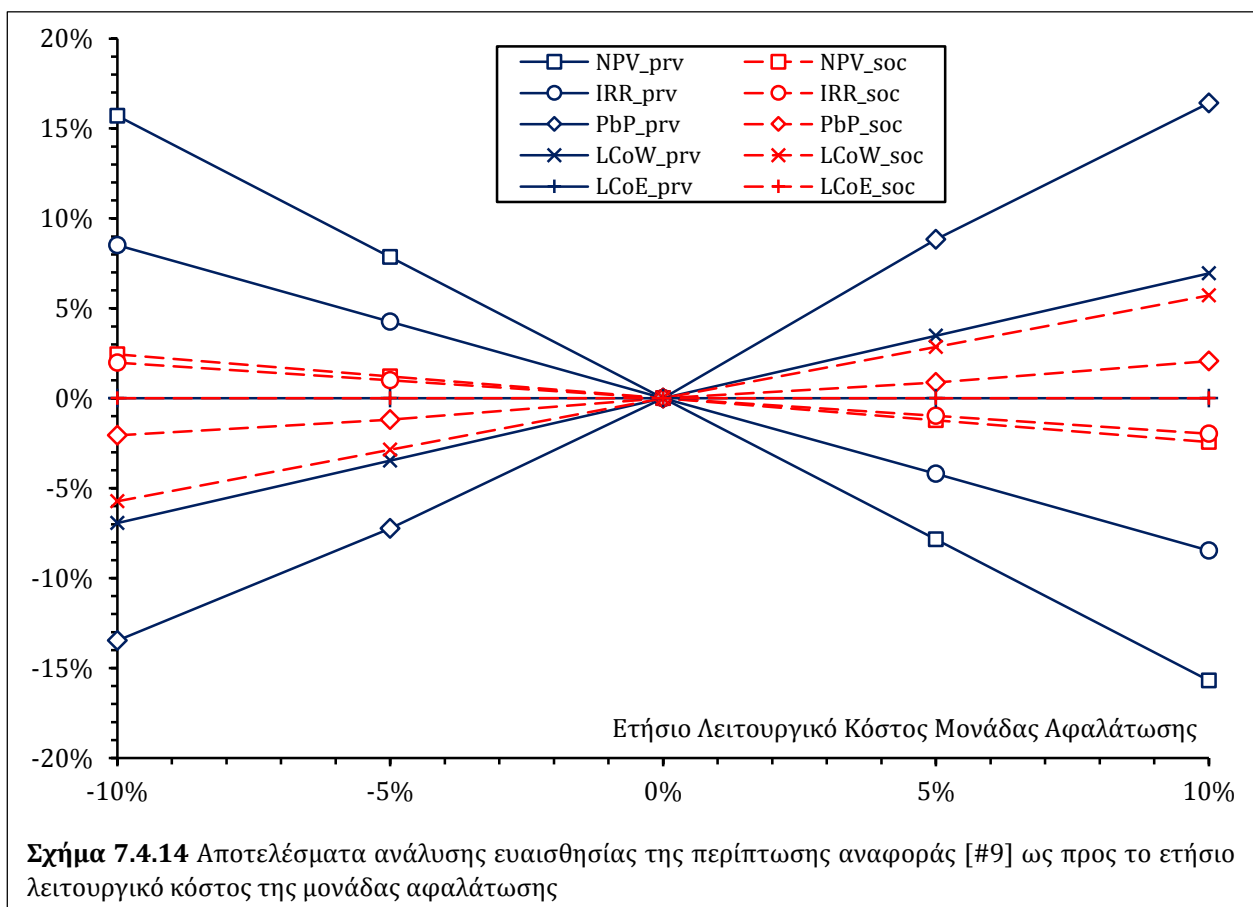
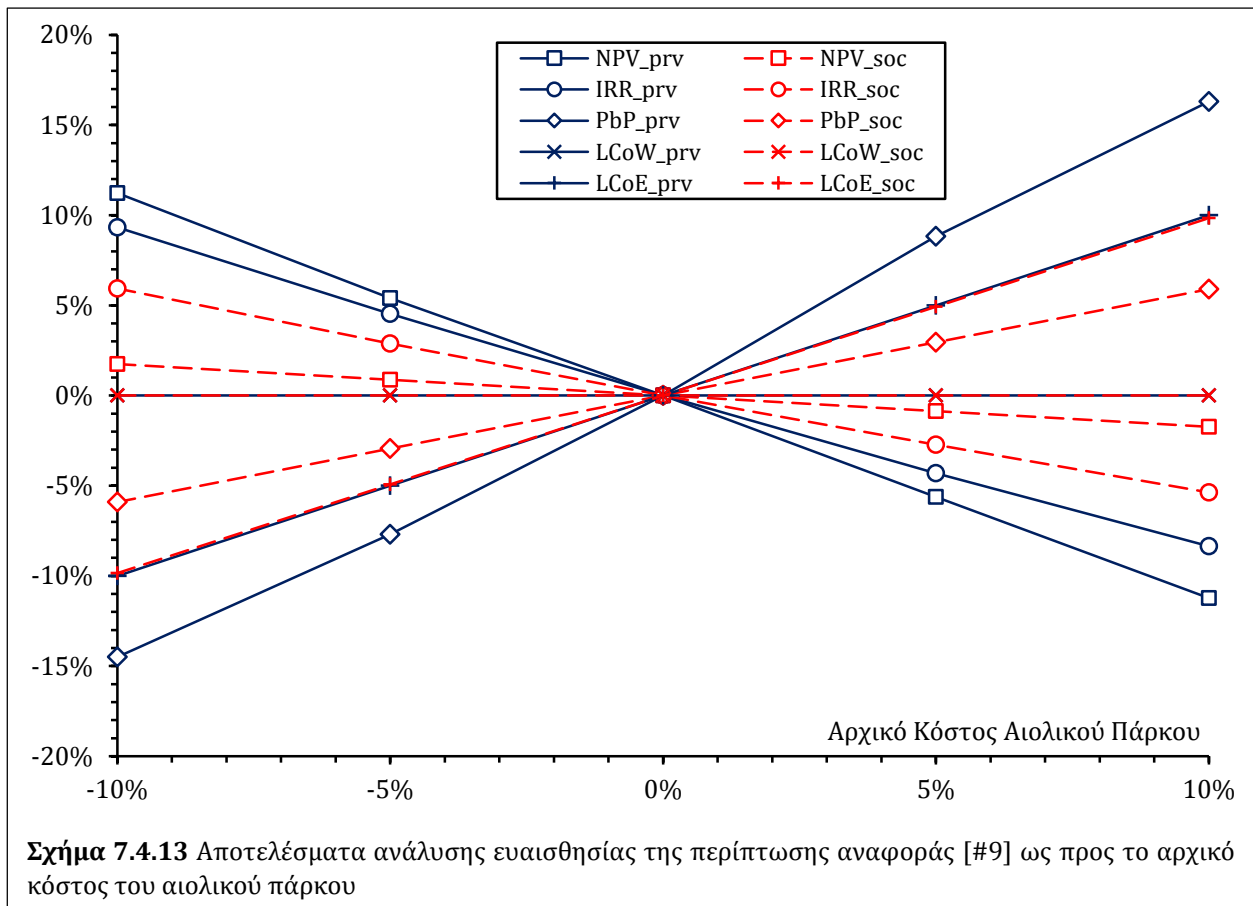


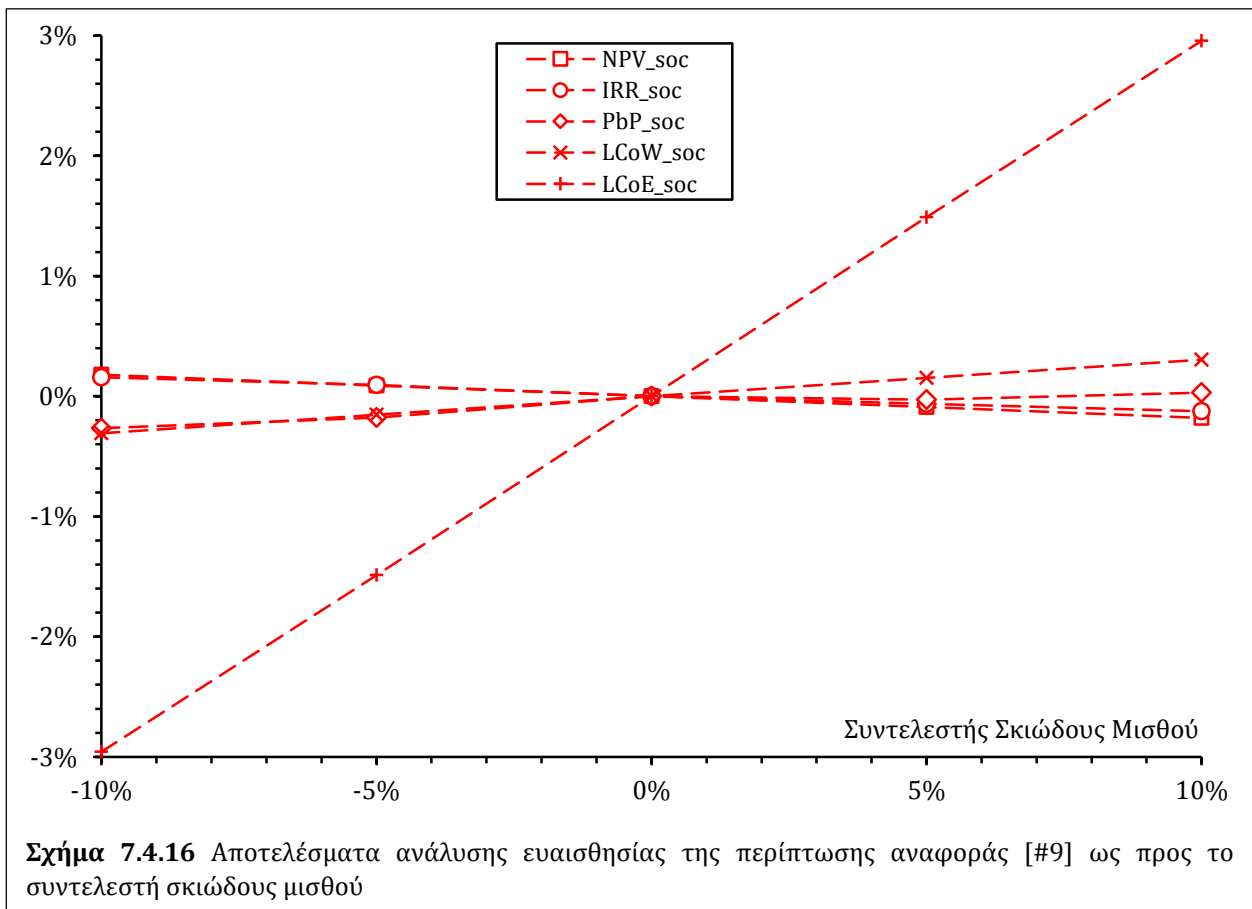
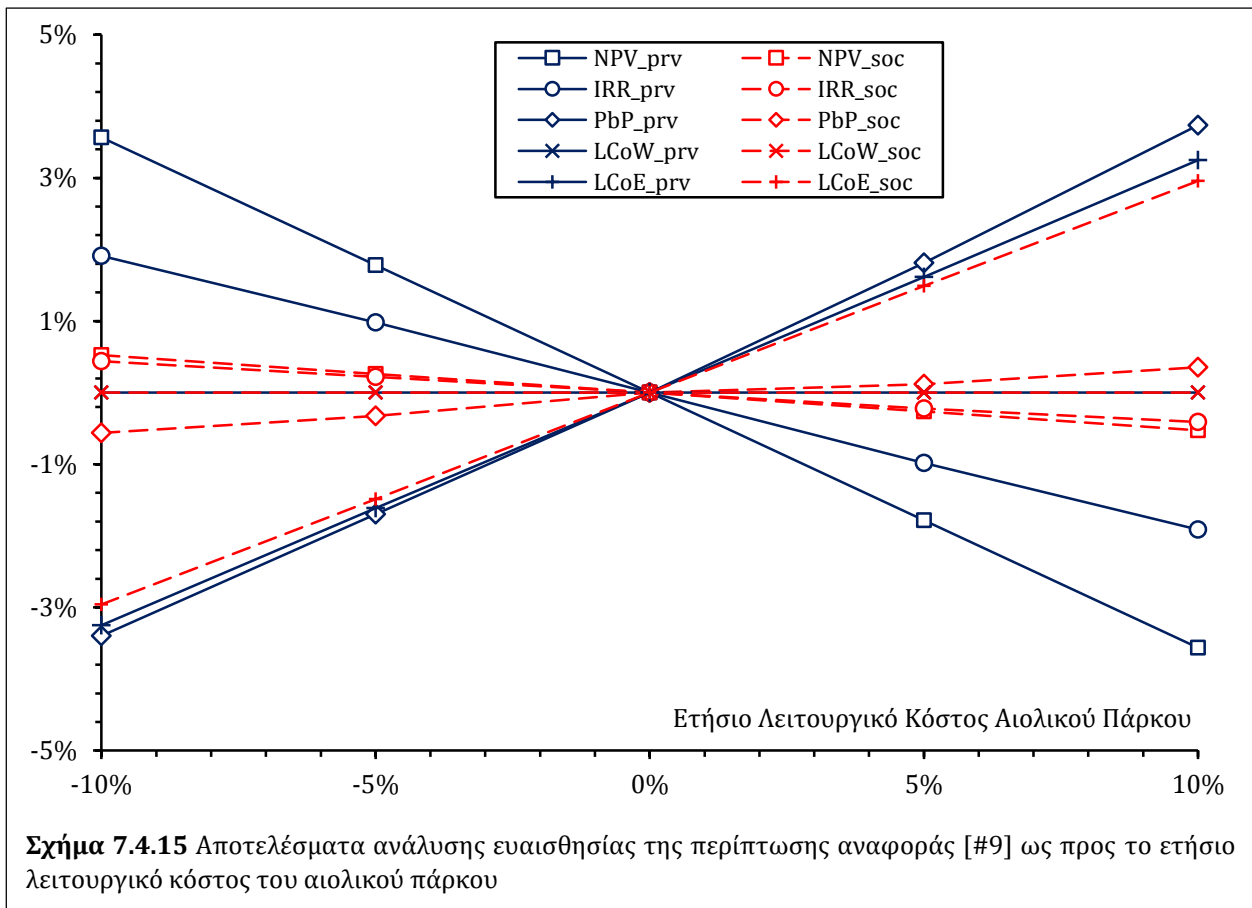


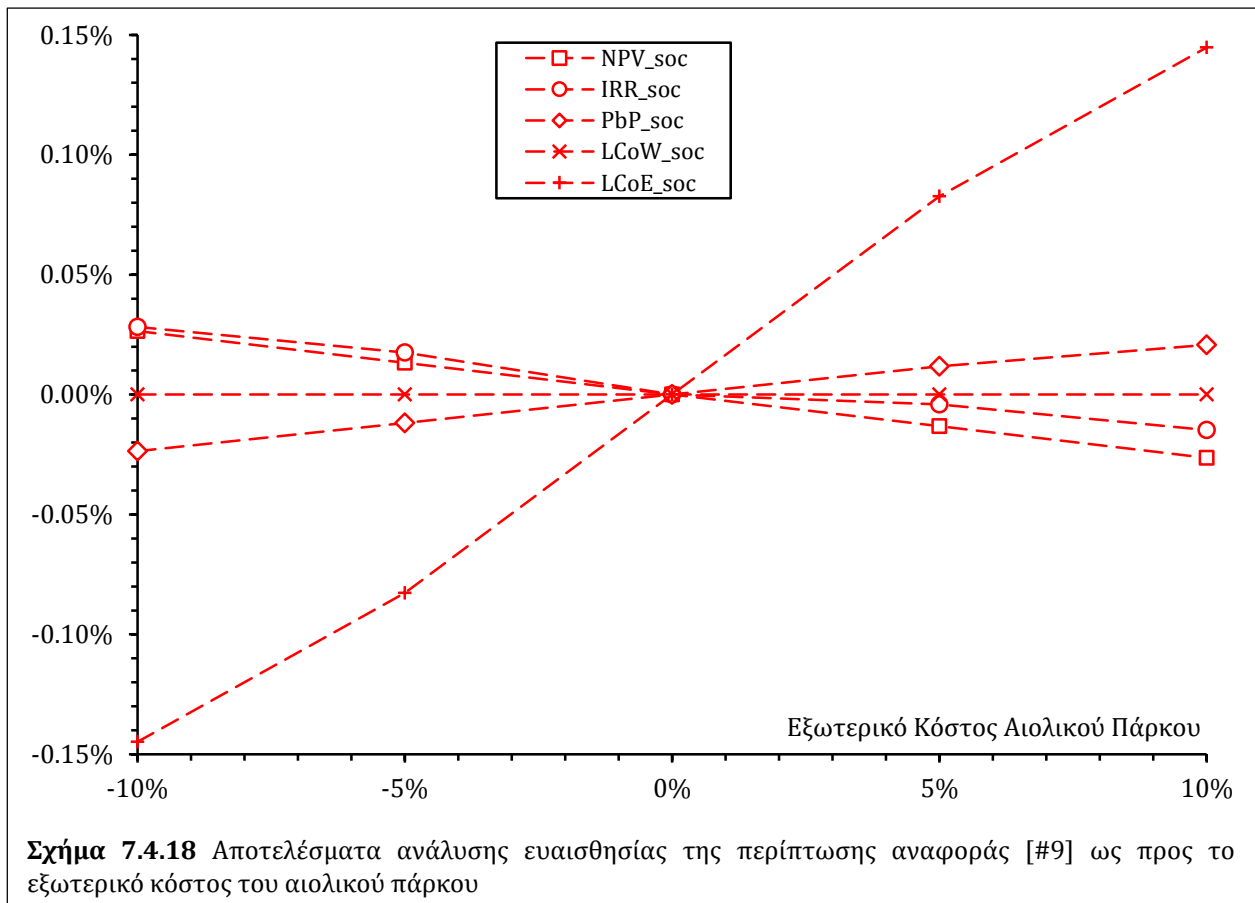
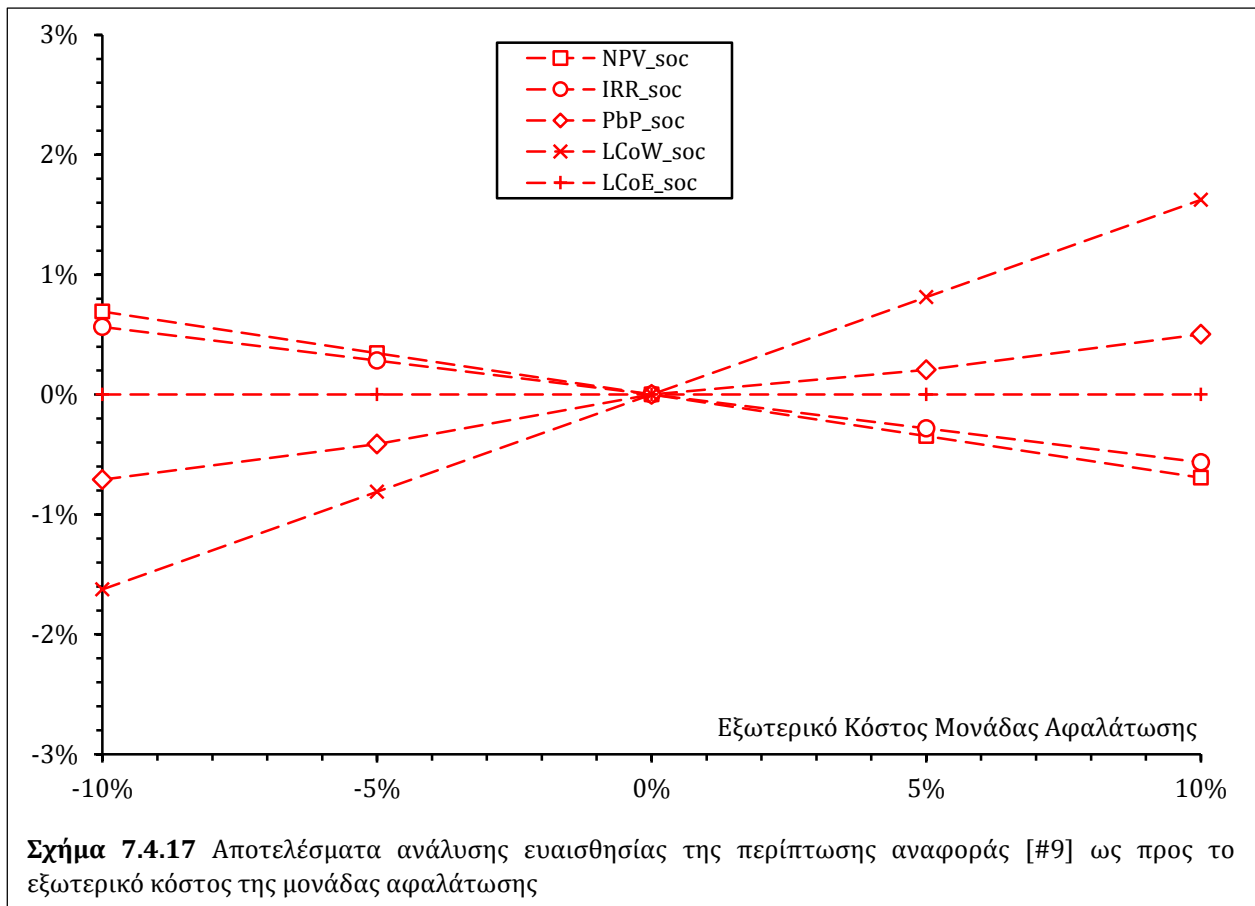


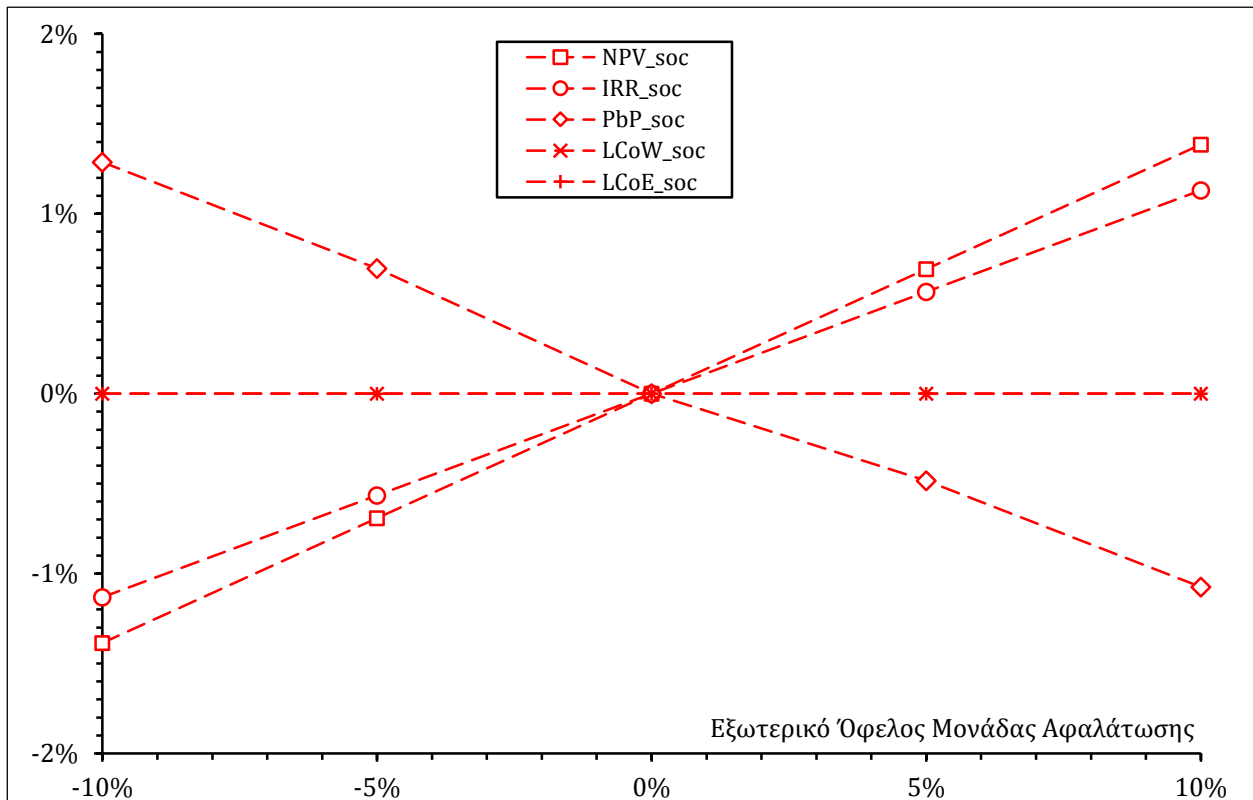




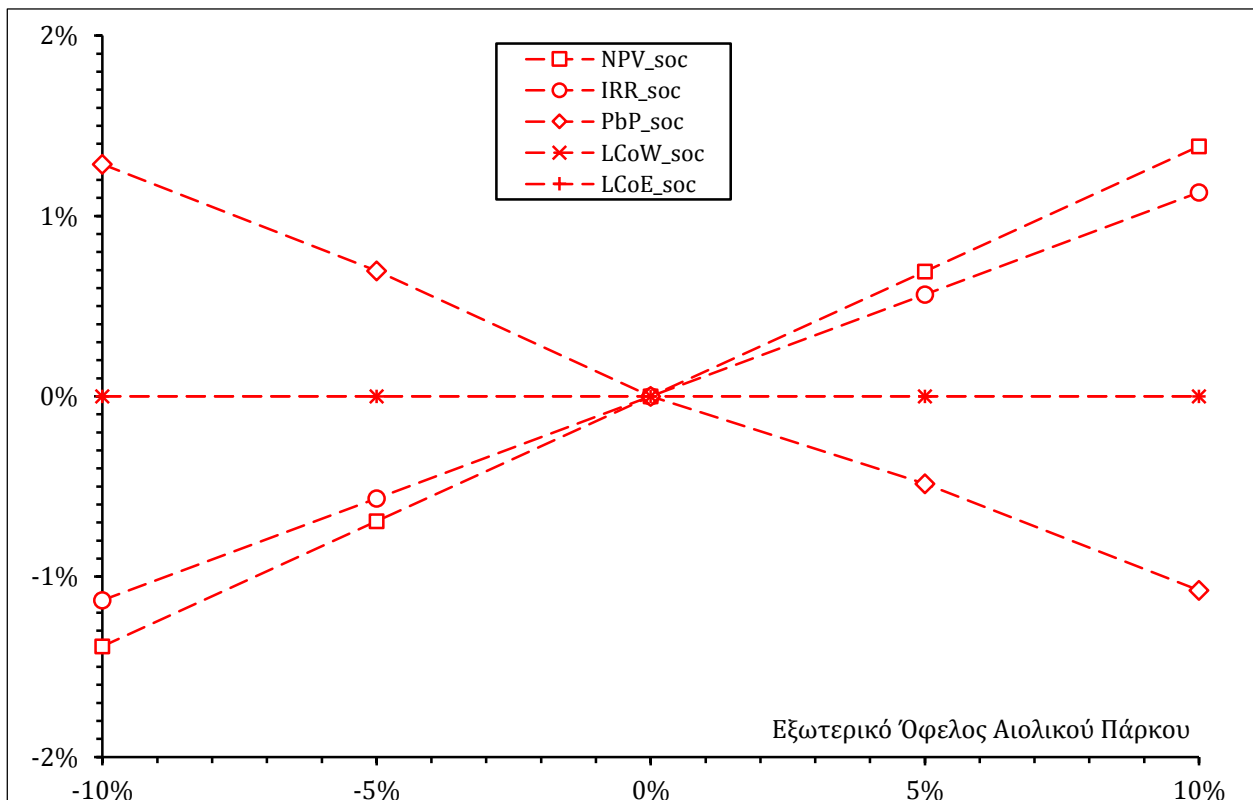




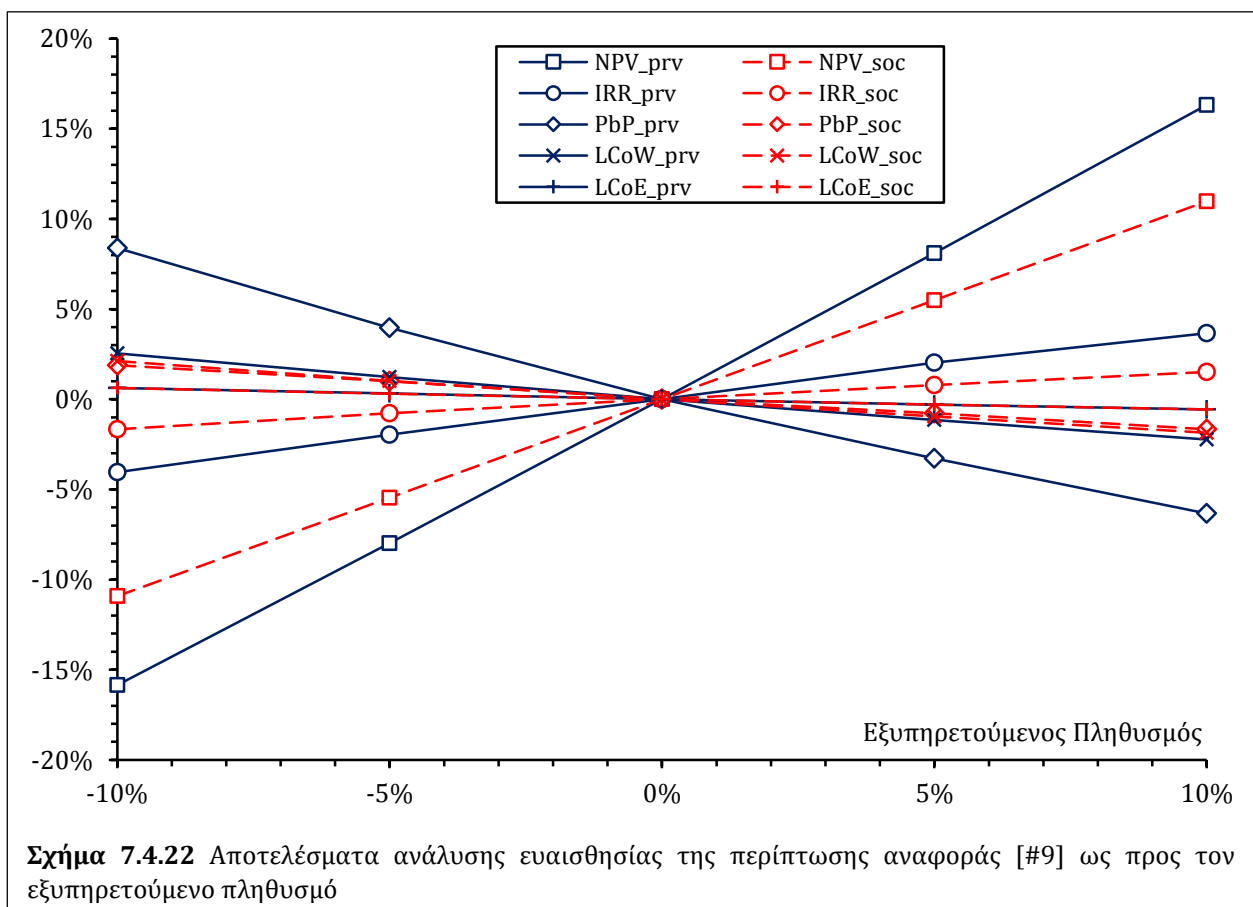
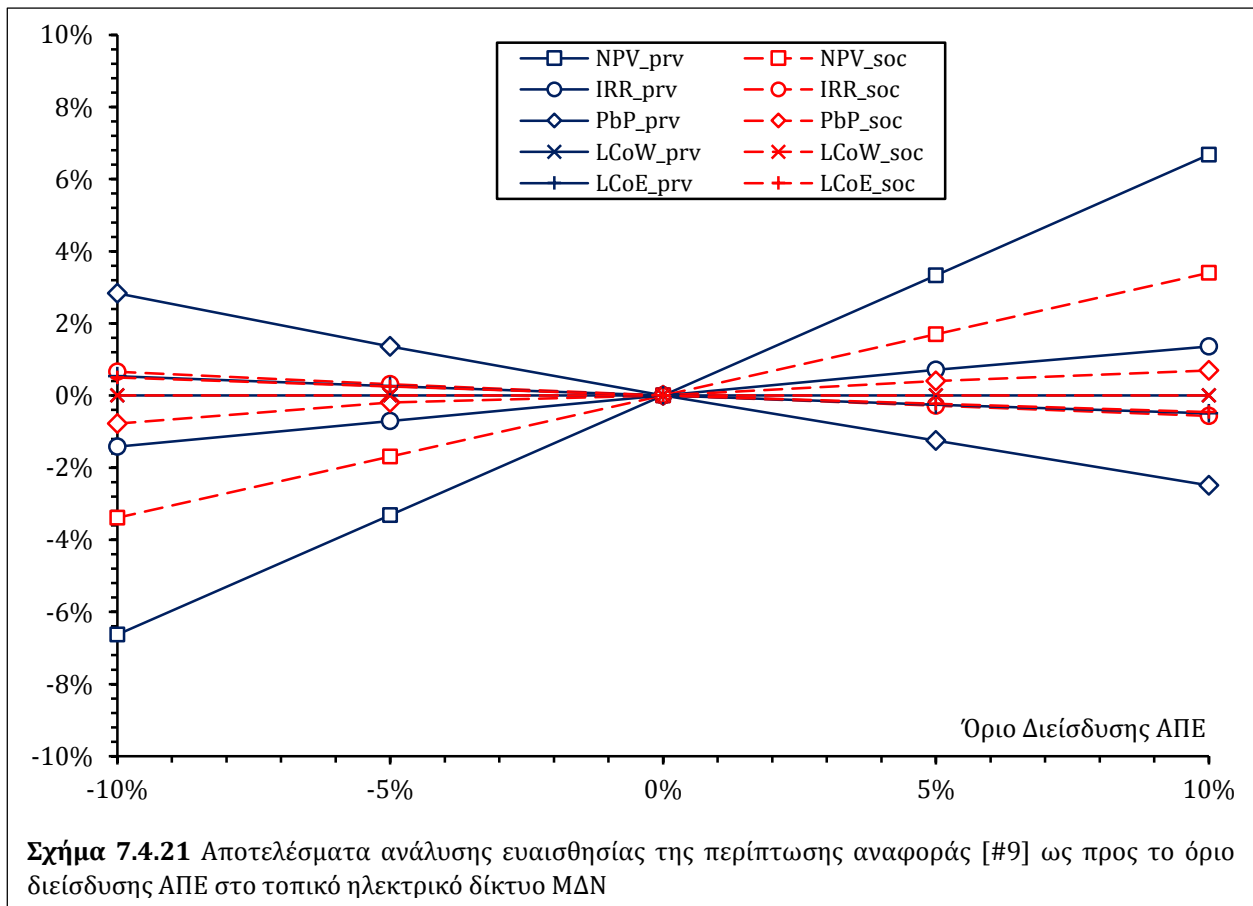


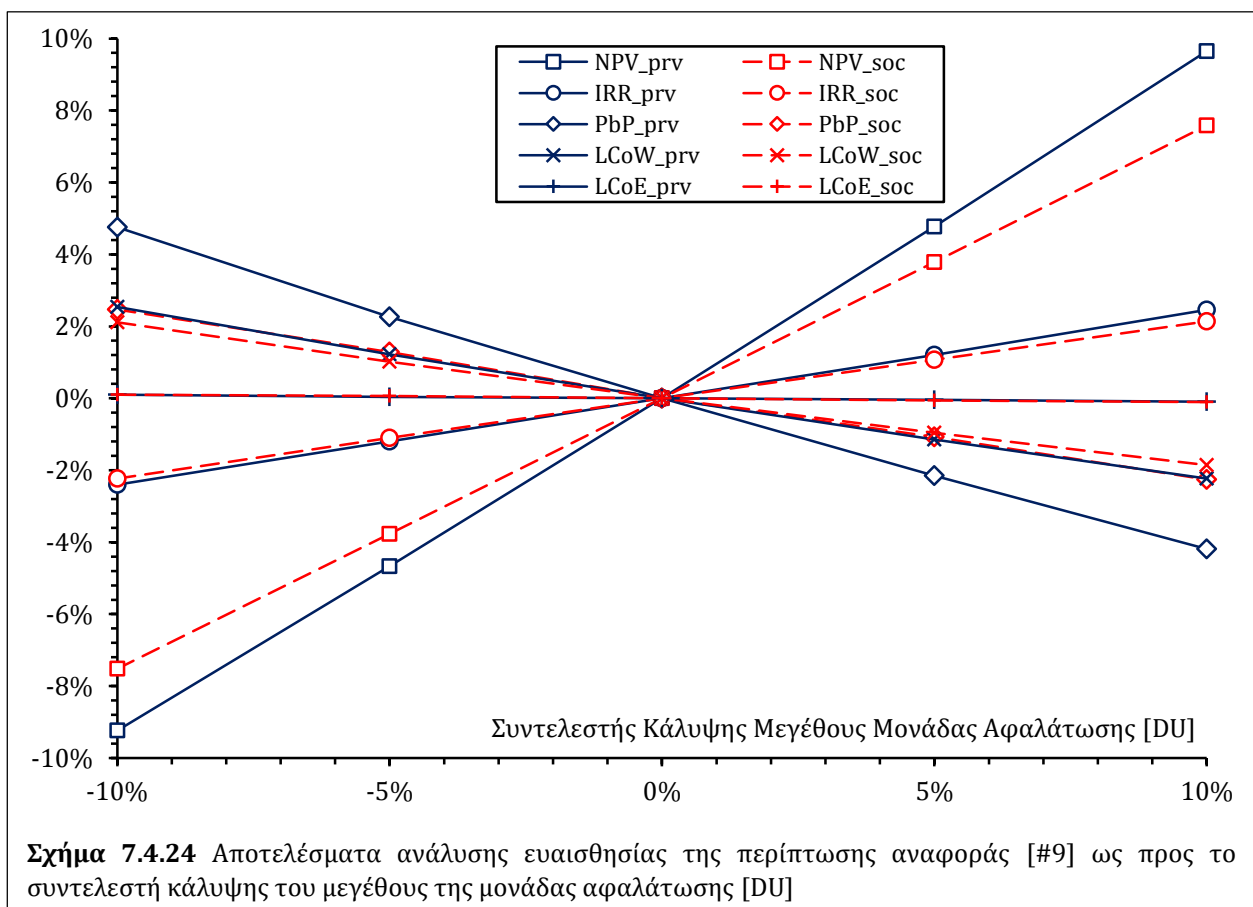
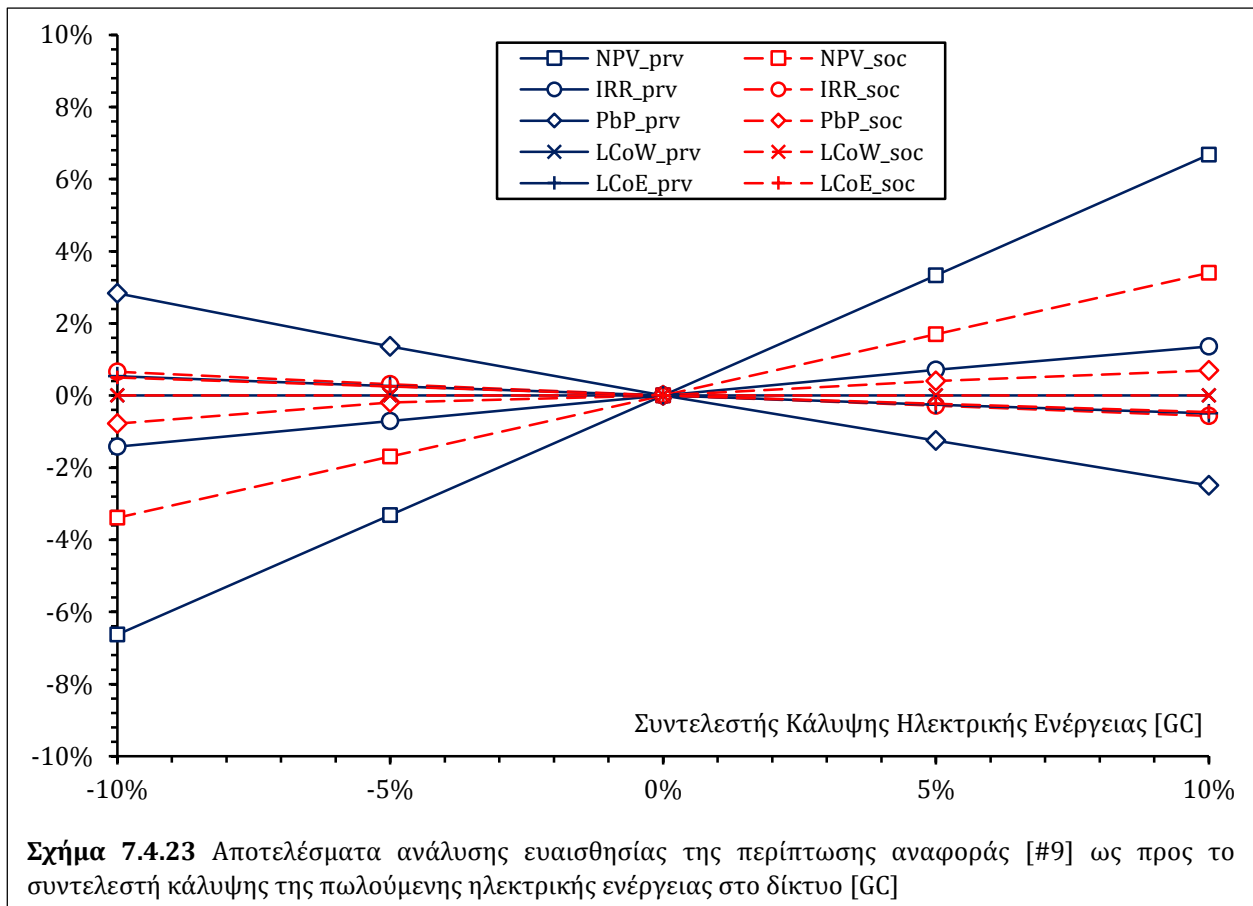


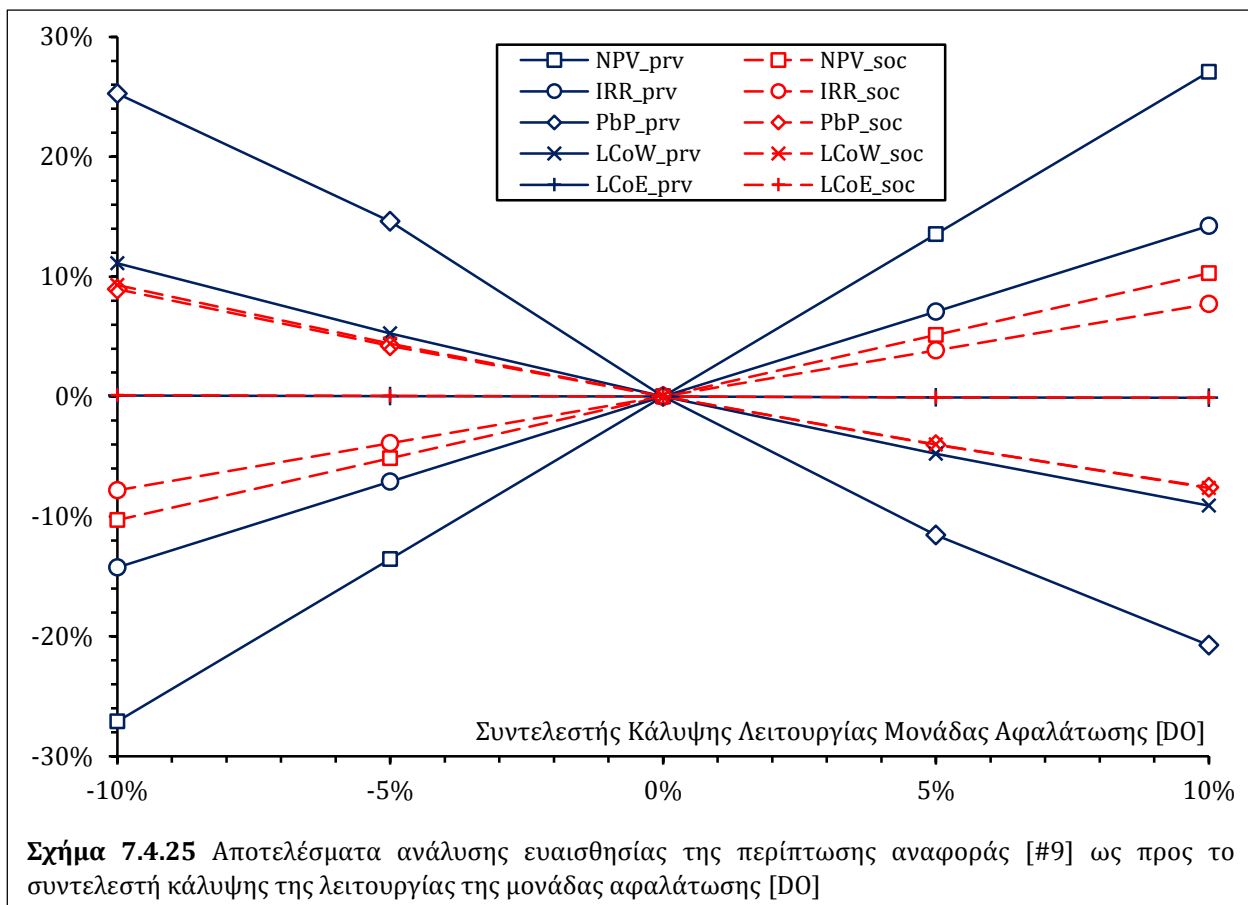
Σχήμα 7.4.19 Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας της περίπτωσης αναφοράς [#9] ως προς το εξωτερικό όφελος της μονάδας αφαλάτωσης [υποκατάσταση υδροφόρων πλοίων]



Σχήμα 7.4.20 Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας της περίπτωσης αναφοράς [#9] ως προς το εξωτερικό όφελος του αιολικού πάρκου [υποκατάσταση θερμικών μονάδων diesel]







Περαιτέρω, όλες οι παράμετροι εμφανίζουν τη θεωρητικά αναμενόμενη ποιοτική συμπεριφορά: αυξήσεις στις τιμές πώλησης ενέργειας και νερού, τη χρονική διάρκεια του έργου και της δανειακής σύμβασης, το συντελεστή εκμετάλλευση του αιολικού πάρκου, τα εξωτερικά οφέλη, το όριο διείσδυσης ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο, τον εξυπηρετούμενο πληθυσμό και τους 3 συντελεστές κάλυψης [# 1, 2, 4, 6, 7, 9, 11 & 19 – 25] γενικά οδηγούν σε αυξήσεις στην καθαρή παρούσα αξία και τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης και αντίστοιχα σε μειώσεις στο χρόνο αποπληρωμής και τα σταθμισμένα κόστη παραγωγής [θετική επίδραση], ενώ αυξήσεις στο επιτόκιο προεξόφλησης, το συντελεστή φορολόγησης, το επιτόκιο δανεισμού, την ενεργειακή κατανάλωση της αφαλάτωσης, τα επενδυτικά και ετήσια λειτουργικά κόστη, το σκιδώδη μισθό και τα εξωτερικά κόστη [# 3, 5, 8, 10 & 12 – 18] εμφανίζουν γενικά την αντίθετη συμπεριφορά ως προς τους δείκτες αξιολόγησης [αρνητική επίδραση].

Παρακάτω σχολιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας για κάθε εξεταζόμενη παράμετρο του Πιν. 7.4.1:

- Οι τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας [Σχ. 7.4.1] και αφαλατωμένου νερού [Σχ. 7.4.2] έχουν έντονα θετική επίδραση στους δείκτες αξιολόγησης, τόσο στην ιδιωτική όσο και στην κοινωνική σκοπιά, πλην του σταθμισμένου κόστους για τα δύο αγαθά. Ειδικότερα, η τιμολόγηση του νερού φαίνεται να έχει εντονότερη επίδραση στους δείκτες, λόγω του εν γένει υψηλότερου κόστους της αφαλάτωσης.
- Το επιτόκιο προεξόφλησης [Σχ. 7.4.3] έχει σημαντική επίδραση στην καθαρή παρούσα αξία και αρκετά μικρότερη ως προς τους υπόλοιπους δείκτες αξιολόγησης, πλην του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, τον οποίο και δεν επηρεάζει. Η συμπεριφορά αυτή είναι αρκετά όμοια και στις δύο σκοπιές αξιολόγησης.
- Η χρονική διάρκεια του έργου [Σχ. 7.4.4] επιδρά περισσότερο στους δείκτες της κοινωνικής σκοπιάς, παρά της ιδιωτικής, αφήνοντας ωστόσο ανεπηρρέαστες τις αντίστοιχες περιόδους αποπληρωμής. Η διαφορά αυτή οφείλεται κυρίως στο πολύ μικρότερο επιτόκιο προεξόφλησης στην περίπτωση αυτή, καθιστώντας έτσι συγκριτικά πιο σημαντικά τα έτη προς το τέλος του έργου.

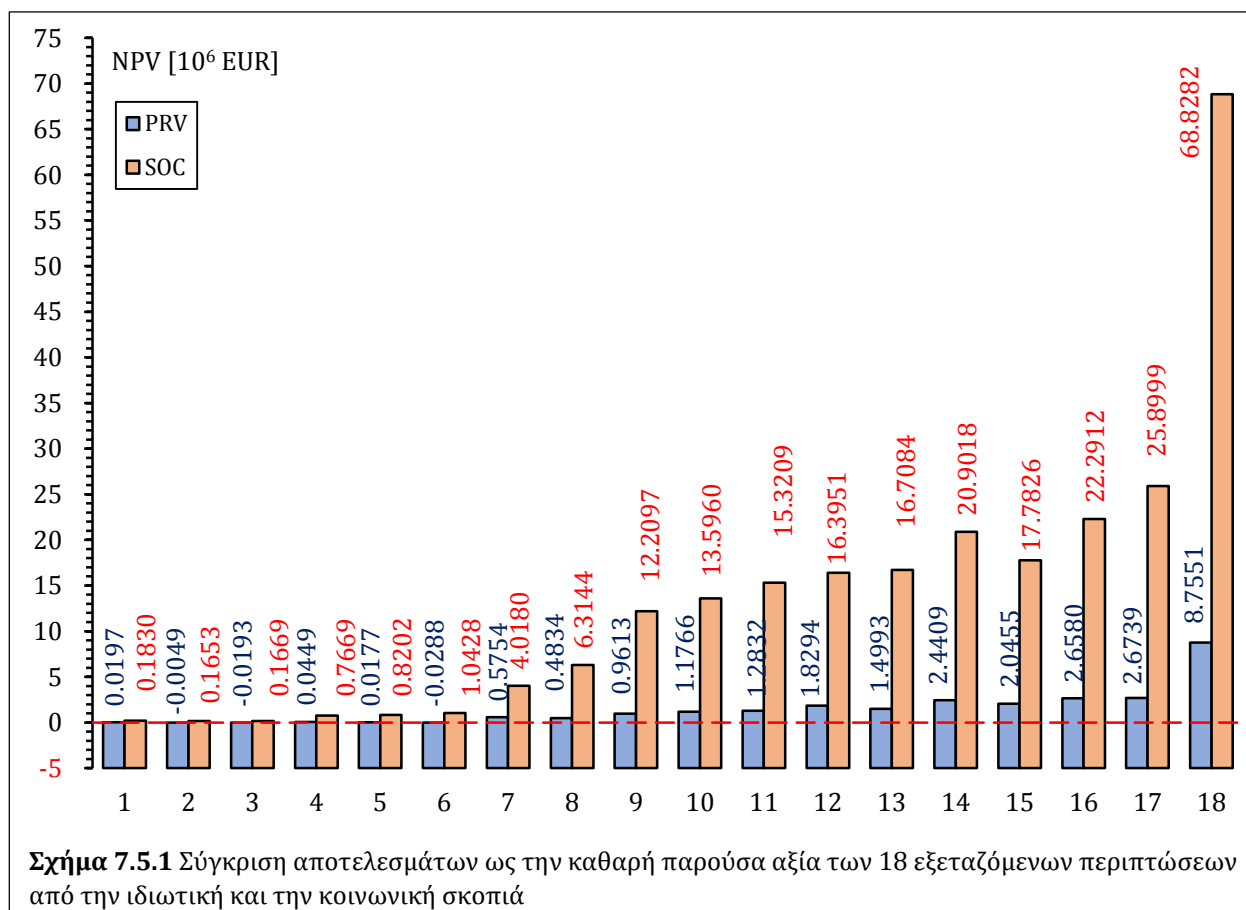
- Ο συντελεστής φορολόγησης [Σχ. 7.4.5] επιδρά αποκλειστικά στην ιδιωτική σκοπιά, σε μικρό βαθμό, κυρίως στην καθαρή παρούσα αξία, ενώ δεν επηρεάζει τα σταθμισμένα κόστη παραγωγής.
- Το ποσοστό επιδότησης του αρχικού κόστους [Σχ. 7.4.6] έχει σημαντική επίδραση σε όλα τα κριτήρια της ιδιωτικής σκοπιάς και ιδιαίτερα στην περίοδο αποπληρωμής. Παρόμοια συμπεριφορά, ωστόσο λιγότερο επιδραστική, εμφανίζει το ποσοστό κάλυψης του αρχικού κόστους με δανεισμό [Σχ. 7.4.7].
- Το επιτόκιο δανεισμού [Σχ. 7.4.8] επηρεάζει όλα τα κριτήρια της ιδιωτικής σκοπιάς σε αρκετά μικρό βαθμό, ενώ η χρονική διάρκεια του δανεισμού [Σχ. 7.4.9] φαίνεται να έχει σημαντική επίδραση στην περίοδο αποπληρωμής.
- Η ενεργειακή κατανάλωση της μονάδας αφαλάτωσης [Σχ. 7.4.10] έχει ασθενή αρνητική επίδραση σε όλους τους δείκτες την ιδιωτικής και κοινωνικής σκοπιάς, πλην του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας. Αυτό αποδίδεται στα εν γένει χαμηλά κόστη ηλεκτροπαραγωγής του αιολικού πάρκου.
- Ο συντελεστής εκμετάλλευσης του αιολικού πάρκου [Σχ. 7.4.11] εμφανίζει έντονη θετική επίδραση σε όλους τους δείκτες της ιδιωτικής και κοινωνικής σκοπιάς, πλην του σταθμισμένου κόστους αφαλάτωσης, λόγω της γραμμικής του σύνδεσης με την ετήσια ηλεκτροπαραγωγή, άρα και τα σχετικά έσοδα.
- Βάσει της δομής του υπολογιστικού μοντέλου, τα κόστη [αρχικά & ετήσια λειτουργικά] τα οποία σχετίζονται με την αφαλάτωση δεν επηρεάζουν αυτά της ηλεκτροπαραγωγής και αντίστροφως, με τους αντίστοιχους δείκτες να παραμένουν σταθεροί στα σχετικά διαγράμματα. Οι υπόλοιποι δείκτες έχουν εν γένει την ίδια συμπεριφορά αρνητικής επίδρασης ως προς αυτά και για τις δύο σκοπιές αξιολόγησης. Ειδικότερα, τα αρχικά κόστη [Σχ. 7.4.12 & 7.4.13] έχουν περίπου εξίσου σημαντικό αντίκτυπο. Ωστόσο, ενώ το λειτουργικό κόστος της μονάδας αφαλάτωσης [Σχ. 7.4.14] προκαλεί ακόμα πιο έντονες μεταβολές στους δείκτες, το αντίστοιχο του αιολικού πάρκου [Σχ. 7.4.15] έχει αρκετά μικρότερη επίδραση. Η διαφοροποίηση αυτή έγκειται στο σημαντικά υψηλότερο ετήσιο κόστος που εμφανίζει η μονάδα της αφαλάτωσης, ως ποσοστό του αρχικού, σε σχέση με το αιολικό πάρκο.
- Ο συντελεστής σκιώδους μισθού [Σχ. 7.4.16] έχει αρνητική επίδραση στην κοινωνική σκοπιά, όπως και τα εξωτερικά κόστη της μονάδας αφαλάτωσης [Σχ. 7.4.17] και του αιολικού πάρκου [Σχ. 7.4.18]. Αυτό οφείλεται στο ότι ο συντελεστής αυτός είναι πρακτικά ανάλογος του εργατικού κόστους. Όπως και παραπάνω, το εξωτερικό κόστος της μίας διεργασίας δεν επηρεάζει τον αντίστοιχο δείκτη σταθμισμένου κόστους της άλλης. Ωστόσο, τα παραπάνω διαφοροποιούνται ως προς την κλίμακα, με το εξωτερικό κόστος του αιολικού πάρκου να έχει συνολικά αμελητέα επίδραση, το συντελεστή σκιώδους μισθού μικρή και το εξωτερικό κόστος της αφαλάτωσης περισσότερο σημαντική.
- Τα εξωτερικά οφέλη των δύο διεργασιών [Σχ. 7.4.19 & 7.4.20] επηρεάζουν θετικά τους δείκτες αξιολόγησης της κοινωνικής σκοπιάς, πλην αυτών του σταθμισμένου κόστους. Και οι δύο παράμετροι έχουν αρκετά μικρή επίδραση στα αποτελέσματα, αφού αμφότερες επηρεάζουν το συνολικό όφελος του έργου πολύ λιγότερο από τις κοινωνικές τιμές πώλησης των δύο αγαθών.
- Το όριο διείδυσης ενέργειας από ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο ΜΔΝ [Σχ. 7.4.21] έχει σημαντική θετική επίδραση σε όλους τους δείκτες πλην σταθμισμένου κόστους αφαλάτωσης και για τις δύο σκοπιές αξιολόγησης.
- Ο εξυπηρετούμενος πληθυσμός του απομακρυσμένου ΜΔΝ [Σχ. 7.4.22] έχει αρκετά σημαντική θετική επίδραση σε όλους τους δείκτες αξιολόγησης. Η συμπεριφορά αυτή αποδίδεται στις οικονομίες κλίμακας, με αποτέλεσμα μεγαλύτερος πληθυσμός να οδηγεί σε μεγαλύτερη ονομαστική δυναμικότητα μονάδων και άρα σε μικρότερα οριακά κόστη κατασκευής και παραγωγής.
- Οι συντελεστές κάλυψης για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο [GC, Σχ. 7.4.23], το μέγεθος [DU, Σχ. 7.4.24] και τη λειτουργία της μονάδας αφαλάτωσης [DO, Σχ. 7.4.25] γενικά εμφανίζουν θετική επίδραση στους δείκτες αξιολόγησης. Αναμενόμενα, ο πρώτος δεν επηρεάζει το LCoW και οι άλλοι 2 το LCoE. Παρατηρείται ότι τη μεγαλύτερη μεταξύ τους επίδραση εμφανίζει η λειτουργία της μονάδας αφαλάτωσης, με τη διαστασιολόγηση αυτής να έπεται και τέλος την πωλούμενη ενέργεια. Η κατάταξη αυτή είναι συνεπής και στις δύο σκοπιές αξιολόγησης.

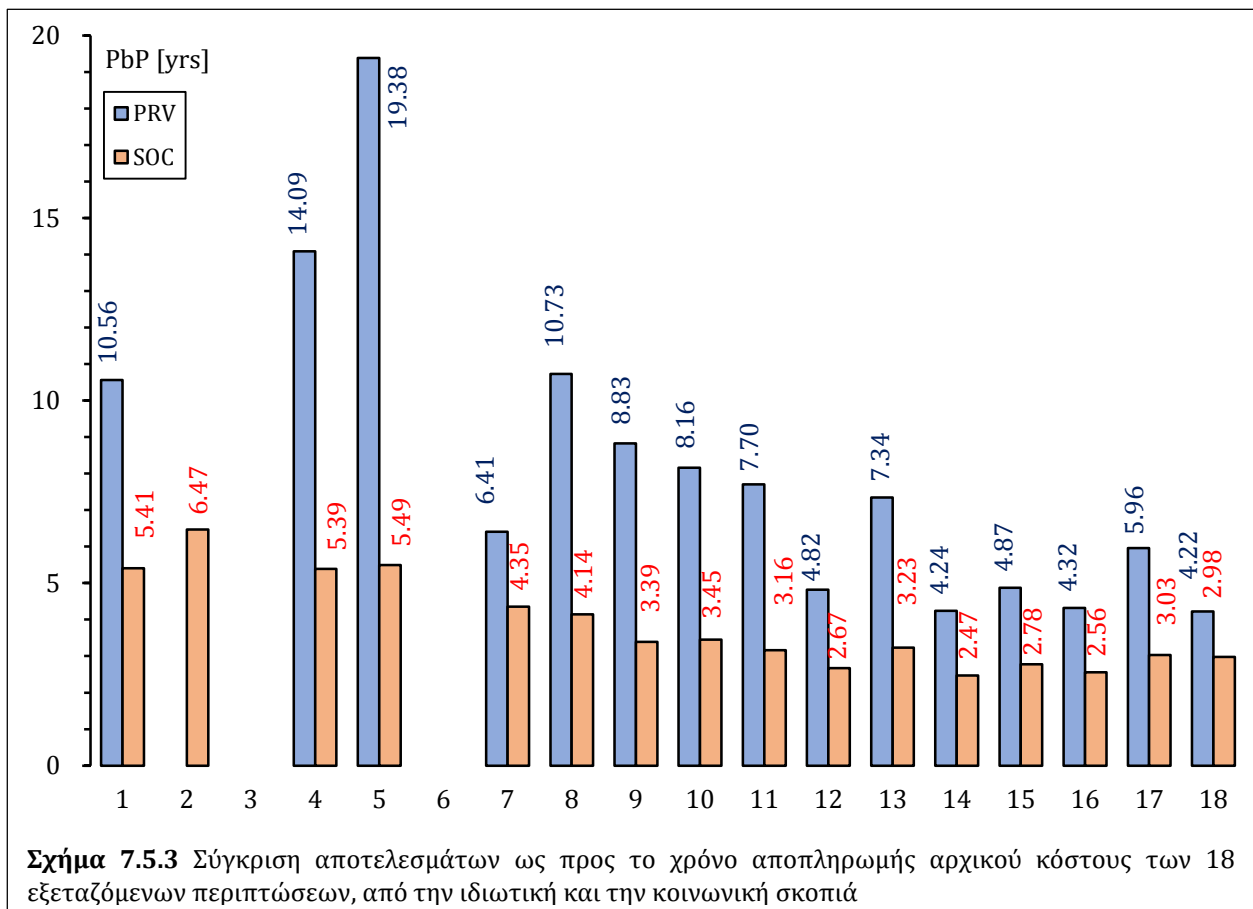
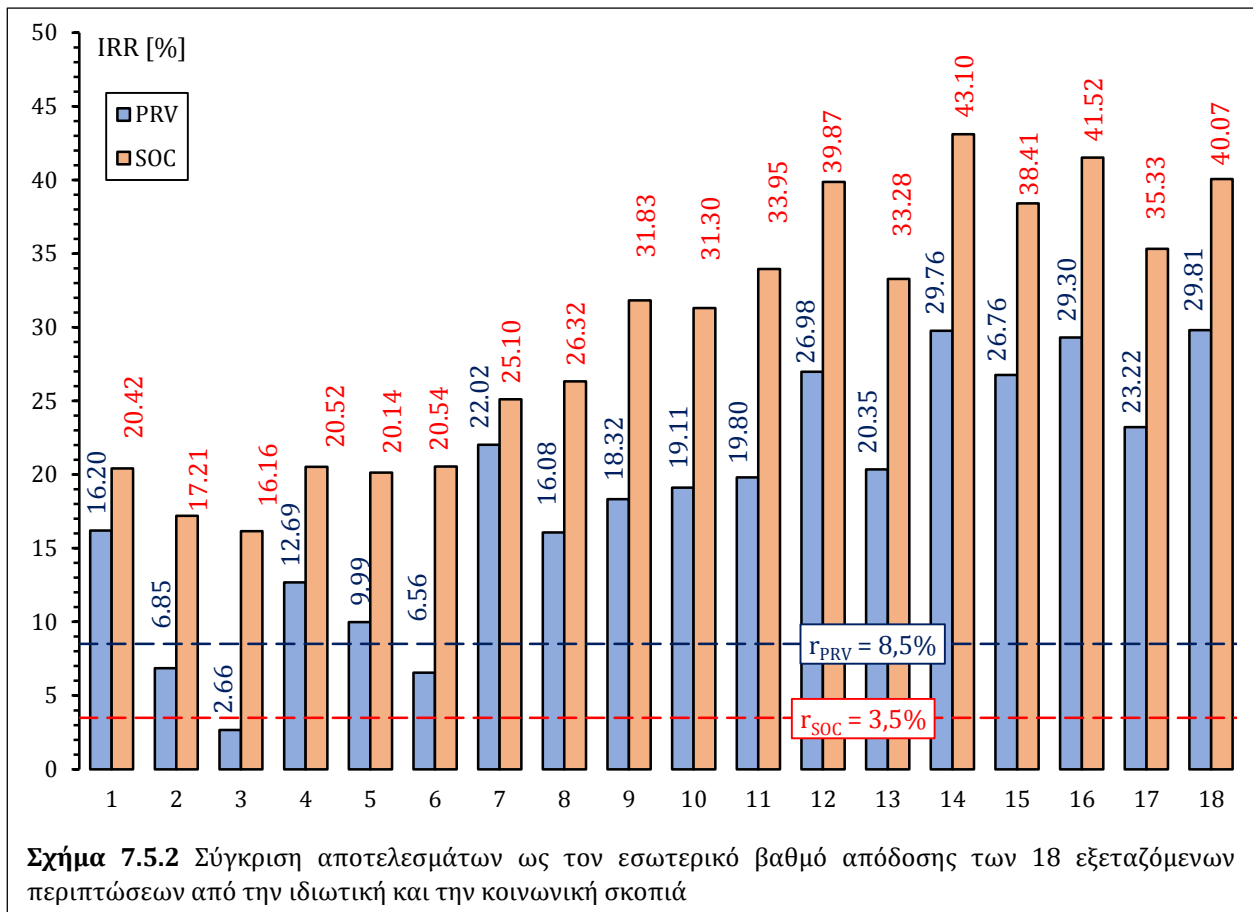
Συνολικά, για όλες τις παραμέτρους που επιδρούν και στις δύο σκοπιές αξιολόγησης, οι εντονότερες μεταβολές παρατηρούνται στην ιδιωτική παρά στην κοινωνική σκοπιά. Αυτό συμβαίνει καθώς οι δείκτες αξιολόγησης στην κοινωνική σκοπιά επηρεάζονται από μια σειρά ευνοϊκών συνθηκών [υψηλότερες τιμές, χαμηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης, θετικό ισοζύγιο εξωτερικότητας] οι οποίες εντέλει τους καθιστούν λιγότερο ευμετάβλητους σε μικρές διαφοροποιήσεις των τιμών των παραμέτρων του υπολογιστικού μοντέλου.

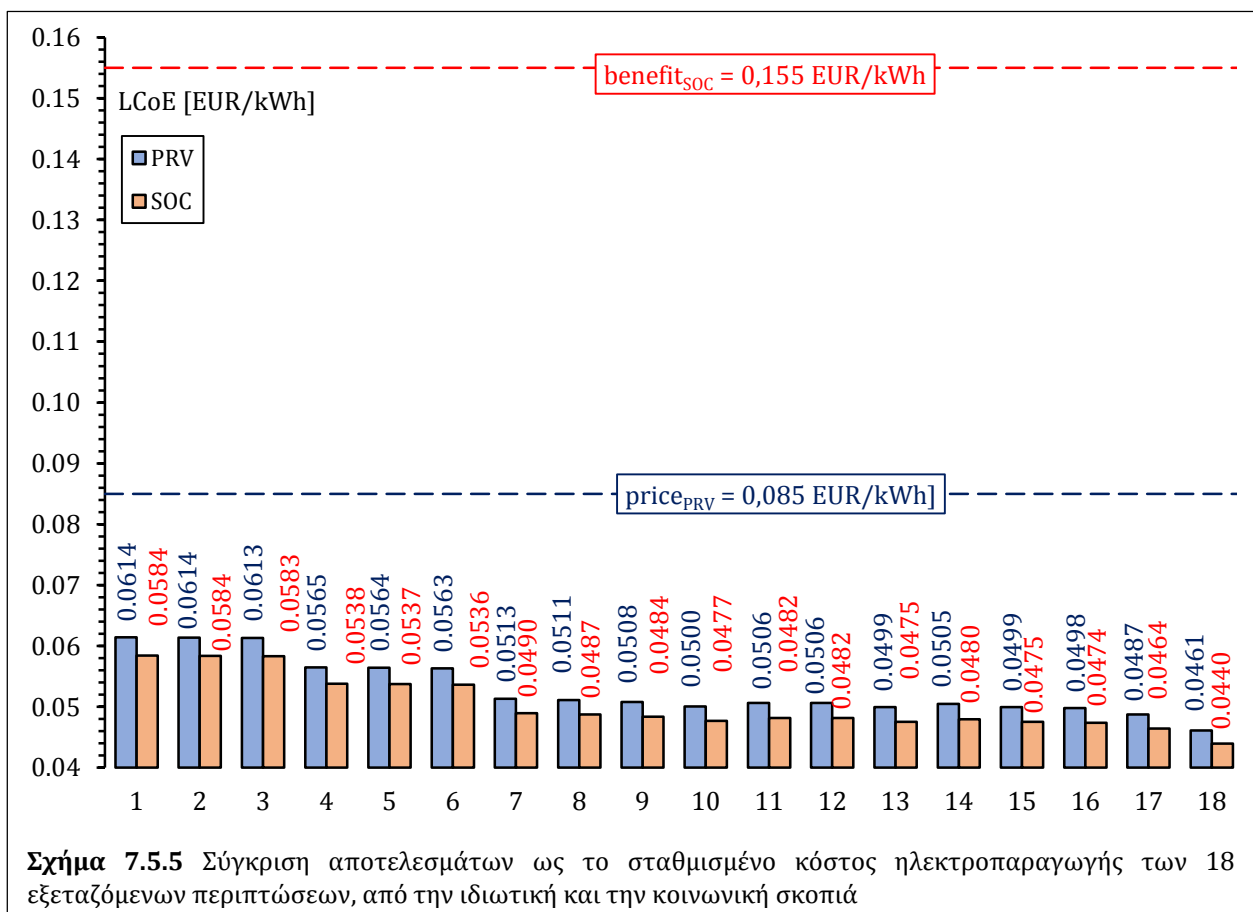
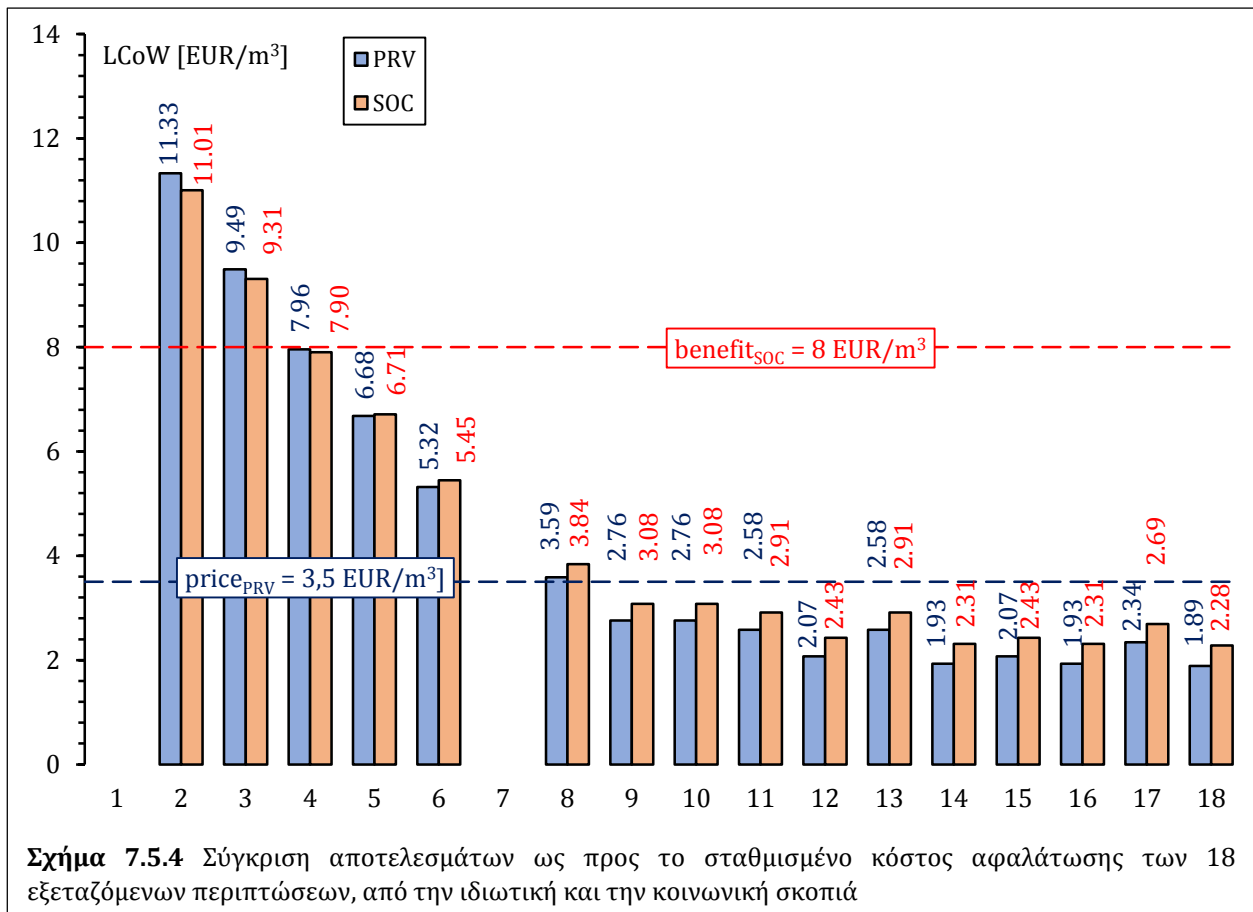
7.5 Αποτελέσματα των Εξεταζόμενων Περιπτώσεων

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν για τις 18 εξεταζόμενες περιπτώσεις [βλ. Πιν. 7.2.1 & Π. V], ως προς τους δείκτες αξιολόγησης [NPV, IRR, PbP, LCoW & LCoE] για τις δύο σκοπιές αξιολόγησης [PRV – SOC] παρουσιάζονται συγκεντρωτικά σε συγκριτικά διαγράμματα [Σχ. 7.5.1 – 7.5.5]. Οι χρόνοι αποπληρωμής που απουσιάζουν [Σχ. 7.5.3] αντιστοιχούν σε περιπτώσεις για τις οποίες δεν προκύπτουν τιμές εντός χρόνου ζωής 25 ετών των συνδυαστικών έργων με τις σχετικές παραμέτρους, άρα δεν υπολογίζονται στις προσομοιώσεις αυτές. Τα σταθμισμένα κόστη αφαλάτωσης που απουσιάζουν [Σχ. 7.5.4] αντιστοιχούν στις εξεταζόμενες περιπτώσεις που επιλέχθηκαν χωρίς μονάδα αφαλάτωσης [DU = 0].

Μια πρώτη, άμεσα εξαγόμενη παρατήρηση είναι η ραγδαία και μονοσήμαντη επίδραση από τον εξυπηρετούμενο πληθυσμό και το εύρος λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης. Ειδικότερα, η εποπτική σύγκριση των περιπτώσεων 9, 17 & 18 δείχνει την ξεκάθαρη βελτίωση όλων των δεικτών όσο αυξάνεται ο πληθυσμός, με τις υπόλοιπες παραμέτρους σταθερές. Το ιδιαίτερα ενδιαφέρον στοιχείο εδώ αφορά στη συγκριτική εξέλιξη της καθαρής παρούσας αξίας για τις δύο σκοπιές αξιολόγησης [βλ. Σχ. 7.5.1], καθώς το NPV_{SOC} αυξάνεται με υψηλότερο ρυθμό του NPV_{PRV}, αφού τα ευνοϊκά χαρακτηριστικά της κοινωνικής ανάλυσης που συζητήθηκαν παραπάνω μεγεθύνονται από την επίδραση των οικονομικών κλίμακας στα κόστη των έργων.







Περαιτέρω, εξετάζοντας το μέγεθος της μονάδας αφαλάτωσης [DU] με παράμετρο τον εξυπηρετούμενο πληθυσμό, *ceteris paribus*, αυτό έχει αρνητική επίδραση στους δείκτες αξιολόγησης για μικρές τιμές του πληθυσμού [# 1 - 3 & 4 - 6], ενώ για μεγαλύτερες τιμές η τάση αυτή αντιστρέφεται [# 7 - 9 & 11]. Αυτό συμβαίνει καθώς όσο αυξάνει ο πληθυσμός, τόσο το LCoW_{PRV} οδηγείται σε τιμές χαμηλότερες της ιδιωτικής τιμής πώλησης, ενώ και το LCoW_{SOC} γίνεται μικρότερο του συνολικού κοινωνικού οφέλους. Στον αντίποδα, το σταθμισμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής και για τις δύο σκοπιές αξιολόγησης [LCoE_{PRV} & LCoE_{SOC}, βλ. Σχ. 7.5.5] προκύπτει χαμηλότερο των αντιστοίχων ωφελειών για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση. Οι παρατηρήσεις αυτές είναι γενικά συνεπείς με τα πληθυσμιακά όρια που εξήχθησαν [βλ. Κεφ. 7.1] προκειμένου να καλύπτονται οι οικονομοτεχνικοί περιορισμοί βιωσιμότητας του έργου, ως προς τον εξυπηρετούμενο πληθυσμό.

Παρατηρώντας τις περιπτώσεις 1 - 3 [p = 50] & 4 - 6 [p = 200], τα αποτελέσματα επιδεινώνονται όσο αυξάνεται το μέγεθος της μονάδας αφαλάτωσης, οδηγώντας ακόμα και σε αρνητικές τιμές καθαρής παρούσας αξίας. Η τάση αυτή αιτιολογείται καθώς, για αυτές τις τιμές εξυπηρετούμενου πληθυσμού, το LCoE είναι μεν χαμηλότερο της τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, ωστόσο το LCoW είναι σημαντικά υψηλότερο της αντίστοιχης του νερού, τόσο για την ιδιωτική όσο και για την κοινωνική σκοπιά. Η τάση αντιστρέφεται στις περιπτώσεις 7 - 9 [p = 1000], με την ενδιάμεση [#8] να εμφανίζει κάμψη στα αποτελέσματα έναντι των ακραίων, η οποία αποδίδεται στο αναλογικά υψηλότερο αρχικό και ετήσιο λειτουργικό κόστος που συνεπάγεται η χαμηλή τιμή του συντελεστή κάλυψης DU, καθιστώντας την έτσι δυσμενέστερη μεταξύ των επιλογών μεγαλύτερης μονάδα αφαλάτωσης [#9] και πλήρους απουσίας αυτής [#7].

Τέλος, εξετάζοντας τις περιπτώσεις 10 - 16, είναι γενικά εμφανής η θετική επίδραση και των τριών συντελεστών κάλυψης στις τιμές των δεικτών αξιολόγησης. Ειδικότερα, ως προς τη μεταξύ τους σχετική κατάταξη, επιβεβαιώνεται κι εδώ η τάση που καταγράφηκε στην ανάλυση ευαισθησίας: ως σημαντικότερος συντελεστής καταγράφεται αυτός της λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης, με τους αντίστοιχους του μεγέθους της μονάδας αφαλάτωσης της ενεργειακής κάλυψης από το αιολικό να έπονται, τόσο για την ιδιωτική, όσο και για την κοινωνική σκοπιά. Η σύγκριση αυτή φαίνεται ανάγλυφα μεταξύ των περιπτώσεων 10 - 12 & 13 - 15.

8. Συμπεράσματα & Προτάσεις

Στο παρόν κεφάλαιο, αρχικά σταχυολογούνται τα συμπεράσματα που προέκυψαν από τη διεξαγωγή των προσομοιώσεων [βλ. Κεφ. 7], τόσο για τις εξεταζόμενες περιπτώσεις διαφορετικών χαρακτηριστικών, όσο και για την ανάλυση ευαισθησίας όλων των παραμέτρων που συνεισφέρουν στο υπολογιστικό μοντέλο τεχνοοικονομικής αξιολόγησης, σε σχέση και με τη βιβλιογραφική επισκόπηση που προηγήθηκε, ως προς την υφιστάμενη κατάσταση της ηλεκτροπαραγωγής και των πολιτικών ύδρευσης σε απομακρυσμένα, άνυδρα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Στη συνέχεια, διατυπώνονται προτάσεις για τη διεξαγωγή σχετικής έρευνας στο μέλλον, τόσο ως επέκταση της παρούσας εργασίας, όσο και ως προς ευρύτερα ζητήματα που επηρεάζουν τη λήψη αποφάσεων σχετικά με την κατασκευή και λειτουργία τέτοιων συνδυαστικών έργων.

8.1 Συμπεράσματα Μελέτης Περιπτώσεων

Ο βασικότερος ίσως παράγοντας που υπεισέρχεται στην οικονομοτεχνική αξιολόγηση ως προς τις μονάδες αφαλάτωσης από την ιδιωτική σκοπιά είναι το κόστος, πρωτίστως το λειτουργικό και δευτερευόντως το κατασκευαστικό. Οι οικονομίες κλίμακας παίζουν καθοριστικό ρόλο ως προς αυτό, με τις τιμές του LCoW να μειώνονται ραγδαία με την αύξηση της ονομαστικής δυναμικότητας, άρα και της εξυπηρέτησης μεγαλύτερου πληθυσμού τοπικά. Ειδικότερα, λαμβάνοντας υπόψη το κοστολογικό εύρος της πλέον διαδεδομένης υφιστάμενης λύσης υδροδότησης στις περιοχές μελέτης, δηλαδή της μεταφοράς με υδροφόρα πλοία, η εναλλακτική κάλυψη των αναγκών με τα προτεινόμενα συνδυαστικά έργα, παρότι δαπανηρή, καθίσταται ανταγωνιστική ήδη για την κάλυψη των αναγκών μικρού τοπικού πληθυσμού.

Η βιωσιμότητα των έργων για μικρούς εξυπηρετούμενους πληθυσμούς σε μεγάλο βαθμό στηρίζεται στα οικονομοτεχνικά χαρακτηριστικά του αιολικού πάρκου, το οποίο αφενός εισφέρει καθεαυτό σε θετικά αποτελέσματα για οσοδήποτε μικρή εγκατεστημένη ισχύ, κεφαλαιοποιώντας έτσι την ωρίμανση της σχετικής τεχνολογίας, αφετέρου απορροφά πλήρως το ενεργειακό κόστος της διεργασίας αφαλάτωσης, το οποίο πρακτικά αποτιμάται βάσει του εκάστοτε LCoE και όχι της υψηλότερης τρέχουσας τιμής λιανικής πώλησης, μειώνοντας έτσι σε μεγάλο βαθμό [κατά 41% στο μοντέλο] το λειτουργικό κόστος της αφαλάτωσης.

Αναφορικά με τις δύο σκοπιές αξιολόγησης, παρατηρήθηκε ότι το κοινωνικό όφελος προκύπτει σημαντικά υψηλότερο του ιδιωτικού και επίσης τείνει να αυξάνεται εντονότερα [NPV_{SOC} / NPV_{PRV} , βλ. Σχ. 7.5.1], όσο μεγαλύτερος λαμβάνεται ο εξυπηρετούμενος πληθυσμός, από μία τιμή και πέρα. Ωστόσο, η θετική επίδραση του χαρακτηριστικού αυτού δεν συμβαδίζει με την κεντρική επιδίωξη των συνδυαστικών έργων, δηλαδή την κάλυψη υδατικών και ενεργειακών σε απομακρυσμένα ΜΔΝ, τα οποία στη γενική περίπτωση έχουν αρκετά μικρό πληθυσμό. Σε κάθε περίπτωση, η υψηλή κοινωνική ωφέλεια για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση, όπως αυτή προκύπτει από τους σχετικούς δείκτες αξιολόγησης, οφείλεται στο σημαντικό θετικό οικονομικό και περιβαλλοντικό αντίκτυπο που επιφέρει ένα τέτοιο έργο, συγκριτικά με τις παραγωγικές μεθόδους και εφαρμοζόμενες πολιτικές που υποτέθηκαν για την κάλυψη των υδατικών και ενεργειακών αναγκών, ως προς την υφιστάμενη κατάσταση ενός μικρού και απομακρυσμένου ΜΔΝ.

8.2 Συμπεράσματα Ανάλυσης Ευαισθησίας

Σχετικά με τη λειτουργία του μοντέλου, η ανάλυση ευαισθησίας κατέδειξε την ευστάθεια των υπολογισμών ως προς όλες τις λαμβανόμενες παραμέτρους [βλ. Κεφ. 7.4]. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει από τη μονότονη και εν γένει γραμμική μεταβολή των δεικτών αξιολόγησης ως προς τις συμμετρικές μεταβολές της εκάστοτε, εκατέρωθεν των τιμών της περίπτωσης αναφοράς [#9]. Περαιτέρω, η συμπεριφορά του μοντέλου ήταν η αναμενόμενη σχετικά με την κατεύθυνση των αποτελεσμάτων, δηλαδή τη βελτίωση ή επιδείνωση των δεικτών ως προς τις εξεταζόμενες μεταβολές, αναλόγως της τεχνικής ή οικονομικής τους σημασίας.

Συνολικά, οι παράμετροι που επιδρούν εντονότερα στους δείκτες και για τις δύο σκοπιές αξιολόγησης είναι οι τιμές πώλησης νερού και ενέργειας, τα αρχικά και ετήσια λειτουργικά κόστη των δύο μονάδων, ο συντελεστής εκμετάλλευσης του αιολικού πάρκου, το όριο διείσδυσης ΑΠΕ, ο εξυπηρετούμενος πληθυσμός και οι 3 συντελεστές κάλυψης. Ειδικότερα για την αξιολόγηση από την ιδιωτική σκοπιά αυξημένη σημασία έχουν η επιδότηση του αρχικού κόστους, το ύψος και η χρονική διάρκεια του δανεισμού, και για την κοινωνική σκοπιά το εξωτερικό κόστος της μονάδας αφαλάτωσης και τα εξωτερικά οφέλη. Η διαφοροποίηση αυτή στη σημασία των συντελεστών κάλυψης για τις δύο σκοπιές αξιολόγησης προέρχεται από το υψηλό εξωτερικό όφελος που ενσωματώνει η διεργασία της αφαλάτωσης λόγω υποκατάστασης της μεταφοράς με υδροφόρα πλοία, τόσο ως προς τη διαμόρφωση της κοινωνικής τιμής του νερού, όσο και λόγω της αποφυγής της σχετικής περιβαλλοντικής επιβάρυνσης.

Ειδικότερα, μεταξύ των 4 μεταβαλλόμενων παραμέτρων για τη διαμόρφωση των εξεταζόμενων περιπτώσεων, την πιο σημαντική επίδραση στα αποτελέσματα φαίνεται να έχει ο συντελεστής λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης [DO]. Η διαφορά του ως προς τον αντίστοιχο συντελεστή διαστασιολόγησης της μονάδας [DU] έγγειται αποκλειστικά στο αναλογικά αυξημένο οριακό κόστος λειτουργίας που συνεπάγεται μια μεγαλύτερη μονάδα η οποία λειτουργεί μερικώς, έναντι μιας μικρότερης η οποία λειτουργεί στην ονομαστική της δυναμικότητα, καθώς το κόστη αυτά υπολογίζονται εδώ ως συνάρτηση αποκλειστικά αυτής της δυναμικότητας. Η παρατήρηση αυτή καταδεικνύει τη σημασία της κατά το δυνατό περισσότερο ακριβούς πρόβλεψης των υδατικών αναγκών υπό κάλυψη και του σωστού σχεδιασμού για τη διαστασιολόγηση των μονάδων αφαλάτωσης, καθώς και την απρόσκοπτη λειτουργία τους, προκειμένου να έχει επιτυχία ένα τέτοιο επενδυτικό σχέδιο.

8.3 Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα

Όπως εξηγήθηκε παραπάνω [βλ. Κεφ. 2.5 & 6], το υπολογιστικό μοντέλο της παρούσας εργασίας αναπτύχθηκε προκειμένου να καταστεί δυνατή η οικονομοτεχνική αξιολόγηση των συνδυαστικών έργων, στη βάση μιας σειράς στατιστικών συσχετίσεων και παραδοχών, αφαιρώντας έτσι τη χωρική και τη χρονική κλίμακα. Ωστόσο, η ανάλυση αυτή μπορεί να εξειδικευτεί, προκειμένου να ανταποκρίνεται στα πραγματικά χαρακτηριστικά της εκάστοτε εξεταζόμενης περίπτωσης. Αυτό είναι εφικτό αφενός με την ενσωμάτωση σε αυτή χρονοσειρών σχετικά με τις διακυμάνσεις του πληθυσμού, της ενεργειακής κατανάλωσης, των υδατικών αναγκών και του δυναμικού ΑΠΕ, αφετέρου με τη συνδρομή χαρτογραφικών δεδομένων, ώστε να μπορεί να γίνει η απαραίτητη διαστασιολόγηση, η κατάλληλη χωροθέτηση και ο προγραμματισμός παραγωγής σε ετήσιο ορίζοντα, βάσει των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας και ενεργειακής σύζευξης των μονάδων, συνεισφέροντας έτσι στη διαδικασία λήψης απόφασης για σχετικά έργα υποδομής στα απομακρυσμένα νησιά. Ειδικότερα, η ανάλυση σε αυτό το επίπεδο μπορεί να εξετάσει στην πράξη το ενδεχόμενο διοχέτευσης της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία δε δύναται να διεισδύσει στο δίκτυο του ΜΔΝ σε πραγματικό χρόνο, σε αυξημένες ποσότητες παραγωγής και αποθήκευσης νερού με χρονική υστέρηση της διάθεσής του και την εν γένει επίδραση του χαρακτηριστικού αυτού στη βιωσιμότητα των έργων.

Ακόμα, η εργασία αυτή βασίστηκε μεταξύ άλλων στον σιωπηρό περιορισμό της αυστηρά εσωτερικής κάλυψης των αναγκών του πληθυσμού ενός απομακρυσμένου ΜΔΝ, με τοπικά συνδυαστικά έργα. Ωστόσο, θα είχε ιδιαίτερη σημασία η διερεύνηση της περίπτωσης εξυπηρέτησης του πληθυσμού σε συμπλέγματα ή μικρότερες ομάδες γειτονικών νησιών, ήδη ηλεκτρικά διασυνδεδεμένων μεταξύ τους, με κατάλληλη διαστασιολόγηση της μονάδας αφαλάτωσης, βέλτιστη χωροθέτηση περισσότερων της μίας μονάδων ΑΠΕ σε αυτά και εξασφάλισης θαλασσιών μεταφορών νερού σε μικρές αποστάσεις. Ένα ειδικό ζήτημα που θα μπορούσε να εξεταστεί εδώ είναι η επίδραση του

κόστους των θαλασσιών μεταφορών, ιδιωτικό και κοινωνικό, συγκριτικά με τα οφέλη των οικονομικών κλίμακας που συνεισφέρουν οι μεγαλύτερες μονάδες αφαλάτωσης.

Περαιτέρω, μια περίπτωση που προτείνεται για μελλοντική έρευνα είναι αυτή της υπέρθεσης της διεργασίας αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης με αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα μεγάλου διαθέσιμου υδραυλικού ύψους σε απομακρυσμένα δίκτυα ΜΔΝ. Η προσέγγιση αυτή (Slocum et al., 2016) εμφανίζει σημαντικούς γεωμορφολογικούς περιορισμούς υλοποίησης, ωστόσο φαίνεται να εμφανίζει έντονο ενδιαφέρον ως προς τον παράλληλο προγραμματισμό παραγωγής διαλειπουσών μονάδων ΑΠΕ, αντλητικής λειτουργίας για αποθήκευση θαλασσινού νερού σε ύψος και επιλογής των ποσοτήτων απόδοσης αυτού στον εξυπηρετούμενο πληθυσμό, είτε ως πόσιμο νερό, είτε ως ηλεκτρική ενέργεια σε λειτουργία υδροστροβίλου.

Τέλος, από τη διεξαγωγή της βιβλιογραφικής επισκόπησης των εξωτερικών οικονομιών που σχετίζονται με τα εξεταζόμενα συνδυαστικά έργα κατέστη εμφανής η εν γένει έλλειψη τέτοιων δεδομένων για τις εξωτερικότητες της αφαλάτωσης [βλ. Κεφ. 5.4]. Πιο συγκεκριμένα, η σχετική βιβλιογραφία σταχυολογεί μεν την επίδραση της χρήσης ορυκτών πόρων για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών και της απόρριψης της παραγόμενης άλμης στο θαλάσσιο ή το χερσαίο περιβάλλον σε μονάδες συγκέντρωσης χημικών ουσιών, ωστόσο ελάχιστες είναι οι αναφορές σε νομισματική αξία των εξωτερικοτήτων αυτών και ακόμα περισσότερο του καταμερισμού αυτών ως προς τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία αφαλάτωσης, τις κατηγορίες των επιπτώσεων και την επίδραση των ανασχετικών μέτρων που εφαρμόζονται σε διάφορες περιπτώσεις. Η διεξαγωγή συστηματικής έρευνας στο πεδίο αυτό και εντέλει η κατάρτιση πινάκων τιμών εξωτερικού κόστους που θα καλύπτουν σημαντικό εύρος της λειτουργίας των μονάδων αφαλάτωσης θα ήταν πολύτιμη για την ακριβέστερη αξιολόγησή τους από την κοινωνική σκοπιά και εντέλει τη λήψη αποφάσεων ως προς τη σκοπιμότητα υλοποίησής τους.

Βιβλιογραφία

Abazza H. (2012) Economic Considerations for supplying water through desalination in South Mediterranean Countries, Sustainable Water Integrated Management – Support Mechanism [SWIM – SM], Project funded by the EUROpean Union. Available at: https://www.swim-sm.eu/files/Economic_Considerations_on_Desalination_Final.pdf

Abazza H., Khordagui H., Damianidis S. & Konstantianos V. (2012) Economic considerations for supplying water through desalination in South Mediterranean Countries, Research Project: Sustainable Water Integrated Management. Available at: https://www.swim-sm.eu/files/Economic_Considerations_on_Desalination_Final.pdf

Alanezi A.A., Safaei M.R., Goodarzi M. & Elhenawy Y. (2020) The Effect of Inclination Angle and Reynolds Number on the Performance of a Direct Contact Membrane Distillation [DCMD] Process, *Energies*, Vol. 13, p. 2824. Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2824>

Aliku O. (2017) Desalination: A Means of Increasing Irrigation Water Sources for Sustainable Crop Production, in: Yonar T. [ed.] *Desalination*, IntechOpen, ISBN: 978-953-51-3364-3. Available at: <https://www.intechopen.com/chapters/55753>

Aparicio J., Candela L. & Alfranca O. (2018) Social and private costs of water for irrigation: The small desalination plant in San Vicente del Raspeig, Spain, *Desalination*, Vol. 439, pp. 102–107. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0011916418300687>

Baciu L. & Iacobuta A.O. (2015) Once Again on Negative Externalities: Between Regulation and Liability, *Procedia Economics and Finance*, Vol. 20, pp. 53–58. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212567115000465>

Bank of Greece (2011) The environmental, economic and social impacts of climate change in Greece. Available at: https://www.bankofgreece.gr/Publications/ClimateChange_FullReport_bm.pdf

Becker N., Lavee D & Katz D. (2010) Desalination and Alternative Water-Shortage Mitigation Options in Israel: A Comparative Cost Analysis, *Journal of Water Resource and Protection*, Vol. 2, Iss. 12. Available at: <https://www.scirp.org/journal/paperinformation.aspx?paperid=3509>

Berenguel-Felices F., Lara-Galera A. & Muñoz-Medina M. B. (2020) Requirements for the Construction of New Desalination Plants into a Framework of Sustainability, *Sustainability*, Vol. 12, p. 5124. Available at: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/12/5124>

Bhojwani S., Topolski K., Mukherjee R., Sengupta D. & El-Halwagi M.M. (2019) Technology review and data analysis for cost assessment of water treatment systems, *Science of the Total Environment*, Vol. 651, pp. 2749–2761. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048969718338348>

Bielecki A., Ernst S., Skrodzka W. & Wojnicki I. (2020) The externalities of energy production in the context of development of clean energy generation, *Environmental Science and Pollution Research*, Vol. 27, pp. 11506–11530. Available at: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-020-07625-7>

Braude E., Hauser S., Sinuany-Stern Z. & Oron G. (2015) Water Allocation Between the Agricultural land the Municipal Sectors Under Scarcity: A Financial Approach Analysis, *Water Resources Management*, Vol. 29, pp. 3481–3501. Available at: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11269-015-0986-y>

Breeze P., da Rosa A.V., Doble M., Gupta H., Kalogirou S., Maegaard P., Pistoia G., Roy S. & Sørensen B. (2009) Renewable Energy Focus Handbook, Elsevier. ISBN: 978-0-12-374705-1. Available at: <http://energycrunch.pbworks.com/f/Renewable+Energies.pdf>

Caldera U. & Breyer C. (2017) Learning Curve for Seawater Reverse Osmosis Desalination Plants: Capital Cost Trend of the Past, Present, and Future, Water Resources Research, Vol. 53, pp. 10,523–10,538. Available at: <https://doi.org/10.1002/2017WR021402>

Chatziargyriou N., Margaritis I. & Dimeas A. (2016) Renewable Energy Developments in Greek Islands, Friedrich-Ebert-Stiftung. Available at: <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/athen/13050.pdf>

Clark E. (2009) Island Development, in: Kitchin R. & Thrift N. (eds.), International Encyclopedia of Human Geography, Vol. 5, pp. 607–610. Oxford: Elsevier. Available at: https://www.academia.edu/4065464/Island_Development

Clark E. (2009) Island Development, in: Kitchin R. & Thrift N. [eds.] International Encyclopedia of Human Geography, Vol. 5, pp. 607–610. Oxford: Elsevier. Available at: https://www.academia.edu/4065464/Island_Development

Coase R.H. (1960) The Problem of Social Cost, The Journal of Law & Economics, Vol. 3. Available at: <http://www.econ.ucsb.edu/~tedb/Courses/UCSBpf/readings/coase.pdf>

Cooley H., Gleick P.H. & Wolff G. (2006) Desalination, with a grain of salt: A California Perspective, Pacific Institute. Available at: <https://pacinst.org/wp-content/uploads/2015/01/desalination-grain-of-salt.pdf>

Cost Assessment of Sustainable Energy Systems (2008) Full cost estimates of the use of different energy sources [D.06.1]. Available at: <http://www.feem-project.net/cases/index.php>

Daniels P., Porter M., Bodsworth P. & Coleman S. (2012) Externalities in Sustainable Regional Water Strategies: A Compendium of Externality Impacts and Valuations, Urban Water Security Research Alliance, Technical Report No 42, Griffith University. Available at: <http://www.urbanwateralliance.org.au/publications/UWSRA-tr42.pdf>

Do Thi H.T., Pasztor T., Fozer D., Manenti F. & Toth A.J. (2021) Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses, Water, Vol. 13, p. 3023. Available at: <https://www.mdpi.com/2073-4441/13/21/3023>

Efthymiopoulos I., Komninos K. & Florou A. (2016) Smart Islands Projects and Strategies, Friedrich Ebert Stiftung, Athens. ISBN 978-618-81633-6-2. Available at: <https://aegean-energy.gr/wp-content/uploads/2020/10/smart-islands-strategy.pdf>

EREC (2010) Renewable Energy in EUROpe: Markets, trends and technologies. ISBN: 978-1-84407-875-2. Available at: https://www.academia.edu/40924618/Renewable_eneRgy_in_EURope

EUropean Central Bank, EURO foreign exchange reference rates: US Dollar. Available at: https://www.ecb.EURopa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/EURo_reference_exchange_rates/html/EURofxref-graph-USD.en.html

Foltyn-Zarychta M., Buła R. & Pera K. (2021) Discounting for Energy Transition Policies—Estimation of the Social Discount Rate for Poland, Energies, Vol. 14, Iss. 3, p. 741. Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/3/741>

Gao L., Yoshikawa S., Iseri Y., Fujimori S. & Kanae S. (2017) An Economic Assessment of the Global Potential for Seawater Desalination to 2050. Water, Vol. 9, Iss. 10, p. 763. Available at:

https://www.researchgate.net/publication/320324990_An_Economic_Assessment_of_the_Global_Potential_for_Seawater_Desalination_to_2050

Ghaffour N., Bundschuh J., Mahmoudi H. & Goosen M.F.A. (2015) Renewable energy-driven desalination technologies: A comprehensive review on challenges and potential applications of integrated systems, *Desalination*, Vol. 356, pp. 94–114. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2014.10.024>

Gikas P. & Tchobanoglous G. (2009) Sustainable use of water in the Aegean Islands, *Journal of Environmental Management*, Vol. 90, pp. 2601–2611. Available at: https://www.researchgate.net/publication/223279681_Sustainable_use_of_water_in_the_Aegean_Islands

Grant Thornton (2019) Renewable energy discount rate survey results – 2018. Available at: <https://www.grantthornton.co.uk/globalassets/1.-member-firms/united-kingdom/pdf/documents/renewable-energy-discount-rate-survey-results-2018.pdf>

Gude V.G. (2015) Energy storage for desalination processes powered by renewable energy and waste heat sources, *Applied Energy*, Vol. 137, pp. 877–898. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914006436>

Hdidouan D. & Staffel I. (2017) The impact of climate change on the levelised cost of wind energy, *Renewable Energy*, Vol. 101, pp. 575–592. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116307856>

Hossam-Eldin A. & Ismaiel A. (2006) An investigation into economic desalination using solar/wind energy system, 10th International Water Technology Conference, Alexandria, Egypt. Available at: <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.627.43&rep=rep1&type=pdf>

IAEA (2007) Economics of Nuclear Desalination: New Developments and Site Specific Studies. Available at: https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te_1561_web.pdf

IEA-ETSAP & IRENA (2012) Water Desalination Using Renewable Energy. Available at: <https://www.irena.org/publications/2012/Mar/Water-Desalination-Using-Renewable-Energy>

IEA-ETSAP & IRENA (2012) Water Desalination Using Renewable Energy: Technology Brief. Available at: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/IRENA-ETSAP-Tech-Brief-I12-Water-Desalination.pdf>

IEA-ETSAP & IRENA (2016) Wind Power Technology Brief. Available at: <https://www.irena.org/publications/2016/Mar/Wind-Power>

IRENA (2021) Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-348-9. Available at: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>

Jeuland M. (2010) Social discounting of large dams with climate change uncertainty, *Water Alternatives*, Vol. 3, Iss. 2, pp. 185–206. Available at: <https://dukespace.lib.duke.edu/dspace/handle/10161/3763>

Jones E., Qadir M., van Vliet M.T.H., Smakhtin V & Kang S. (2019) The state of desalination and brine production: A global outlook, *Science of the Total Environment*, Vol. 657, pp. 1343–1356. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048969718349167>

- Kaldelis J. (2021) Supporting the Clean Electrification for Remote Islands: The Case of the Greek Tilos Island, *Energies*, Vol. 14, Iss. 5, pp. 1336–1357. Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/5/1336>
- Kalogirou S.A. (2005) Seawater desalination using renewable energy sources, *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 31, pp. 242–281. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360128505000146>
- Kanakoudis V., Papadopoulou A. & Tsitsifli S. (2014) Domestic water pricing in Greece: a spatial differentiation, *Desalination and Water Treatment*, Vol. 54, Iss. 8, pp. 2204–2211. Available at: <https://doi.org/10.1080/19443994.2014.933616>
- Karavitis C.A., Skondras N.A., Manoli E. & Assimacopoulos D. (2012) Assessing alternative water resources management scenarios in islands of the Aegean archipelago, Greece, *Global NEST Journal*, Vol. 14, Iss. 3, pp. 264–275. Available at: <https://journal.gnest.org/publication/886>
- Kartalidis A., Georgopoulou M., Arampatzis D. & Assimacopoulos D. (2011) Desalination in Greek Islands by using RES, 12th International Conference on Environmental Science and Technology [CEST 2011], Rhodes, Greece. Available at: <http://environ.chemeng.ntua.gr/en/UserFiles/ga/b/Desalination%20in%20Greek%20Island%20by%20Using%20RES.pdf>
- Kartalidis A., Tzen E., Kampragkou E. & Assimacopoulos D. (2016) Responding to water challenges in Greece through desalination: energy considerations, *International Journal of Water Resources Development*, Vol. 32, Iss. 3, pp. 428–441. Available at: https://www.researchgate.net/publication/319397179_Responding_to_Water_Challenges_Through_Desalination_Energy_Considerations
- Katsoulakos N.M. (2019) An Overview of the Greek Islands' Autonomous Electrical Systems: Proposals for a Sustainable Energy Future, *Smart Grid and Renewable Energy*, Vol. 10, pp. 55–82. Available at: https://www.scirp.org/html/1-6401614_91836.htm
- Kesieme U.K., Milne N.A., Aral H. Cheng C.Y. & Duke M. (2013) Economic analysis of desalination technologies in the context of carbon pricing and opportunities for membrane distillation, *Desalination*, Vol. 323, pp. 66–74. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0011916413001604>
- Koroneos C., Dompros A. & Roumbas G. (2007) Renewable energy driven desalination systems modelling, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 15, pp. 449–464. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965260500168X>
- Kourtis I.M., Kotsifakis K.G., Feloni E.G. & Baltas E.A. (2019) Sustainable Water Resources Management in Small Greek Islands under Changing Climate, *Water*, Iss. 11, pp. 1694–1712. Available at: <https://www.mdpi.com/2073-4441/11/8/1694>
- Krohn S., Morthorst P.E. & Awerbuch S. (2009) *The Economics of Wind Energy*, European Wind Energy Association. Available at: https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf
- Laspidou C., Hadjibiros K. & Gialis S. (2010) Minimizing the Environmental Impact of Sea Brine Disposal by Coupling Desalination Plants with Solar Saltworks: A Case Study for Greece, *Water*, Vol. 2, pp. 75–84. Available at: <https://www.mdpi.com/2073-4441/2/1/75>

- Lewin P. (1982) Pollution Externalities: Social Cost and Strict Liability, *Cato Journal*, Vol. 2, Iss. 1. Available at: <http://object.cato.org/sites/cato.org/files/serials/files/catojournal/1982/5/cj2n1-6.pdf>
- Lior N. & Kim D. (2018) Quantitative sustainability analysis of water desalination – A didactic example for reverse osmosis, *Desalination*, Vol. 431, pp. 157–170. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.12.061>
- Löffler L. (2021) Social discounting, social costs of carbon, and their use in energy system models, *Environmental Research Letters*, Vol. 16, Iss. 10. Available at: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac228a/meta>
- Maffii S., Molocchi A. & Chiffi C. (2007) External Costs of Maritime Transport, Policy Department B: Structural & Cohesion Policies, European Parliament Note, TRT Trasporti e Territorio Srl. Available at: [https://www.EURoparl.EURopa.eu/RegData/etudes/note/join/2007/379227/IPOL-TRAN_NT\(2007\)379227_EN.pdf](https://www.EURoparl.EURopa.eu/RegData/etudes/note/join/2007/379227/IPOL-TRAN_NT(2007)379227_EN.pdf)
- Miller J.E. (2003) Review of Water Resources and Desalination Technologies [SAND 2003-0800], Sandia National Laboratories. Available at: <https://www.osti.gov/servlets/purl/809106>
- Navarro R., Carratalá A. & Sánchez Lizaso J.L. (2021) The Cost of Brine Dilution in the Desalination Plants of Alicante, *Water*, Vol. 13, p. 2386. Available at: <https://www.mdpi.com/2073-4441/13/17/2386>
- OECD (2018) Financing Water Supply, Sanitation and Flood Protection – fact sheet: Greece. Available at: <https://ec.EURopa.eu/environment/water/water-framework/economics/pdf/Country%20fact%20sheet%20-%20GREECE.pdf>
- Okampo E.J., Nwulu N. & Bokoro P.N. (2022) Economic and Reliability Assessment of Hybrid PRO-RO Desalination Systems Using Brine for Salinity Gradient Energy Production, *Sustainability*, Vol. 14, p. 3328. Available at: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/6/3328>
- Omerspahic M., Al Jabri H., Siddiqui S.A. & Saadouil I. (2022) Characteristics of Desalination Brine and Its Impacts on Marine Chemistry and Health, With Emphasis on the Persian/Arabian Gulf: A Review, *Frontiers in Marine Science*, Vol. 9, Art. 845113. Available at: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2022.845113/full>
- Oxera (2011) Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies. Available at: <https://www.oxera.com/insights/reports/discount-rates-for-low-carbon-and-renewable-generation-technologies/>
- Papapetrou M., Cipollina A., La Commare A., Micale G., Zaragoza G. & Kosmadakis G. (2017) Assessment of methodologies and data used to calculate desalination costs, *Desalination*, Vol. 419, pp. 8–19, Available at: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.05.038>
- Papasozomenou O. (2017) The Water Crisis in the Greek Island Complex of the Cyclades: Diagnosis, Analysis, and Rectification, PhD Dissertation, Humboldt University of Berlin. Available at: https://www.researchgate.net/publication/328353297_The_Water_Crisis_in_the_Greek_Island_Complex_of_the_Cyclades_Diagnosis_Analysis_and_Rectification
- Pigou A.C. (1920) *The Economics of Welfare*, Macmillan, London. Available at: <https://archive.org/stream/economicsofwelfa00pigouoft#page/n5/mode/2up>
- Reddy (2008) Review and evaluation of desalination cost and costing methodologies, *International Journal of Nuclear Desalination*, Vol. 3, Iss. 1, pp. 79–94. Available at: <https://www.inderscienceonline.com/doi/epdf/10.1504/IJND.2008.018931>

Rogers P., Bhatia R. & Huber A. (1998) Water as a Social and Economic Good: How to Put the Principle into Practice, Technical Advisory Committee Background Papers, No. 2, Global Water Partnership. Available at: <https://dlc.dlib.indiana.edu/dlc/handle/10535/4989>

Saleh L. & Mezher T. (2021) Techno-economic analysis of sustainability and externality costs of water desalination production, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 150. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111465>

Sarris D., Bertsiou M.M. & Baltas E. (2019) Evaluation of a Hybrid Renewable Energy System (HRES) in Patmos Island, *International Journal of Renewable Energy Sources*, Vol. 4, pp. 40–47. Available at: [https://www.iasos.org/iasos/filedownloads/ijres/2019/020-0005\(2019\).pdf](https://www.iasos.org/iasos/filedownloads/ijres/2019/020-0005(2019).pdf)

Sartori D., Catalano G., Genco M., Pancotti C., Sirtori E., Vignetti S. & Del Bo C. (2014) Guide to Cost – Benefit Analysis of Investment Projects, Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014 – 2020, European Commission. Available at: https://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf

Scarborough H., Sahin O., Porter M.G. & Stewart R.A. (2015) Long term water supply planning in an Australian coastal city: Dams or desalination? *Desalination*, Vol. 358, pp. 61–68. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0011916414006511>

Skourtos M., Damigos D., Kontogianni A., Tourkolias C., Marafie A. & Zainal M. (2021) A combined probabilistic framework to support investment appraisal under uncertainty in desalination projects: an application to Kuwait’s water/energy nexus, *Water Supply*, Vol. 21, Iss. 1, pp. 276–288. Available at: <https://doi.org/10.2166/ws.2020.278>

Slocum A.H., Haji M.N., Trimble A.Z., Ferrara M. & Ghaemsaïdi S.J. (2016) Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis systems, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 18, pp. 80–99. Available at: <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/106162>

Sola I., Sánchez-Lizaso J.L., Muñoz P.T., García-Bartolomei E., Sáez C.A. & Zarzo D. (2019) Assessment of the Requirements within the Environmental Monitoring Plans Used to Evaluate the Environmental Impacts of Desalination Plants in Chile, *Water*, Vol. 11, p. 2085. Available at: <https://www.mdpi.com/2073-4441/11/10/2085>

Steffen B. (2020) Estimating the cost of capital for renewable energy projects, *Energy Economics*, Vol. 88, Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988320301237>

Stern D.I. & Cleveland C.J. (2004) Energy and Economic Growth, Rensselaer Working Paper in Economics No. 0410, Department of Economics, Rensselaer Polytechnic Institute. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/7084489.pdf>

Tafech A., Milani D. & Abbas A. (2016) Water Storage Instead of Energy Storage for Desalination Powered by Renewable Energy—King Island Case Study, *Energies*, Vol. 9, p. 839. Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/10/839>

Tal A. (2011) The Desalination Debate—Lessons Learned Thus Far, *Environment: Science and Policy for Sustainable Development*, Vol. 53, Iss. 5, pp. 34–48. Available at: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00139157.2011.604009>

Voivontas D., Arampatzis G., Manoli E., Karavitis C. & Assimacopoulos D. (2003) Water Supply Modeling towards Sustainable Environmental Management in small islands: the case of Paros, Greece, *Desalination*, Vol. 156, Iss. 1–3, pp. 127–135. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0011916403003357>

Voivontas D., Misirlis K., Arampatzis G, Assimacopoulos D. & Zervos A. (2001) A tool for the design of desalination plants powered by renewable energies, *Desalination*, Vol. 133, pp. 175–198. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0011916401000960>

Voutchkov N. (2013) *Desalination Engineering Planning and Design*, Mc Graw Hill. ISBN: 978-0-07-177716-2. Available at: https://www.academia.edu/31057784/Desalination_Engineering_Planning_and_Design_pdf

WaterReuse Association Desalination Committee (2012) *Seawater Desalination Costs*. Available at: https://watereuse.org/wp-content/uploads/2015/10/WaterReuse_Desal_Cost_White_Paper.pdf

Wiser R., Bolinger M., Hoen B., Millstein D., Rand J., Barbose G., Darghouth N., Gorman W., Jeong S., Mills A. & Paulos B. (2021) *Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition*, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, U.S. Department of Energy. Available at: <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/land-based-wind-market-report-2021-edition-released>

World Bank (2019) *The Role of Desalination in an Increasingly Water-Scarce World*. Available at: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31416>

Xevgenos D., Marcou M., Louca V., Avramidi E., Ioannou G., Argyrou M., Stavrou P., Mortou M. & Küpper F.C. (2021) Aspects of environmental impacts of seawater desalination: Cyprus as a case study, *Desalination and Water Treatment*, Vol. 211, pp. 15–30. Available at: https://www.deswater.com/DWT_articles/vol_211_papers/211_2021_15.pdf

Younos T. (2005) Environmental Issues of Desalination, *Journal of Contemporary Water Research & Education*, Vol. 132, pp. 11–18. <https://doi.org/10.1111/j.1936-704X.2005.mp132001003.x>

Zafeiratou E. & Spataru C. (2016) Transforming the Greek Cycladic islands into a wind energy hub, *Proceedings of the Institution of Civil Engineers, Engineering Sustainability*, Paper 1500054. Available at: <https://www.icevirtuallibrary.com/doi/10.1680/jensu.15.00054>

Zotalis K., Dialynas E.G., Mamassis N. & Angelakis A.N. (2014) Desalination Technologies: Hellenic Experience, *Water*, Vol. 6, Iss. 5, pp. 1134–1150. Available at: <https://www.mdpi.com/2073-4441/6/5/1134/htm>

ΑΔΜΗΕ, Μεσοσταθμική Τιμή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, Ενημερωτικά Δελτία 2014 – 2022. Διαθέσιμο στο: <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/mesostathmiki-timi-agoras>

Αποστολόπουλος (2020) Αξιολόγηση Επενδύσεων: Μακροπρόθεσμες Επενδυτικές Αποφάσεις, Πανεπιστημιακές Σημειώσεις, ΔΠΜΣ “Τεχνοοικονομικά Συστήματα”, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ

Βικάτος Γ., Στεφανάκης Ι. & Καλδέλλης Ι. Κ. (2009) Ανάλυση Κόστους Ηλεκτροπαραγωγής από Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής στα Νησιά του Αιγαίου, 9ο Εθνικό Συνέδριο για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Πάφος, 26 – 28 Μαρτίου, 349–356. Διαθέσιμο στο: <https://solarinstitute.gr/wp-content/uploads/pdf/ΙΗΤ%209ο%20Synedrio%20Α%20Τομος.pdf>

Γιαννάκογλου Κ.Χ., Αναγνωστόπουλος Ι. & Μπεργελές Γ. (2003) Αριθμητική Ανάλυση για Μηχανικούς, 3η έκδοση, ΕΜΠ, Αθήνα. Διαθέσιμο στο: http://velos0.ltt.mech.ntua.gr/kgianna/analysis/distr/book_numanal.pdf

Ελλάς με Αριθμούς: Ιανουάριος – Μάρτιος 2022, ΕΛΣΤΑΤ. Διαθέσιμο στο: https://www.statistics.gr/documents/20181/17831637/GreeceInFigures_2022Q1_GR.pdf/8a9e7708-7f84-5bec-19a1-dbda9b7c0a09

Καλιαμπάκος Δ. & Δαμίγος Δ. (2012) Βοηθητικές Σημειώσεις Χρηματοοικονομικής και κοινωνικοοικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων, ΕΜΠ, Αθήνα. Διαθέσιμο στο: http://mycourses.ntua.gr/courses/PSTGR1094/document/Investment_analysis_notes.pdf

Καλογερόπουλος Κ., Χαλκιάς Χ., Πισσίας Β., Καραλής Σ. & Ψαρογιάννης Α. (2015) Χωροθέτηση μικρών ταμιευτήρων νερού ως μοχλός ανάπτυξης νησιωτικών περιοχών, Αειχώρος, Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Θεσσαλίας, Τ. 20, σελ. 147-175. Διαθέσιμο στο: <https://journals.lib.uth.gr/index.php/aeihoros/article/view/345>

Κουτσοπούλου Α. Α. (2013) Δυναμική των νησιωτικών συστημάτων: Προς μία στρατηγική ολοκληρωμένης ανάπτυξης του ελληνικού μικρονησιωτικού χώρου, 11ο Τακτικό Επιστημονικό Συνέδριο, Ελληνική Εταιρεία Περιφερειακής Επιστήμης [ERSA-GR], 14-15 Ιουνίου, Πανεπιστήμιο Πατρών. Διαθέσιμο στο: http://grsa.prd.uth.gr/conf2013/37_koutsopoulou_ersagr13.pdf

Λυκούση Σ. (2017) Μέθοδοι Μέτρησης Νησιωτικότητας, Μεταπτυχιακή Εργασία, Πανεπιστήμιο Πειραιώς. Διαθέσιμο στο: <https://dione.lib.unipi.gr/xmlui/handle/unipi/10636>

Μαραγκού Α. (2019) Η νησιωτικότητα: Μια περιβαλλοντική και αειφορική περιγραφή, Μεταπτυχιακή Εργασία, Πανεπιστήμιο Αιγαίου. Διαθέσιμο στο: <https://hellanicus.lib.aegean.gr/handle/11610/18876>

Μοιρασεντής Σ. (1998) Εξωτερικές Οικονομίες στην Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας: Αποτίμηση και Επιπτώσεις στον Ενεργειακό Σχεδιασμό, Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο: <https://www.didaktorika.gr/eadd/handle/10442/11126>

Μπαλάσκας Α. (2015) Αξιολόγηση εξωτερικοτήτων εγκαταστάσεων βιοαερίου, Μεταπτυχιακή Εργασία, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο: <https://dspace.lib.ntua.gr/xmlui/handle/123456789/41903>

Νόμος 4172/2013, Φ.Ε.Κ. Α'/167/23-07-2013

Νόμος 4254/2014, Φ.Ε.Κ. Α'/85/07-04-2014

Νόμος 4799/2021, Φ.Ε.Κ. Α'/78/18-05-2021

Τουρκολιάς Χ. & Διακουλάκη Δ. (2009) Ανάλυση Κόστους - Οφέλους Σεναρίων Ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο Ηλεκτρικό Σύστημα Ελλάδας και Κύπρου, 9ο Εθνικό Συνέδριο για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Πάφος, 26 - 28 Μαρτίου, 341-348. Διαθέσιμο στο: <https://solarinstitute.gr/wp-content/uploads/pdf/IHT%209o%20Synedrio%20A%20Tomos.pdf>

Τουρκολιάς Χ.Ν. (2010) Ανάπτυξη μεθοδολογικού πλαισίου για την αποτίμηση περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων της ηλεκτροπαραγωγής, Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο: <https://www.didaktorika.gr/eadd/handle/10442/25556>

Τράπεζα της Ελλάδος (2021) Νομισματική Πολιτική: Ενδιάμεση Έκθεση 2021. Διαθέσιμο στο: https://www.bankofgreece.gr/Publications/Inter_NomPol2021.pdf

Υπουργείο Ανάπτυξης (2009) Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα. Διαθέσιμο στο: http://www.cres.gr/kape/pdf/download/Energy_Outlook_2009_EL%20.pdf

Χρυσοβέργης Μ. (2016) Τεχνο - Οικονομική Ανάλυση Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων και Αξιολόγηση από την Ιδιωτική και Κοινωνική Σκοπιά, Μεταπτυχιακή Εργασία, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο: <https://dspace.lib.ntua.gr/xmlui/handle/123456789/44568>

Παράρτημα Ι: Οικονομοτεχνικά Στοιχεία Μονάδων Αφαλάτωσης [SWRO]

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται αναλυτικά στοιχεία σχετικά την ονομαστική δυναμικότητα, τα αρχικά κόστη κατασκευής και τα ετήσια λειτουργικά κόστη σύγχρονων και μεγάλου μεγέθους μονάδων αφαλάτωσης με τεχνολογία αντίστροφης όσμωσης θαλασσινού νερού ανά τον κόσμο (World Bank, 2019). Τα δεδομένα αυτά χρησιμοποιήθηκαν σε μορφή φυσικού λογαρίθμου για την εξαγωγή των παραμέτρων εκθετικής συσχέτισης [Εξ. 4.1.1] μέσω γραμμικής παλινδρόμησης [Σχ. 6.2.1 & 6.2.2], προκειμένου να κατασκευαστούν οι συναρτήσεις επενδυτικού και ετήσιου λειτουργικού κόστους τις οποίες χρησιμοποιεί το υπολογιστικό μοντέλο για τις μονάδες αφαλάτωσης [Εξ. 6.2.1 & 6.2.3].

Περιοχή	Έργο	Έτος	Μέγεθος [10 ⁶ lt/d]	Αρχικό Κόστος [10 ⁶ USD]	Ετήσιο Κόστος [10 ⁶ USD]	LCoW [USD/m ³]
Μεσόγειος	Moni [CY]	2009	20	35,4	5,4	1,62
	Larnaca [CY]	2009	62	80	14	1,26
	Jorf Lasfar [MA]	2013	75,8	168	14	1,1
	Cap Djinet [DZ]	2007	100	148	18	0,91
	Fouka [DZ]	2008	120	196	20	0,9
	Hamma [DZ]	2008	200	272	32	0,91
	Ashdod [IL]	2011	320	444	45	0,78
	Magtaa [DZ]	2009	500	512	55	0,68
	Sorek [IL]	2013	624	480	58	0,64
	Barcelona [ES]	2009	200	323	40	1,04
	Larnaca [CY]	2001	64	80	13	0,96
	San Nicolas [CI/ES]	2001	5	8,6	2,2	1,77
Αραβικός Κόλπος & Θάλασσα του Ομάν	Sohar [OM]	2013	20	30	7,5	1,92
	Palm Jumeirah [AE]	2008	64	118	18	1,54
	Ghalilah [AE]	2015	68,2	84,1	17	1,52
	Sur [OM]	2010	82,2	145	18	1,19
	ROI Majis [OM]	2014	20	49,6	3,7	1,26
	Al Jubail [SA]	2014	100	169	20	1,17
	Shuwaikh [KW]	2010	136	210	25	1,16
Ερυθρά Θάλασσα	Al Dur [BH]	2012	218	254	29	0,96
	Yanbu [SA]	2016	30	67,7	9,8	1,7
	Kaust [SA]	2017	40	82	14	1,6
	Shuaibah [SA]	2011	150	274	30	1,25
	Shuqaiq [SA]	2010	212	285	34	1,2
Ατλαντικός & Ειρηνικός Ωκεανός	Jeddah [SA]	2013	240	323	37	1,14
	Carlsbad [CA]	2015	200	484	9,8	1,67
	Corpus Christi [TX]	υπό ανάπτυξη	45	118	6,7	1,2
	Santa Barbara [CA]	2016	10	44,8	4,1	2,5
	Sydney [AU]	2010	250	1911	53	2,86
	Singapore [SG]	2005	136	177	23	0,88
	Jaffna [LK]	υπό ανάπτυξη	24	50	4,1	1,1
Durban [ZA]	υπό ανάπτυξη	36	76,9	6,6	1,16	

Παράρτημα II: Οριακά Κόστη Εγκατάστασης Αιολικών Πάρκων

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται οι τιμές οριακού επενδυτικού κόστους στο σύνολο του έργου και εγκατεστημένης ισχύος για αιολικά πάρκα που ξεκίνησαν να λειτουργούν στις ΗΠΑ εντός του 2020 (Wiser et al., 2021). Τα δεδομένα αυτά χρησιμοποιήθηκαν σε μορφή φυσικού λογαρίθμου για την εξαγωγή των παραμέτρων εκθετικής συσχέτισης [Εξ. 4.2.1] μέσω γραμμικής παλινδρόμησης [Σχ. 6.2.3], προκειμένου να κατασκευαστεί η συνάρτηση επενδυτικού κόστους την οποία χρησιμοποιεί το υπολογιστικό μοντέλο για τα αιολικά πάρκα [Εξ. 6.2.2].

#	Αρχικό Κόστος [USD/kW]	Εγκατεστημένη Ισχύς [MW]	#	Αρχικό Κόστος [USD/kW]	Εγκατεστημένη Ισχύς [MW]
1	944,49	160,74	32	1498,02	131,30
2	1058,23	299,36	33	1514,91	496,40
3	1113,33	300,00	34	1517,97	299,54
4	1133,57	226,56	35	1534,36	149,90
5	1136,36	220,00	36	1537,50	400,00
6	1150,13	200,00	37	1552,47	193,24
7	1166,67	162,25	38	1564,46	79,90
8	1171,43	151,20	39	1569,69	152,20
9	1188,67	146,64	40	1572,70	168,80
10	1199,35	195,84	41	1572,70	83,70
11	1204,90	126,00	42	1587,30	50,40
12	1210,18	250,90	43	1607,71	60,40
13	1213,37	250,24	44	1630,85	168,60
14	1215,18	199,40	45	1652,81	260,92
15	1215,18	133,28	46	1654,50	90,00
16	1243,64	202,22	47	1655,16	150,00
17	1286,20	250,90	48	1678,90	200,60
18	1334,01	59,22	49	1681,99	199,82
19	1358,70	36,80	50	1693,44	150,00
20	1371,39	162,15	51	1725,87	149,66
21	1387,80	216,60	52	1738,24	102,00
22	1396,45	242,80	53	1742,35	522,80
23	1410,89	202,00	54	1743,65	200,00
24	1413,20	198,84	55	1750,00	5,00
25	1440,00	50,60	56	1751,21	201,26
26	1441,17	491,60	57	1762,36	247,40
27	1448,62	310,64	58	1856,09	149,40
28	1485,84	250,40	59	1856,58	112,42
29	1487,10	136,80	60	1882,46	130,92
30	1492,22	179,88	61	1973,68	106,40
31	1498,02	122,80	62	2020,76	72,45

Παράρτημα ΙΙΙ: Μεσοσταθμική Τιμή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθεται η μηνιαία εξέλιξη της μεσοσταθμικής τιμής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο δίκτυο στο χρονικό εύρος Ιανουαρίου 2014 – Ιουνίου 2022 (ΑΔΜΗΕ). Τα δεδομένα αυτά χρησιμοποιήθηκαν για την ενδεικτική σύγκριση του οριακού κόστους ηλεκτροπαραγωγής μεταξύ διασυνδεδεμένου δικτύου και ΜΔΝ [Κεφ. 1.6].

Μήνας	EUR/MWh	Μήνας	EUR/MWh	Μήνας	EUR/MWh
Ιαν-14	85,39	Νοε-16	53,51	Σεπ-19	67,64
Φεβ-14	83,57	Δεκ-16	60,92	Οκτ-19	71,48
Μαρ-14	70,65	Ιαν-17	99,49	Νοε-19	64,24
Απρ-14	72,34	Φεβ-17	73,90	Δεκ-19	71,72
Μαϊ-14	68,26	Μαρ-17	60,29	Ιαν-20	67,33
Ιουν-14	70,16	Απρ-17	58,96	Φεβ-20	57,73
Ιουλ-14	79,94	Μαϊ-17	57,73	Μαρ-20	56,95
Αυγ-14	71,95	Ιουν-17	59,70	Απρ-20	41,09
Σεπ-14	73,09	Ιουλ-17	62,86	Μαϊ-20	41,79
Οκτ-14	71,37	Αυγ-17	61,48	Ιουν-20	38,68
Νοε-14	77,50	Σεπ-17	61,88	Ιουλ-20	45,95
Δεκ-14	78,94	Οκτ-17	66,77	Αυγ-20	53,49
Ιαν-15	67,17	Νοε-17	86,23	Σεπ-20	58,36
Φεβ-15	62,43	Δεκ-17	70,00	Οκτ-20	61,18
Μαρ-15	60,95	Ιαν-18	59,18	Νοε-20	81,37
Απρ-15	52,00	Φεβ-18	58,68	Δεκ-20	89,07
Μαϊ-15	52,87	Μαρ-18	57,21	Ιαν-21	63,91
Ιουν-15	50,72	Απρ-18	59,42	Φεβ-21	62,57
Ιουλ-15	57,06	Μαϊ-18	63,24	Μαρ-21	69,22
Αυγ-15	53,79	Ιουν-18	66,31	Απρ-21	73,93
Σεπ-15	55,79	Ιουλ-18	69,81	Μαϊ-21	76,32
Οκτ-15	54,69	Αυγ-18	70,65	Ιουν-21	98,38
Νοε-15	54,79	Σεπ-18	74,40	Ιουλ-21	112,48
Δεκ-15	57,68	Οκτ-18	81,00	Αυγ-21	136,78
Ιαν-16	55,04	Νοε-18	79,54	Σεπ-21	147,11
Φεβ-16	49,56	Δεκ-18	80,57	Οκτ-21	221,20
Μαρ-16	47,03	Ιαν-19	83,05	Νοε-21	251,96
Απρ-16	44,74	Φεβ-19	77,10	Δεκ-21	264,38
Μαϊ-16	50,36	Μαρ-19	71,39	Ιαν-22	251,14
Ιουν-16	46,63	Απρ-19	70,13	Φεβ-22	229,87
Ιουλ-16	47,59	Μαϊ-19	72,85	Μαρ-22	297,87
Αυγ-16	45,75	Ιουν-19	72,83	Απρ-22	265,98
Σεπ-16	46,76	Ιουλ-19	67,05	Μαϊ-22	242,09
Οκτ-16	53,05	Αυγ-19	69,41	Ιουν-22	265,22

Παράρτημα IV: Υπολογιστικός Κώδικας

Στο παρόν παράρτημα παρατίθεται αναλυτικά ο υπολογιστικός κώδικας που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία σε γλώσσα προγραμματισμού Fortran 77 και χρησιμοποιήθηκε για τη διεξαγωγή των προσομοιώσεων οικονομοτεχνικής αξιολόγησης στη μελέτη περιπτώσεων και την ανάλυση ευαισθησίας. Η αριστερή στήλη περιλαμβάνει τις εντολές, ενώ στη δεξιά παρατίθενται ορισμένα σχόλια αναφορικά με το διεξαγόμενο υπολογισμό ή το τμήμα που εκκινεί στην εκάστοτε γραμμή. Οι κενές γραμμές εισήχθησαν για διευκόλυνση στην επεξεργασία και μπορούν να παραλειφθούν. Σημειώνεται ότι ο κώδικας στην παρακάτω μορφή είναι πλήρως αναπαράξιμος στον ελεύθερο μεταγλωττιστή Force 2.0 / G77 [<https://force.lepsch.com/p/download.html>], με μόνη προϋπόθεση την εκ των προτέρων κατασκευή του αρχείου "data.dat", στον ίδιο φάκελο με το εκτελέσιμο αρχείο [.exe], και την εκεί εγγραφή των τιμών των παραμέτρων, με την ίδια σειρά με την οποία αυτές αναφέρονται στον Πιν. 7.3.1.

```
Program Michael
dimension f(0:100,1:20)
9 Format(F20.6,5X,A40)
```

```
open(1,file='data.dat')
open(2,file='results.dat')
open(3,file='loan_analysis.dat')
open(4,file='depreciations.dat')
open(5,file='cash_flows.dat')
open(6,file='irr.dat')
open(7,file='tax.dat')
```

```
read(1,*) pr_el_prv
read(1,*) pr_wa_prv
read(1,*) d_prv
read(1,*) pr_el_soc
read(1,*) pr_wa_soc
read(1,*) d_soc
read(1,*) it_proj
read(1,*) tax
read(1,*) sub
read(1,*) f_loan
read(1,*) r_loan
read(1,*) it_loan
read(1,*) el_des
read(1,*) cf
read(1,*) OM_win
read(1,*) a_des
read(1,*) b_des
read(1,*) a_win
read(1,*) b_win
read(1,*) a_des_OM
read(1,*) b_des_OM
read(1,*) el_des_OM
read(1,*) i_dep_civ
read(1,*) i_dep_rest
read(1,*) des_civ
read(1,*) win_civ
read(1,*) des_lab
read(1,*) win_lab
read(1,*) sh_wg
```

```

read(1,*) ext_c_win
read(1,*) ext_c_des
read(1,*) ext_b_die
read(1,*) ext_b_tra
read(1,*) pop
read(1,*) d_wtr
read(1,*) d_enr
read(1,*) thr_en
read(1,*) win_inf_cov
read(1,*) des_inf_cov
read(1,*) des_ope_cov

```

```

wtr_d = pop*d_wtr
enr_d = pop*d_enr
enr_lim = thr_en*enr_d
des_cap = des_inf_cov*wtr_d
des_ope = des_cap*des_ope_cov
win_cap = (des_ope*el_des+win_inf_cov*enr_lim)/(24.0*cf)
c_init_des = a_des*(des_cap)**b_des
c_init_win = a_win*(win_cap)**b_win
c_loan = f_loan*(c_init_des+c_init_win)*(1.0-sub)

```

```

qty_wt = des_ope*365.0
qty_el = win_inf_cov*enr_lim*365.0
qty_el_tot = qty_wt*el_des+qty_el

```

```

prv_inc_des = qty_wt*pr_wa_prv
prv_inc_win = qty_el*pr_el_prv
prv_exp_des = (1.0-el_des_OM)*a_des_OM*(des_cap)**b_des_OM
prv_exp_win = OM_win*c_init_win
soc_inc_des = qty_wt*pr_wa_soc
soc_inc_win = qty_el*pr_el_soc
soc_exp_des = prv_exp_des*(1.0+des_lab*(sh_wg-1.0))
ext_exp_des = qty_wt*ext_c_des
soc_exp_win = prv_exp_win*(1.0+win_lab*(sh_wg-1.0))
ext_exp_win = qty_el*ext_c_win
ext_ben_die = ext_b_die*(qty_el+qty_wt*el_des)
ext_ben_tra = ext_b_tra*qty_wt

```

```

write(2,9) wtr_d, "water demand [m^3/d]"
write(2,9) enr_d, "energy demand [kWh/d]"
write(2,9) enr_lim, "energy sale threshold [kWh/d]"
write(2,9) des_cap, "desalination plant capacity [m^3/d]"
write(2,9) win_cap, "wind farm capacity [kW]"
write(2,9) qty_wt, "water sale [m^3/yr]"
write(2,9) qty_el, "energy sale [kWh/yr]"
write(2,9) qty_el_tot, "total energy production [kWh/yr]"
write(2,9) c_init_des, "initial cost of desalination plant [EUR]"
write(2,9) c_init_win, "initial cost of wind farm [EUR]"
write(2,9) (c_init_des+c_init_win)*sub, "subsidy [EUR]"
write(2,9) c_loan, "loan [EUR]"
write(2,9) prv_exp_des, "O&M cost of desalination plant [EUR/yr]"
write(2,9) prv_exp_win, "O&M cost of wind farm [EUR/yr]"
write(2,9) prv_inc_des, "water sales income PRV [EUR/yr]"
write(2,9) prv_inc_win, "energy sales income PRV [EUR/yr]"
write(2,9) soc_exp_des, "SOC cost of desalination plant [EUR/yr]"

```

water demand [m³/d]
energy demand [kWh/d]
energy sale threshold [kWh/d]
desalination plant capacity [m³/d]
desalination production [m³/d]
wind farm capacity [kW]
initial cost of desalination plant [EUR]
initial cost of wind farm [EUR]
loan payment [EUR]

water sale [m³/yr]
energy sale [kWh/yr]
total energy production [kWh/yr]

desalination yr income [prv]
electricity yr income [prv]
desalination yr cost [prv]
electricity yr cost [prv]
desalination yr income [soc]
electricity yr income [soc]
desalination yr cost [soc]
desalination yr ext cost [soc]
electricity yr cost [soc]
electricity yr ext cost [soc]
diesel substit yr ext benefit [soc]
water transp yr substit ext benefit [soc]

```

write(2,9) soc_exp_win, "SOC cost of wind farm [EUR/yr]"
write(2,9) soc_inc_des, "SOC water sales income PRV [EUR/yr]"
write(2,9) soc_inc_win, "SOC energy sales income PRV [EUR/yr]"
write(2,9) ext_exp_des, "external cost of desalination [EUR/yr]"
write(2,9) ext_exp_win, "external cost of wind farm [EUR/yr]"
write(2,9) ext_ben_die, "external benefit: diesel sub [EUR/yr]"
write(2,9) ext_ben_tra, "external benefit: transport sub [EUR/yr]"

```

```

t_loan = it_loan
d_loan = c_loan*r_loan/(1.0-1.0/(1.0+r_loan)**t_loan)
c_rest = c_loan
do 1 i=1,it_loan
  t = i
  f(i,1) = c_rest*r_loan
  f(i,2) = d_loan-f(i,1)
  c_rest = c_rest-f(i,2)
  write(3,*) f(i,1), f(i,2), f(i,1)+f(i,2), c_rest
1 continue

```

```

t1 = (1.0-sub)*(c_init_des*des_civ+c_init_win*win_civ)
t2 = (1.0-sub)*(c_init_des+c_init_win)-t1
do 2 i=1,i_dep_civ
  f(i,3) = t1/i_dep_civ
  if (i.le.i_dep_rest) then
    f(i,4) = t2/i_dep_rest
  else
    f(i,4) = 0.0
  endif
  write(4,*) i, f(i,3), f(i,4)
2 continue

```

```

f(0,7) = -1.0*(c_init_des+c_init_win)*(1.0-sub-f_loan)
f(0,8) = -1.0*(c_init_des+c_init_win)
f(0,9) = f(0,7)
f(0,10) = f(0,8)
f(0,11) = f(0,7)
f(0,12) = f(0,8)
f(0,17) = c_init_des*(1.0-sub-f_loan)
f(0,18) = c_init_win*(1.0-sub-f_loan)
f(0,19) = f(0,17)
f(0,20) = f(0,18)

```

```

write(5,*) 0, f(0,9), f(0,10), f(0,11), f(0,12)

```

```

do 3 i=1,it_proj
  t = i
  if (i.gt.it_loan) then
    f(i,1) = 0.0
    f(i,2) = 0.0
  endif
  if (i.gt.i_dep_civ) then
    f(i,3) = 0.0
    f(i,4) = 0.0
  endif
  f(i,5) = prv_inc_des+prv_inc_win-prv_exp_des-prv_exp_win
  f(i,6) = (f(i,5)-f(i,1)-f(i,3)-f(i,4))*tax

```

loan analysis

depreciations

safeguard: time between depreciation types

cash flow at zero [prv]
cash flow at zero [soc]
discounted cash flow at zero [prv]
discounted cash flow at zero [soc]
cumulative discounted cash flow at zero [prv]
cumulative discounted cash flow at zero [soc]
desalination yr tot cost at zerp [prv]
wind power yr tot cost at zerp [prv]
desalination sum tot cost at zerp [prv]
wind power sum tot cost at zerp [prv]

safeguard: time above loan

safeguard: time above depreciations

gross cash flow [prv]
taxation

```

if (f(i,6).le.0.0) then
  f(i,6) = 0.0
endif
f(i,7) = f(i,5)-f(i,6)-f(i,1)-f(i,2)
f(i,8) = soc_inc_des+soc_inc_win-soc_exp_des-soc_exp_win-
@ ext_exp_des-ext_exp_win+ext_ben_die+ext_ben_tra
f(i,9) = f(i,7)/(1.0+d_prv)**t
f(i,10) = f(i,8)/(1.0+d_soc)**t
f(i,11) = f(i-1,11)+f(i,9)
f(i,12) = f(i-1,12)+f(i,10)
write(5,*) i, f(i,7), f(i,8), f(i,9), f(i,10), f(i,11), f(i,12)
write(7,*) i, f(i,6)
if (f(i,11).ge.0.0.and.f(i-1,11).le.0.0) then
  pbp_prv = t-1.0+f(i-1,11)/(f(i-1,11)-f(i,11))
endif
if (f(i,12).ge.0.0.and.f(i-1,12).le.0.0) then
  pbp_soc = t-1.0+f(i-1,12)/(f(i-1,12)-f(i,12))
endif
f(i,17) = ((prv_exp_des+(f(i,1)+f(i,2))*
@ c_init_des/(c_init_des+c_init_win)))/(1.0+d_prv)**t
f(i,18) = ((prv_exp_win+(f(i,1)+f(i,2))*
@ c_init_win/(c_init_des+c_init_win)))/(1.0+d_prv)**t
f(i,19) = f(i-1,19)+f(i,17)
f(i,20) = f(i-1,20)+f(i,18)
3 continue

```

safeguard: negative taxable sum

net cash flow [prv]
total cash flow [soc]

discounted cash flow [prv]
discounted cash flow [soc]
cumulative discounted cash flow [prv]
cumulative discounted cash flow [soc]

payback period [prv]

payback period [soc]

cumulative discounted desalination costs [prv]

cumulative discounted wind farm costs [prv]

```

t_proj = it_proj
c_prv = (1.0-(1.0+d_prv)**(-t_proj))/d_prv
c_soc = (1.0-(1.0+d_soc)**(-t_proj))/d_soc
cloe_prv = f(it_proj,20)/(qty_el_tot*c_prv)
cloe_soc = (c_init_win+(soc_exp_win+ext_exp_win)*c_soc)/
@ (qty_el_tot*c_soc)
clow_prv = f(it_proj,19)/(qty_wt*c_prv)
clow_soc = (c_init_des+(soc_exp_des+ext_exp_des)*c_soc)/
@ (qty_wt*c_soc)

```

LCOE prv [EUR/kWh]
LCOE soc [EUR/kWh]

LCOW prv [EUR/m³]
LCOW soc [EUR/m³]

```

write(2,9) cloe_prv, "LCoE PRV [EUR/kWh]"
write(2,9) cloe_soc, "LCoE SOC [EUR/kWh]"
write(2,9) clow_prv, "LCoW PRV [EUR/m^3]"
write(2,9) clow_soc, "LCoW SOC [EUR/m^3]"
write(2,9) f(it_proj,11), "Net Present Value PRV [EUR]"
write(2,9) f(it_proj,12), "Net Present Value SOC [EUR]"
write(2,9) pbp_prv, " Pay back Period PRV [yrs]"
write(2,9) pbp_soc, " Pay back Period SOC [yrs]"

```

```

u_irr_prv_1 = -1.0
u_irr_prv_2 = 1.0
u_irr_soc_1 = -1.0
u_irr_soc_2 = 1.0

```

```

do 4 j=1,100
  u_irr_prv = 0.5*(u_irr_prv_1+u_irr_prv_2)
  u_irr_soc = 0.5*(u_irr_soc_1+u_irr_soc_2)
  do 5 i=1,it_proj
    t = i
    f(i,11) = f(i-1,11)+f(i,7)/(1.0+u_irr_prv)**t

```

```

    f(i,12) = f(i-1,12)+f(i,8)/(1.0+u_irr_soc)**t
5  continue
write(6,*) j, u_irr_prv, u_irr_soc, f(it_proj,11), f(it_proj,12)
if (f(it_proj,11).gt.0.0) then
    u_irr_prv_1 = u_irr_prv
else
    u_irr_prv_2 = u_irr_prv
endif
if (f(it_proj,12).gt.0.0) then
    u_irr_soc_1 = u_irr_soc
else
    u_irr_soc_2 = u_irr_soc
endif
4 continue

write(2,9) u_irr_prv, "Internal Rate of Return PRV [%]"
write(2,9) u_irr_soc, "Internal Rate of Return SOC [%] "

end

```


Παράρτημα V: Αποτελέσματα Προσομοιώσεων Μελέτης Περιπτώσεων

Στον παρακάτω πίνακα καταγράφονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση [Πιν. 7.2.1] ως προς τους 5 + 5 δείκτες αξιολόγησης, τα οποία και παρουσιάζονται συγκριτικά στο Κεφ. 7.5, δηλαδή την καθαρή παρούσα αξία [NPV, Σχ. 7.5.1], τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης [IRR, Σχ. 7.5.2], την περίοδο αποπληρωμής [PbP, Σχ. 7.5.3] και τα σταθμισμένα κόστη παραγωγής νερού [LCoW, Σχ. 7.5.4] και ενέργειας [LCoE, Σχ. 7.5.5], ως προς την ιδιωτική και την κοινωνική σκοπιά.

Περίπτωση	Σκοπιά	NPV [10 ⁶ EUR]	IRR [%]	PbP [yrs]	LCoW [EUR/m ³]	LCoE [EUR/kWh]
1	prv	0,0197	16,20	10,56	-	0,061404
	soc	0,1830	20,42	5,41	-	0,058433
2	prv	-0,0049	6,85	-	11,33	0,061360
	soc	0,1653	17,21	6,47	11,01	0,058382
3	prv	-0,0193	2,66	-	9,49	0,061317
	soc	0,1669	16,16	-	9,31	0,058332
4	prv	0,0449	12,69	14,09	7,96	0,056463
	soc	0,7669	20,52	5,39	7,90	0,053790
5	prv	0,0177	9,99	19,38	6,68	0,056423
	soc	0,8202	20,14	5,49	6,71	0,053743
6	prv	-0,0288	6,56	-	5,32	0,056307
	soc	1,0428	20,54	-	5,45	0,053606
7	prv	0,5754	22,02	6,41	-	0,051302
	soc	4,0180	25,10	4,35	-	0,048960
8	prv	0,4834	16,08	10,73	3,59	0,051124
	soc	6,3144	26,32	4,14	3,84	0,048745
9	prv	0,9613	18,32	8,83	2,76	0,050798
	soc	12,2097	31,83	3,39	3,08	0,048359
10	prv	1,1766	19,11	8,16	2,76	0,050045
	soc	13,5960	31,30	3,45	3,08	0,047681
11	prv	1,2832	19,80	7,7	2,58	0,050649
	soc	15,3209	33,95	3,16	2,91	0,048184
12	prv	1,8294	26,98	4,82	2,07	0,050649
	soc	16,3951	39,87	2,67	2,43	0,048184
13	prv	1,4993	20,35	7,34	2,58	0,049929
	soc	16,7084	33,28	3,23	2,91	0,047544
14	prv	2,4409	29,76	4,24	1,93	0,050460
	soc	20,9018	43,1	2,47	2,31	0,047966
15	prv	2,0455	26,76	4,87	2,07	0,049929
	soc	17,7826	38,41	2,78	2,43	0,047544
16	prv	2,6580	29,30	4,32	1,93	0,049782
	soc	22,2912	41,52	2,56	2,31	0,047371
17	prv	2,6739	23,22	5,96	2,34	0,048729
	soc	25,8999	35,33	3,03	2,69	0,046419
18	prv	8,7551	29,81	4,22	1,89	0,046122
	soc	68,8282	40,07	2,98	2,28	0,043974

Παράρτημα VI: Αποτελέσματα Προσομοιώσεων Ανάλυσης Ευαισθησίας

Στον παρακάτω πίνακα καταγράφονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας για κάθε παράμετρο του υπολογιστικού μοντέλου, τόσο σε απόλυτες τιμές, όσο και υπό μορφή σχετικών μεταβολών, ως προς τα εξεταζόμενα συμμετρικά ζεύγη μεταβολών, με τιμές αναφοράς αυτές της κεντρικής περίπτωσης [#9, βλ. Πιν 7.2.1 & 7.3.1]

Εξεταζόμενη Παράμετρος	Σκοπιά Αξιολόγησης	Δ	Απόλυτες Τιμές					Σχετικές Μεταβολές				
			NPV [EUR]	IRR [-]	PbP [yrs]	LCoW [EUR/m ³]	LCoE [EUR/kWh]	NPV [-]	IRR [-]	PbP [-]	LCoW [-]	LCoE [-]
Τιμή Πώλησης Ενέργειας	PRV	-10%	811222,75	16,78%	10,28	2,7582	0,05080	-0,1561	-0,0841	0,1642	0	0
		-5%	886236,19	17,55%	9,60	2,7582	0,05080	-0,0780	-0,0421	0,0872	0	0
		5%	1036262,19	19,09%	8,19	2,7582	0,05080	0,0780	0,0420	-0,0725	0	0
		10%	1111275,25	19,87%	7,64	2,7582	0,05080	0,1561	0,0845	-0,1348	0	0
	SOC	-10%	11717017,00	30,79%	3,51	3,0789	0,04836	-0,0404	-0,0327	0,0365	0	0
		-5%	11963361,00	31,31%	3,45	3,0789	0,04836	-0,0202	-0,0164	0,0188	0	0
		5%	12456053,00	32,36%	3,33	3,0789	0,04836	0,0202	0,0166	-0,0167	0	0
		10%	12702396,00	32,88%	3,27	3,0789	0,04836	0,0404	0,0329	-0,0344	0	0
Τιμή Πώλησης Νερού	PRV	-10%	685465,56	15,50%	11,23	2,7582	0,05080	-0,2869	-0,1540	0,2718	0	0
		-5%	823357,44	16,91%	10,19	2,7582	0,05080	-0,1435	-0,0770	0,1540	0	0
		5%	1099140,50	19,75%	7,73	2,7582	0,05080	0,1434	0,0780	-0,1246	0	0
		10%	1237032,25	21,18%	6,87	2,7582	0,05080	0,2869	0,1560	-0,2220	0	0
	SOC	-10%	11025356,00	29,31%	3,69	3,0789	0,04836	-0,0970	-0,0792	0,0897	0	0
		-5%	11617532,00	30,57%	3,53	3,0789	0,04836	-0,0485	-0,0396	0,0424	0	0
		5%	12801882,00	33,09%	3,25	3,0789	0,04836	0,0485	0,0395	-0,0403	0	0
		10%	13394060,00	34,34%	3,12	3,0789	0,04836	0,0970	0,0788	-0,0787	0	0
Επιτόκιο Προεξόφλησης	PRV	-10%	1121119,88	18,32%	8,40	2,7157	0,04907	0,1663	0	-0,0487	-0,0154	-0,0341
		-5%	1038650,00	18,32%	8,61	2,7369	0,04993	0,0805	0	-0,0249	-0,0077	-0,0171
		5%	888547,81	18,32%	9,07	2,7796	0,05167	-0,0756	0	0,0272	0,0078	0,0171
		10%	820201,00	18,32%	9,33	2,8009	0,05254	-0,1467	0	0,0566	0,0155	0,0343
	SOC	-10%	12799125,00	31,83%	3,36	3,0481	0,04711	0,0483	0	-0,0078	-0,0100	-0,0258
		-5%	12500231,00	31,83%	3,37	3,0634	0,04773	0,0238	0	-0,0048	-0,0050	-0,0130
		5%	11927269,00	31,83%	3,40	3,0945	0,04900	-0,0231	0	0,0040	0,0051	0,0132
		10%	11652648,00	31,83%	3,41	3,1103	0,04964	-0,0456	0	0,0070	0,0102	0,0265

Εξεταζόμενη Παράμετρος	Σκοπιά Αξιολόγησης	Δ	Απόλυτες Τιμές					Σχετικές Μεταβολές				
			NPV [EUR]	IRR [-]	PbP [yrs]	LCoW [EUR/m ³]	LCoE [EUR/kWh]	NPV [-]	IRR [-]	PbP [-]	LCoW [-]	LCoE [-]
Χρονική Διάρκεια Έργου	PRV	-8%	895456,13	18,16%	8,83	2,7812	0,05173	-0,0684	-0,0087	0	0,0083	0,0183
		-4%	929693,63	18,25%	8,83	2,7691	0,05124	-0,0328	-0,0038	0	0,0040	0,0087
		4%	989440,13	18,38%	8,83	2,7485	0,05040	0,0293	0,0033	0	-0,0035	-0,0079
		8%	1015422,81	18,43%	8,83	2,7397	0,05004	0,0564	0,0060	0	-0,0067	-0,0150
	SOC	-8%	11421751,00	31,81%	3,39	3,1240	0,05020	-0,0645	-0,0006	0	0,0146	0,0380
		-4%	11822505,00	31,82%	3,39	3,1004	0,04924	-0,0317	-0,0003	0	0,0070	0,0182
		4%	12583815,00	31,84%	3,39	3,0591	0,04755	0,0306	0,0003	0	-0,0064	-0,0167
		8%	12945272,00	31,85%	3,39	3,0409	0,04681	0,0602	0,0006	0	-0,0123	-0,0321
Συντελεστής Φορολόγησης	PRV	-10%	1002196,88	18,64%	8,63	2,7582	0,05080	0,0426	0,0175	-0,0227	0	0
		-5%	981722,94	18,48%	8,73	2,7582	0,05080	0,0213	0,0087	-0,0113	0	0
		5%	940775,19	18,16%	8,94	2,7582	0,05080	-0,0213	-0,0087	0,0125	0	0
		10%	920301,19	18,00%	9,05	2,7582	0,05080	-0,0426	-0,0175	0,0249	0	0
Επιδότηση Επενδυτικού Κόστους	PRV	-10%	889227,19	17,08%	10,02	2,7957	0,05233	-0,0749	-0,0677	0,1348	0,0136	0,0301
		-5%	925238,00	17,68%	9,42	2,7770	0,05156	-0,0375	-0,0349	0,0668	0,0068	0,0150
		5%	997259,88	19,00%	8,29	2,7394	0,05003	0,0375	0,0371	-0,0612	-0,0068	-0,0152
		10%	1033270,81	19,73%	7,78	2,7207	0,04927	0,0749	0,0770	-0,1189	-0,0136	-0,0301
Ύψος Δανεισμού	PRV	-10%	909104,38	16,89%	9,72	2,7793	0,05166	-0,0542	-0,0781	0,1008	0,0076	0,0169
		-5%	935176,81	17,57%	9,29	2,7688	0,05123	-0,0271	-0,0409	0,0521	0,0038	0,0085
		5%	987321,13	19,18%	8,35	2,7548	0,05037	0,0271	0,0469	-0,0544	-0,0012	-0,0085
		10%	1013393,50	20,17%	7,82	2,7371	0,04994	0,0542	0,1010	-0,1144	-0,0076	-0,0169
Επιτόκιο Δανεισμού	PRV	-10%	978333,13	18,54%	8,60	2,7474	0,05036	0,0178	0,0120	-0,0260	-0,0039	-0,0087
		-5%	969819,13	18,43%	8,72	2,7528	0,05058	0,0089	0,0060	-0,0125	-0,0020	-0,0043
		5%	952626,50	18,21%	8,95	2,7637	0,05102	-0,0090	-0,0060	0,0136	0,0020	0,0043
		10%	943948,38	18,10%	9,08	2,7691	0,05124	-0,0180	-0,0120	0,0283	0,0040	0,0087
Χρονική Διάρκεια Δανεισμού	PRV	-20%	925736,06	17,20%	9,72	2,7702	0,05129	-0,0369	-0,0611	0,1008	0,0044	0,0096
		-10%	943840,50	17,76%	9,57	2,7641	0,05104	-0,0181	-0,0306	0,0838	0,0021	0,0047
		10%	977986,31	18,87%	7,91	2,7526	0,05057	0,0174	0,0300	-0,1042	-0,0020	-0,0045
		20%	994076,50	19,41%	7,30	2,7471	0,05030	0,0341	0,0595	-0,1733	-0,0040	-0,0098

Εξεταζόμενη Παράμετρος	Σκοπιά Αξιολόγησης	Δ	Απόλυτες Τιμές					Σχετικές Μεταβολές				
			NPV [EUR]	IRR [-]	PbP [yrs]	LCoW [EUR/m ³]	LCoE [EUR/kWh]	NPV [-]	IRR [-]	PbP [-]	LCoW [-]	LCoE [-]
Ενεργειακή Κατανάλωση Αφαλάτωσης	PRV	-10%	976627,50	18,55%	8,63	2,7582	0,05085	0,0160	0,0126	-0,0227	0	0,0010
		-5%	968936,63	18,44%	8,73	2,7582	0,05082	0,0080	0,0066	-0,0113	0	0,0004
		5%	953565,13	18,21%	8,93	2,7582	0,05078	-0,0080	-0,0060	0,0113	0	-0,0004
		10%	945884,38	18,09%	9,04	2,7582	0,05075	-0,0160	-0,0126	0,0238	0	-0,0010
	SOC	-10%	12223108,00	32,05%	3,36	3,0789	0,04841	0,0011	0,0069	-0,0088	0	0,0010
		-5%	12216404,00	31,94%	3,37	3,0789	0,04839	0,0005	0,0035	-0,0059	0	0,0006
		5%	12203017,00	31,72%	3,40	3,0789	0,04833	-0,0005	-0,0035	0,0029	0	-0,0006
		10%	12196334,00	31,61%	3,41	3,0789	0,04831	-0,0011	-0,0069	0,0059	0	-0,0010
Συντελεστής Εκμετάλλευσης Αιολικού Πάρκου	PRV	-10%	848885,38	16,73%	10,31	2,7582	0,05609	-0,1169	-0,0868	0,1676	0	0,1041
		-5%	907935,82	17,54%	9,60	2,7582	0,05331	-0,0555	-0,0426	0,0872	0	0,0494
		5%	1009630,13	19,06%	8,22	2,7582	0,04852	0,0503	0,0404	-0,0691	0	-0,0449
		10%	1053739,25	19,77%	7,71	2,7582	0,04645	0,0962	0,0791	-0,1268	0	-0,0856
	SOC	-10%	11988179,00	30,06%	3,60	3,0789	0,05332	-0,0181	-0,0556	0,0619	0	0,1026
		-5%	12104597,00	30,97%	3,49	3,0789	0,05071	-0,0086	-0,0270	0,0295	0	0,0486
		5%	12305091,00	32,66%	3,30	3,0789	0,04622	0,0078	0,0261	-0,0265	0	-0,0443
		10%	12392056,00	33,44%	3,21	3,0789	0,04428	0,0149	0,0506	-0,0531	0	-0,0844
Αρχικό Κόστος Μονάδας Αφαλάτωσης	PRV	-10%	1032082,81	19,60%	7,81	2,6739	0,05080	0,0737	0,0699	-0,1155	-0,0306	0
		-5%	996665,81	18,94%	8,31	2,7161	0,05080	0,0368	0,0338	-0,0589	-0,0153	0
		5%	925832,25	17,73%	9,42	2,8004	0,05080	-0,0368	-0,0322	0,0668	0,0153	0
		10%	890415,25	17,16%	10,03	2,8425	0,05080	-0,0737	-0,0633	0,1359	0,0306	0
	SOC	-10%	12348089,00	33,45%	3,21	2,9971	0,04836	0,0113	0,0509	-0,0531	-0,0266	0
		-5%	12278898,00	32,62%	3,30	3,0380	0,04836	0,0057	0,0248	-0,0265	-0,0133	0
		5%	12140517,00	31,08%	3,47	3,1198	0,04836	-0,0057	-0,0236	0,0236	0,0133	0
		10%	12071325,00	30,36%	3,56	3,1607	0,04836	-0,0113	-0,0462	0,0501	0,0266	0
Αρχικό Κόστος Αιολικού Πάρκου	PRV	-10%	1069177,63	20,03%	7,55	2,7582	0,04572	0,1123	0,0933	-0,1450	0	-0,1000
		-5%	1013213,31	19,15%	8,15	2,7582	0,04826	0,0541	0,0453	-0,0770	0	-0,0500
		5%	907284,69	17,53%	9,61	2,7582	0,05334	-0,0561	-0,0431	0,0883	0	0,0500
		10%	853320,56	16,79%	10,27	2,7582	0,05588	-0,1123	-0,0835	0,1631	0	0,1000
	SOC	-10%	12422491,00	33,72%	3,19	3,0789	0,04360	0,0174	0,0594	-0,0590	0	-0,0984
		-5%	12316100,00	32,75%	3,29	3,0789	0,04598	0,0087	0,0289	-0,0295	0	-0,0492
		5%	12103314,00	30,96%	3,49	3,0789	0,05074	-0,0087	-0,0273	0,0295	0	0,0492
		10%	11996923,00	30,12%	3,59	3,0789	0,05312	-0,0174	-0,0537	0,0590	0	0,0984

Εξεταζόμενη Παράμετρος	Σκοπιά Αξιολόγησης	Δ	Απόλυτες Τιμές					Σχετικές Μεταβολές				
			NPV [EUR]	IRR [-]	PbP [yrs]	LCoW [EUR/m ³]	LCoE [EUR/kWh]	NPV [-]	IRR [-]	PbP [-]	LCoW [-]	LCoE [-]
Λειτουργικό Κόστος Μονάδας Αφαλάτωσης	PRV	-10%	1112171,50	19,88%	7,64	2,5667	0,05080	0,1570	0,0852	-0,1348	-0,0694	0
		-5%	1036710,19	19,10%	8,19	2,6624	0,05080	0,0785	0,0426	-0,0725	-0,0347	0
		5%	885787,94	17,55%	9,61	2,8540	0,05080	-0,0785	-0,0420	0,0883	0,0347	0
		10%	810326,69	16,77%	10,28	2,9498	0,05080	-0,1570	-0,0846	0,1642	0,0695	0
	SOC	-10%	12507656,00	32,46%	3,32	2,9028	0,04836	0,3608	0,1386	-0,0990	-0,0572	0
		-5%	12358682,00	32,15%	3,35	2,9908	0,04836	0,1804	0,0701	-0,0521	-0,0286	0
		5%	12060732,00	31,52%	3,42	3,1669	0,04836	-0,1804	-0,0718	0,0584	0,0286	0
		10%	11911760,00	31,20%	3,46	3,2550	0,04836	-0,3608	-0,1452	0,1238	0,0572	0
Λειτουργικό Κόστος Αιολικού Πάρκου	PRV	-10%	995511,38	18,67%	8,53	2,7582	0,04915	0,0356	0,0191	-0,0340	0	-0,0325
		-5%	978380,25	18,50%	8,68	2,7582	0,04998	0,0178	0,0098	-0,0170	0	-0,0161
		5%	944118,06	18,14%	8,99	2,7582	0,05162	-0,0178	-0,0098	0,0181	0	0,0161
		10%	926986,69	17,97%	9,16	2,7582	0,05245	-0,0356	-0,0191	0,0374	0	0,0325
	SOC	-10%	12273698,00	31,97%	3,371	3,0789	0,04693	0,0052	0,0044	-0,0056	0	-0,0296
		-5%	12241703,00	31,90%	3,379	3,0789	0,04764	0,0026	0,0022	-0,0032	0	-0,0149
		5%	12177712,00	31,76%	3,394	3,0789	0,04908	-0,0026	-0,0022	0,0012	0	0,0149
		10%	12145716,00	31,70%	3,402	3,0789	0,04979	-0,0052	-0,0041	0,0035	0	0,0296
Συντελεστής Σκιώδους Μισθού	SOC	-10%	12231587,00	31,88%	3,381	3,0694	0,04823	0,0018	0,0016	-0,0015	-0,0031	-0,0027
		-5%	12220646,00	31,86%	3,384	3,0742	0,04829	0,0009	0,0009	-0,0006	-0,0015	-0,0014
		5%	12198768,00	31,81%	3,389	3,0836	0,04843	-0,0009	-0,0006	0,0009	0,0015	0,0014
		10%	12187827,00	31,79%	3,391	3,0883	0,04849	-0,0018	-0,0013	0,0015	0,0031	0,0027
Εξωτερικό Κόστος Μονάδας Αφαλάτωσης	SOC	-10%	12294304,00	32,01%	3,366	3,0289	0,04836	0,0069	0,0057	-0,0059	-0,0162	0
		-5%	12252006,00	31,92%	3,376	3,0539	0,04836	0,0035	0,0028	-0,0030	-0,0081	0
		5%	12167409,00	31,74%	3,397	3,1039	0,04836	-0,0035	-0,0028	0,0032	0,0081	0
		10%	12125112,00	31,65%	3,407	3,1289	0,04836	-0,0069	-0,0057	0,0062	0,0162	0
Εξωτερικό Κόστος Αιολικού Πάρκου	SOC	-10%	12212930,00	31,8390%	3,3856	3,0789	0,04829	0,0003	0,0003	-0,0001	0	-0,0014
		-5%	12211318,00	31,8356%	3,3860	3,0789	0,04832	0,0001	0,0002	0,0000	0	-0,0008
		5%	12208096,00	31,8287%	3,3868	3,0789	0,04840	-0,0001	0,0000	0,0002	0	0,0008
		10%	12206485,00	31,8253%	3,3871	3,0789	0,04843	-0,0003	-0,0001	0,0003	0	0,0014
Εξωτερικό Όφελος Μονάδας Αφαλάτωσης	SOC	-10%	12040513,00	31,47%	3,43	3,0789	0,04836	-0,0139	-0,0113	0,0130	0	0
		-5%	12125112,00	31,65%	3,41	3,0789	0,04836	-0,0069	-0,0057	0,0071	0	0
		5%	12294304,00	32,01%	3,37	3,0789	0,04836	0,0069	0,0057	-0,0047	0	0
		10%	12378904,00	32,19%	3,35	3,0789	0,04836	0,0139	0,0113	-0,0106	0	0

Εξεταζόμενη Παράμετρος	Σκοπιά Αξιολόγησης	Δ	Απόλυτες Τιμές					Σχετικές Μεταβολές				
			NPV [EUR]	IRR [-]	PbP [yrs]	LCoW [EUR/m ³]	LCoE [EUR/kWh]	NPV [-]	IRR [-]	PbP [-]	LCoW [-]	LCoE [-]
Εξωτερικό Όφελος Αιολικού Πάρκου	SOC	-10%	12098040,00	31,60%	3,41	3,0789	0,04836	-0,0091	-0,0072	0,0071	0	0
		-5%	12153872,00	31,71%	3,40	3,0789	0,04836	-0,0046	-0,0038	0,0041	0	0
		5%	12265541,00	31,95%	3,37	3,0789	0,04836	0,0046	0,0038	-0,0047	0	0
		10%	12321373,00	32,07%	3,36	3,0789	0,04836	0,0091	0,0075	-0,0077	0	0
Εξυπηρετούμενος Πληθυσμός	PRV	-10%	808822,88	17,58%	9,57	2,8281	0,05112	-0,1586	-0,0404	0,0838	0,0253	0,0063
		-5%	884436,06	17,96%	9,18	2,7920	0,05096	-0,0799	-0,0197	0,0396	0,0123	0,0031
		5%	1039188,69	18,69%	8,54	2,7265	0,05065	0,0811	0,0202	-0,0328	-0,0115	-0,0030
		10%	1118189,88	18,99%	8,27	2,6966	0,05051	0,1633	0,0366	-0,0634	-0,0223	-0,0057
	SOC	-10%	10877798,00	31,30%	3,45	3,1438	0,04866	-0,1091	-0,0167	0,0189	0,0211	0,0062
		-5%	11542570,00	31,58%	3,42	3,1103	0,04851	-0,0546	-0,0079	0,0100	0,0102	0,0031
		5%	12879062,00	32,08%	3,36	3,0494	0,04822	0,0548	0,0079	-0,0077	-0,0096	-0,0029
		10%	13550507,00	32,31%	3,33	3,0217	0,04809	0,1098	0,0151	-0,0165	-0,0186	-0,0056
Συντελεστής Κάλυψης Ηλεκτρικής Ενέργειας [GC]	PRV	-10%	897530,06	18,06%	9,08	2,7582	0,05107	-0,0663	-0,0142	0,0283	0	0,0053
		-5%	929332,25	18,19%	8,95	2,7582	0,05093	-0,0332	-0,0071	0,0136	0	0,0026
		5%	993275,50	18,45%	8,72	2,7582	0,05067	0,0333	0,0071	-0,0125	0	-0,0026
		10%	1025406,94	18,57%	8,61	2,7582	0,05055	0,0667	0,0136	-0,0249	0	-0,0049
	SOC	-10%	11795646,00	32,04%	3,36	3,0789	0,04860	-0,0339	0,0066	-0,0077	0	0,0050
		-5%	12002563,00	31,93%	3,38	3,0789	0,04848	-0,0170	0,0031	-0,0018	0	0,0025
		5%	12417066,00	31,74%	3,40	3,0789	0,04825	0,0170	-0,0028	0,0041	0	-0,0023
		10%	12624633,00	31,65%	3,41	3,0789	0,04814	0,0340	-0,0057	0,0071	0	-0,0045
Συντελεστής Κάλυψης Μεγέθους Μονάδας Αφαλάτωσης [DU]	PRV	-10%	872458,94	17,88%	9,25	2,8281	0,05085	-0,0924	-0,0240	0,0476	0,0253	0,0010
		-5%	916332,69	18,10%	9,03	2,7920	0,05082	-0,0467	-0,0120	0,0227	0,0123	0,0004
		5%	1007143,00	18,54%	8,64	2,7265	0,05078	0,0477	0,0120	-0,0215	-0,0115	-0,0004
		10%	1053957,75	18,77%	8,46	2,6966	0,05075	0,0964	0,0246	-0,0419	-0,0223	-0,0010
	SOC	-10%	11291695,00	31,12%	3,47	3,1438	0,04841	-0,0752	-0,0223	0,0248	0,0211	0,0010
		-5%	11749675,00	31,48%	3,43	3,1103	0,04839	-0,0377	-0,0110	0,0130	0,0102	0,0006
		5%	12671667,00	32,17%	3,35	3,0494	0,04833	0,0378	0,0107	-0,0106	-0,0096	-0,0006
		10%	13135439,00	32,51%	3,31	3,0217	0,04831	0,0758	0,0214	-0,0224	-0,0186	-0,0010

Εξεταζόμενη Παράμετρος	Σκοπιά Αξιολόγησης	Δ	Απόλυτες Τιμές					Σχετικές Μεταβολές				
			NPV [EUR]	IRR [-]	PbP [yrs]	LCoW [EUR/m ³]	LCoE [EUR/kWh]	NPV [-]	IRR [-]	PbP [-]	LCoW [-]	LCoE [-]
Συντελεστής Κάλυψης Λειτουργίας Μονάδας Αφαλάτωσης [DO]	PRV	-10%	700844,06	15,71%	11,06	3,0647	0,05085	-0,2709	-0,1425	0,2525	0,1111	0,0010
		-5%	831044,81	17,02%	10,12	2,9034	0,05082	-0,1355	-0,0710	0,1461	0,0526	0,0004
		5%	1091456,63	19,62%	7,81	2,6269	0,05076	0,1355	0,0710	-0,1155	-0,0476	-0,0008
		10%	1221668,00	20,93%	7,00	2,5075	0,05075	0,2709	0,1425	-0,2072	-0,0909	-0,0010
	SOC	-10%	10954158,00	29,34%	3,69	3,3654	0,04841	-0,1028	-0,0782	0,0898	0,0931	0,0010
		-5%	11581931,00	30,59%	3,53	3,2146	0,04839	-0,0514	-0,0390	0,0425	0,0441	0,0006
		5%	12837491,00	33,06%	3,25	2,9561	0,04833	0,0514	0,0386	-0,0402	-0,0399	-0,0006
		10%	13465285,00	34,29%	3,13	2,8444	0,04831	0,1028	0,0773	-0,0756	-0,0762	-0,0010
Όριο Δείσδυσης ΑΠΕ	PRV	-10%	897530,19	18,06%	9,08	2,7582	0,05107	-0,0663	-0,0142	0,0283	0	0,0053
		-5%	929332,25	18,19%	8,95	2,7582	0,05093	-0,0332	-0,0071	0,0136	0	0,0026
		5%	993275,50	18,45%	8,72	2,7582	0,05067	0,0333	0,0071	-0,0125	0	-0,0026
		10%	1025406,81	18,57%	8,61	2,7582	0,05055	0,0667	0,0136	-0,0249	0	-0,0049
	SOC	-10%	11795647,00	32,04%	3,36	3,0789	0,04860	-0,0339	0,0066	-0,0077	0	0,0050
		-5%	12002563,00	31,93%	3,38	3,0789	0,04848	-0,0170	0,0031	-0,0018	0	0,0025
		5%	12417066,00	31,74%	3,40	3,0789	0,04825	0,0170	-0,0028	0,0041	0	-0,0023
		10%	12624631,00	31,65%	3,41	3,0789	0,04814	0,0340	-0,0057	0,0071	0	-0,0045