

Σεπτέμβριος 2019

Τα οικονομικά των ελληνικών βιομηχανικών μονάδων: Τέλος εποχής.

Τα οικονομικά των ελληνικών λιγνιτικών μονάδων: Τέλος εποχής.

Κείμενο: Νίκος Μάντζαρης, Αναλυτής πολιτικής, The Green Tank

Ιδιαίτερες ευχαριστίες στον Dave Jones από τη Sandbag για τα εποικοδομητικά σχόλιά του.

Σχεδιασμός εξώφυλλου: Παύλος Παυλίδης

Φωτογραφία εξωφύλλου: © The Green Tank

Για αναφορά:

The Green Tank (2019) «Τα οικονομικά των ελληνικών λιγνιτικών μονάδων: Τέλος εποχής.»

Copyright © The Green Tank, 2019



Ηροφίλου 3, Αθήνα 10676
Τ. 210 7233384
<https://thegreentank.gr>
Email: info@thegreentank.gr

Σύνοψη

Η διπλή αποτυχία πώλησης τμήματος του λιγνιτικού χαρτοφυλακίου της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) και η ταχεία επιδείνωση της οικονομικής κατάστασής της έχουν φέρει στο προσκήνιο το ζήτημα της απόσυρσης λιγνιτικών μονάδων. Η καλύτερη κατανόηση των οικονομικών της λιγνιτικής βιομηχανίας είναι κρίσιμη για τον σχεδιασμό των μέτρων που απαιτούνται για την εξυγίανση της ΔΕΗ με ταυτόχρονη στροφή του ενεργειακού μοντέλου προς βιώσιμη κατεύθυνση. Κατά συνέπεια, η παρούσα έκθεση έχει τρεις στόχους:

1. Να ρίξει φως στα οικονομικά των λιγνιτικών μονάδων τα τελευταία 3,5 χρόνια.
2. Να κάνει προβλέψεις για την εξέλιξη των οικονομικών μεγεθών τα επόμενα 3,5 χρόνια.
3. Με βάση τα παραπάνω, να διατυπώσει προτάσεις που θα βελτιώσουν την παρούσα κατάσταση.

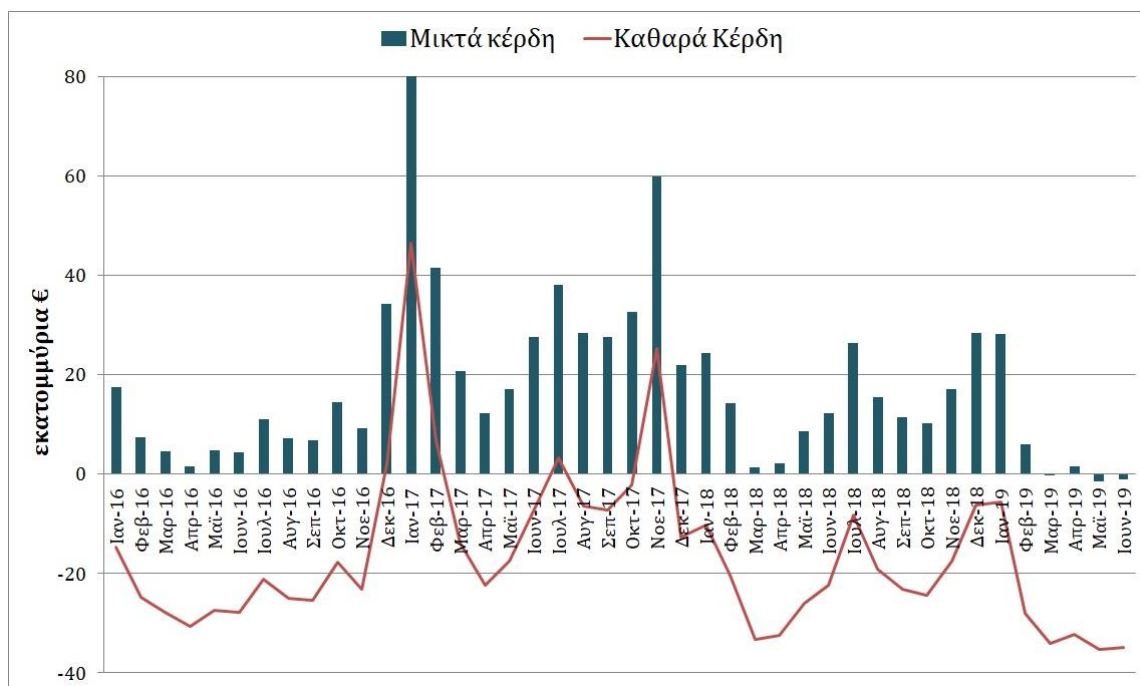
Βασικά ευρήματα:

Χρησιμοποιώντας ένα απλό μαθηματικό μοντέλο για την εκτίμηση των μηνιαίων μικτών και καθαρών κερδών για κάθε λιγνιτική μονάδα σε συνδυασμό με δημόσια διαθέσιμα δεδομένα, και κάνοντας ρεαλιστικές παραδοχές για μελλοντικές τιμές κρίσιμων παραμέτρων βρήκαμε ότι:

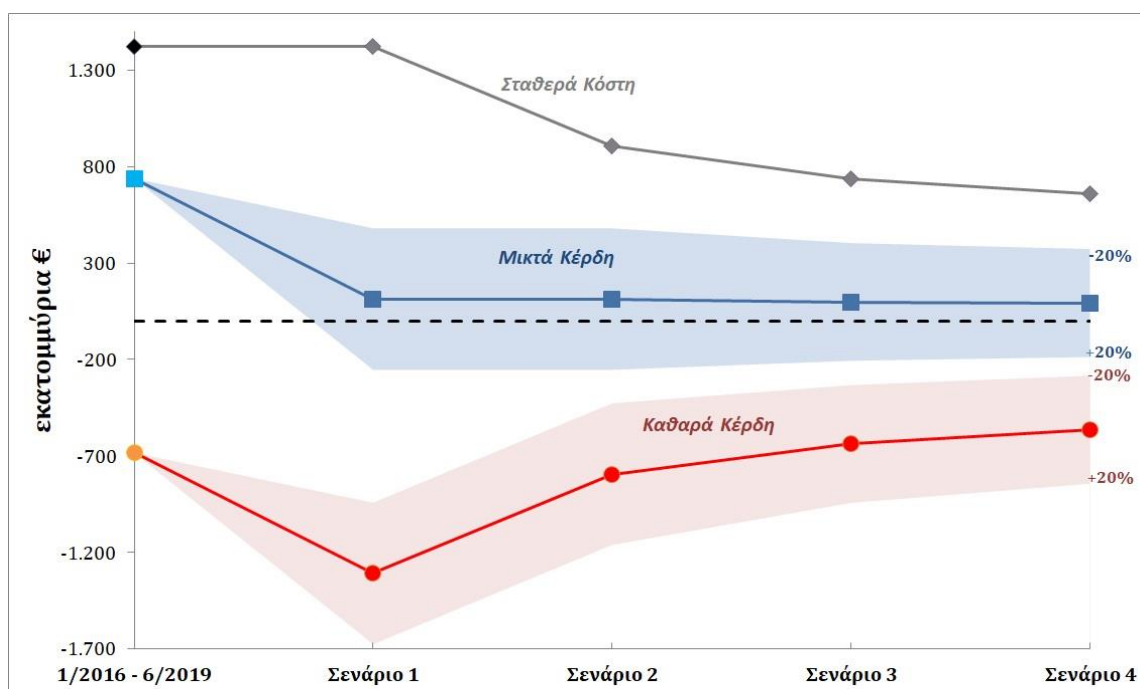
1. **Μέσα στα 3,5 χρόνια από τον Ιανουάριο 2016 έως τον Ιούνιο 2019, η ΔΕΗ έχει συσσωρεύσει καθαρές ζημιές €683 εκ. από τη λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων.**
2. **Εάν ο σημερινός λιγνιτικός στόλος παραμείνει ως έχει, τότε τα επόμενα 3,5 χρόνια η λιγνιτική βιομηχανία θα συσσωρεύσει ζημιές της τάξης των €1,3 δις.**
3. **Κανένα σενάριο από τα 4 που εξετάστηκαν δεν μπορεί να οδηγήσει σε καθαρά κέρδη τη λιγνιτική βιομηχανία τα επόμενα 3,5 χρόνια, ακόμα και αν οι τιμές άνθρακα είναι σημαντικά χαμηλότερες από τις προβλέψεις των αναλυτών.**

Βασικές προτάσεις πολιτικής:

1. Προτείνονται οι **αποσύρσεις των ΑΗΣ Καρδιάς και ΑΗΣ Αμυνταίου**. Θα βελτιώσουν σημαντικά τα οικονομικά της ΔΕΗ και **θα μειώσουν τις καθαρές ζημιές της λιγνιτικής βιομηχανίας κατά περισσότερο από €600 εκ. τα επόμενα 3,5 χρόνια**.
2. Υπό την προϋπόθεση ότι 3 TWh ηλεκτρικής ενέργειας τον χρόνο μπορούν να καλυφθούν από άλλες πηγές, προτείνονται οι **πρόσθετες αποσύρσεις των μονάδων Αγ. Δημητρίου I-II και Μεγαλόπολης IV**. Θα μειώσουν τις ετήσιες καθαρές ζημιές της ελληνικής λιγνιτικής βιομηχανίας σε €130 εκ., **μία βελτίωση 66% σε σύγκριση με το σενάριο στο οποίο δεν πραγματοποιείται καμία απόσυρση**.
3. Με δεδομένη την εκτόξευση των τιμών CO₂ και το γεγονός ότι οι ελληνικοί λιγνιτικοί σταθμοί έχουν μακράν τη μεγαλύτερη ένταση άνθρακα στην ΕΕ, **επιβάλλεται η Ελλάδα να δεσμευτεί σε ένα συγκεκριμένο χρονοδιάγραμμα απόσυρσης όλων των λιγνιτικών μονάδων μέχρι το 2030 το αργότερο**. Οι προτάσεις που παρουσιάζονται σε αυτή την έκθεση μπορούν να συμβάλλουν στην επιλογή των μονάδων που πρέπει να αποσυρθούν κατά προτεραιότητα.



Διάγραμμα Α: Μικτά και καθαρά κέρδη όλων των λιγνιτικών σταθμών για την περίοδο Ιανουάριος 2016-Ιούνιος 2019



Διάγραμμα Β: Προβλέψεις μικτού, καθαρού κέρδους και σταθερού κόστους για την περίοδο Ιούλιος 2019-Δεκέμβριος 2022 με βάση τα 4 σενάρια που εξετάστηκαν. Το πρώτο σημείο στις 3 καμπύλες αντιστοιχεί στο αποτέλεσμα της περιόδου Ιανουάριος 2016-Ιούνιος 2019, που εκτιμήθηκε χρησιμοποιώντας πραγματικά δεδομένα. Οι σκιασμένες ζώνες γύρω από τις καμπύλες του μικτού και του καθαρού κέρδους, αντιστοιχούν στους υπολογισμούς με βάση τιμές άνθρακα κατά 20% μεγαλύτερες (πάνω όριο) και 20% μικρότερες (κάτω όριο) των ονομαστικών τιμών.

Πίνακας Περιεχομένων

Εισαγωγή	6
Μεθοδολογία και Παραδοχές	7
Έσοδα από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας	8
Κόστος άνθρακα	8
Μεταβλητό κόστος.....	9
Σταθερό κόστος.....	9
Αποτελέσματα	11
Μελλοντικά Σενάρια και Προβλέψεις.....	16
Συμπεράσματα και Προτάσεις Πολιτικής	21

Εισαγωγή

Στις 15 Ιουλίου 2019, η δεύτερη απόπειρα πώλησης μέρος του λιγνιτικού χαρτοφυλακίου της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) απέτυχε¹, ακολουθώντας τη μοίρα της πρώτης απόπειρας που ολοκληρώθηκε άδοξα στις 6 Φεβρουαρίου². Η πώληση του λιγνιτικού χαρτοφυλακίου είχε συμφωνηθεί μεταξύ της ελληνικής κυβέρνησης και της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και είχε ενσωματωθεί στο Συμπληρωματικό Μνημόνιο του 2017³. Το βασικό σκεπτικό πίσω από αυτή την απόφαση ήταν ότι η συμμετοχή και άλλων εταιρειών στην εκμετάλλευση του ελληνικού λιγνίτη θα αύξανε την ανταγωνιστικότητα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία, με τη σειρά της, θα οδηγούσε σε χαμηλότερες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για τους καταναλωτές. Όμως, η απουσία επενδυτικού ενδιαφέροντος για το προς πώληση λιγνιτικό πακέτο απέδειξε χωρίς καμία αμφιβολία ότι η απόφαση αυτή και η όλη προσέγγιση ήταν λανθασμένες.

Την ίδια στιγμή η ΔΕΗ βρίσκεται στη χειρότερη οικονομική κατάσταση της ιστορίας της. Τα πιο πρόσφατα οικονομικά αποτελέσματα φανερώνουν ότι η μεγαλύτερη δημόσια επιχείρηση της χώρας παρουσιάζει ζημιά €233,5 εκ. στο πρώτο τρίμηνο του 2019 (εξαιρώντας μάλιστα τα αποτελέσματα των προς πώληση λιγνιτικών μονάδων), μία επιδείνωση €214,8 εκ. συγκριτικά με το πρώτο τρίμηνο του 2018. Ένας από τους σημαντικότερους παράγοντες που συνέβαλαν σε αυτό το αποτέλεσμα ήταν η αύξηση των τιμών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), όπως εξάλλου αναφέρεται και στη σχετική ανακοίνωση της ΔΕΗ⁴.

Παρά τις εξελίξεις αυτές, τόσο η προηγούμενη κυβέρνηση όσο και η προηγούμενη διοίκηση της ΔΕΗ ήταν αφοσιωμένες στη διατήρηση του λιγνιτικού μοντέλου ηλεκτροπαραγωγής. Συνέχισαν την κατασκευή της λιγνιτικής μονάδας «Πτολεμαΐδα V», κόστους τουλάχιστον €1,4 δις, ενώ διεκδίκησαν δυναμικά εξαιρέσεις από την ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία με στόχο την επιδότηση της λειτουργίας της. Η προηγούμενη ελληνική κυβέρνηση δεν δίστασε ούτε να ερμηνεύσει μονομερώς της Οδηγία Βιομηχανικών Εκπομπών για να παρατείνει τη διάρκεια ζωής των Ατμοηλεκτρικών Σταθμών (ΑΗΣ) Αμυνταίου και Καρδιάς, που αντιπροσωπεύουν το 42% της υφιστάμενης λιγνιτικής ισχύος της χώρας.

Με δεδομένη την αλλαγή της κυβέρνησης μετά τις εθνικές εκλογές της 7^{ης} Ιουλίου 2019 καθώς και της διοίκησης της ΔΕΗ, μία φρέσκια ματιά σε αυτές τις επιλογές είναι όχι μόνο επίκαιρη αλλά και απαραίτητη. Σε αυτό το πλαίσιο, η παρούσα έκθεση έχει τρεις στόχους:

1. Να ρίξει φως στα οικονομικά των λιγνιτικών μονάδων τα τελευταία 3,5 χρόνια.
2. Να κάνει προβλέψεις για την εξέλιξη των οικονομικών μεγεθών τα επόμενα 3,5 χρόνια.
3. Με βάση τα παραπάνω, να διατυπώσει προτάσεις που θα βελτιώσουν την παρούσα κατάσταση.

Στις επόμενες ενότητες, παρουσιάζουμε πρώτα τη μεθοδολογία και τις παραδοχές στις οποίες βασίστηκε η ανάλυσή μας. Ακολουθεί η παρουσίαση και ανάλυση των αποτελεσμάτων για τα τελευταία 3,5 έτη. Στη συνέχεια παρουσιάζουμε και αναλύουμε 4 διαφορετικά σενάρια για την εξέλιξη των οικονομικών του λιγνίτη κατά τα επόμενα 3,5 χρόνια. Τέλος, διατυπώνουμε συγκεκριμένες προτάσεις που βασίζονται στα ευρήματα της έκθεσης.

¹ 2019, 15 Ιουλίου. Ανακοίνωση της ΔΕΗ <https://bit.ly/2TubI7q>

² 2019, 8 Φεβρουαρίου. Ανακοίνωση της ΔΕΗ <https://bit.ly/2Z3NplU>

³ 2017, 5 Ιουλίου. Supplemental Memorandum of Understanding (second addendum to the Memorandum of Understanding) between the European Commission acting on behalf of the European Stability Mechanism and the Hellenic Republic and the Bank of Greece <https://bit.ly/2Z77vvf>

⁴ 2019, 28 Ιουνίου. Ανακοίνωση της ΔΕΗ <https://bit.ly/2KAqc2W>

Μεθοδολογία και Παραδοχές

Η ανάλυσή μας βασίζεται στον υπολογισμό των μηνιαίων μικτών και καθαρών κερδών για κάθε μία από τις 14 λιγνιτικές μονάδες που αποτελούν τον σημερινό λιγνιτικό στόλο της χώρας (βλ. Πίνακα 1). Χρησιμοποιήσαμε δεδομένα από το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, τον ΑΔΜΗΕ, το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΕΔΕ), τον ΛΑΓΗΕ, τις υπουργικές αποφάσεις που θέτουν τις κατώτατες τιμές για τις δημοπρασίες ΝΟΜΕ⁵ και τις ετήσιες οικονομικές αναφορές της ΔΕΗ.

Πίνακας 1: Οι σταθμοί, καμινάδες, και οι μονάδες λιγνίτη στην Ελλάδα και η καθαρή ισχύς τους

Σταθμοί	Καμινάδες	Μονάδες	Καθαρή ισχύς (MW)
Αγ. Δημήτριος	Αγ. Δημήτριος I-II	Αγ. Δημήτριος I	274
		Αγ. Δημήτριος II	274
	Αγ. Δημήτριος III-IV	Αγ. Δημήτριος III	283
		Αγ. Δημήτριος IV	283
	Αγ. Δημήτριος V	Αγ. Δημήτριος V	342
Αμύνταιο	Αμύνταιο I-II	Αμύνταιο I	273
		Αμύνταιο II	273
Καρδιά	Καρδιά I	Καρδιά I	271
	Καρδιά II	Καρδιά II	271
	Καρδιά III	Καρδιά III	280
	Καρδιά IV	Καρδιά IV	280
Μεγαλόπολη III	Μεγαλόπολη III	Μεγαλόπολη III	255
Μεγαλόπολη IV	Μεγαλόπολη IV	Μεγαλόπολη IV	256
Μελίτη	Μελίτη I	Μελίτη I	289
Σύνολο			3.904

Το μικτό κέρδος (Gross Profit / GP) (κέρδος πριν αφαιρεθεί το σταθερό κόστος) μιας λιγνιτικής μονάδας είναι η διαφορά μεταξύ των εσόδων από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας (Electricity Sales / ES) και του αθροίσματος του κόστους CO₂ (C_{CO2}) και του υπόλοιπου μεταβλητού κόστους (Variable Cost / VC). Μπορεί να εκφραστεί με την ακόλουθη εξίσωση:

$$GP = ES - C_{CO2} - VC \quad (1)$$

Το καθαρό κέρδος (Net Profit / NP) υπολογίζεται αφαιρώντας το σταθερό κόστος (Fixed Cost / FC) από το μικτό κέρδος (Gross Profit / GP):

$$NP = GP - FC \quad (2)$$

⁵ Πρόκειται για δημοπρασίες όπου η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τη ΔΕΗ πωλείται σε άλλες εταιρείες προκειμένου να ικανοποιηθεί η συμφωνία που περιέχεται στο Συμπληρωματικό Μνημόνιο για τη μείωση του μεριδίου της ΔΕΗ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε επίπεδα κάτω του 50% μέχρι το 2020. Σύμφωνα με τον νέο Υπουργό Περιβάλλοντος και Ενέργειας, το μέτρο αυτό είχε ως αποτέλεσμα απώλειες ύψους 600 εκατ. Ευρώ για τη ΔΕΗ.

Χρησιμοποιώντας τα κατάλληλα δεδομένα και τις εξισώσεις (1) και (2) υπολογίσαμε τα μικτά και καθαρά κέρδη κάθε μίας από τις 14 λιγνιτικές μονάδες για κάθε μήνα στη διάρκεια των 3,5 ετών από τον Ιανουάριο του 2016 ως τον Ιούνιο του 2019.

Έσοδα από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας

Τα μηνιαία έσοδα για κάθε λιγνιτική μονάδα, όπως και τα δεδομένα των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας ανακτήθηκαν από τον ιστότοπο του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας⁶.

Κόστος άνθρακα

Το μηνιαίο κόστος για κάθε λιγνιτική μονάδα μπορεί να εκτιμηθεί από την παρακάτω εξίσωση:

$$C_{CO_2} = c_i \times c_p \times E \quad (3)$$

Όπου: c_i είναι η ένταση άνθρακα κάθε λιγνιτικής μονάδας σε $\text{tn CO}_2/\text{MWh}$, c_p είναι η τιμή άνθρακα σε €/tn CO_2 , E είναι η ηλεκτρική ενέργεια που παρήγαγε η λιγνιτική μονάδα σε MWh. Η μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (E) για κάθε μονάδα ανακτήθηκε από τον ιστότοπο του ΑΔΜΗΕ⁷.

Για να εκτιμήσουμε την ένταση άνθρακα (c_i) της κάθε μονάδας, αντλήσαμε τις ετήσιες εκπομπές άνθρακα για κάθε λιγνιτικό σταθμό στην Ελλάδα από τον ιστότοπο της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών⁸ για κάθε έτος της τριετούς περιόδου 2016-2018. Διαιρώντας με την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε σταθμού, η αντίστοιχη ένταση άνθρακα κάθε σταθμού υπολογίστηκε για κάθε έτος. Ο Πίνακας 2 παρουσιάζει τη μέση ένταση άνθρακα κάθε σταθμού για την περίοδο 2016-2018. Στη συνέχεια έγινε η παραδοχή ότι η μηνιαία ένταση άνθρακα κάθε μονάδας ήταν ίδια με του αντίστοιχου σταθμού για κάθε ένα από τα τρία έτη που εξετάστηκαν. Για το πρώτο εξάμηνο του 2019 όπου δεν υπάρχουν δεδομένα εκπομπών, έγινε η επιπλέον παραδοχή ότι η ένταση άνθρακα ήταν ίση με τον μέσο όρο της περιόδου 2016-2018. Η μέση τιμή CO_2 για κάθε μήνα της περιόδου 42 μηνών που εξετάστηκε ανακτήθηκε από τον ιστότοπο του Λειτουργού της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ ΑΕ)⁹.

Ο συγκεκριμένος υπολογισμός είναι μία προσέγγιση και δεν περιλαμβάνει τα κέρδη (ή τις ζημιές) εφαρμογής στρατηγικών αντιστάθμισης (hedging). Καθώς η ΔΕΗ αγοράζει δικαιώματα CO_2 εκ των προτέρων, το ακριβές κόστος άνθρακα μπορεί να υπολογιστεί μόνο αν είναι γνωστές οι ακριβείς ποσότητες που αγοράστηκαν μια δεδομένη περίοδο και οι αντίστοιχες τιμές CO_2 .

Πίνακας 2: Εκτιμώμενες μέσες τιμές έντασης άνθρακα ανά λιγνιτικό σταθμό

⁶ ΕΧΕ ΑΕ, Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας <http://www.enexgroup.gr/nc/archiki/>

⁷ ΑΔΜΗΕ, Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας <http://www.admie.gr/nc/archiki/>

⁸ Ευρωπαϊκή Επιτροπή, EU-ETS https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_el

⁹ ΛΑΓΗΕ ΑΕ, Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας <http://www.lagie.gr>

Σταθμός	2016	2017	2018	Μέση τιμή
Αγ. Δημήτριος	1,507	1,467	1,522	1,499
Αμύνταιο	1,527	1,524	1,716	1,589
Καρδιά	1,529	1,579	1,592	1,567
Μεγαλόπολη III	1,776	1,840	1,904	1,840
Μεγαλόπολη IV	2,001	2,083	2,280	2,121
Μελίτη	1,255	1,294	1,278	1,276
Μέση τιμή	1,599	1,631	1,715	1,577

Μεταβλητό κόστος

Το μεταβλητό κόστος (Variable Cost / VC) (εξαιρουμένου του κόστους CO₂) κάθε λιγνιτικής μονάδας μπορεί να υπολογιστεί από την παρακάτω εξίσωση:

$$VC = vc \times E \quad (4)$$

όπου vc είναι το μοναδιαίο μεταβλητό κόστος της κάθε μονάδας σε €/MWh και E η ηλεκτρική ενέργεια που παρήγαγε η συγκεκριμένη μονάδα σε MWh. Το μοναδιαίο μεταβλητό κόστος κάθε μονάδας πλην κόστους CO₂, θεωρήθηκε ίσο με τον μέσο όρο όλων των λιγνιτικών μονάδων και υπολογίστηκε από τις κοινές υπουργικές αποφάσεις (ΚΥΑ) των ετών 2017¹⁰, 2018¹¹ και 2019¹² για την κατώτατη τιμή των δημοπρασιών ΝΟΜΕ. Αποτελείται από ένα τμήμα που συνδέεται με τη λειτουργία των ορυχείων (μεταβλητές δαπάνες προσωπικού, υλικά και αναλώσιμα, αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, συντηρήσεις και παροχές τρίτων, αμοιβές τρίτων), κι ένα τμήμα που συνδέεται με τη λειτουργία των σταθμών (αναλώσεις υλικών/ανταλλακτικών, μισθοδοσία - υπερωριακή απασχόληση-, επισκευές και συντηρήσεις, χωματουργικά, ηλεκτρική ενέργεια, τέφρα και αυλές λιγνίτη). Περιλαμβάνει επίσης το κόστος αγοράς λιγνίτη, το κόστος εκκίνησης των λιγνιτικών μονάδων καθώς και το τέλος λιγνίτη των 2€/MWh. Ο Πίνακας 3 παρουσιάζει τις μέσες τιμές μεταβλητού κόστους των μονάδων για κάθε έτος της περιόδου 2016-2018 με βάση τα δεδομένα που παρουσιάζονται σε αυτές τις ΚΥΑ. Για το πρώτο εξάμηνο του 2019, έγινε η παραδοχή ότι το μεταβλητό κόστος ισούται με τη μέση τιμή των προηγούμενων τριών ετών.

Table 3: Μέσες τιμές μεταβλητού κόστους των λιγνιτικών σταθμών της Ελλάδας

Μοναδιαίο Μεταβλητό Κόστος	2016	2017	2018	Μέση τιμή
vc (€/MWh)	26,60	25,83	27,96	26,80

Και αυτές οι τιμές αποτελούν προσεγγίσεις, καθώς η κάθε μονάδα έχει το δικό της μεταβλητό κόστος. Μόνο η ΔΕΗ γνωρίζει τις ακριβείς δαπάνες ανά μονάδα.

Σταθερό κόστος

Σε αντίθεση με το μεταβλητό κόστος και το κόστος CO₂, το σταθερό κόστος μιας λιγνιτικής μονάδας δεν εξαρτάται από το επίπεδο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελείται από

¹⁰ ΝΟΜΕ, 2017, ΚΥΑ ΑΠΕΗΛ/Γ/ Φ1/178634, ΦΕΚ Β' 2278/4.07.2017

¹¹ ΝΟΜΕ, 2018, ΚΥΑ ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/176185, ΦΕΚ Β' 2386/21.06.2018.

¹² ΝΟΜΕ, 2019, ΚΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/58239/1169, ΦΕΚ Β' 2618/28.06.2019.

δύο τμήματα: το πρώτο αφορά τη λειτουργία και συντήρηση της λιγνιτικής μονάδας, ενώ το δεύτερο, τα ορυχεία.

Όσον αφορά το μοναδιαίο σταθερό κόστος μιας λιγνιτικής μονάδας, η ΔΕΗ, στην προσπάθειά της να αναδείξει τα λάθη της Αλουμίνιον Α.Ε. στην εκτίμηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη ανέφερε¹³ ότι το σταθερό κόστος για τη λειτουργία και συντήρηση μίας νέας λιγνιτικής μονάδας όπως είναι η Πτολεμαΐδα V, είναι €35.000/MW. Η ΔΕΗ υπογράμμισε ότι αυτή η τιμή δεν αφορά παλαιότερες λιγνιτικές μονάδες που αποτελούν μέρους του λιγνιτικού της χαρτοφυλακίου, οι οποίες είναι λιγότερο αυτοματοποιημένες και απαιτούν περισσότερη συντήρηση. Λαμβάνοντας υπόψη αυτήν την επισήμανση, κάναμε τη συντηρητική παραδοχή ότι το μέσο μοναδιαίο σταθερό κόστος των παλαιότερων μονάδων της ΔΕΗ (που περιλαμβάνουν μονάδες 16-44 ετών) είναι €50.000/MW. Σημειώνεται ότι αυτή η εκτίμηση είναι κατά 16,7% μικρότερη από το μοναδιαίο σταθερό κόστος των παλαιότερων λιγνιτικών μονάδων της Γερμανίας, το οποίο, σύμφωνα με έκθεση του Öko-Institut¹⁴, προσεγγίζει τα €60.000/MW.

Οι μισθοί των εργαζομένων στα ορυχεία και του σχετιζόμενου διοικητικού προσωπικού αντλήθηκαν από τις οικονομικές αναφορές της ΔΕΗ για τα έτη 2016-2018. Μετά την αφαίρεση του κόστους των υπερωριών που έχει ήδη ληφθεί υπόψη στο μεταβλητό κόστος, υπολογίστηκε το σταθερό κόστος των ορυχείων για κάθε έτος. Διαιρώντας με τη συνολική μικτή ισχύ, υπολογίστηκε το μοναδιαίο σταθερό κόστος των μονάδων σε €/MW. Τα σχετικά αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 4. Το μοναδιαίο σταθερό κόστος του 2019, θεωρήθηκε ότι είναι ίσο με τον μέσο όρο των προηγούμενων τριών ετών. Σημειώνεται ότι οι εκτιμήσεις για το μοναδιαίο σταθερό κόστος των ορυχείων είναι πολύ χαμηλότερες από τις αντίστοιχες για τη Γερμανία, οι οποίες, με βάση έκθεση της Öko-Institut, αγγίζουν τα 94.000 €/MW.

Πίνακας 4: Μοναδιαίο σταθερό κόστος των ορυχείων λιγνίτη

Μοναδιαίο σταθερό κόστος	2016	2017	2018	Μέση τιμή
<i>fcm</i> (€/MW)	49.015	56.725	56.353	54.031

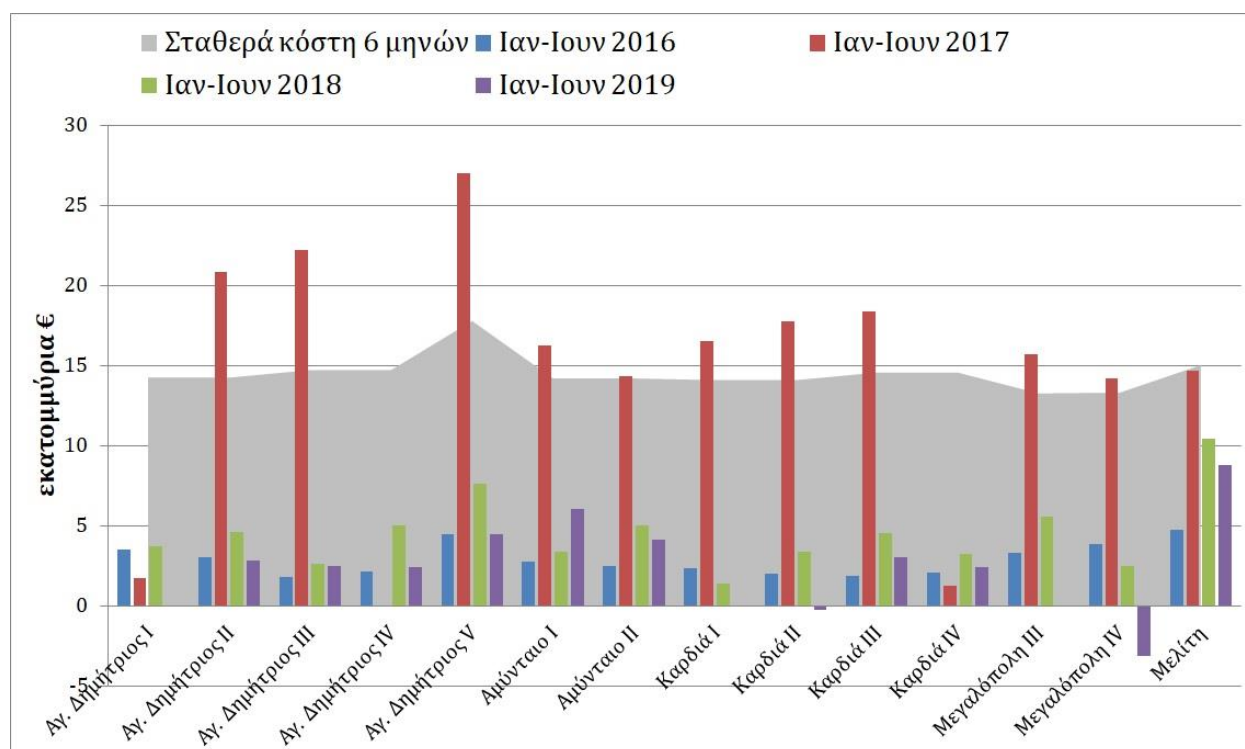
Για να υπολογιστεί το μηνιαίο σταθερό κόστος για κάθε μονάδα, τα δύο συστατικά του μοναδιαίου σταθερού κόστους πολλαπλασιάστηκαν με την καθαρή ισχύ κάθε μονάδας και το αποτέλεσμα του ετήσιου σταθερού κόστους διαιρέθηκε με 12. Η ΔΕΗ είναι η μόνη που γνωρίζει το ακριβές σταθερό κόστος της κάθε μονάδας ανά έτος.

¹³ 2013, 3 Δεκεμβρίου. Ανακοίνωση ΔΕΗ <https://bit.ly/31HPgdI>

¹⁴ Öko-Institut (2017): "Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. [www.agora-energiewende.de](https://bit.ly/2Z69QTE)" <https://bit.ly/2Z69QTE>

Αποτελέσματα

Εφαρμόζοντας το μοντέλο που παρουσιάστηκε παραπάνω και τα αντίστοιχα δεδομένα, υπολογίστηκαν το μικτό κέρδος και το σταθερό κόστος για κάθε μονάδα για κάθε μήνα κατά την περίοδο Ιανουάριος 2016-Ιούνιος 2019. Το διάγραμμα 1 παρουσιάζει τα αθροιστικά αποτελέσματα για κάθε ένα από τα πρώτα εξάμηνα της περιόδου που εξετάζεται σε αυτή την έκθεση.



Διάγραμμα 1: Μικτά κέρδη και ήμισυ του ετήσιου σταθερού κόστους για κάθε λιγνιτική μονάδα στην Ελλάδα κατά τα πρώτα εξάμηνα του 2016, 2017, 2018 και 2019

Το συνολικό μικτό κέρδος όλων των λιγνιτικών μονάδων για το πρώτο εξάμηνο του 2019 εκτιμήθηκε σε €33,8 εκ., μία μείωση 48% σε σύγκριση με την ίδια περίοδο το 2018 (€62,9 εκ.) και 84% σε σύγκριση με το πρώτο τρίμηνο του 2017 (€200,7 εκ.). Το αποτέλεσμα μπορεί να αποδοθεί κυρίως στη μείωση της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής το 2019, σε σύγκριση με το 2018 και ειδικότερα το 2017, καθώς και στη ραγδαία αύξηση των τιμών CO₂ το 2019. Το μικτό κέρδος για το πρώτο εξάμηνο του 2019 είναι ελαφρά μικρότερο ακόμα και σε σύγκριση με το 2016, όταν τόσο οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας όσο και αυτές του CO₂ ήταν αρκετά χαμηλότερες. Ωστόσο, η ηλεκτρική παραγωγή το πρώτο εξάμηνο του 2016 ήταν σχεδόν κατά 12% μεγαλύτερη (6,5 TWh για την περίοδο Ιαν-Ιουν 2016· 5,7 TWh για την περίοδο Ιαν-Ιουν 2019).

Με την εξαίρεση της μονάδας Αμυνταίου I, όλες οι άλλες λιγνιτικές μονάδες είχαν **μικρότερο μικτό κέρδος το πρώτο εξάμηνο του 2019, σε σύγκριση με την ίδια περίοδο το 2018**. Αυτό είναι το αποτέλεσμα της μείωσης κατά 16,1% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη ανάμεσα στις δύο περιόδους, η οποία οδήγησε σε χαμηλότερα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, και κυρίως του σχεδόν διπλασιασμού των τιμών CO₂ (από 12,11 €/tn

κατά μέσο όρο το πρώτο εξάμηνο του 2018 σε 23,77€/tn κατά μέσο όρο το πρώτο εξάμηνο του 2019).

Το πρώτο εξάμηνο του 2017 ήταν αυτό με τα υψηλότερα μικτά κέρδη για τις ελληνικές λιγνιτικές μονάδες. Εξαίρεση αποτελούν οι μονάδες Αγ. Δημήτριος I, Αγ. Δημήτριος IV και Καρδιά IV, καθώς οι μονάδες αυτές πρακτικά δεν λειτούργησαν εκείνο το εξάμηνο. Όμως όλες οι άλλες μονάδες που παρήγαγαν σημαντική ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας είχαν μεγαλύτερο μικτό κέρδος σε σύγκριση με τα άλλα πρώτα εξάμηνα. Αυτό το αποτέλεσμα μπορεί να ερμηνευτεί εάν κανείς αναλογιστεί τα υψηλότερα επίπεδα ηλεκτροπαραγωγής σχεδόν για όλες τις μονάδες κατά το πρώτο εξάμηνο του 2017, το μέγιστο που εμφάνισαν οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας τον Ιανουάριο του 2017 και τις σημαντικά χαμηλότερες τιμές CO₂ σε σχέση με τα αντίστοιχα πρώτα εξάμηνα του 2018 και ειδικά του 2019.

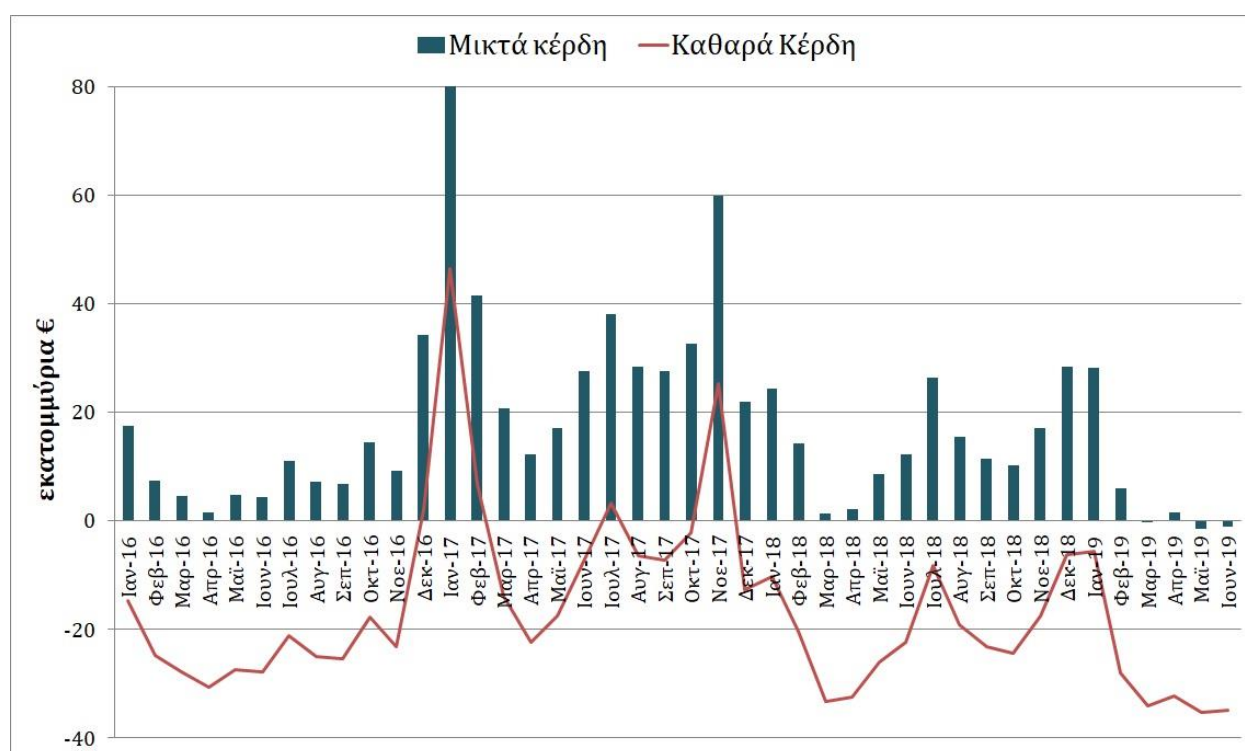
Οι μονάδες Αγ. Δημήτριος I, Καρδιά I, Καρδιά II, Μεγαλόπολη III και Μεγαλόπολη IV είχαν αρνητικό μικτό κέρδος κατά το πρώτο εξάμηνο του 2019. Για τον Αγ. Δημήτριο I, την Καρδιά I και Καρδιά II το αποτέλεσμα αποδίδεται στο γεγονός ότι αυτές οι μονάδες παρήγαγαν πολύ λίγη ηλεκτρική ενέργεια κατά το πρώτο εξάμηνο του 2019 και άρα τα έσοδα από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας δεν ήταν αρκετά για να καλύψουν το κόστος των αυξανόμενων τιμών CO₂. Αυτή η εξήγηση ωστόσο δεν ισχύει για τη Μεγαλόπολη IV, η οποία κατά το πρώτο εξάμηνο του 2019 παρήγαγε τρεις φορές περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια σε σχέση με το πρώτο εξάμηνο του 2018 και είχε 3,5 φορές περισσότερα έσοδα από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω και της αύξησης των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας. Όμως η αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οδήγησε και σε μεγάλη αύξηση του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, καθώς η Μεγαλόπολη IV έχει με διαφορά τη μεγαλύτερη ένταση άνθρακα ανάμεσα στις λιγνιτικές μονάδες (μέσος όρος τριετίας για Μεγαλόπολη IV 2,121 tnCO₂/MWh· 1,577 tnCO₂/MWh μέσος όρος όλων των ελληνικών λιγνιτικών σταθμών). Η αύξηση σε εκπομπές CO₂ σε συνδυασμό με τον σχεδόν διπλασιασμό των τιμών άνθρακα μεταξύ του πρώτου εξαμήνου του 2018 και εκείνου του 2019, οδήγησε σε εκτόξευση του κόστους CO₂ για τη μονάδα, από περίπου €3,9 εκ. το εξάμηνο Ιαν-Ιουν 2018 σε περίπου €30 εκ. το εξάμηνο Ιαν-Ιουν. 2019. Παρόμοια εξήγηση ισχύει και για την κατάρρευση των μικτών κερδών της Μεγαλόπολης III από €5,5 εκ. σε -€6.304 το εξάμηνο Ιαν-Ιουν 2019. Σε αυτή την περίπτωση, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια παρέμεινε σχεδόν ίδια αλλά τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκαν κατά 27%, λόγω της αντίστοιχης αύξησης των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας. Όμως, το κόστος CO₂ υπερδιπλασιάστηκε λόγω του διπλασιασμού των τιμών άνθρακα σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η Μεγαλόπολη III είναι η μονάδα με τη δεύτερη μεγαλύτερη ένταση άνθρακα ανάμεσα σε όλες τους λιγνιτικούς σταθμούς. Εν κατακλείδι, τα αρνητικά μικτά κέρδη των μονάδων Μεγαλόπολη IV και Μεγαλόπολη III μπορούν να χαρακτηριστούν ως «συστημικά» όταν συγκρίνονται με τα αρνητικά μικτά κέρδη των μονάδων Αγ. Δημήτριος I, Καρδιά I και Καρδιά II, τα οποία ερμηνεύονται κυρίως στη βάση της μείωσης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η μονάδα της Μελίτης είχε το μεγαλύτερο μικτό κέρδος το πρώτο εξάμηνο του 2019. Το αποτέλεσμα αυτό μπορεί να αποδοθεί στο γεγονός ότι αυτή η μονάδα έχει τη με διαφορά μικρότερη ένταση άνθρακα σε σύγκριση με κάθε άλλη ελληνική μονάδα λιγνίτη (1,276 tn CO₂/MWh μέση τιμή για τη Μελίτη· 1,577 tn CO₂/MWh μέση τιμή για όλους τους λιγνιτικούς σταθμούς την περίοδο 2016-2018). Ωστόσο, το εξαμηνιαίο σταθερό κόστος ήταν υψηλότερο από το μικτό κέρδος, με αποτέλεσμα η μονάδα να εμφανίζει **καθαρή ζημία €6,2 εκ. κατά το πρώτο εξάμηνο του 2019**, παρόλο που η Μελίτη είναι η πιο αποδοτική μονάδα με τη χαμηλότερη ένταση άνθρακα στην Ελλάδα.

Ο Αγ. Δημήτριος V είχε το μεγαλύτερο μικτό κέρδος μεταξύ των 4 πρώτων εξαμήνων που εξετάστηκαν, το οποίο σημειώθηκε κατά το πρώτο εξάμηνο του 2017. Εκείνη την περίοδο, η μονάδα παρήγαγε περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από οποιαδήποτε άλλη μονάδα, σε οποιοδήποτε από τα άλλα πρώτα εξάμηνα (2016, 2018, 2019), ενώ η μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν η δεύτερη μεγαλύτερη (57,7 €/MWh) και οι τιμές άνθρακα ήταν ακόμα χαμηλές, με αποτέλεσμα να εμφανίζει τις πιο υψηλές τιμές μικτού κέρδους.

Μόνο κατά το πρώτο εξάμηνο του 2017, 9 από τις 14 λιγνιτικές μονάδες είχαν μικτό κέρδος που ήταν μεγαλύτερο από το αντίστοιχο σταθερό κόστος. Όμως ούτε αυτό ήταν αρκετό για τη λιγνιτική βιομηχανία συνολικά, η οποία παρουσίασε καθαρή ζημιά περίπου €7,6 εκ. Κάθε μήνα των υπόλοιπων τριών πρώτων εξαμήνων (2016, 2018, 2019), τα μικτά κέρδη των λιγνιτικών μονάδων ήταν μικρότερα από το μισό των ετήσιων τιμών σταθερού κόστους, οδηγώντας, συνεπώς, σε καθαρές ζημιές, πολύ πιο σημαντικές από αυτές του 2017.

Το διάγραμμα 2 παρουσιάζει εκτιμήσεις για τα συνολικά μικτά και καθαρά κέρδη όλων των ελληνικών λιγνιτικών μονάδων, ως συνάρτηση του χρόνου.



Διάγραμμα 2: Αθροιστικά μικτά και καθαρά κέρδη όλων των λιγνιτικών μονάδων για την περίοδο Ιανουάριος 2016-Ιούνιος 2019

Συνολικά, κατά τη διάρκεια και των τεσσάρων πρώτων εξαμήνων των ετών 2016-2019, το σταθερό κόστος όλων των λιγνιτικών μονάδων ήταν μεγαλύτερο από το συνολικό μικτό κέρδος, οδηγώντας σε καθαρές ζημιές €153 εκ., €7,6 εκ., €144,7 εκ. και €170 εκ., για τα πρώτα εξάμηνα του 2016, 2017, 2018, και 2019, αντίστοιχα. **Εκτιμάται ότι για όλη την περίοδο των 42 μηνών από τον Ιανουάριο 2016 μέχρι τον Ιούνιο 2019, η ΔΕΗ έχει συσσωρεύσει καθαρές ζημιές €683,7 εκ. από τη λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων.** Αυτό το ποσό είναι άμεσα συγκρίσιμο με το ποσό των €600 εκ. που η ΔΕΗ έχασε λόγω των δημοπρασιών

NOME κατά την ίδια χρονική περίοδο, όπως δήλωσε ο νέος Υπουργός Περιβάλλοντος και Ενέργειας^{15,16,17}.

Το μοντέλο εκτιμά ότι οι **ελληνικές λιγνιτικές μονάδες είχαν καθαρά κέρδη μόνο σε 5 από τους 42 μήνες υπό εξέταση**, με το μέγιστο να σημειώνεται τον Ιανουάριο και τον Νοέμβριο του 2017, όταν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε σε τοπικά μέγιστα, 91,9€/MWh και 80€/MWh, αντίστοιχα.

Η λιγνιτική βιομηχανία συσσωρεύει καθαρές ζημιές κάθε μήνα από τον Δεκέμβριο 2017, ακόμα και κατά τους μήνες κατά τους οποίους η ζήτηση αυξάνεται, όπως είναι ο Ιούλιος και ο Δεκέμβριος. Αυτή η τάση της κλιμάκωσης των καθαρών ζημιών χειροτερεύει μέσα στο 2019. Ο Μάιος, ο Ιούνιος και ο Μάρτιος του 2019 είναι οι τρεις χειρότεροι μήνες των τελευταίων 3,5 ετών, με εκτιμώμενες καθαρές ζημιές **€35,3, €34,9 και €34,1 εκ., αντίστοιχα**. Επίσης, κατά τη διάρκεια αυτών των τριών μηνών η λιγνιτική βιομηχανία συνολικά είχε αρνητικά μικτά κέρδη, ένα φαινόμενο το οποίο παρατηρήθηκε για πρώτη φορά κατά τη διάρκεια των 3,5 ετών που εξετάστηκαν.

Μία καλύτερη κατανόηση των αποτελεσμάτων που έχουν παρουσιαστεί μέχρι στιγμής μπορεί να αποκτηθεί συγκρίνοντας τις δύο πιο βασικές παραμέτρους που επηρεάζουν τα μικτά κέρδη των λιγνιτικών μονάδων και συγκεκριμένα τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας και τις τιμές άνθρακα. Δεδομένου ότι το μεταβλητό κόστος (εξαιρουμένου του κόστους CO₂) παρέμεινε πρακτικά το ίδιο καθ' όλη την περίοδο υπό εξέταση, η διαφορά των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και άνθρακα, καθορίζει σε μεγάλο βαθμό τη μικτή κερδοφορία των λιγνιτικών μονάδων.

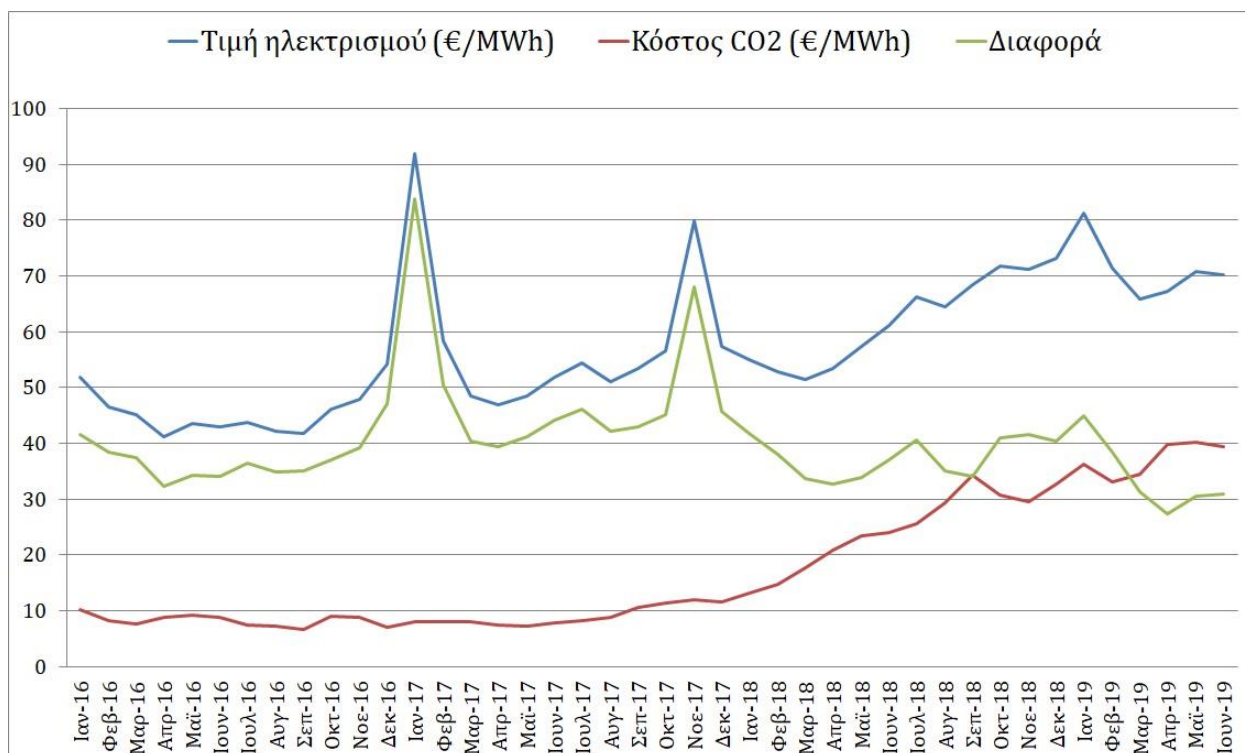
Για σκοπούς σύγκρισης, οι τιμές άνθρακα εκφράστηκαν σε €/MWh πολλαπλασιάζοντας το κόστος CO₂ (σε €/tn CO₂) με τη μέση ένταση άνθρακα όλων των λιγνιτικών μονάδων για τα την τριετία 2016-2018 (σε tn CO₂/MWh). Τα αποτελέσματα αυτής της σύγκρισης παρουσιάζονται στο διάγραμμα 3.

Το κόστος CO₂ έχει υπερ-τετραπλασιαστεί (σχεδόν μονοτονικά) από λιγότερο από 10€/MWh στις αρχές του 2016 σε περισσότερο από 40 €/MWh στο μέσο του 2019. Από την άλλη πλευρά, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασαν διακυμάνσεις με 3 «κορυφές» τον Ιανουάριο 2017 (91,9 €/MWh), τον Νοέμβριο 2017 (80 €/MWh) και τον Ιανουάριο 2019 (81,1€/MWh). Οι χαμηλότερες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρήθηκαν κατά το πρώτο εξάμηνο του 2016 (ελάχιστο 41,23 €/MWh τον Απρίλιο 2016), ενώ οι τιμές κατά το πρώτο εξάμηνο του 2019 διακυμάνθηκαν μεταξύ 65 €/MWh και 81 €/MWh, με μέση τιμή τα 71,1 €/MWh.

¹⁵ 2019, 2 Αυγούστου. Δελτίο Τύπου ΥΠΕΝ. <https://bit.ly/20ZydT8>

¹⁶ 2019, 1 Αυγούστου. Δελτίο Τύπου ΥΠΕΝ. <https://bit.ly/2YR2aco>

¹⁷ 2019, 26 Ιουλίου. Δελτίο Τύπου ΥΠΕΝ. <https://bit.ly/2N3NRKx>



Διάγραμμα 3: Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, τιμές CO₂ και διαφορά τους ως συνάρτηση του χρόνου.

Επιπλέον μπορεί να παρατηρήσει κανείς ότι κατά την περίοδο κατά την οποία οι τιμές άνθρακα ήταν σχετικά χαμηλές (κάτω από 15 €/MWh), περίπου μέχρι τον Φεβρουάριο 2018, η διαφορά μεταξύ των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και CO₂ ακολουθούσαν την τάση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας. Όμως από τον Μάρτιο 2018, όταν ξεκίνησε το ράλι των τιμών άνθρακα, η διαφορά μεταξύ των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και CO₂ άρχισε να αποκλίνει. Ειδικότερα, παρά την αύξηση στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, η διαφορά άρχισε σιγά σιγά να μειώνεται περίπου στα 30 €/MWh, τα οποία είναι λίγο υψηλότερα από το μεταβλητό κόστος, με αποτέλεσμα να συρρικνώνεται το μικτό κέρδος των ελληνικών λιγνιτικών μονάδων.

Τέλος, γίνεται εμφανές ότι οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα επηρεάζονται σημαντικά από τις τιμές CO₂ καθώς η πρόσφατη άνοδος στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας συσχετίζεται άμεσα με την αύξηση των τιμών CO₂. Μάλιστα, χρησιμοποιώντας δεδομένα από την ENTSO-E, η δεξαμενή σκέψης Sandbag¹⁸ υπολόγισε ότι οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκαν κατά 26% μεταξύ των πρώτων εξαμήνων του 2018 και του 2019, σημειώνοντας την τρίτη μεγαλύτερη τέτοια αύξηση στην ΕΕ, μετά τη Ρουμανία (33%) και τη Βουλγαρία (32%). **Η μεγάλη επήρεια των τιμών CO₂ στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αποτελεί συνέπεια της συνεχιζόμενης σημαντικής εξάρτησης του ενεργειακού μας μίγματος από τον λιγνίτη, ο οποίος έχει τη μεγαλύτερη ένταση άνθρακα στην ΕΕ.** Ωστόσο, πρέπει να σημειώσουμε ότι οι τιμές άνθρακα δεν είναι ο μόνος παράγοντας που επηρεάζει τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, πράγμα το οποίο γίνεται φανερό παρατηρώντας ότι τα τοπικά μέγιστα στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας δεν συμπίπτουν με τα αντίστοιχα των τιμών CO₂.

¹⁸ 2019, Ιούλιος. Sandbag. "The Great Coal Collapse of 2019. Mid year analysis of the EU power sector" <https://sandbag.org.uk/project/coal-collapse/>

Μελλοντικά Σενάρια και Προβλέψεις

Όπως φάνηκε και στο διάγραμμα 2, από τον Μάρτιο του 2019 τα συνολικά μικτά κέρδη των ελληνικών λιγνιτικών μονάδων έχουν μειωθεί σε πρωτοφανή χαμηλά και πλέον οδηγούν σε καθαρές ζημιές. Μάλιστα, το μικτό κέρδος των μονάδων Μεγαλόπολη III και Μεγαλόπολη IV εκτιμάται ότι είναι αρνητικό για το πρώτο εξάμηνο του 2019. Επιπλέον, το μικτό κέρδος της λιγνιτικής βιομηχανίας συνολικά υπολογίστηκε ότι ήταν αρνητικό για τους μήνες Μάρτιο, Μάιο και Ιούνιο 2019, ένα φαινόμενο που παρατηρήθηκε για πρώτη φορά κατά την περίοδο των 42 μηνών που εξετάστηκαν. Αυτά τα αποτελέσματα αποδόθηκαν στην εκτόξευση των τιμών CO₂ (βλ. διάγραμμα 3). Λαμβάνοντας υπόψη ότι έγκυροι αναλυτές εκτιμούν ότι αυτή η τάση θα ενισχυθεί τα επόμενα χρόνια, είναι σημαντικό να εκτιμήσουμε ποσοτικά την επίδραση που θα έχει στα οικονομικά της ελληνικής λιγνιτικής βιομηχανίας.

Για την προσέγγιση αυτού του ερωτήματος, καταστρώθηκαν 4 σενάρια και υπολογίστηκαν τα μικτά και καθαρά κέρδη για κάθε ένα από αυτά για τα επόμενα 3,5 έτη (Ιούλιος 2019-Δεκέμβριος 2022), χρησιμοποιώντας το μοντέλο που περιγράφηκε παραπάνω. Τα έσοδα των λιγνιτικών μονάδων εκτιμήθηκαν προσεγγιστικά πολλαπλασιάζοντας την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας με τη παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας. Το πρώτο σενάριο που εξετάστηκε αποτελεί μία συνέχεια της σημερινής κατάστασης, όπως αυτή έχει αποτυπωθεί από τα αποτελέσματα για το πρώτο εξάμηνο του 2019, ενώ τα υπόλοιπα τρία σενάρια περιλαμβάνουν μειώσεις στη λιγνιτική ισχύ. Οι βασικές παράμετροι των τεσσάρων σεναρίων παρουσιάζονται στον πίνακα 5 που ακολουθεί.

Πίνακας 5: Παράμετροι που χρησιμοποιήθηκαν για τις εκτιμήσεις της περιόδου Ιούλιος 2019-Δεκέμβριος 2022.

Παράμετροι	7-12/2019	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
Καθαρή ισχύς (MW)	3904	3904	2256	1708	1452
Ηλεκτρική ενέργεια (MWh)	6.756.978	12.500.017	12.500.017	10.392.348	9.539.640
Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh)	76,89	78	78	78	78
Τιμή άνθρακα (€/tn)	29,03	31 ± 20%	31 ± 20%	31 ± 20%	31 ± 20%

Για όλα τα σενάρια, η μέση τιμή για την ηλεκτρική ενέργεια για το 2020 και τα επόμενα έτη επιλέχθηκε να είναι τα 78 €/MWh, και η ονομαστική αξία της τιμής άνθρακα στα 31 €/tn CO₂, και βασίστηκαν στις εκτιμήσεις που έκανε πρόσφατα η ΔΕΗ κατά τη δεύτερη απόπειρα πώλησης μέρους του λιγνιτικού της χαρτοφυλακίου σε ιδιώτες επενδυτές¹⁹. Για να εκτιμηθεί η επίδραση της εγγενούς αβεβαιότητας στις τιμές άνθρακα, εξετάσαμε επίσης τιμές 20% μεγαλύτερες και μικρότερες από την ονομαστική τιμή. Σημειώνεται ότι στο εύρος τιμών CO₂ που εξετάστηκε περιλαμβάνονται τόσο η χαμηλότερη εκτίμηση της ΔΕΗ των 27 €/tn CO₂, αλλά και ο μέσος όρος των 34,37 €/tn CO₂ των προβλέψεων που παρουσίασαν 8 αναλυτές στο Reuters για το 2020²⁰. Το κάτω τμήμα του εύρους τιμών μπορεί επίσης να θεωρηθεί ως ισοδύναμο με τιμή 31€/tn CO₂, αλλά με σημαντική αντιστάθμιση του κόστους των τιμών άνθρακα ως αποτέλεσμα εφαρμογής μια επιτυχούς στρατηγικής αντιστάθμισης (hedging).

¹⁹ 2019, 22 Μαΐου. Άρθρο στο energypress.gr <https://bit.ly/20Ta14K>

²⁰ 2019, 12 Ιουλίου. Reuters. "Analysts increase EU carbon price forecasts, short-term Brexit risks remain - Reuters poll" <https://reut.rs/2Un3Ogp>

Ο πίνακας 5 παρουσιάζει τις παραμέτρους που αντιστοιχούν στο 2^ο εξάμηνο του 2019 και οι οποίες είναι κοινές και για τα τέσσερα σενάρια. Οι σχετικές επιλογές έγιναν ώστε: α) η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη για το 2019 να είναι κατά 16,1% χαμηλότερη από την αντίστοιχη του 2018 (δλδ. 12,5 TWh) ακολουθώντας την τάση του πρώτου εξαμήνου του 2019, β) οι μέσες τιμές CO₂ να είναι τέτοιες που να συμβαδίζουν με τις προβλέψεις των αναλυτών του Reuters για το 2019 (δλδ. 26,4 €/tn), και γ) η μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας να είναι ίση με τη χαμηλότερη εκτίμηση που έκανε πρόσφατα η ΔΕΗ (δλδ. 74€/MWh).

Οι παραδοχές για τα τέσσερα σενάρια που εξετάστηκαν καθώς και το σκεπτικό για τις επιλογές αυτές παρουσιάζονται ακριβώς παρακάτω:

Σενάριο 1 (BaU): Αυτό το σενάριο μπορεί να θεωρηθεί ως Business As Usual (BaU) καθώς η συνολική καθαρή ισχύς παραμένει η ίδια (3.904 MW), ενώ η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για όλη την περίοδο θεωρείται ότι θα ακολουθήσει τα αποτελέσματα του πρώτου εξαμήνου του 2019, δηλαδή ότι θα εμφανίζει μία μείωση κατά 16,1% σε σχέση με το επίπεδο παραγωγής του 2018.

Σενάριο 2 (“-Καρδιά/Αμύνταιο”): Παρόμοιο με το σενάριο 1 όμως με μειωμένη τη λιγνιτική ισχύ λόγω της απόσυρσης των ΑΗΣ Καρδιάς και Αμυνταίου. Αυτή η επιλογή επιβάλλεται από το γεγονός ότι και οι δύο σταθμοί έχουν υπερβεί τις 17.500 ώρες λειτουργίας με βάση το άρθρο 33(1) της Οδηγίας Βιομηχανικών Εκπομπών (2010/75/ΕΕ). Πράγματι, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει αποστείλει στην Ελλάδα προειδοποιητική επιστολή σχετικά με τις δύο υπουργικές αποφάσεις (μία για κάθε σταθμό) που εξέδωσε η προηγούμενη ελληνική κυβέρνηση, με τις οποίες ερμηνεύει μονομερώς την Οδηγία Βιομηχανικών Εκπομπών ώστε να παρατείνει τη διάρκεια ζωής του ΑΗΣ Αμυνταίου, ΑΗΣ Καρδιάς ΙΙΙ και ΑΗΣ Καρδιάς ΙV στις 32.000 ώρες. Συνεπώς, η απόσυρση των δύο αυτών σταθμών αποτελεί κυρίαρχα θέμα σεβασμού και συμμόρφωσης με την ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία. Επιπλέον, και οι δύο αυτοί σταθμοί βρίσκονται ανάμεσα στους πλέον ρυπογόνους στην ΕΕ. Ειδικότερα, ο ΑΗΣ Αμυνταίου εκπέμπει 8,1 και 4,2 φορές περισσότερο από τα ευρωπαϊκά όρια εκπομπών για SO₂ και PM, αντίστοιχα, ενώ Καρδιά Ι, ΙΙ, ΙΙΙ, και ΙV εκπέμπουν αντίστοιχα κατά μέσο όρο 15,7, 17,3, 4,1 και 3,5 φορές πάνω από τα όρια εκπομπών σωματιδίων. Συνεπώς, η απόσυρση αυτών των σταθμών θα βελτιώσει σημαντικά την ποιότητα του αέρα για τους πολίτες της Ελλάδας και των γειτονικών χωρών. Από οικονομικής πλευράς, η απόσυρση της Καρδιάς και του Αμυνταίου, θα μειώσει πολύ τα σταθερά κόστη, και ως εκ τούτου, θα βελτιώσει συνολικά την οικονομική κατάσταση της λιγνιτικής βιομηχανίας.

Σε αυτό το σενάριο, γίνεται η υπόθεση ότι η συνολική ηλεκτρική παραγωγή από τους υπόλοιπους λιγνιτικούς σταθμούς παραμένει ίδια με το σενάριο 1. Η ηλεκτρική ενέργεια που θα χαθεί από την απόσυρση της Καρδιάς και του Αμυνταίου θα καλυφθεί από τις υπόλοιπες λιγνιτικές μονάδες στη Δυτική Μακεδονία, οι οποίες έχουν επαρκή ισχύ για να ανταποκριθούν σε αυτή την αποστολή. Ειδικότερα, καθώς υποθέτουμε μία μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής παραγωγής κατά 16,1% το 2019 σε σχέση με το 2018 για κάθε μονάδα (δλδ. 12,5TWh συνολικά), εκτιμούμε ότι οι μονάδες της Καρδιάς και του Αμυνταίου θα προσφέρουν 4TWh μέσα στο 2019. Αυτή η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να καλυφθεί από τις μονάδες Αγ. Δημητρίου και Μελίτης, γεγονός που θα οδηγήσει σε αύξηση του συντελεστή χρήσης τους από 39,2% το 2019 σε 65,2% τα επόμενα χρόνια.

Σενάριο 3 (“-Αγ. Δημήτριος Ι-ΙΙ”): Το ίδιο με το σενάριο 2 αλλά με περαιτέρω μείωση της συνολικής ισχύος λόγω της απόσυρσης των μονάδων Αγ. Δημήτριος Ι-ΙΙ. Και οι δύο αυτές μονάδες είναι παλαιές (35 ετών σήμερα) και έχουν τις υψηλότερες εκπομπές NO_x στην Ελλάδα

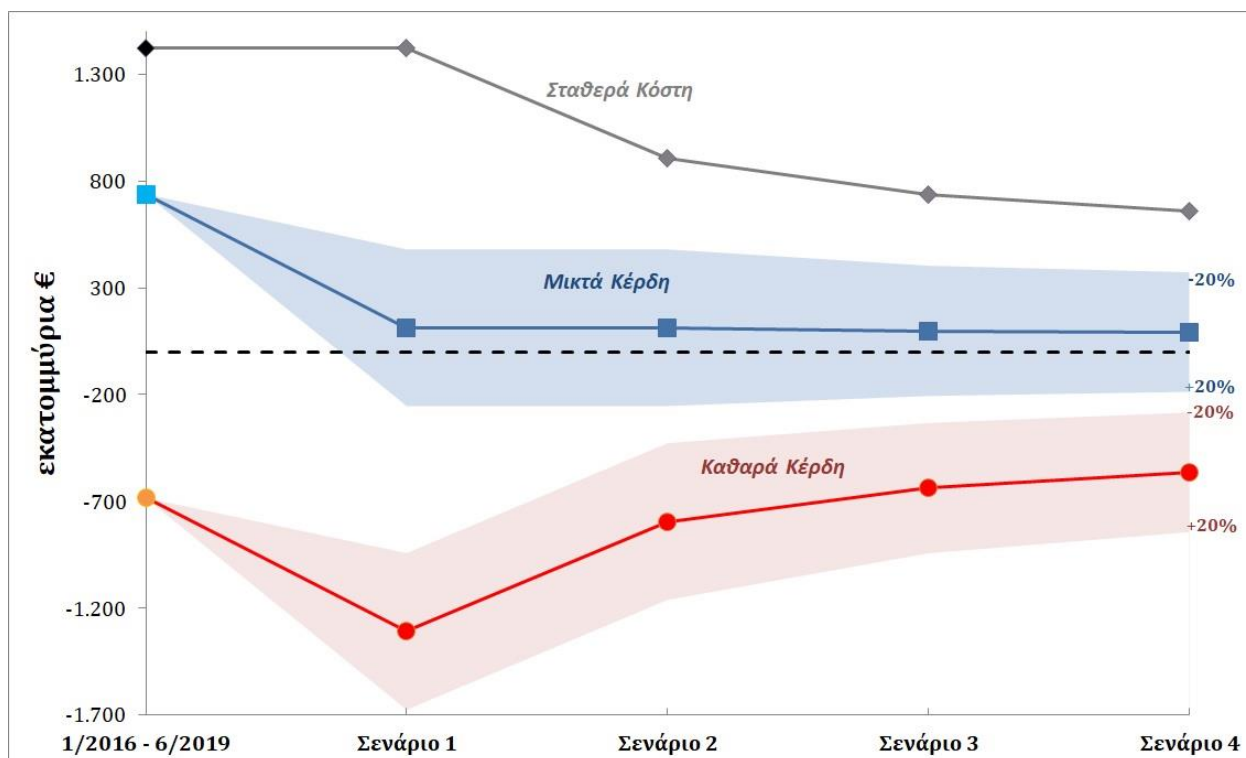
υπερβαίνοντας περισσότερο από δύο φορές τα σχετικά ευρωπαϊκά όρια. Επιπλέον, δεν είναι συνδεδεμένες με το σύστημα τηλεθέρμανσης της πόλης της Κοζάνης. Ως εκ τούτου, η απόσυρση τους θα παρέχει σημαντική μείωση του σταθερού κόστους, χωρίς κάποια σημαντική μείωση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις υπόλοιπες τρεις μονάδες του Αγ. Δημητρίου και της Μελίτης Ι, και χωρίς να δημιουργείται πρόβλημα με το σύστημα τηλεθέρμανσης της Κοζάνης. Επίσης, όλοι οι λιγνιτικοί σταθμοί θα πρέπει μέχρι το αργότερο τον Αύγουστο του 2021 να συμμορφωθούν με τα νέα όρια των Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνικών (ΒΔΤ). Καθώς η καμινάδα του Αγ. Δημητρίου Ι – ΙΙ εκπέμπει κατά μέσο όρο πολύ περισσότερο από τα όρια και για τους τρεις ρύπους (2 φορές παραπάνω από το όριο για NO_x , 2,3 φορές παραπάνω από το όριο SO_2 και 2,6 φορές παραπάνω από το όριο των σωματιδίων), θα απαιτηθούν σημαντικές αναβαθμίσεις των μονάδων για να διασφαλιστεί συμμόρφωση με τις νέες ΒΔΤ. Συνεπώς, η παύση της λειτουργίας αυτών των μονάδων θα βοηθήσει τη ΔΕΗ να αποφύγει το κόστος για την εγκατάσταση των σχετικών αντιρρυπαντικών τεχνολογιών που θα επιτύχουν την επιβαλλόμενη μείωση των εκπομπών.

Οι εναπομείνουσες μονάδες Αγ. Δημητρίου ΙΙΙ, ΙV, V και Μελίτης Ι δεν μπορούν να καλύψουν την ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν ο ΑΗΣ Καρδιάς, Αμυνταίου και Αγ. Δημήτριος Ι-ΙΙ το 2019. Συνεπώς, σε αυτό το σενάριο, γίνεται η παραδοχή της μείωσης της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη τα επόμενα χρόνια. Ειδικότερα, εάν υποθέσουμε ότι οι υπόλοιπες τέσσερις μονάδες της Δυτ. Μακεδονίας θα λειτουργούν με έναν συνδυαστικό συντελεστή χρήσης 75% και οι δύο μονάδες στη Μεγαλόπολη θα λειτουργούν όπως το 2019, τότε η συνολική παραγόμενη ενέργεια από λιγνιτικές μονάδες θα μειωθεί σε 10,4TWh για την περίοδο 2020-2022.

Σενάριο 4 (“-Μεγαλόπολη ΙV”): Το ίδιο με το σενάριο 3, αλλά με περαιτέρω μείωση στη συνολική ισχύ λόγω της απόσυρσης της Μεγαλόπολης ΙV. Αυτή η μονάδα έχει τη μεγαλύτερη ένταση άνθρακα και συνεπώς, είναι η πλέον εύαλπη ανάμεσα στις λιγνιτικές μονάδες στις αυξήσεις των τιμών άνθρακα. Όπως παρουσιάστηκε και στην προηγούμενη ενότητα, εκτιμήθηκε ότι η μονάδα εμφάνισε αρνητικά μικτά κέρδη για το πρώτο εξάμηνο του 2019, μία κατάσταση που θα χειροτερεύσει με την αναμενόμενη αύξηση των τιμών CO_2 .

Η άλλη λιγνιτική μονάδα στην Πελοπόννησο (Μεγαλόπολη ΙΙΙ), η οποία αναμένεται να λειτουργεί το 2019 με συντελεστή χρήσης 54,5% δεν μπορεί να καλύψει το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που εκτιμάται ότι θα συνεισφέρει η Μεγαλόπολη ΙV το 2019 (1,311 TWh). Συνεπώς, υποθέτοντας ότι χωρίς τη Μεγαλόπολη ΙV, η Μεγαλόπολη ΙΙΙ θα έχει συντελεστή χρήσης 75%, η συνολική ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη σε αυτό το σενάριο θα μειωθεί σε 9,5 TWh το 2020 και το 2021.

Το διάγραμμα 4 παρουσιάζει τις εκτιμήσεις μικτού και καθαρού κέρδους για κάθε σενάριο καθώς και το αντίστοιχο σταθερό κόστος για τις ελληνικές λιγνιτικές μονάδες για τα επόμενα 3,5 έτη (Ιούλιος 2019-Δεκέμβριος 2022). Για λόγους σύγκρισης, σε καθεμία από τις 3 καμπύλες το πρώτο σημείο είναι το αντίστοιχο σωρευτικό αποτέλεσμα για την προηγούμενη περίοδο 3,5 ετών (Ιανουάριος 2016-Ιούνιος 2019) που παρουσιάστηκε και αναλύθηκε στην προηγούμενη ενότητα. Επιπλέον, στο ίδιο διάγραμμα παρουσιάζουμε την επίδραση της πιο σημαντικής παραμέτρου που επηρεάζει τα μικτά και καθαρά κέρδη, δηλαδή της τιμής CO_2 :



Διάγραμμα 4: Προβλέψεις μικτού, καθαρού κέρδους και σταθερού κόστους για την περίοδο Ιούλιος 2019-Δεκέμβριος 2022 με βάση τα 4 σενάρια που εξετάστηκαν. Το πρώτο σημείο στις 3 καμπύλες αντιστοιχεί στο αποτέλεσμα της περιόδου Ιανουάριος 2016-Ιούνιος 2019, που εκτιμήθηκε χρησιμοποιώντας πραγματικά δεδομένα. Οι σκιασμένες ζώνες γύρω από τις καμπύλες του μικτού και του καθαρού κέρδους, αντιστοιχούν στους υπολογισμούς με βάση τιμές άνθρακα κατά 20% μεγαλύτερες (πάνω όριο) και 20% μικρότερες (κάτω όριο) των ονομαστικών τιμών.

Παρατηρούμε τα ακόλουθα:

Κανένα από τα σενάρια που εξετάστηκαν δεν οδηγεί την ελληνική λιγνιτική βιομηχανία σε καθαρά κέρδη τα επόμενα 3,5 χρόνια. Αυτό το αποτέλεσμα υπογραμμίζει ξεκάθαρα την οδυνηρή οικονομική κατάσταση στην οποία έχει περιέλθει η ΔΕΗ λόγω της επιμονής της στο λιγνιτικό μοντέλο ηλεκτροπαραγωγής. Το αποτέλεσμα παραμένει ακόμα κι αν η ΔΕΗ καταφέρει να αποφύγει σημαντικό μέρος του κόστους CO₂ εφαρμόζοντας μία επιτυχημένη στρατηγική αντιστάθμισης (hedging), καθώς οι καθαρές ζημιές σε όλα τα σενάρια εμφανίζονται ακόμα κι αν οι τιμές CO₂ είναι 20% χαμηλότερες από την ονομαστική τιμή των 31€/tn. Εάν, από την άλλη μεριά, οι τιμές άνθρακα ανέβουν πάνω από περίπου 33 €/tn, τότε οι ελληνικές λιγνιτικές μονάδες θα εμφανίζουν συνολικά αρνητικά μικτά κέρδη. Εάν συμβεί κάτι τέτοιο, τότε από την αμιγώς οικονομική πλευρά, θα είναι πιο συμφέρον για τη ΔΕΗ να πάψει τη λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων, συνεχίζοντας να πληρώνει τους εργαζόμενους στα ορυχεία και τις μονάδες.

Ωστόσο, υπάρχουν σημαντικές διαφορές μεταξύ των τεσσάρων σεναρίων. Ειδικότερα:

Το BaU σενάριο, στο οποίο η σημερινή λιγνιτική ισχύς παραμένει σε λειτουργία κατά τα επόμενα χρόνια, μπορεί να εκτοξεύσει τις καθαρές ζημιές σε περισσότερο από €1.3 δις ή ακόμα και €1.7 δις στην περίπτωση που οι τιμές άνθρακα υπερβούν το όριο των 37€/tn. Αυτή η αύξηση στις καθαρές ζημιές κατά περισσότερο από €600 εκ. σε σύγκριση με τα προηγούμενα 3,5 χρόνια είναι άμεση συνέπεια της ανόδου των τιμών CO₂, κατά περίπου 3 φορές (από μία

μέση τιμή 11 €/tn κατά τα προηγούμενα 3,5 χρόνια σε μία μέση τιμή 30,3€/tn τα επόμενα 3,5 χρόνια), η οποία δεν μπορεί να αντισταθμιστεί από την αύξηση κατά 35% των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας (από μία μέση τιμή 57,6 €/MWh κατά τα προηγούμενα 3,5 χρόνια στα 77,8€/MWh τα επόμενα 3,5 χρόνια).

Το σενάριο που περιλαμβάνει την απόσυρση της Καρδιάς και του Αμυνταίου κατά τους επόμενους μήνες, παρέχει μία σημαντικότερη βελτίωση σε σύγκριση με το σενάριο BaU. Το συνολικό σταθερό κόστος μειώνεται κατά περισσότερο από 42%, ενώ τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας παραμένουν στα ίδια επίπεδα, αφού η ηλεκτρική ενέργεια που προηγουμένως προσέφερε η Καρδιά και το Αμύνταιο παράγεται από τις υπόλοιπες μονάδες της Δυτ. Μακεδονίας. Η συνολική καθαρή ζημιά σε αυτό το σενάριο αναμένεται να πέσει στα €793 εκ. κατά την περίοδο Ιούλιος 2019-Δεκέμβριος 2022, προσεγγίζοντας τις καθαρές απώλειες που συσσωρεύτηκαν τα προηγούμενα 3,5 χρόνια (€683 εκ.). Ωστόσο, **η βελτίωση που παρέχει αυτό το σενάριο έγκειται στο ότι διατηρεί τις καθαρές ζημιές σε παρόμοια επίπεδα με αυτά των προηγούμενων 3,5 χρόνων παρά τον τριπλασιασμό του κόστους CO₂.**

Περαιτέρω βελτίωση επιτυγχάνεται με την απόσυρση των μονάδων Αγ. Δημητρίου I-II. Παρόλο που τα έσοδα από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτό το σενάριο μειώνονται λόγω της μείωσης στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε σύγκριση με τα σενάρια 1 και 2, η συνοδευόμενη μείωση στο σταθερό κόστος είναι πιο σημαντική, οδηγώντας, σε μείωση κατά 20% των καθαρών ζημιών σε σύγκριση με το σενάριο στο οποίο αποσύρονται μόνο οι ΑΗΣ Καρδιάς και Αμυνταίου (€637 εκ. συνολικές καθαρές ζημιές στο σενάριο “-Αγ. Δημήτριος I-II” €793 εκ. στο σενάριο “-Καρδιά/Αμύνταιο”). **Συγκρίνοντας τις καθαρές ζημιές σε αυτό το σενάριο με αυτές τα προηγούμενα 3,5 χρόνια, γίνεται φανερό ότι η απόσυρση των ΑΗΣ Καρδιάς, Αμυνταίου και Αγ. Δημητρίου I-II αντισταθμίζει τον τριπλασιασμό των τιμών άνθρακα μεταξύ των δύο συγκρινόμενων περιόδων.** Η βελτίωση που προκύπτει από την απόσυρση των δύο μονάδων Αγ. Δημητρίου I-II θα είναι μάλιστα ακόμα μεγαλύτερη αν κανείς λάβει υπόψη το κόστος που θα αποφύγει η ΔΕΗ για την αναβάθμιση των δύο μονάδων ώστε να συμμορφωθούν με τα νέα ευρωπαϊκά όρια εκπομπών.

Το τέταρτο σενάριο “-Μεγαλόπολη IV” εμφανίζει την καλύτερη οικονομική επίδοση μεταξύ των 4 σεναρίων, με μία περαιτέρω μείωση 11,6% των συνολικών καθαρών ζημιών σε σύγκριση με το σενάριο 3 “-Αγ. Δημήτριος I-II”. Παρά τη μείωση κατά 8% της λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής, και την αντίστοιχη μείωση των εσόδων από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, η πρόσθετη απόσυρση της μονάδας με τη μεγαλύτερη ένταση άνθρακα στην ελληνική λιγνιτική βιομηχανία μειώνει τις ετήσιες καθαρές ζημιές σε λιγότερο από €130 εκ., αποτέλεσμα σχεδόν 3 φορές μικρότερο από τα €377 εκ. των ετήσιων καθαρών ζημιών που υπολογίστηκαν στο σενάριο BaU.

Ένα επιπλέον πλεονέκτημα από τη μείωση της ηλεκτρικής παραγωγής στα σενάρια 3 και 4 είναι ότι η ευαισθησία των μικτών και καθαρών κερδών στις τιμές CO₂ μειώνεται, όπως φαίνεται και από τις στενότερες ζώνες τιμών στο διάγραμμα 4. Αυτό μπορεί εύκολα να ερμηνευτεί από τις εξισώσεις (1)-(3), που δείχνουν ότι η ευαισθησία των μικτών και καθαρών κερδών σε σχέση με τις τιμές άνθρακα είναι ανάλογες με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Συμπεράσματα και Προτάσεις Πολιτικής

Οι επιπτώσεις της εξόρυξης και της καύσης λιγνίτη για το κλίμα, την ποιότητα του αέρα, τους φυσικούς πόρους και τη δημόσια υγεία είναι γνωστά εδώ και πολλά χρόνια. Ωστόσο, οι κυβερνήσεις έχουν ανεχθεί τη χρήση του λιγνίτη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα επειδή ήταν μία εγχώρια πηγή που παρήγαγε φτηνή ηλεκτρική ενέργεια.

Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στην παρούσα έκθεση φανερώνουν ότι το επιχείρημα ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από λιγνίτη είναι φτηνή έχει πάψει να ισχύει εδώ και αρκετά χρόνια. **Εκτιμήθηκε ότι κατά τα προηγούμενα 3,5 χρόνια από τον Ιανουάριο 2016 μέχρι τον Ιούνιο του 2019, η ΔΕΗ συσσωρεύσε καθαρές ζημιές €683 εκ από τη λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων.** Αυτό το ποσό είναι άμεσα συγκρίσιμο με τα €600 εκ. που η ΔΕΗ έχασε λόγω των δημοπρασιών ηλεκτρικής ενέργειας NOME κατά την ίδια περίοδο.

Η ανάλυση μας εκτιμά ότι **αν ο λιγνιτικός στόλος παραμένει ως έχει, τότε τα επόμενα 3,5 χρόνια η κατάσταση θα χειροτερεύσει και η λιγνιτική βιομηχανία θα συσσωρεύσει ζημιές της τάξης των €1,3 δις.** Ως εκ τούτου, πέραν της προστασίας του κλίματος, της φύσης και της δημόσιας υγείας, η απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων επιβάλλεται και για αμιγώς οικονομικούς λόγους στο πλαίσιο της οικονομικής διάσωσης της ΔΕΗ, η οποία βρίσκεται αυτή τη στιγμή στη χειρότερη οικονομική κατάσταση στην ιστορία της.

Ειδικότερα, **προτείνονται οι άμεσες αποσύρσεις των ΑΗΣ Καρδιάς και ΑΗΣ Αμυνταίου**, καθώς αυτές θα βελτιώσουν σημαντικά τα οικονομικά της ΔΕΗ και θα μειώσουν τις καθαρές ζημιές της λιγνιτικής βιομηχανίας κατά περισσότερο από €600 εκ. τα επόμενα 3,5 χρόνια. Μία τέτοια απόφαση δεν θα απαιτήσει καμία μείωση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη, καθώς η ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν οι δύο αυτοί σταθμοί μπορεί να αναπληρωθεί από τις υπόλοιπες λιγνιτικές μονάδες της Δυτ. Μακεδονίας. Συνεπώς, η απόσυρση των δύο αυτών σταθμών δεν θα έχει καμία επίδραση στην ασφάλεια εφοδιασμού. Αυτό είναι επίσης συνεπές με τον πιο πρόσφατη, δημόσια διαθέσιμη μελέτη επάρκειας ισχύος του ΑΔΜΗΕ²¹, η οποία έχει συνεκτιμήσει την απόσυρση των μονάδων Αμυνταίου I-II και Καρδιάς III-IV ως το τέλος του 2019, λόγω της εξάντλησης των 17.500 ωρών λειτουργίας που τους διατέθηκαν μέσα από την Οδηγία Βιομηχανικών Εκπομπών και την απόσυρση των μονάδων Καρδιάς I-II μέχρι τις αρχές του 2020.

Υπό την προϋπόθεση ότι 3 TWh ηλεκτρικής ενέργειας τον χρόνο μπορούν να καλυφθούν από άλλες πηγές, **προτείνονται επίσης οι πρόσθετες αποσύρσεις των μονάδων Αγ. Δημητρίου I-II και Μεγαλόπολης IV**, καθώς αυτές θα μειώσουν τις ετήσιες καθαρές ζημιές της ελληνικής λιγνιτικής βιομηχανίας στα €130 εκ., μία βελτίωση 66% σε σύγκριση με το σενάριο στο οποίο δεν πραγματοποιείται καμία απόσυρση (BaU).

Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται σε αυτή την έκθεση φανερώνουν ότι τα οικονομικά των ελληνικών λιγνιτικών μονάδων είναι και θα εξακολουθήσουν να είναι απαγορευτικά για πιθανούς επενδυτές. Με δεδομένες τις καθαρές ζημιές που θα εξακολουθήσουν να εμφανίζουν, μπορούν να προσελκύσουν επενδυτές μόνο αν η λιγνιτική βιομηχανία υποστηριχθεί από επιπλέον επιδοτήσεις. Ωστόσο, αυτές οι επιδοτήσεις θα επιβαρύνουν τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ θα υπονομεύσουν την απαραίτητη στροφή της Ελλάδας σε ένα μοντέλο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Συνεπώς, γίνεται σαφές ότι

²¹ 2017, Μάιος. ΑΔΜΗΕ. Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2017-2027. <https://bit.ly/2H6VBb5>

οι μελλοντικές προσπάθειες μεταρρύθμισης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να απομακρυνθούν από οποιαδήποτε απόπειρα πώλησης τμήματος του λιγνιτικού χαρτοφυλακίου της ΔΕΗ ή περαιτέρω επιδότησης της ελληνικής λιγνιτικής βιομηχανίας μέσα από εξαιρέσεις στην ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία.

Επιπλέον, λαμβάνοντας υπόψη ότι οι πολιτικές για το κλίμα και το περιβάλλον της ΕΕ γίνονται όλο και περισσότερο φιλόδοξες, η κατάσταση θα γίνεται όλο και πιο δύσκολη για την ελληνική λιγνιτική βιομηχανία. Μέσα σε ένα τέτοιο περιβάλλον, είναι αδιανόητο ότι η ΔΕΗ θα συνεχίσει με το λιγνιτικό έργο “Πτολεμαΐδα V”. Συνεπώς, **προτείνεται η πολύ προσεκτική εξέταση όλων των πιθανών εναλλακτικών χρήσεων για την Πτολεμαΐδα V** με τη συνεργασία ΔΕΗ, κατασκευαστικής εταιρείας, κυβέρνησης και χρηματοπιστωτικών οργανισμών που χρηματοδοτούν το έργο.

Τα ευρήματα αυτής της έκθεσης αναδεικνύουν επίσης την **απόλυτη ανάγκη αναθεώρησης του προσχεδίου Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)**. Ειδικότερα το προσχέδιο του ΕΣΕΚ προτείνει παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 9,5 TWh από λιγνίτη το 2030 από ένα λιγνιτικό στόλο καθαρής ισχύος 2,7 GW (με όλο το συνοδευόμενο σταθερό κόστος), ενώ αυτή η έκθεση δείχνει ότι **η οικονομική διάσωση της ΔΕΗ είναι στενά συνδεδεμένη με τα ίδια επίπεδα λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής, 10 χρόνια νωρίτερα, διατηρώντας ένα πολύ μικρότερο λιγνιτικό χαρτοφυλάκιο καθαρής λιγνιτικής ισχύος λιγότερο από 1,5 GW**.

Παρά τις σημαντικές διαφορές μεταξύ των σεναρίων που εξετάστηκαν και αναλύθηκαν σε αυτή την έκθεση, βρέθηκε ότι **κανένα από τα σενάρια δεν μπορεί να οδηγήσει την ελληνική λιγνιτική βιομηχανία σε καθαρά κέρδη τα επόμενα 3,5 χρόνια**. Αντίθετα, υπάρχει μεγάλη πιθανότητα η πραγματικότητα να επιφυλάξει ακόμα πιο δυσάρεστες εξελίξεις. Για αυτό το λόγο, και περισσότερο από κάθε άλλη χώρα στην ΕΕ, **η Ελλάδα επιβάλλεται να δεσμευτεί σε ένα συγκεκριμένο χρονοδιάγραμμα απόσυρσης όλων των λιγνιτικών μονάδων μέχρι το 2030 το αργότερο**. Οι προτάσεις για την απόσυρση λιγνιτικών μονάδων που παρουσιάζονται σε αυτή την έκθεση μπορούν να συμβάλλουν στην επιλογή των μονάδων που πρέπει να αποσυρθούν κατά προτεραιότητα, ώστε να αντιμετωπιστεί το επείγον ζήτημα της βελτίωσης της οικτρής οικονομικής κατάστασης στην οποία βρίσκεται αυτή τη στιγμή η ΔΕΗ.

Προϋπόθεση για τον μετασχηματισμό της ΔΕΗ σε μία βιώσιμη και οικονομικά υγιή εταιρεία, αποτελεί η εγκατάλειψη του λιγνιτικού της παρελθόντος με έναν οργανωμένο και καλά σχεδιασμένο τρόπο. Ένα τέτοιο σχέδιο απεξάρτησης από τον λιγνίτη θα ενισχύσει τη δέσμευση των εθνικών, περιφερειακών και τοπικών αρχών για τη Δίκαιη Μετάβαση των τοπικών οικονομιών στις λιγνιτικές περιοχές της χώρας σε βιώσιμες οικονομικές δραστηριότητες, προσφέροντας παράλληλα στην Ελλάδα την ευκαιρία να οικοδομήσει ένα κλιματικά ουδέτερο μέλλον.

