



**ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ,  
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ  
ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ**

**ΓΕΝΙΚΗ ΓΡΑΜΜΑΤΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ  
ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ  
ΓΕΝΙΚΗ Δ/ΝΣΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΠΛΟΥΤΟΥ  
Δ/ΝΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΟΡΥΚΤΩΝ  
ΤΜΗΜΑ Δ'**

Ταχ. Δ/ση : Μεσογείων 119  
Ταχ. Κώδικας : 101 92 ΑΘΗΝΑ  
Πληροφορίες : Ευφρ. Βαρβιτσιώτη  
Τηλ. : 210 6969 347  
Fax : 210 6969 346  
E-mail : [d9lignites@eka.ypeka.gr](mailto:d9lignites@eka.ypeka.gr),  
[d9geotherm@eka.ypeka.gr](mailto:d9geotherm@eka.ypeka.gr)



Αθήνα, 29/07/2011  
Αρ. Πρωτ.Δ9 Δ/Φ5.4/οικ. 18430/2796

**ΠΡΟΣ:**

**Βουλή των Ελλήνων**  
Δνση Κοινοβουλευτικού Ελέγχου  
Τμήμα Ερωτήσεων

**ΚΟΙΝ:** Βουλευτές κ.κ.

Φ. Κουβέλη,  
Θ. Λεβέντη,  
Ν. Τσουκαλή,  
Γ. Ψαριανό

**ΘΕΜΑ: Απάντηση στην υπ' αριθ. 18765/04.07.2011 ερώτηση των Βουλευτών κ.κ.  
Φ.Κουβέλη, Θ.Λεβέντη, Ν.Τσούκαλη, Γ.Ψαριανού**

Σε απάντηση της εν θέματι ερώτησης και σε σχέση με το ζήτημα της διάθεσης των νέων λιγνιτικών κοιτασμάτων της χώρας, σας γνωρίζουμε ότι επί του παρόντος, ισχύουν τα όσα αναφέρονται στην υπ' αριθ. Δ9Δ/Φ 5.4/οικ. 734/3948/14.01.2011 απάντηση του Υφυπουργού Π.Ε.Κ.Α. στην υπ' αριθ. 5661/29.10.2010 ερώτηση των Βουλευτών κ.κ. Φ.Κουβέλη, Θ.Λεβέντη, Ν.Τσούκαλη, Γ.Ψαριανού.

Τα αιτήματα των τοπικών κοινωνιών και φορέων συνεκτιμώνται κατά τη χάραξη της κυβερνητικής πολιτικής, πολλώ δε μάλλον στο μέτρο που σχετίζονται με την ήπια και βιώσιμη ανάπτυξη, που αποτελεί πάγια επιδίωξη της εθνικής περιβαλλοντικής στρατηγικής.

**Συνημ.:** υπ' αριθ. Δ16/Φ.2.4Α/21359/1313/21.10.2010 επιστολή  
από 13.01.2011 επικαιροποιημένο κείμενο και ανακοίνωση της Επιτροπής για τη διαβούλευση

**Ο Υπουργός**

**Γ. Παπακωνσταντίνου**

ΕΡΕΥΡΕΣ ΑΝΤΙΓΡΑΦΟ  
ΓΕΝΙΚΗ ΓΡΑΜΜΑΤΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ  
ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ  
Μ. ΠΑΠΑΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΑΚΗ

**Εσωτερική Διανομή:**

- Γραφείο κ Υπουργού ΠΕΚΑ
- Γραφείο κ Υφυπουργού ΠΕΚΑ
- Γραφείο Γενικού Γραμματέα ΠΕΚΑ,
- Γενική Διευθυντρια Φυσικού Πλούτου
- Δ/ση Δ9,Δ
- Δ/ση Δ15





ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑ

ΕΕ. ΕΠΕΙΓΟΝ

ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ,  
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ  
ΓΕΝΙΚΗ ΓΡΑΜΜΑΤΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ  
ΑΛΛΑΓΗΣ  
ΓΕΝΙΚΗ ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΟΙΚΗΤΙΚΗΣ  
ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ  
ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΗΜΟΣΙΩΝ ΣΧΕΣΕΩΝ  
ΚΑΙ ΔΙΕΘΝΩΝ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΩΝ  
ΤΜΗΜΑ ΕΥΡΩΠΑΪΚΩΝ ΚΟΙΝΟΤΗΤΩΝ

Αθήνα, 21 Οκτωβρίου 2010  
Αρ.Πρωτ.: Δ16/Φ 2.4Α/ 21359 / 1313

Ταχ.Δ/ση : Μεσογείων 119,  
101 92 Αθήνα  
Τηλέφωνο : 210 6969566  
Fax : 210 6969569  
e-mail : syriopoulosch@eka.ypeka.gr

**ΠΡΟΣ: ΥΠ.ΕΕ. ΕΝΥ-ΕΕ**  
υπόψη κ. Π. Μυλωνόπουλου  
fax 210 3681717

**Μόνιμη Ελληνική Αντιπροσωπεία  
στην ΕΕ**

υπόψη Πρέσβη κου Α. Παπασταύρου  
υπόψη κας Β. Καρρά  
υπόψη κας Α. Κοντουδάκη  
fax 0032 2 5515651

**ΘΕΜΑ: Δικαιώματα εκμετάλλευσης λιγνίτη και ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη στην Ελλάδα.**

## 1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1. Στις 30 Σεπτεμβρίου 2010 η ελληνική κυβέρνηση, μέσω του Υπουργείου Ενέργειας, Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής («ΥΠΕΚΑ»), παρέσχε ορισμένες διευκρινίσεις προς απάντηση στην από 8 Σεπτεμβρίου 2010 επιστολή της Ευρωπαϊκής Επιτροπής. Επίσης, ανέφερε ότι η πλήρης και ενδελεχής απάντηση στο σύνολο των ερωτημάτων τα οποία έθεσε η Επιτροπή, η οποία να αντανακλά τις πλέον πρόσφατες εξελίξεις στην ελληνική αγορά ηλεκτρισμού, θα δινόταν εντός της εβδομάδας που ξεκινά την 18η Οκτωβρίου 2010.
2. Οι εξελίξεις αυτές συνιστούν προϊόν πρωτοβουλίας του ΥΠΕΚΑ και συναφών ενεργειών της Ελλάδας προς αναμόρφωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού εν όψει του τρίτου ρυθμιστικού πλαισίου στον τομέα του ηλεκτρισμού<sup>1</sup>, αλλά και στο πλαίσιο συζητήσεων με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, την Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα («ΕΚΤ») και το Διεθνές Νομισματικό Ταμείο («ΔΝΤ») για την εφαρμογή του Μνημονίου Συνεννόησης στις Συγκεκριμένες Προϋποθέσεις

<sup>1</sup> Ειδικότερα, ο Κανονισμός (ΕΚ) αριθ. 713/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009, για την ίδρυση Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας [2009] ΕΕ L 211, σελ. 1-14, ο Κανονισμός (ΕΚ) αριθ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 [2009] ΕΕ L 211, σελ. 15-35, και η Οδηγία 2009/72/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της οδηγίας 2003/54/ΕΚ [2009] ΕΕ L 211, σελ. 55 – 93.





Οικονομικής Πολιτικής (Memorandum of Understanding on Specific Economic Policy Conditionality) («Μνημόνιο Συνεργασίας»), όπως αυτό τροποποιήθηκε τον Αύγουστο 2010.

3. Στόχος των δράσεων αυτών είναι από το 2012 και μετά η ελληνική αγορά ηλεκτρισμού να λειτουργεί πλέον σύμφωνα με το νέο ρυθμιστικό πλαίσιο της ΕΕ, και να ενισχυθεί σημαντικά ο ανταγωνισμός στην ελληνική αγορά παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.
4. Σε συνέχεια της προηγούμενης αλληλογραφίας της, η Ελληνική Δημοκρατία παρουσιάζει ειδικότερα τις ενέργειές της στον τομέα του ηλεκτρισμού στο βαθμό που αυτές αφορούν στην εξέλιξη της παρούσας υπόθεσης, και ειδικότερα στο ερώτημα εάν μέτρα σαν αυτά που περιλήφθηκαν στην απόφαση της Επιτροπής στις 4 Αυγούστου 2009 (C(2010) 902) («Απόφαση Αυγούστου 2009»), ή άλλα αντίστοιχα ισοδύναμου αποτελέσματος, είναι πράγματι αναγκαία και, εάν ναι, ποια.

## 2 Η ΝΕΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ

5. Όπως κατέστη γνωστό και από την πρόσφατη αλληλογραφία μας<sup>2</sup>, το ΥΠΕΚΑ έχει διαβιβάσει το νέο σχέδιο για τη νέα ενεργειακή πολιτική της χώρας, η οποία συνίσταται από ριζικές αλλαγές στην ελληνική αγορά ηλεκτρισμού, με κύριο γνώμονα τη στροφή σε περιβαλλοντικά φιλικές πηγές παραγωγής ηλεκτρισμού, τον περιορισμό χρήσης ρυπογόνων καυσίμων, όπως ο λιγνίτης, και τη θέση σε εφαρμογή μίας δέσμης μέτρων τα οποία θα διευκολύνουν την κοστοστρεφή πρόσβαση σε ηλεκτρισμό παραγόμενο με καύσιμο το λιγνίτη σε παίκτες ικανούς να ανταγωνιστούν τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού («ΔΕΗ»).

### 2.1 Η στροφή προς Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

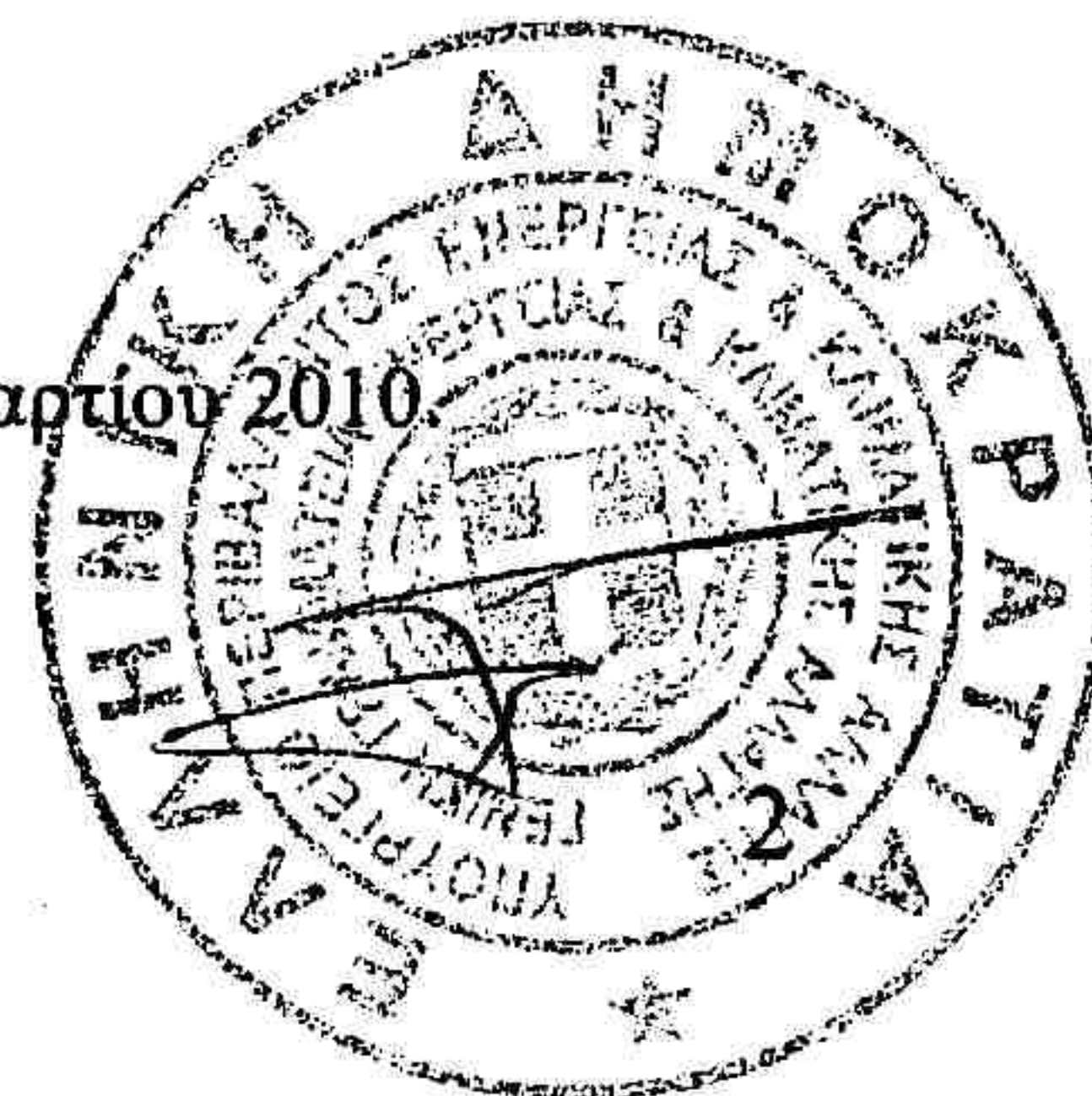
6. Ειδικότερα, σύμφωνα με το εθνικό σχέδιο δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας («ΑΠΕ»), ο εθνικός στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας είναι το 20% έως το 2020. Το ποσοστό αυτό εξειδικεύεται περαιτέρω ως εξής: 40% στη συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10% στις μεταφορές.

7. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτός ο στόχος, η Ελληνική Δημοκρατία έχει ήδη υιοθετήσει σειρά νόμων και υπουργικών αποφάσεων που είναι δημοσιευμένες στην ιστοσελίδα του ΥΠΕΚΑ.<sup>3</sup> Ειδικότερα:

- Ο Νόμος 3851/2010 (ΦΕΚ Α' 85/04.06.2010) σχετικά με την «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής» (βλέπε **Συνημμένο 1**) περιλαμβάνει ειδικές διατάξεις σχετικά με τον εξορθολογισμό της τιμολόγησης της ενέργειας που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ και μονάδων Συμπαγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης («Σ.Η.Θ.Υ.Α.»).
- Με υπουργική απόφαση με αριθμό Α.Υ/Φ1/οικ.17149 της 6<sup>ης</sup> Σεπτεμβρίου 2010 (βλέπε **Συνημμένο 2**) προσδιορίζεται ο τύπος και το περιεχόμενο συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.ΥΑ. στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο και στο Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων.
- Με κοινή υπουργική απόφαση στις 22 Σεπτεμβρίου 2010 συμπληρώθηκε το Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις (βλέπε **Συνημμένο 3**).

<sup>2</sup> Βλέπε επιστολή της Ελληνικής Δημοκρατίας προς την Επιτροπή με ημερομηνία 9 Μαρτίου 2010.

<sup>3</sup> <http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=555>.





## 2.2 Ο διαρκώς μειούμενος ρόλος του λιγνίτη

8. Πέραν των μέτρων αυτών, ο ρόλος του λιγνίτη, που έως πρόσφατα έχει αποτελέσει μία από τις βασικές πηγές παραγωγής ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, μειώνεται ήδη και θα συνεχίσει να μειώνεται σημαντικά τα επόμενα χρόνια πρωτίστως λόγω της επίσπευσης της διαδικασίας απόσυρσης λιγνιτικών μονάδων και των περιορισμών στους χρόνους λειτουργίας τους προκειμένου να επιτευχθεί συμμόρφωση με τους κανόνες IPPC.
9. Οι σημαντικές δεσμεύσεις της Ελλάδας σχετικά με τις εκπομπές CO<sub>2</sub>, όπως αυτές πηγάζουν από την κοινοτική νομοθεσία<sup>4</sup> και έχουν επιβληθεί με το Πρωτόκολλο του Κιότο και το Εθνικό Σχέδιο Κατανομής, καθιστούν σταδιακά την ηλεκτροπαραγωγή βάσει λιγνίτη λιγότερο ελκυστική επένδυση για νέους παραγωγούς. Επιπλέον, από το έτος 2013 ο ηλεκτρισμός με καύσιμο το λιγνίτη θα υπόκειται στο σύνολο των επιβαρύνσεων λόγω εκπομπών CO<sub>2</sub> με συνέπεια την ακόμη μεγαλύτερη μείωση της ανταγωνιστικότητάς του από πλευράς συνολικού κόστους. Από το 2013 και έπειτα (όταν η παραγωγή θα υπόκειται στις πλήρεις επιβαρύνσεις λόγω εκπομπών CO<sub>2</sub>), ο ηλεκτρισμός που παράγεται στην Ελλάδα με καύσιμο το λιγνίτη δεν θα είναι πλέον πιο ανταγωνιστικός σε σχέση με μονάδες Σ.Η.Θ.Υ.Α. που λειτουργούν με φυσικό αέριο. Ο παράγων του περιβαλλοντικού κόστους ελήφθη υπόψη και στην πρόσφατη γνωμοδότηση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας («ΡΑΕ») στην περίπτωση της ΗΡΩΝ, η οποία αναφέρει ότι «το συνολικό κόστος παραγωγής (σταθερό και μεταβλητό, το τελευταίο υπολογιζόμενο βάσει της εκτιμώμενης τιμής του καυσίμου, του κόστους συντήρησης και λειτουργίας, της αναμενόμενης καθαρής παραγωγής και του εκτιμώμενου κόστους εκπομπών CO<sub>2</sub>), υπολογίζεται μεταξύ 54.676 και 65.989 €/MWh». <sup>5</sup> Παρατηρούμε δε ότι το κόστος αυτό είναι διπλάσιο από αυτό που αναφέρεται στην Απόφαση της Επιτροπής της 5<sup>ης</sup> Μαρτίου 2008 (C(2008) 824) («Απόφαση Μαρτίου 2008»). <sup>6</sup> Κατ' ουσίαν, τα όποια μέτρα για την απελευθέρωση της αγοράς πρέπει να αφορούν στη θερμική ηλεκτροπαραγωγή και από λιγνίτη και από φυσικό αέριο.
10. Επιπλέον, η Ελληνική Δημοκρατία δεσμεύεται (εξάλλου κατέχει την απόλυτη πλειοψηφία των μετοχών της ΔΕΗ) ότι η ΔΕΗ θα επιταχύνει ακόμη περισσότερο τη διαδικασία απόσυρσης λιγνιτικών μονάδων, η οποία άλλωστε έχει ήδη ξεκινήσει όπως φαίνεται από το σχετικό πίνακα. <sup>7</sup> Κατά συνέπεια, αναμένεται ότι το 2020 η παραγωγή ηλεκτρισμού της ΔΕΗ με καύσιμο το λιγνίτη θα αντιστοιχεί πλέον σε περίπου 2.200 MW αντί 4.456 MW το 2010, ήτοι θα έχει μειωθεί κατά περίπου 50%. <sup>8</sup>
11. Αυτή η προγραμματισμένη μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το λιγνίτη δεν θα αναστραφεί (βλέπε **Συνημμένο 5**). Η Ελληνική Δημοκρατία δε σκοπεύει να παραχωρήσει άδειες εκμετάλλευσης νέων λιγνιτικών κοιτασμάτων. Κάτι τέτοιο θα αντέβαινε στις εθνικές περιβαλλοντικές επιδιώξεις, που αποτελούν πρώτιστο μέλημα του ΥΠΕΚΑ, και θα αποτελούσε ανυπέρβλητη τροχοπέδη για την επίτευξη των στόχων της πολιτικής 20-20-20. Μοναδική εξαίρεση αποτελεί η διάθεση δικαιωμάτων εκμετάλλευσης στο κοίτασμα της Βεύης, καθώς η σχετική διαδικασία βρίσκεται ήδη στο στάδιο της εξέτασης των προσφορών που έχουν υποβληθεί. Σημειώνουμε ότι η ΔΕΗ δεν υπέβαλε προσφορά στη διαδικασία ανάθεσης δικαιωμάτων εκμετάλλευσης για το κοίτασμα της Βεύης.

<sup>4</sup> Οδηγία 2003/87/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13<sup>ης</sup> Οκτωβρίου 2003 σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας και την τροποποίηση της οδηγίας 96/61/EK του Συμβουλίου, όπως αυτή τροποποιήθηκε στη συνέχεια [2003] EE L-275/32. Βλέπε ενοποιημένο κείμενο: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2003L0087:20090625:EL:PDF>.

<sup>5</sup> Βλέπε ΣΥΝΗΜΜΕΝΟ Α.20 στην προσφυγή της ΔΕΗ στην υπόθεση Τ-421/09 ΔΕΗ κατά Επιτροπής, σελ.

6. Βλέπε και πίνακα της ΡΑΕ σχετικά με το σχετικό κόστος της παραγωγής ηλεκτρισμού στην Ελλάδα με καύσιμο το λιγνίτη και με καύσιμο το φυσικό αέριο με διάφορες τιμές ανάλογα εκπομπών CO<sub>2</sub> ως **Συνημμένο 4**.

<sup>6</sup> Βλέπε Απόφαση Μαρτίου 2008, παρ. 87, πίνακας 15 και παρ. 89.

<sup>7</sup> Βλέπε **Συνημμένο 5**.

<sup>8</sup> Βλέπε **Συνημμένο 6**.





## 2.3 Η διαφοροποίηση του ενεργειακού μείγματος της χώρας

12. Σύμφωνα με όλες αυτές τις εξελίξεις, αναμένεται σταδιακή αύξηση της παραγωγής και εγκατεστημένης ισχύος στο ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα από ΑΠΕ και αντίστοιχη μείωση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από λιγνίτη.
13. Ειδικότερα, το ενεργειακό μείγμα της χώρας έχει όπως φαίνεται από το **Συνημμένο 6**, το οποίο αποτυπώνει τον αντίκτυπο που θα έχει το κλείσιμο λιγνιτικών μονάδων στη συνολική συμμετοχή θερμικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρισμού με καύσιμο και το λιγνίτη και το φυσικό αέριο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (βλέπε **Συνημμένο 5**). Επιπλέον, λαμβανομένης υπόψη της αναμενόμενης εισόδου νέων ανταγωνιστών στην παραγωγή ηλεκτρισμού με καύσιμο το φυσικό αέριο, η παραγωγή τρίτων μερών/ανεξάρτητων παραγωγών στο θερμικό σύστημα αυξάνεται στο 35%, προτού καν να ληφθούν οιαδήποτε μέτρα προκειμένου η Ελλάδα να τηρήσει τους στόχους του Μνημονίου Συνεργασίας (βλέπε **Συνημμένο 7**).

## 2.4 Μέτρα για την ενίσχυση του ανταγωνισμού στην αγορά χονδρικής προμήθειας ηλεκτρισμού

14. Κατ' αρχήν από τη διαφοροποίηση του ενεργειακού μείγματος και μόνο γίνεται ευκόλως αντιληπτό ότι οι εξελίξεις της αγοράς που σχετίζονται με το νέο μείγμα θα οδηγήσουν αναπόφευκτα σε ένα εντελώς διαφορετικό περιβάλλον ανταγωνισμού στην απελευθερωμένη αγορά χονδρικής προμήθειας ηλεκτρισμού.
15. Ειδικότερα, σε ό,τι αφορά στην ενίσχυση του ανταγωνισμού στην αγορά χονδρικής προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας (στόχο τον οποίο επιδιώκει και η Επιτροπή), παρατηρούμε τα εξής:

### 2.4.1 Απελευθέρωση παραγωγής ηλεκτρισμού βάσει λιγνίτη σε ανταγωνιστές της ΔΕΗ

16. Κατόπιν και σχετικής συμφωνίας στο πλαίσιο του τροποποιημένου κείμενου του Μνημονίου Συνεργασίας, η ελληνική κυβέρνηση κατέληξε στο πλαίσιο για την περαιτέρω απελευθέρωση της χονδρικής αγοράς ηλεκτρισμού. Το πλαίσιο αυτό περιλαμβάνει μέτρα που στοχεύουν στη σταδιακά αυξανόμενη διάθεση μέρους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει λιγνίτη σε τρίτα μέρη για ορισμένη περίοδο. Στο πλαίσιο περιλαμβάνονται τόσο μέτρα μακροπρόθεσμης διάρκειας όσο και μεταβατικά μέτρα, στόχος των οποίων είναι η παροχή κοστοστρεφούς πρόσβασης σε ηλεκτρισμό παραγόμενο με καύσιμο το λιγνίτη σε παίκτες ικανούς να ανταγωνιστούν τη ΔΕΗ, και εν τέλει η αύξηση του ανταγωνισμού στην αγορά και η αποτελεσματική αλλαγή της δομής του. Η ποσότητα της προς διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας της ΔΕΗ σε τρίτους θα υπολογίζεται λαμβανομένης υπόψη της απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων σύμφωνα με το εθνικό σχέδιο δράσης προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος 20-20-20.
17. Μολονότι η ακριβής ισορροπία μεταξύ μακροπρόθεσμων και μεταβατικών μέτρων θα εξαρτηθεί από τη ζήτηση της αγοράς (με προτίμηση στα ειδικά τραβηκτικά δικαιώματα ως μακροπρόθεσμα μέτρα, ενώ εικονικοί πλειστηριασμοί ηλεκτρικής ενέργειας (Virtual Power Plant Auctions ή VPPs) θα χρησιμοποιηθούν περισσότερο ως μεταβατικά μέτρα), η Ελληνική Δημοκρατία θα εξασφαλίσει ότι νέοι παίκτες στην αγορά θα έχουν πρόσβαση σε:
- 300 MW έως το 2012 (πιθανώς μέσω VPP)
  - 1500 MW έως το 2015
  - 900 MW έως το 2020
18. Οι δύο τελευταίες ποσότητες αντιπροσωπεύουν το 40% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της ΔΕΗ με καύσιμο το λιγνίτη κατά τα αντίστοιχα έτη. Τα προϊόντα μέσω από την διάθεση των οποίων θα επιτευχθεί η πρόσβαση τρίτων μερών στις προαναφερθείσες ποσότητες θα αποτελούνται από συνδυασμό (α) μακροχρόνιων πωλήσεων τραβηκτικών δικαιωμάτων (είτε μονομερώς, είτε με ανταλλαγή) και (β) με ανταλλαγή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.





σε συνδυασμό με (γ) VPPs μικρής διάρκειας και (δ) συμβατικές ανταλλαγές. Μολονότι η απελευθέρωση των 300 MW θα επιτευχθεί κατά πάσα πιθανότητα μέσω VPPs, πρόθεση της Ελληνικής Δημοκρατίας επί του παρόντος είναι να πραγματοποιηθεί η απελευθέρωση των 1.500 και 900 MW μέσω μέτρων τα οποία κατά το μεγαλύτερο σκέλος τους θα περιλαμβάνουν ρυθμίσεις όπως ανταλλαγές μονάδων ή πώληση τραβηκτικών δικαιωμάτων (μονομερών ή μέσω ανταλλαγής), όπως θα προσδιοριστούν με βάση την ζήτηση της αγοράς.

19. Πρόθεση είναι από το έτος 2020 και στη συνέχεια να ισχύουν πλέον μόνο τα μακροπρόθεσμης διάρκειας μέτρα, λαμβανομένων υπόψη των αποσύρσεων λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ και των συνθηκών της αγοράς τότε.
20. Τα προϊόντα που θα διατεθούν μέσω των ανωτέρω διαδικασιών θα διατίθενται στους ανταγωνιστές της ΔΕΗ και θα παραμείνουν εν ισχύ για όσο χρόνο η ΔΕΗ διατηρεί μερίδιο άνω του 50% στην παραγωγή ηλεκτρισμού βάσει θερμικών σταθμών στο ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.
21. Οι διαδικασίες υλοποίησης των μέτρων (δηλ. της χορήγησης των δικαιωμάτων που περιγράφηκαν παραπάνω) θα διοργανώνονται από τη ΔΕΗ με τη συνδρομή ανεξάρτητου διεθνούς οίκου με εμπειρία στον κλάδο της ενέργειας και θα είναι υπό την επίβλεψη της ΡΑΕ. Οι κανόνες των διαγωνιστικών διαδικασιών θα νομοθετηθούν από την Ελληνική Δημοκρατία. Σε κάθε περίπτωση, οι επιτυχόντες στις διαδικασίες αυτές θα επιλέγονται βάσει αντικειμενικών κριτηρίων, μεταξύ των οποίων, η αξιοπιστία και η ικανότητά τους να καταβάλουν το τίμημα για το δικαίωμά τους να εκμεταλλευτούν μέρος της παραγωγής της ΔΕΗ, ή την ποσότητα του φορτίου σχετικά με την οποία ανέλαβαν τυχόν υποχρέωση στο πλαίσιο εικονικού πλειστηριασμού.
22. Οι τεχνικές λεπτομέρειες υλοποίησης του σχεδίου αυτού βρίσκονται ήδη σε προχωρημένο στάδιο, μπορούν δε να συζητηθούν αναλυτικά και με την Επιτροπή σε σύντομο χρονικό διάστημα. Μόλις υπάρξει συμφωνία, θα ξεκινήσει άμεσα η διαδικασία δημόσιας διαβούλευσης με όλα τα ενδιαφερόμενα μέρη προκειμένου να εκτιμηθούν επακριβώς οι διαθέσεις των αγορών και να προσδιοριστούν οριστικά οι τεχνικές λεπτομέρειες σχετικά με την ακριβή ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει η ΔΕΗ με καύσιμο λιγνίτη και οι μέθοδοι απελευθέρωσής της.
23. Η χρήση ειδικών τραβηκτικών δικαιωμάτων, ενισχυόμενη από VPPs προτιμήθηκε έναντι άλλων ισοδύναμων εναλλακτικών μέτρων, όπως η διάθεση νέων κοιτασμάτων λιγνίτη σε ανταγωνιστές της ΔΕΗ ή η πώληση λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ σε ανταγωνιστές της λόγω των σημαντικών πλεονεκτημάτων που αυτή παρουσιάζει και των αντίστοιχων μειονεκτημάτων των πιθανών εναλλακτικών λύσεων.
24. Αφενός, η συγκεκριμένη δέσμη δράσεων κρίνεται ως εξίσου αποτελεσματική με τις άλλες λύσεις, αφού είναι ικανή να επιφέρει σταδιακά, αλλά γρήγορα (και, σε κάθε περίπτωση, πολύ πιο γρήγορα από την πώληση μονάδων της ΔΕΗ), μία μακροπρόθεσμη αλλαγή στη δομή της ελληνικής αγοράς χονδρικής προμήθειας ηλεκτρισμού, ενισχύοντας σημαντικά τον ανταγωνισμό, και μειώνοντας το μερίδιο αγοράς της ΔΕΗ. Παράλληλα, συνιστά μία επιχειρηματικά πιο ενδιαφέρουσα λύση, αφού παρέχει τον απαιτούμενο βαθμό ευελιξίας, επιτρέποντας το συνδυασμό περισσότερων προϊόντων και επομένως τη διάθεση ενός πιο ισορροπημένου χαρτοφυλακίου ενέργειας σε περισσότερους πλέον σε αριθμό ανταγωνιστές της ΔΕΗ. Παρόμοιες μέθοδοι σταδιακής απελευθέρωσης ηλεκτρισμού (long-term capacity release programs) έχουν ήδη εφαρμοστεί και συνεχίζουν να εφαρμόζονται με επιτυχία σε άλλα Κράτη Μέλη, όπως η Γαλλία, το Βέλγιο, η Ισπανία, η Ολλανδία, η Δανία, κ.α.. Η ελληνική κυβέρνηση έχει εξετάσει ενδελεχώς τα παραδείγματα αυτά και έχει αντλήσει γνώση από την εμπειρία των άλλων χωρών. Επομένως, είναι σε θέση να εφαρμόσει σε σύντομο χρονικό διάστημα μία





ανάλογη διαδικασία, η οποία θα είναι προσαρμοσμένη στις ανάγκες, τις ιδιαιτερότητες και τον τρόπο λειτουργίας της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού.

25. Αφετέρου, οι δύο άλλες εναλλακτικές ενέχουν σημαντικά μειονεκτήματα. Πρώτον, η διάθεση νέων δικαιωμάτων εκμετάλλευσης κοιτασμάτων λιγνίτη σε ανταγωνιστές της ΔΕΗ ουδόλως συμβαδίζει με τους περιβαλλοντικούς στόχους της Ελλάδας (20-20-20) και σε κάθε περίπτωση θα καθυστερούσε ως προς την επίτευξη του αποτελέσματός της συγκρινόμενη με το πλαίσιο που περιγράφεται στην παρούσα επιστολή. Δεύτερον, η πώληση λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ σε ανταγωνιστές της είναι εξαιρετικά περίπλοκη, και απαιτεί δυσανάλογα μακρό χρόνο προετοιμασίας προκειμένου να γίνει η επιλογή των προς πώληση λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ, λαμβάνοντας υπόψη το χρόνο απόσυρσης των σχετικών μονάδων, το αυξανόμενο κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub>, τη μέθοδο αξιολόγησης της ποιότητας και ποσότητας του λιγνίτη ανά κοίτασμα, κοινωνικές παραμέτρους (όπως η δυνατότητα του πιθανού αγοραστή να εξασφαλίσει εργασιακές συνθήκες για τους εργαζόμενους παρόμοιες με τις ισχύουσες), καθώς και το ενδεχόμενο πιθανών επιπλοκών σε σχέση με τη μεταβίβαση ιδιοκτησιακών δικαιωμάτων, ιδίως λόγω απαλλοτριώσεων, νομική φύση των παραχωρήσεων λιγνιτικών κοιτασμάτων, κλπ. Πέραν αυτών των δυσκολιών, δείχνει αδύνατο να καρποφορήσει η πώληση μονάδων της ΔΕΗ, τουλάχιστον επί του παρόντος, δεδομένης της αρνητικής οικονομικής συγκυρίας και της απουσίας ένδειξης ενδιαφέροντος από ανταγωνιστές της ΔΕΗ, ενώ για λόγους προστασίας των συμφερόντων των μετόχων της, δεν θα ήταν δυνατό να ζητηθεί από τη ΔΕΗ να πουλήσει μονάδες σε ανταγωνιστές της σε τιμές κάτω του κόστους.

26. Για τους λόγους αυτούς, η ελληνική κυβέρνηση υποστηρίζει ως πλέον κατάλληλη, ανάλογη και αποτελεσματική για την περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς χονδρικής προμήθειας ηλεκτρισμού την προαναφερθείσα δέσμη μέτρων.

#### **2.4.2 Η τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας**

27. Περαιτέρω, ενημερώνουμε ότι με υπουργική απόφαση στις 28 Σεπτεμβρίου 2010 (η οποία ετέθη σε ισχύ στις 30 Σεπτεμβρίου 2010) σχετικά με την τροποποίηση διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ 655/Β'/17.05.2005) (Συνημμένο 8), η Ελληνική Δημοκρατία έλαβε μέτρα τα οποία αφορούν την χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ιδίως την εξυγίανση του τρόπου υπολογισμού της Οριακής Τιμής Συστήματος.
28. Οι τροποποιήσεις που έγιναν στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας καταρτίστηκαν από τον ίδιο το Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας («ΔΕΣΜΗΕ»), εγκρίθηκαν από το ΥΠΕΚΑ, έπειτα από τη σύμφωνη γνώμη της ΡΑΕ, και αποτελούν προϊόν εκτεταμένης δημόσιας διαβούλευσης.
29. Μεταξύ άλλων, προβλέπεται ότι, οι πληρωμές θα γίνονται με βάση την Οριακή Τιμή Συστήματος που υπολογίζεται την προηγούμενη ημέρα, ότι η ΡΑΕ θα κάνει ελέγχους, για να διαπιστώνει αν οι προσφορές που υποβάλουν οι παραγωγοί αντανakλούν το κόστος, στο οποίο προστίθεται και το μέσο ειδικό κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub>, και θα επιβάλλει πρόστιμα εφόσον διαπιστωθεί σημαντική απόκλιση μεταξύ των δηλώσεων των παραγωγών για συμμετοχή στην ημερήσια αγορά χονδρικής προμήθειας ηλεκτρισμού και των πραγματικών στοιχείων. Επιπλέον, η υπουργική απόφαση ρυθμίζει και τον τρόπο συμμετοχής στην αγορά των υδροηλεκτρικών εργοστασίων και μονάδων που βρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία.
30. Η Ελληνική Δημοκρατία θεωρεί ότι η τροποποίηση αυτή είναι σημαντική και θα διευκολύνει σημαντικά τον εξορθολογισμό της διαδικασίας χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.





### 3 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΙΚΑ

31. Η νέα ενεργειακή πολιτική της χώρας με μέτρα προς την κατεύθυνση της απελευθέρωσης και για το λιγνίτη και για το φυσικό αέριο, καθώς και οι αποσύρσεις λιγνιτικών μονάδων, η διαρκώς μειούμενη ανταγωνιστικότητα και συμμετοχή του λιγνίτη στη χονδρική αγορά ηλεκτρισμού, και κυρίως η σταδιακή κοστοστρεφής απελευθέρωση μέρους της παραγωγής της ΔΕΗ βάσει λιγνίτη σε ανταγωνιστές της είναι εν τω συνόλω παράγοντες οι οποίοι θα επιφέρουν με βεβαιότητα ριζικές και μόνιμες αλλαγές στην ελληνική αγορά ηλεκτρισμού με σημαντική ενίσχυση του ανταγωνισμού σε αυτή. Συνιστούν δε λύσεις εξίσου αποτελεσματικές με τα μέτρα που περιλαμβάνει η Απόφαση Αυγούστου 2009<sup>9</sup>, ενώ παράλληλα συμβαδίζουν με τους περιβαλλοντικούς στόχους της Ελλάδας και της Ε.Ε., ήτοι τη στροφή στην «πράσινη ενέργεια» και τη μείωση της χρήσης στερεών καυσίμων, όπως ο λιγνίτης.
32. Συναφώς αναφέρουμε ότι, παρόλο που η Ελλάδα ουδέποτε αποδέχθηκε την ύπαρξη της φερόμενης παράβασης των άρθρων 106(1)/102 ΣΛΕΕ, η Απόφαση Αυγούστου 2009 παραμένει δεσμευτική, έως ότου και εφόσον αυτή ακυρωθεί βάσει απόφασης του Γενικού Δικαστηρίου στην Υπόθεση T-421/09 ή αποσυρθεί/αναθεωρηθεί από την Επιτροπή. Δεδομένου ότι (α) η Ελληνική Δημοκρατία δεν προτίθεται πλέον να παραχωρήσει σε ανταγωνιστές της ΔΕΗ δικαιώματα εκμετάλλευσης σε νέα λιγνιτικά κοιτάσματα, όπως προβλέπει η Απόφαση Αυγούστου 2009 (αφού κάτι τέτοιο δε συνάδει με το στόχο 20-20-20), καθώς και ότι (β) η νέα ενεργειακή στρατηγική της Ελληνικής Δημοκρατίας περιλαμβάνει, τουλάχιστον, εξίσου αποτελεσματικά και ικανά μέτρα για την απελευθέρωση της αγοράς χονδρικής προμήθειας ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, καλούμε την Επιτροπή να προχωρήσει στη δέουσα απόσυρση ή αναθεώρηση της Απόφασης του Αυγούστου 2009.
33. Επίσης καλείται η Επιτροπή να μην προχωρήσει σε έναρξης διαδικασίας μη συμμόρφωσης ενώπιον του Δικαστηρίου της Ε.Ε. ενόψει της εφαρμογής των νέων μέτρων τα οποία είναι τουλάχιστον ισοδύναμα με αυτά της Απόφασης Αυγούστου 2009 και από πλευράς ουσίας, αλλά και ως προς τον χρόνο που επιτυγχάνουν τον στόχο της ενίσχυσης του ανταγωνισμού στην ελληνική αγορά χονδρικής προμήθειας ηλεκτρισμού με καύσιμο το λιγνίτη.
34. Βρισκόμαστε στη διάθεσή σας για τη διευκρίνιση των όποιων ερωτημάτων. Οι τεχνικές λεπτομέρειες του πλαισίου θα σας κοινοποιηθούν από την Ελληνική Κυβέρνηση εντός των ερχόμενων εβδομάδων και, σε κάθε περίπτωση, σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα που θέτει το Μνημόνιο Συνεργασίας.



ΑΚΡΙΒΕΣ ΑΝΤΙΓΡΑΦΟ

Γ. ΒΑΡΕΛΑΣ

Ο Γενικός Γραμματέας

Κωνσταντίνος Μαθιουδάκης

Εσωτερική Διάταξη

- Γραφείο Υπουργού \*
- Γραφείο Υφυπουργού
- Γραφείο Γενικού Γραμματέα
- Γεν. Δ/ντριας Διοικητικής Υποστήριξης Υπηρεσιών
- Γεν. Δ/ντη Ενέργειας
- Δ/νση Ηλεκτροπαραγωγής.
- Δ16, Τμήμα Α (3).

<sup>9</sup> Η Ελληνική Δημοκρατία διευκρινίζει ότι η θέση της αυτή δεν πρέπει να ερμηνευθεί ως έμμεση αποδοχή της φερόμενης παράβασης, αλλά ως παροχή διευκρινίσεων προς αποτροπή της ενδεχόμενης εκκίνησης από την Επιτροπή της επίσημης διαδικασίας μη συμμόρφωσης.



5. In the first instance, the Hellenic Republic intends to implement the DRAs in the form of swaps. The capacity and energy available under the DRAs will be provided for a total amount of 457 MW, through DRAs based on the portfolio of lignite-fired generation plants with decommissioning dates beyond 2020 and reflecting the characteristics of that portfolio. It will initiate one or more tenders in the first half of 2011, and will report to the Commission by 30 June 2011 regarding the progress of the tender(s). If the Commission considers that it is unlikely that swaps representing 457 MW of generation capacity will be implemented by 1 January 2012, the tender process will be repeated, and commercial operation of these DRAs will be delayed until 1 January 2013.
6. In this case of delay of commercial operation of the DRAs until 1 January 2013, to ensure that capacity is released no later than 1 January 2012 in any event, 457MW will be sold to third parties by PPC in the form of transitory drawing rights ("TDRs") to come into effect on 1 January 2012 and remain in force until 2020. The TDRs will relate to plants that are scheduled for decommissioning no later than 2020. Further details concerning the TDRs are set out in Section C, below.
7. Buyers of the DRAs must be approved by the Commission. In order to be approved, a buyer must:
  - (a) be independent of and unconnected to PPC;
  - (b) have the financial resources, proven expertise and incentive to maintain the capacity made available as a viable and active competitive force in the market; and
  - (c) neither be likely to create, in the light of the information available to the Commission, prima facie competition concerns nor give rise to a risk that the implementation of this framework will be delayed, and must, in particular, reasonably be expected to obtain all necessary approvals from the relevant regulatory authorities to be eligible to use the rights awarded through the tender process.
8. The Term Sheets in Annex II set forth in greater detail the terms and conditions of the sale and purchase of electric capacity, energy generated and lignite fuel supply through multi-plant (or "portfolio") DRAs. The Term Sheet, in particular, clarify that the variable cost of generating electricity to be paid by the buyer when it draws electricity includes CO2 emission costs. These Term Sheets are not contractual documents to be signed by buyers, who will contract DRAs supplemented by any additional agreements required. However, for the avoidance of doubt, the rights conferred on the buyer pursuant to any definitive DRA shall be no less favourable than those set out in the applicable Term Sheet.
9. The DRAs will be allocated through an open competitive tendering process. A total capacity of 457 MW will be made available under the DRAs tendered in 2011 and, if necessary, 2012, through DRAs relating to capacity drawn from the portfolio of lignite-fired power plants with decommissioning dates beyond 2020 and reflecting the characteristics of those plants. The plants to which DRAs will relate in any event are identified in paragraph 11 below.
10. The Hellenic Republic intends that the DRAs will have initial terms of fifteen years or the average life of the plants included in the portfolio, as defined by the decommissioning dates, whichever period is shorter. The purchaser shall retain the exclusive and irrevocable option to extend the DRA beyond that initial term on the same conditions for rolling incremental five year terms, subject to the possibility of pro-rata reductions of the capacity



**January 2011 (update)**

**Description of alternative measures to be adopted by the Hellenic Republic for the further liberalisation of the Greek wholesale electricity generation market, including lignite-fired generation**

1. The Hellenic Republic is evaluating various measures for the further liberalisation of the Greek wholesale electricity generation market, including lignite-fired generation, as alternatives to the measures set out in the Commission's August 2009 Decision.<sup>1</sup> The aim is to increase competition in the Greek wholesale electricity market through environmentally-sustainable power generation to the benefit of the consumer and achieve the 20-20-20 objective. On that basis, 40% of the lignite-fired electricity generating capacity of the Public Power Corporation S.A. ("PPC") (in the Greek interconnected market) would come under the control of third parties (i.e., entities not affiliated with PPC) in perpetuity, using a capacity release program comprised of a combination of structural measures and transitory measures.
2. The alternative measures have been developed to be consistent with the Hellenic Republic's plan concerning the decommissioning of some of PPC's existing lignite fired power generation plants (Annex I), and its preference to grant third parties access to electricity generated from lignite extracted from the deposits that are currently available for exploitation, in line with the Hellenic Republic's broader environmental and energy policies so as to achieve the 20-20-20 objective. Eighteen plants have decommissioning dates in or before 2020, and four plants have such dates beyond 2020. New lignite-fired plants may be authorised. To this end, the alternative measures include structural measures relating to (1) generating capacity that the decommissioning plan envisages will stay in use after 2020 and (2) new generation capacity to be built, and transitory measures relating to plants that will be decommissioned no later than 2020 according to the decommissioning plan.
3. More specifically, by 1 January 2012 or within nine calendar months from the date of adoption of a formal decision by the European Commission reviewing its August 2009 Decision (whichever event occurs later), 900MW in total (i.e., 457 MW through structural measures, and 443 MW through transitory measures) of lignite generation capacity will be made available to third parties. Progressively, and no later than 1 January 2015, additional lignite-fired electricity generating capacity will be released in staged incremental amounts, so that by 2015 it will have reached 40% of PPC's currently projected lignite generation in that year.

**A. Swap Of Drawing Rights Agreements**

4. The Hellenic Republic intends to achieve the capacity release through Drawing Rights Agreements ("DRAs"), relating to a representative portfolio of lignite-fired generation plants.

---

<sup>1</sup> Commission Decision of 4 August 2009 Establishing the specific measures to correct the anti-competitive effects of the infringement identified in the Commission Decision of 5 March 2008 on the granting or maintaining in force by the Hellenic Republic of rights in favour of the Public Power Corporation S.A. for extraction of lignite.



covered by the DRA if one or more of the plants in the portfolio are decommissioned during the course of a five year term.

11. The Hellenic Republic's intention is that the following plants will be the subject of the DRAs discussed above. The 457 MW capacity will be drawn from the following portfolio of plants:

- (a) Agios Dimitrios 5; net capacity 342MW, planned decommissioning date = c.2040
- (b) Meliti; net capacity 289MW, planned decommissioning date = c.2040
- (c) Megalopoli 3; total capacity 255MW, planned decommissioning date=2025;
- (d) Megalopoli 4; total capacity 256MW, planned decommissioning date=2025.

PPC shall have the discretion to determine the capacity drawn from time to time from each plant within the portfolio.

12. In addition to the structural DRAs described above, third parties will be offered (in line with paragraph 10 above) rights equivalent to 40% of the total new lignite capacity to be built. The 40% can be part of an individual plant or of the several plants built. This can include the case where the new build plant is controlled by an independent third party.

#### **B. Fall-back Measures**

13. The Hellenic Republic commits to submit a report to the Commission by 30 June 2011 on the process of sales for the swap of DRAs. If the Commission considers that the DRAs are not likely to be implemented by 1 January 2012 through the swap arrangements pursued by the Hellenic Republic, then the tender for structural measures will be repeated and commercial operation of this structural measure will be delayed until 1 January 2013. Within such circumstances, as provided in paragraph 6, 457MW will be sold to third parties by PPC in the form of TDRs to come into effect on 1 January 2012 and remain in force until the end of 2020.
14. In any event, if the DRAs relating to a total capacity of 457 MW are not implemented by 1 January 2012 through the swap arrangements pursued by the Hellenic Republic, PPC will enter into TDRs for the remaining balance of the 457 MW capacity with third parties by 1 April 2012. Any such TDR will remain in force until the end of 2020. In the event that, by 1 January 2013, swaps for the same capacity as TDRs that may have been entered into by 1 April 2012 are agreed, the total capacity made available under TDRs from 2013 will be reduced commensurately, as explained below.
15. In case some or all of the swaps agreements intended by the Hellenic Republic have not been concluded by PPC, or are not likely to be concluded in time for implementation by 1 January 2013, the Hellenic Republic, in order to achieve the objective of ensuring that 40% of PPC's lignite-fired generation capacity is released under long-term arrangements, at its sole discretion, will implement one or both of the following alternative measures, to take effect as of 1 January 2013:
- (a) One-way (rather than swap) DRAs. If the Hellenic Republic decides to make DRAs available to third parties to ensure that 40% of PPC's lignite-fired generation capacity is released under long-term arrangements, such rights will be made available so that they are in commercial operation by 1st January 2013. They will be competitively tendered, and the relevant provisions of Section A above apply.



(b) Sale or swap of lignite-fired electricity generation plants as listed under paragraph 11. If the Hellenic Republic decides to implement either a sale or a swap of a lignite-fired electricity plant (and related assets and facilities) to ensure that 40% of PPC's lignite-fired generation capacity is released under long-term arrangements, it will do so through a tender procedure with a view to such arrangements being commercially effective by 1st January 2013.

16. Paragraph 7 above will apply *mutatis mutandis* in case the Hellenic Republic implements one or more of the fall-back options identified in Paragraph 15(a) and (b).

### **C. Transitory measures**

17. The Hellenic Republic intends to implement transitory measures, in the form of TDRs, to ensure that at least 443 MW of lignite-fired generation capacity is available to third parties effective 1 January 2012 and the rest of the capacity necessary to sustain the 40% threshold of existing lignite capacity is available to third parties in lots pursuant to paragraph 18. Such TDRs will be allocated through open competitive tender process(-es). In the first instance, such TDRs will be offered as the Greek leg of swaps. However, if the Hellenic Republic considers that swaps relating to any or all of the lots set out in Paragraph 18 will not be agreed, such TDRs will be granted as one-way drawing rights (with no impact on either the timing of commercial operation or capacities granted).

18. TDRs will be made available in single or multiple lots according to the following schedule:

(a) 443 MW for commercial operation by 1 April 2012 for delivery until end of 2020;

(b) 300MW for commercial operation by 1 January 2013 for delivery until end of 2020;

(c) 300MW for commercial operation by 1 January 2014 for delivery until end of 2020;

and

(d) The balance of MW up to the 40% threshold for commercial operation by 1 January 2015 for delivery up to the end of 2020 where necessary to sustain the 40% threshold of existing lignite capacity.

19. In the event that additional TDRs are entered by 1 January 2012 or 1 April 2012 pursuant to paragraphs 13 and 14, the capacities made available in Paragraphs 18(b) and (c) may be reduced accordingly. In any event, the total capacity made available as DRAs and TDRs by 1 January 2015 will represent 40% of PPC's existing lignite-fired generation capacity.

20. All TDRs may be extended on the same terms and conditions if necessary to comply with the 40% threshold, in particular, if the dates for the decommissioning of PPC's existing lignite-fired power generation plants (Annex I) are postponed.

21. The capacity and energy available under the TDRs will be provided through DRAs relating to multiple plants drawn from the portfolio of the plants listed below. These TDRs will reflect the characteristics of the portfolio. The proposed terms (including the terms and conditions of the sale and purchase of capacity, energy generated and lignite fuel supply) of these short-term TDRs are set out in the Term Sheets included in Annex II. The Term Sheet, in particular, clarify that the variable cost of generating electricity to be paid by the buyer when it draws electricity includes CO2 emission costs. These Term Sheets are not contractual documents to be signed by the buyers, who will sign DRAs



## **Annex I: Decommissioning Plan**



supplemented by any additional agreements required. However, for the avoidance of doubt, the rights conferred on the buyer pursuant to any definitive TDR shall be no less favourable than those set out in the applicable Term Sheet.

22. The Hellenic Republic intends that capacity for the TDR's will be drawn from the following portfolio of plants :

- (a) Agios Dimitrios 1; net capacity 274M W, planned decommissioning date = c.2020
- (b) Agios Dimitrios 2; net capacity 274M W, planned decommissioning date = c.2020
- (c) Agios Dimitrios 3; net capacity 283M W, planned decommissioning date = c.2020
- (d) Agios Dimitrios 4; net capacity 283M W, planned decommissioning date = c.2020
- (e) Amyntiao 1; net capacity 273 M W, planned decommissioning date = c.2020
- (f) Amyntiao 2; net capacity 273 M W, planned decommissioning date = c.2020
- (g) Kardias 1; net capacity 275 M W, planned decommissioning date = c.2019
- (h) Kardias 2; net capacity 275 M W, planned decommissioning date = c.2020
- (i) Kardias 3; net capacity 280 M W, planned decommissioning date = c.2020
- (j) Kardias 4; net capacity 280 M W, planned decommissioning date = c.2020.

23. Paragraph 7 above will apply mutatis mutandis to all of the TDRs mentioned in paragraphs 6, 13, 14, 17 and 18.

#### **E. Monitoring Provisions**

24. In accordance with Paragraph 13, the Hellenic Republic will submit a report to the Commission by 30 June 2011 regarding the progress of the sale of DRAs through swaps. If the tender process for DRAs through swaps is repeated in 2012 the Hellenic Republic will submit a report to the Commission by 30 June 2012 regarding the progress of that tender. In the event that the Hellenic Republic is required to adopt one of the fall-back measures set out in Section B above, it will provide the Commission with a report regarding the measure that it intends to adopt, and the process by which it intends to tender the relevant rights. At a date that is six months after the initiation of any such tender, it will provide the Commission with a report setting out the current status of the relevant tender process.
25. This procedure will be conducted in a transparent manner. A monitoring trustee will closely monitor it, and, inter alia, prepare and submit annual compliance reports to the European Commission pertaining to the progress of the capacity release program and the achievement of the 40% target.



## **Annex II: Term Sheets**

1. Portfolio Backed Swap Drawing Rights Agreement Term Sheet
2. Portfolio Backed Transitory Swap Drawing Rights Agreement Term Sheet
3. Portfolio Backed Drawing Rights Agreement Term Sheet
4. Portfolio Backed Transitory Drawing Rights Agreement Term Sheet



# PPC lignite fired generation Plants

## Decommissioning Plan

9 December 2010

Unit	Net capacity (MW)	Commissioning date	Old decomm. date	New 20-20-20 decomm. date	New decomm date no investment	Comments
AGIOS DIMITRIOS 1	274,0 *	1984	2028	2020	2020	Limited to 32000 running hours 2016-23 due to IPPC constraints (Stack 1: units 1 & 2; stack 2: units 3 & 4)
AGIOS DIMITRIOS 2	274,0 *	1984	2029	2020	2020	
AGIOS DIMITRIOS 3	283,0 *	1985	2030	2020	2020	
AGIOS DIMITRIOS 4	283,0 *	1986	2031	2020	2020	
AGIOS DIMITRIOS 5	342,0	1997	2045	post 2040	2040	Subject to desulph. Invest.
AMYNTAIO 1	273,0 *	1987	2031	2020	2020	Limited to 17500 running hours 2016-23 (single stack)
AMYNTAIO 2	273,0 *	1987	2032	2020	2020	
MELITI	289,0	2003	2048	post 2040	post 2040	
KARDIA 1	275,0 *	1975	2019	2019	2019	
KARDIA 2	275,0 *	1975	2020	2020	2020	Limited to 17500 running hours 2016-23 (4 separate stacks)
KARDIA 3	280,0 *	1980	2025	2020	2020	
KARDIA 4	280,0 *	1981	2026	2020	2020	
PTOLEMAIDA 1	64,0	1959	2013	2010	2010	
PTOLEMAIDA 2	116,0	1962	2013	2011	2011	
PTOLEMAIDA 3	116,0	1965	2013	2014	2014	
PTOLEMAIDA 4	274,0	1973	2017	2015	2015	
LIPTOL 1	30,0	1959	2013	2012	2012	
LIPTOL 2	8,0	1965	2013	2012	2012	
MEGALOPOLI 1	113,0	Kept in reserve for security of supply	2010	2010	2010	
MEGALOPOLI 2	113,0		2010	2010	2010	
MEGALOPOLI 3	255,0	1975	2018	2025	2025	Closure because of lignite resource depletion
MEGALOPOLI 4	256,0	1991	2028	post 2030	2025	



## **Contents**

- 1. Cover Note and Contact Parties**
- 2. Specific Terms**

- 1. Overview**
- 2. Definitions**
- 3. Term of DRA**
- 4. First Delivery Date**
- 5. Product: Purchase, Sale and Delivery of Capacity and Energy**
- 6. Contracted Prices**
- 7. Availability payment**
- 8. Energy payment**
- 9. HTSO and Grid Code Interfaces**
- 10. Scheduling of deliveries**
- 11. Quantity, Metering & Settlement**
- 12. Operating Procedures**
- 13. Exit clause**
- 14. Reserve Price**

**Exhibit A – Illustrative Contracted Operating Characteristics (COCs)**  
**Exhibit B – The Shape of the Contract Capacity**



**PORTFOLIO BACKED  
SWAP  
DRAWING RIGHTS AGREEMENT  
TERM SHEET for PPC  
(Annex II - 1)**

**DRAFT OF December 22, 2010**

**NOTE**

**This document remains subject to modification and completion  
further to the results of the market test**



## Specific Terms

### 1. Overview:

- 1.1 The Public Power Corporation S.A. ("Seller" or "PPC") enters into a contractual agreement for the swap of Drawing Rights backed by a Portfolio of lignite fired generation plants, as defined in Clause 2 below, and in accordance with the overall approach agreed with the European Commission, for a total net sent out capacity of [XXX] MW with a First Delivery Date as defined under Clause 4 below, and a Term as defined under Clause 3 below. The Drawing Rights are to be made available to a Buyer as partial or total compensation for a Swap.
- 1.2 The Drawing Rights involve PPC granting the Buyer a firm and reliable MW quota from the Portfolio of lignite fired generation plants with characteristics reflecting the Portfolio. PPC will operate the Portfolio (or other plants if necessary), and make the Contract Capacity fully available, supply the plants with fuel and provide Energy and other required services for the Buyer over the contract duration.
- 1.3 PPC will be paid for making the Contract Capacity available to the Buyer through an Availability Payment. The Contract Capacity over the course of each year for the duration of the contract is set to provide [indicatively 90]% of the attributable MW in the Portfolio in Peak months, [indicatively 80]% of the attributable MW in the Portfolio in Shoulder months and [indicatively 70]% of the attributable MW in off-peak months. The attributable MW from the Portfolio adjusts so as to reflect potential availability differences through planned and forced outages. The shape of Contract Capacity is set out in Exhibit B.
- 1.4 The Availability Payments will be calculated according to the Availability Payment formulae, as defined in Clause 7 below.
- 1.5 PPC will be paid for the fuel and variable operating costs incurred in starting generation for the Portfolio of plants, and in bringing them into synchronisation and energy production through Energy Payments, which, *inter alia*, translate the cost of lignite into a price for electricity at a set of pre-determined heat rates. Other variable operations and maintenance costs will also be recovered in the charge for delivered energy per megawatt hours ("MWh"). These Energy Payments will be calculated according to the Energy Payments formulae, as defined in Clause 8 below.



## **PPC SWAP DRAWING RIGHTS PROJECT**

### **SUMMARY OF PRINCIPAL COMMERCIAL TERMS OF THE PORTFOLIO BACKED DRAWING RIGHTS AGREEMENT**

This Term Sheet ("Term Sheet") is intended to set forth certain key principles of the Portfolio backed Drawing Rights Agreement ("DRA") between the Public Power Corporation S.A. ("Seller" or "PPC") and future purchasers ("the Buyer") for the sale and purchase of electric Capacity, and Energy generated from lignite fuel. This Term Sheet is not meant to be an exhaustive document and will be replaced by a Definitive Agreement.

This Term Sheet describes the Greek portion of the Swap agreement being sought by PPC through open tender. For a Buyer to qualify for entry into this Agreement it must possess an appropriate investment grade credit rating, all licenses to participate in the Greek electricity market and it must intend to enter into at least one swap arrangement with PPC.

---

### **Contact parties**

---

<b>Seller:</b>	Public Power Corporation ("PPC")
<b>Sellers Advis or:</b>	PriceWaterhouseCoopers LLP 1 Embankment Place London WC2N 6RH  Contact: Mark Hughes Tel: +44 20 7804 5767 Email: mark.v.hughes@uk.pwc.com  Contact: Matthew Young Tel: +44 207 213 1796 Email: matthew.t.young@uk.pwc.com



---

prices that are agreed between the Seller and the Buyer.

**System Operator (SO)** – means the organization responsible for the coordination of the generation and transmission of electricity within a specific jurisdiction. In Greece, this term refers to the Hellenic Transmission System Operator (“HTSO”).

**Heat Rate** – Specified profile of Heat Rates (MWh/GJ) from Minimum Generation (Min Gen) to Maximum Generation (Max Gen), that profile being reflective of the characteristics of the Portfolio, as reasonably adjusted from time to time, *inter alia*, to reflect the degradation of Heat Rates between overhauls, the degradation of Heat Rates due to FGD investments that may occur in the future, or other substantial technical changes in the plants of the Portfolio.

### 3. Term of DRA

3.1 The duration of the DRA will be for 15 years or the average lifetime of the Portfolio, as defined by the decommissioning dates, whichever period is shorter. Subject to Clause 13 below, the Buyer shall retain the exclusive and irrevocable option to extend the Drawing Rights beyond that initial period, under the same conditions, and for rolling incremental periods of 5 years up to the end of the average life of the Portfolio.

3.2 If, in order to meet regulatory obligations, investments not foreseen at the time that the DRAs are determined need to be made in order to allow continued plant operation, PPC is obliged to investigate the costs of such investments and present them to the Buyer. The Buyer may either contribute its relevant proportion of such costs or terminate its Drawing Rights.

3.3 If, at the time that the DRA is being determined, investments are required in order to meet regulatory obligations, PPC has an obligation to inform the Buyer of the need for (and anticipated quantum of) such investments. The Buyer has an obligation to pay the relevant proportion (equivalent to the Contract Capacity subject to the Buyer's Drawing Rights in the Portfolio) of such costs, as they arise, or to reflect such costs in the amount paid for availability during the life of the DRA.

### 4. First Delivery Date

4.1 The First Delivery Date for first commercial deliveries of Capacity and Energy from the Seller to the Buyer will be [1<sup>st</sup> January 2012].

### 5. Product: Purchase, Sale and Delivery of Capacity and Energy:

5.1 The Seller will provide Capacity and Energy to the Buyer based upon agreed COCs, as defined above in Clause 2.

5.2 **Energy:** The Buyer may require that the Seller makes

---



## 2. Definitions

**Seller** – Public Power Corporation ("PPC").

**Buyer** – [The Buyer].

**Drawing Rights** – refers to the entire contractual arrangement encompassing the Buyer's rights to access and draw on the Contract Capacity subject to the contracted operating characteristics of a typical plant in the Portfolio ("COCs") and at contract prices agreed in the DRA.

**Contract Capacity** – means the MW quota.

**Contract Prices** – refers to both the price paid for the Contract Capacity, and the price paid for net sent out MWh of energy exercised by the Buyer.

**Contract Start Date** – means the date of signature of the DRA.

**Contract Year** – means each 365 day (366 days in a leap year) increment of the Term of the DRA, as defined in Clause 3 below, beginning at the Commercial Operation Date.

**Contracted Operating Characteristics of a typical Plant in the Portfolio (COCs)** – means the technical parameters that affect the operation and exercise of these Drawing Rights as illustrated in Exhibit A, which reflect the weighted average characteristics of the Portfolio of plants.

**Delivery Point** – means [relevant definition for point on the High Voltage Transmission System].

**Energy** – means the amount of electricity over which the Buyer exercises its rights in a given period of time and measured in MWh. Energy within the Contract Capacity is firm. It is not subject to interruption as a consequence of outages at the generation production units either planned or un-planned.

**Commercial Operation Date / Initial Delivery Date** – means the date at which commercial operation commences according to the contract.

**Portfolio** – means the portfolio of plants forming the basis of the drawing right. The Portfolio is comprised of the following plants:

- i. Agios Dimitrios 5 (with net capacity 342 MW and planned decommissioning date of c. 2040);
- ii. Meliti (with net capacity 289 MW and planned decommissioning date of c. 2040);
- iii. Megalopoli 3 (with net capacity 255 MW and planned decommissioning date of c. 2025); and
- iv. Megalopoli 4 (with net capacity 256 MW and planned decommissioning date of c. 2025).

**Rate Schedule** – means the schedules of rates and contract



	8.3	The VOMx and WCx charges components will be set in Euro per MWh calculated as weighted averages from the Portfolio and indexed forward on the basis of relevant indices and predetermined efficiencies.
	8.4	From 1 <sup>st</sup> January 2013 the CCx carbon cost will be set in Euro per MWh according to the prevailing CO <sub>2</sub> EUA prices and the carbon content of the energy delivered. Before 2013 the CCx price will be set at zero. There may be payments between the Buyer and the Seller depending on the amount of the EUAs allocated by the Greek National Allocation Plan to the plants in the Portfolio forming the basis of this Drawing Right and the proportion of that Portfolio represented by this Drawing Right. If there is a deficit of EUAs compared to the total amount of EUAs needed to produce electricity from the Portfolio on an annual basis, the Buyer will pay to the Seller the cost of covering the deficit of EUAs from the Market. If there is a surplus of EUAs, the Seller will pay to the Buyer the benefit of such allowances at relevant market prices. In both scenarios, the adjustment will reflect the proportion of the Portfolio represented by this Drawing Right.
	8.5	The Fuel Charge will be based on the Lignite Supply Arrangement Price in €/GJ (Low Heating Value - LHV) and at pre-determined heat rates calculated as weighted averages reflecting PPC's lignite mining costs in supplying the Portfolio in that year and the heat rates of the plants in the Portfolio and expressed in Euro per MWh, or, following agreement with the Buyer, as a Base Price indexed forward annually.
9. HTSO and Grid Code Interfaces	9.1	The Seller will retain responsibility for daily SO interfaces and transmission operation / Grid Code.
10. Scheduling of Deliveries:	10.1	The Buyer will submit planning and operational instructions to the Seller in an agreed format and via an agreed communication method, and in a way that both preserves the Buyer's rights, and meets the organisational needs of the Greek electricity wholesale market, as currently managed by the HTSO.
11. Quantity, Metering & Settlement:	11.1	The Seller shall be responsible for making arrangements for metering that meets the agreed standards, and for the settlement of payments with the appropriate SO.
12. Operating Procedures: (in DRA or separate)	12.1	The operational relationship between the Buyer and the Seller will be governed by the terms of an Operating Agreement.



---

Energy available in any hour up to the Contract Capacity (where both Energy and Contract Capacity are measured in MWh) and for as many hours as the Buyer requires, recognising relevant operating conditions and COCs.

- 5.3 **Contract Capacity:** The Contract Capacity will be made available to the Buyer from [1<sup>st</sup> January 2012] for each day of each year for the Term of the DRA, as defined in Clause 3 above.

**6. Contracted Prices:**

- 6.1 Payment(s) to the Seller will be made up of 2 components:

6.1.1 **Availability Payment:** Covers fixed payments made according to the profile of the Contract Capacity for each hour within the Contract Capacity.

6.1.2 **Energy Payment:** Covers variable fuel and operating costs, as further described in Clause 8 below.

**7. Availability Payment**

- 7.1 The Availability Payment in any settlement period is linked to a fixed payment per hour within the Contract Capacity.

7.1.1 Availability Payment for settlement period (HAP<sub>x</sub>) =  $BAC \times C_x$ ,

7.1.2 where:

7.1.2.1 BAC: Base Availability Credit (€/MW); and

7.1.2.2  $C_x$  : Capacity (MW) in the Contract Capacity.

- 7.2 The Base Availability Credit is an amount bid in the successful Buyer's financial proposal, measured in Euros per MWh available in the Contract Capacity. Base Availability Credit addresses Seller's costs in keeping the plants available (including plant-related operational costs regarding the functions of accounting, finance, HR, IT and regulatory compliance).

**8. Energy Payment**

- 8.1 Energy Payment for settlement period (HEP<sub>x</sub>) =  $(FSC_x + VOM_x + WC_x + CC_x + OV_x) \times DNEO_x$ ,

8.2 where:

8.2.1 FSC: Fuel Supply cost (lignite and lignite supply costs plus all additives, such as LFO etc.);

8.2.2 VOM<sub>x</sub>: Variable Operating and Maintenance costs (including, among others, ash removal and deposit);

8.2.3 WC<sub>x</sub>: Water Charge cost;

8.2.4 CC<sub>x</sub>: Carbon cost;

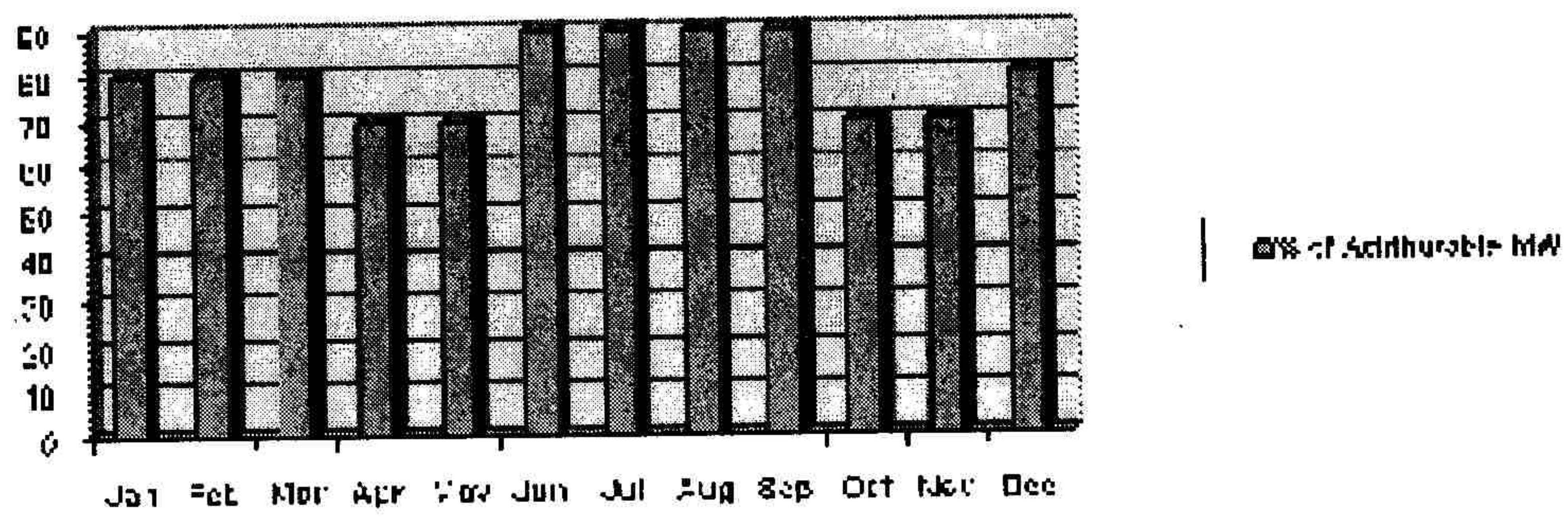
8.2.5 OV<sub>x</sub>: Other Variable costs explicitly incurred to comply with regulatory obligations; and

8.2.6 DNEO: Net Electrical Output in MWh, as instructed by the Buyer.

---



Exhibit B





<b>13. Exit Clause</b>	<b>13.1</b>	If, by the end of the initial 15-year term of the DRA, and upon request by the Hellenic Republic, the Commission finds that the Seller's obligation to sell the Drawing Rights is no longer required, PPC may exit the DRA.
<b>14. Reserve Price</b>	<b>14.1</b>	PPC retains the right not to contract with a Buyer if the Buyer's bid price for the Contract Capacity per MWh (the Base Availability Credit) does not deliver enough income over the life of the [15] year contract duration in net present value terms to cover an appropriate proportion of the un-amortised plant-related fixed costs as approved by an auditor's report, and using a commercially reasonable nominal discount factor of [...%, or whatever is considered commercially reasonable for a European power generation company at the time of negotiations]. The appropriate proportion is calculated in relation to the proportion of total MW in the Portfolio that is subject to the Buyer's bid.

---

## DRAFT TERM SHEET

### EXHIBIT A

#### Illustrative Contracted Operating Characteristics (COCs)

Specified operating characteristics:

- Minimum run time (hours)
- Minimum off time (hours)
- Maximum number of starts over agreement term [or per year during term of agreement]
- Dispatch ramp rates (MW/min)
- Time required for each type of start-up (hours/unit) - hot, warm, cold



## **Contents**

- 1. Cover Note and Contact Parties**
- 2. Specific Terms**

- 1. Overview**
- 2. Definitions**
- 3. Term of DRA**
- 4. First Delivery Date**
- 5. Product: Purchase, Sale and Delivery of Capacity and Energy**
- 6. Contracted Prices**
- 7. Availability payment**
- 8. Energy payment**
- 9. HTSO and Grid Code Interfaces**
- 10. Scheduling of deliveries**
- 11. Quantity, Metering & Settlement**
- 12. Operating Procedures**
- 13. Exit clause**
- 14. Reserve Price**
- 15. Prolongation**

**Exhibit A – Illustrative Contracted Operating Characteristics (COCs)**  
**Exhibit B – The Shape of the Contract Capacity**



**PORTFOLIO BACKED  
TRANSITORY  
SWAP  
DRAWING RIGHTS AGREEMENT TERM SHEET for PPC  
(Annex II - 2)**

**DRAFT OF December 22, 2010**

**NOTE**

**This document remains subject to modification and completion  
further to the results of the market test**



## Specific Terms

### 1. Overview:

- 1.1 The Public Power Corporation S.A. ("Seller" or "PPC") is seeking interested parties to enter into contractual agreement for the swap of Drawing Rights backed by a Portfolio of lignite fired generation plants, as defined in Clause 2 below, and in accordance with the overall approach agreed with the European Commission, with a First Delivery Date as defined under Clause 4 below, and a Term as defined under Clause 3 below. The Drawing Rights are to be made available to a Buyer as partial or total compensation for a Swap.
- 1.2 The Drawing Rights involve PPC granting the Buyer a firm and reliable MW quota from the Portfolio of lignite fired generation plants with characteristics reflecting the Portfolio. PPC will operate the Portfolio (or other plants if necessary), and make the Contract Capacity fully available, supply the plants with fuel and provide Energy and other required services for the Buyer over the contract duration.
- 1.3 PPC will be paid for making the Contract Capacity available to the Buyer through an Availability Payment. The Contract Capacity over the course of each year for the duration of the contract is set to provide [indicatively 90]% of the attributable MW in the Portfolio in Peak months, [indicatively 75]% of the attributable MW in the Portfolio in Shoulder months and [indicatively 60]% of the attributable MW in off-peak months. The attributable MW from the Portfolio adjusts so as to reflect potential availability differences through planned and forced outages. The shape of Contract Capacity is set out in Exhibit B.
- 1.4 The Availability Payments will be calculated according to the Availability Payment formulae, as defined in Clause 7 below.
- 1.5 PPC will be paid for the fuel and variable operating costs incurred in starting generation for the Portfolio of plants, and in bringing them into synchronisation and energy production through Energy Payments, which, *inter alia*, translate the cost of lignite into a price for electricity at a set of pre-determined heat rates. Other variable operations and maintenance costs will also be recovered in the charge for delivered energy per megawatt hours ("MWh."). These Energy Payments will be calculated according to the Energy Payments formulae, as defined in Clause 8 below.



**PPC SWAP DRAWING RIGHTS PROJECT**  
**SUMMARY OF PRINCIPAL COMMERCIAL TERMS**  
**OF THE PORTFOLIO BACKED**  
**TRANSITORY DRAWING RIGHTS AGREEMENT**

This Term Sheet ("Term Sheet") is intended to set forth certain key principles of the Portfolio backed Drawing Rights Agreement ("DRA") between the Public Power Corporation S.A. ("Seller" or "PPC") and future purchasers ("the Buyer") for the sale and purchase of electric Capacity, and Energy generated from lignite fuel. This Term Sheet is not meant to be an exhaustive document and will be replaced by a Definitive Agreement.

This Term Sheet describes the Greek portion of the transitory Swap agreement being sought by PPC through open tender. For a Buyer to qualify for entry into this Agreement it must possess an appropriate investment grade credit rating, all licenses to participate in the Greek electricity market and it must intend to enter into at least one transitory swap arrangement with PPC.

---

**Contact parties**

---

<b>Seller:</b>	Public Power Corporation ("PPC")
<b>Sellers Advis or:</b>	PriceWaterhouseCoopers LLP 1 Embankment Place London WC2N 6RH  Contact: Mark Hughes Tel: +44 20 7804 5767 Email: mark.v.hughes@uk.pwc.com  Contact: Matthew Young Tel: +44 207 213 1796 Email: matthew.t.young@uk.pwc.com



- decommissioning date = c.2020;
- g) Kardia 1; net capacity 275 MW, planned decommissioning date = c.2019;
  - h) Kardia 2; net capacity 275 MW, planned decommissioning date = c.2020;
  - i) Kardia 3; net capacity 280 MW, planned decommissioning date = c.2020; and
  - j) Kardia 4; net capacity 280 MW, planned decommissioning date = c.2020.

**Rate Schedule** – means the schedules of rates and contract prices that are agreed between the Seller and the Buyer.

**System Operator (SO)** – means the organization responsible for the coordination of the generation and transmission of electricity within a specific jurisdiction. In Greece, this term refers to the Hellenic Transmission System Operator ("HTSO").

**Heat Rate** – Specified profile of Heat Rates (MWh/GJ) from Minimum Generation (Min Gen) to Maximum Generation (Max Gen), that profile being reflective of the characteristics of the Portfolio, as reasonably adjusted from time to time, *inter alia*, to reflect the degradation of Heat Rates between overhauls, the degradation of Heat Rates due to FGD investments that may occur in the future, or other substantial technical changes in the plants of the Portfolio.

### 3. Term of DRA

- 3.1 The duration of this transitory DRA will be until the end of 2020.
- 3.2 If, in order to meet regulatory obligations, investments not foreseen at the time that the DRAs are determined need to be made in order to allow continued plant operation, PPC is obliged to investigate the costs of such investments and present them to the Buyer. The Buyer may either contribute its relevant proportion of such costs or terminate its Drawing Rights.
- 3.3 If, at the time that the Drawing Rights Agreement is being determined, investments are required to meet regulatory obligations, PPC has an obligation to inform the Buyer of the need for (and anticipated quantum of) such investments. The Buyer has an obligation to pay the relevant proportion (equivalent to the Contract Capacity subject to the Buyer's Drawing Rights in the Portfolio) of such costs, as they arise, or to reflect such costs in the amount paid for availability during the Term of the DRA.

### 4. First Delivery Date

- 4.1 The First Delivery Date for first commercial deliveries of Capacity and Energy from the Seller to the Buyer will be [1<sup>st</sup> January 2012].

### 5. Product:

- 5.1 The Seller will provide Capacity and Energy to the Buyer



## 2. Definitions

**Seller** – Public Power Corporation ("PPC").

**Buyer** – [The Buyer].

**Drawing Rights** – refers to the entire contractual arrangement encompassing the Buyer's rights to access and draw on the Contract Capacity subject to the contracted operating characteristics of a typical plant in the Portfolio ("COCs") and at contract prices agreed in the DRA.

**Contract Capacity** – means the MW quota.

**Contract Prices** – refers to both the price paid for the Contract Capacity, and the price paid for net sent out MWh of energy exercised by the Buyer.

**Contract Start Date** – means the date of signature of the DRA.

**Contract Year** – means each 365 day (366 days in a leap year) increment of the Term of the DRA, as defined in Clause 3 below, beginning at the Commercial Operation Date.

**Contracted Operating Characteristics of a typical plant in the Portfolio (COCs)** – means the technical parameters that affect the operation and exercise of these Drawing Rights as illustrated in Exhibit A, which reflect the weighted average characteristics of the Portfolio of plants.

**Delivery Point** – means [relevant definition for point on the High Voltage Transmission System].

**Energy** – means the amount of electricity over which the Buyer exercises its rights in a given period of time and measured in MWh. Energy within the Contract Capacity is firm. It is not subject to interruption as a consequence of outages at the generation production units either planned or un-planned.

**Commercial Operation Date / Initial Delivery Date** – means the date at which commercial operation commences according to the contract.

**Portfolio** – means the portfolio of plants forming the basis of the drawing right. The Portfolio is comprised of the following plants:

- a) Agios Dimitrios 1; net capacity 274 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- b) Agios Dimitrios 2; net capacity 274 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- c) Agios Dimitrios 3; net capacity 283 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- d) Agios Dimitrios 4; net capacity 283 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- e) Amyntao 1; net capacity 273 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- f) Amyntao 2; net capacity 273 MW, planned



		with regulatory obligations; and
	8.2.6	DNEO: Net Electrical Output in MWh, as instructed by the Buyer.
	8.3	The VOMx and WCx charges components will be set in Euro per MWh calculated as weighted averages from the plant Portfolio and indexed forward on the basis of relevant indices and predetermined efficiencies.
	8.4	From 1 <sup>st</sup> January 2013 the CCx carbon cost will be set in Euro per MWh according to the prevailing CO <sub>2</sub> EUA prices and the carbon content of the energy delivered. Before 2013 the CCx price will be set at zero. There may be payments between the Buyer and the Seller depending on the amount of the EUAs allocated by the Greek National Allocation Plan to the plants in the Portfolio forming the basis of this Drawing Right and the proportion of that Portfolio represented by this Drawing Right. If there is a deficit of EUAs compared to the total amount of EUAs needed to produce electricity from the Portfolio on an annual basis, the Buyer will pay to the Seller the cost of covering the deficit of EUAs from the Market. If there is a surplus of EUAs, the Seller will pay to the Buyer the benefit of such allowances at relevant market prices. In both scenarios, the adjustment will reflect the proportion of the Portfolio represented by this Drawing Right.
	8.5	The Fuel Charge will be based on the Lignite Supply Arrangement Price in €/GJ (Low Heating Value - LHV) and at pre-determined heat rates calculated as weighted averages reflecting PPC's lignite mining costs in supplying the Portfolio in that year and the heat rates of the plants in the Portfolio and expressed in Euro per MWh, or, following agreement with the Buyer, as a Base Price indexed forward annually.
9. HTSO and Grid Code Interfaces	9.1	The Seller will retain responsibility for daily SO interfaces and transmission operation / Grid Code.
10. Scheduling of Deliveries:	10.1	The Buyer will submit planning and operational instructions to the Seller in an agreed format and via an agreed communication method, and in a way that both preserves the Buyer's Rights, and meets the organisational needs of the Greek electricity wholesale market, as currently managed by the HTSO.
11. Quantity, Metering & Settlement:	11.1	The Seller shall be responsible for making arrangements for metering that meets the agreed standards, and for the settlement of payments with the appropriate SO.
12. Operating Procedures: (in	12.1	The operational relationship between the Buyer and the Seller will be governed by the terms of an Operating



<b>Purchase, Sale and Delivery of Capacity and Energy:</b>	based upon agreed COCs, as defined above in Clause 2.
5.2	<b>Energy:</b> The Buyer may require that the Seller makes Energy available in any hour up to the Contract Capacity (where both Energy and the Contract Capacity are measured in MWh) and for as many hours as the Buyer requires, recognising relevant operating conditions and COCs.
5.3	<b>Contract Capacity:</b> The Contract Capacity will be made available to the Buyer from [1 <sup>st</sup> January 2012] for each day of each year for the Term of the DRA, as defined in Clause 3 above.
<b>6. Contracted Prices:</b>	<p data-bbox="779 1003 1812 1047">6.1 Payment(s) to the Seller will be made up of 2 components:</p> <p data-bbox="827 1092 1839 1210">6.1.1 Availability Payment: Covers fixed payments made according to the profile of the Contract Capacity for each hour within the Contract Capacity.</p> <p data-bbox="827 1219 1839 1299">6.1.2 Energy Payment: Covers variable fuel and operating costs, as further described in Clause 8 below.</p>
<b>7. Availability Payment</b>	<p data-bbox="779 1299 1839 1374">7.1 The Availability Payment in any settlement period is linked to a fixed payment per hour within the Contract Capacity.</p> <p data-bbox="827 1427 1839 1501">7.1.1 Availability Payment for settlement period (HAPx) = <math>BAC \times Cx</math>:</p> <p data-bbox="827 1510 1052 1546">7.1.2 where:</p> <p data-bbox="827 1555 1608 1590">7.1.2.1 BAC: Base Availability Credit (€/MW); and</p> <p data-bbox="827 1599 1650 1635">7.1.2.2 Cx : Capacity (MW) in the Contract Capacity.</p> <p data-bbox="779 1679 1839 1967">7.2 The Base Availability Credit is the amount bid in the successful Buyer's financial proposal, measured in Euros per MWh available in the Contract Capacity. Base Availability Credit addresses Seller's costs in keeping the plants available (including plant-related operational costs regarding the functions of accounting, finance, HR, IT and regulatory compliance).</p>
<b>8. Energy Payment</b>	<p data-bbox="779 2012 1839 2101">8.1 Energy payment for settlement period (HEPx) = <math>(FC \times x + VOMx + WC \times x + CC \times x + OV \times x) \times DNEOx</math>:</p> <p data-bbox="779 2145 989 2181">8.2 where:</p> <p data-bbox="827 2226 1839 2300">8.2.1 FSC: Fuel Supply Charge cost (lignite and lignite supply costs plus all additives, such as LFO etc.);</p> <p data-bbox="827 2309 1839 2427">8.2.2 VOMx: Variable Operating and Maintenance cost (including, among other, ash removal and deposit costs);</p> <p data-bbox="827 2436 1339 2472">8.2.3 WCx: Water Charge cost;</p> <p data-bbox="827 2481 1230 2516">8.2.4 CCx: Carbon cost;</p> <p data-bbox="827 2525 1839 2558">8.2.5 OVx: Other Variable costs explicitly incurred to comply</p>



## **DRAFT TERM SHEET**

### **EXHIBIT A**

#### **Illustrative Contracted Operating Characteristics (COCs)**

Specified operating characteristics:

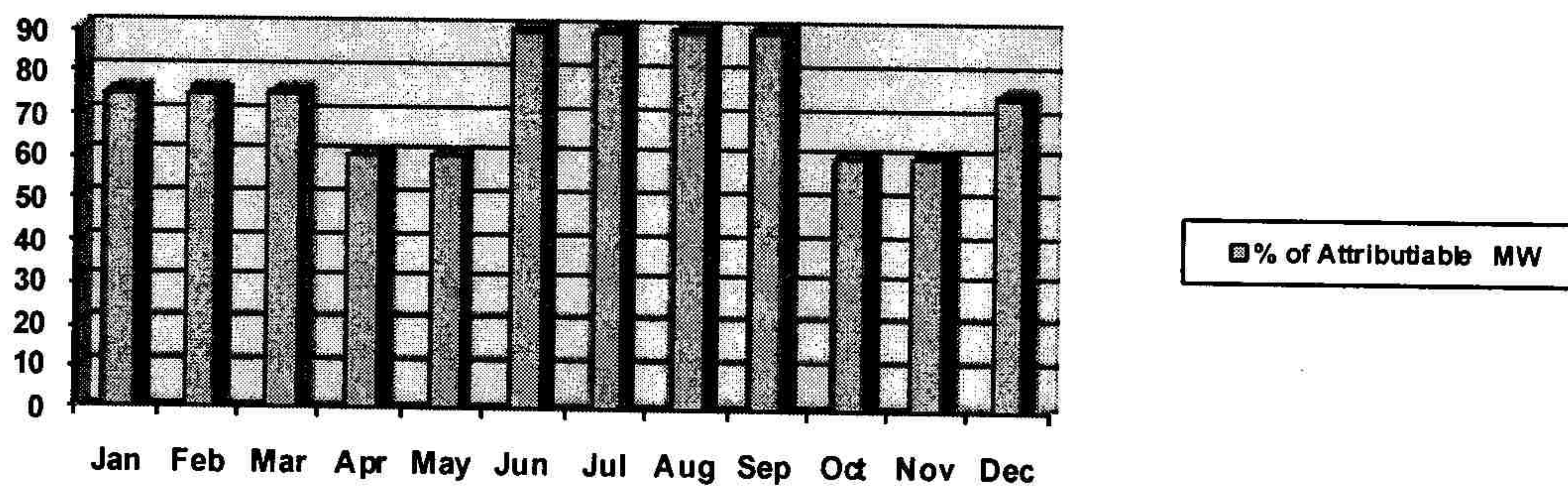
- Minimum run time (hours)
- Minimum off time (hours)
- Maximum number of starts over agreement term [or per year during term of agreement]
- Dispatch ramp rates (MW/min)
- Time required for each type of start-up (hours/unit) - hot, warm, cold



DRA or separate)	Agreement.
13. Reserve Price	<p>PPC retains the right not to contract with a Buyer if the Buyer's bid price for the Contract Capacity per MWh (the Base Availability Credit) does not deliver enough income by the end of the Term of the DRA as set out in Clause 3.1 in net present value terms to cover an appropriate proportion of the un-amortised plant-related fixed costs as approved by an auditor's report, and using a commercially reasonable nominal discount factor of [...% or whatever is considered commercially reasonable for a European power generation company at the time of negotiations]. The appropriate proportion is calculated in relation to the proportion of total MW in the Portfolio that is subject to the Buyer's bid .</p>
14. Prolongation	<p>14.1 In the event that additional MW capacity needs to be made available to the Buyer in order for the 40% ratio to be met, for example, if the decommissioning dates of Ignite fired plants of the Seller are postponed, the Buyer may prolong the existing Drawing Rights beyond the initial period and/or beyond the initial amount under the same conditions as the ones provided by this transitory DRA .</p> <p>14.2 If, by the end of 2020, and upon request by the Hellenic Republic, the Commission finds that the Seller's obligation to sell the Drawing Rights is no longer required, this prolongation opportunity will cease to exist.</p>



Exhibit B









# **Contents**

- 1. Cover Note and Contact Parties**
- 2. Specific Terms**

- 1. Overview**
- 2. Definitions**
- 3. Term of DRA**
- 4. First Delivery Date**
- 5. Product: Purchase, Sale and Delivery of Capacity and Energy**
- 6. Contracted Prices**
- 7. Availability payment**
- 8. Energy payment**
- 9. HTSO and Grid Code Interfaces**
- 10. Scheduling of deliveries**
- 11. Quantity, Metering & Settlement**
- 12. Operating Procedures**
- 13. Exit clause**
- 14. Reserve Price**

**Exhibit A – Illustrative Contracted Operating Characteristics (COCs)**  
**Exhibit B – The Shape of the Contract Capacity**



**PORTFOLIO BACKED  
DRAWING RIGHTS AGREEMENT  
TERM SHEET for PPC  
(Annex II - 3)**

**DRAFT OF December 22, 2010**

**NOTE**

**This document remains subject to modification and completion  
further to the results of the market test**



## Specific Terms

### 1. Overview:

- 1.1 The Public Power Corporation S.A. ("Seller" or "PPC") is enters into a contractual agreement for the Drawing Rights backed by a Portfolio of lignite fired generation plants, as defined in Clause 2 below, and in accordance with the overall approach agreed with the European Commission, for a total net sent out capacity of [XXX] MW with a First Delivery Date as defined under Clause 4 below, and a Term as defined under Clause 3 below.
- 1.2 The Drawing Rights involve PPC granting the Buyer a firm and reliable MW quota from the Portfolio of lignite fired generation plants with characteristics reflecting the Portfolio. PPC will operate the Portfolio of plants (or other plants if necessary) and make the Contract Capacity fully available, supply the plants with fuel and provide Energy and other required services for the Buyer over the contract duration.
- 1.3 PPC will be paid for making the Contract Capacity available to the Buyer through an Availability Payment. The Contract Capacity over the course of each year for the duration of the contract is set to provide [indicatively 90]% of the attributable MW in the Portfolio in Peak months, [indicatively 80]% of the attributable MW in the Portfolio in Shoulder months and [indicatively 70]% of the attributable MW in off-peak months. The attributable MW from the Portfolio adjusts so as to reflect potential availability differences through planned and forced outages. The shape of so as to reflect is set out in Exhibit B.
- 1.4 The Availability Payments will be calculated according to the Availability Payment formulae, as defined in Clause 7.
- 1.5 PPC will be paid for the fuel and variable operating costs incurred in starting generation for the Portfolio of plants, and in bringing them into synchronisation and energy production through Energy Payments, which, *inter alia*, translate the cost of lignite into a price for electricity at a set of pre-determined heat rates. Other variable operations and maintenance costs will also be recovered in the charge for delivered energy per megawatt hours ("MWh."). These Energy Payments will be calculated according to the Energy Payments formulae, as defined in Clause 8 below.



## **PPC DRAWING RIGHTS PROJECT**

### **SUMMARY OF PRINCIPAL COMMERCIAL TERMS OF THE PORTFOLIO BACKED DRAWING RIGHTS AGREEMENT**

This Term Sheet ("Term Sheet") is intended to set forth certain key principles of the Portfolio backed Drawing Rights Agreement ("DRA") between the Public Power Corporation S.A. ("Seller" or "PPC") and future purchasers ("the Buyer") for the sale and purchase of electric Capacity, and Energy generated from lignite fuel. This Term Sheet is not meant to be an exhaustive document and will be replaced by a Definitive Agreement.

This Term Sheet describes the characteristics of the agreement being sought by PPC in its sale of Drawing Rights. For a Buyer to qualify for entry into this Agreement it must possess an appropriate investment grade credit rating and all licenses to participate in the Greek electricity market.

---

### **Contact parties**

---

<b>Seller:</b>	Public Power Corporation ("PPC")
<b>Sellers Advis or:</b>	PriceWaterhouseCoopers LLP 1 Embankment Place London WC2N 6RH  Contact: Mark Hughes Tel: +44 20 7804 5767 Email: mark.v.hughes@uk.pwc.com  Contact: Matthew Young Tel: +44 207 213 1796 Email: matthew.t.young@uk.pwc.com



---

the coordination of the generation and transmission of electricity within a specific jurisdiction. In Greece, this term refers to the Hellenic Transmission System Operator ("HTSO").

**Heat Rate** – Specified profile of Heat Rates (MWh/GJ) from Minimum Generation (Min Gen) to Maximum Generation (Max Gen), that profile being reflective of the characteristics of the Portfolio of plants, as reasonably adjusted from time to time, *inter alia*, to reflect the degradation of Heat Rates between overhauls, or the degradation of Heat Rates due to FGD investments that may occur in the future, or other substantial technical changes in the plants of the Portfolio.

### 3. Term of DRA

3.1 The duration of the DRA will be for 15 years or the average lifetime of the Portfolio, as defined by the decommissioning dates, whichever period is shorter. Subject to Clause 13 below, the Buyer shall retain the exclusive and irrevocable option to extend the Drawing Rights beyond that initial period, under the same conditions, and for rolling incremental periods of 5 years up to the end of the average life of the Portfolio.

3.2 If, in order to meet regulatory obligations, investments not foreseen at the time that the DRAs are determined need to be made in order to allow continued plant operation, PPC is obliged to investigate the costs of such investments and present them to the Buyer. The Buyer may either contribute its relevant proportion of such costs or terminate its Drawing Rights.

3.3 If, at the time that the DRA is being determined, investments are required in order to meet regulatory obligations, PPC has an obligation to inform the Buyer of the need for (and anticipated quantum of) such investments. The Buyer has an obligation to pay the relevant proportion (equivalent to the Contract Capacity subject to the Buyer's Drawing Rights in the Portfolio) of such costs, as they arise, or to reflect such costs in the amount paid for availability during the Term of the DRA.

### 4. First Delivery Date

4.1 The First Delivery Date for first commercial deliveries of Capacity and Energy from the Seller to the Buyer will be [1<sup>st</sup> January 2012].

### 5. Product: Purchase, Sale and Delivery of Capacity and Energy:

5.1 The Seller will provide Capacity and Energy to the Buyer based upon agreed COCs, as defined above in Clause 2.

5.2 **Energy:** The Buyer may require that the Seller makes Energy available in any hour up to the Contract Capacity (where both Energy and the Contract Capacity are measured in MWh) and for as many hours as the Buyer requires, recognising relevant operating conditions and

---



## 2. Definitions

**Seller** – Public Power Corporation ("PPC")

**Buyer** – [The Buyer]

**Drawing Rights** – refers to the entire contractual arrangement encompassing the Buyer's rights to access and draw on the Contract Capacity subject to the contracted operating characteristics of a typical plant in the Portfolio ("COCs") and at contract prices agreed in the DRA.

**Contract Capacity** – means the MW quota.

**Contract Prices** – refers to both the price paid for the Contract Capacity, and the price paid for net sent out MWh of energy exercised by the Buyer.

**Contract Start Date** – means the date of signature of the DRA.

**Contract Year** – means each 365 day (366 days in a leap year) increment of the Term of the DRA, as defined in Clause 3 below, beginning at the Commercial Operation Date.

**Contracted Operating Characteristics of a typical plant in the Portfolio (COCs)** – means the technical parameters that affect the operation and exercise of these Drawing Rights as illustrated in Exhibit A, which reflect the weighted average characteristics of the Portfolio of plants.

**Delivery Point** – means [relevant definition for point on the High Voltage Transmission System].

**Energy** – means the amount of electricity over which the Buyer exercises its rights in a given period of time and measured in MWh. Energy within the Contract Capacity is firm. It is not subject to interruption as a consequence of outages at the generation production units either planned or un-planned.

**Commercial Operation Date / Initial Delivery Date** – means the date at which commercial operation commences according to the contract.

**Portfolio** – means the portfolio of plants forming the basis of the drawing right. The Portfolio is comprised of the following plants:

- i. Agios Dimitrios 5 (with net capacity 342 MW and planned decommissioning date of c. 2040);
- ii. Meliti (with net capacity 289 MW and planned decommissioning date of c. 2040);
- iii. Megalopoli 3 (with net capacity 255 MW and planned decommissioning date of c. 2025); and
- iv. Megalopoli 4 (with net capacity 256 MW and planned decommissioning date of c. 2025).

**Rate Schedule** – means the schedules of rates and contract prices that are agreed between the Seller and the Buyer.

**System Operator (SO)** – means the organization responsible for



---

indices and predetermined efficiencies.

- 8.4 From 1<sup>st</sup> January 2013 the CCx carbon cost will be set in Euro per MWh according to the prevailing CO2 EUA prices and the carbon content of the energy delivered. Before 2013 the CCx price will be set at zero. There may be payments between the Buyer and the Seller depending on the amount of the EUAs allocated by the Greek National Allocation Plan to the plants in the Portfolio forming the basis of this Drawing Right and the proportion of that Portfolio represented by this Drawing Right. If there is a deficit of EUAs compared to the total amount of EUAs needed to produce electricity from the Portfolio on an annual basis, the Buyer will pay to the Seller the cost of covering the deficit of EUAs from the Market. If there is a surplus of EUAs, the Seller will pay to the Buyer the benefit of such allowances at relevant market prices. In both scenarios, the adjustment will reflect the proportion of the Portfolio represented by this Drawing Right.

The Fuel Charge will be based on the Lignite Supply Arrangement Price in €/GJ (Low Heating Value - LHV) and at pre-determined heat rates calculated as weighted averages reflecting PPC's lignite mining costs in supplying the Portfolio in that year and the heat rates of the plants in the Portfolio and expressed in Euro per MWh, or, following agreement with the Buyer, as a Base Price indexed forward annually.

**9. HTSO and Grid Code Interfaces**

- 9.1 The Seller will retain responsibility for daily SO interfaces and transmission operation / Grid Code.

**10. Scheduling of Deliveries:**

- 10.1 The Buyer will submit planning and operational instructions to the Seller, in an agreed format and via an agreed communication method, and in a way that both preserves Buyer Rights, and meets the organisational needs of the Greek electricity wholesale market, as currently managed by the HTSO.

**11. Quantity, Metering & Settlement**

- 11.1 The Seller shall be responsible for making arrangements for metering that meets the agreed standards, and for the settlement of payments with the appropriate SO.

**12. Operating Procedures: (in DRA or separate)**

- 12.1 The operational relationship between the Buyer and the Seller will be governed by the terms of an Operating Agreement.

**13. Exit Clause**

- 13.1 If, by the end of the initial 15-year term of the DRA, and upon request by the Hellenic Republic, the Commission finds that the Seller's obligation to sell the Drawing Rights is



---

COCs.

5.3 **Contract Capacity:** The Contract Capacity will be made available to the Buyer from [1<sup>st</sup> January 2012] for each day of each year for the Term of the DRA, as defined in Clause 3 above.

**6. Contracted Prices:**

6.1 Payment(s) to the Seller will be made up of 2 components:

6.1.1 **Availability Payment:** Covers fixed payments made according to the profile of the Contract Capacity for each hour within the Contract Capacity.

6.1.2 **Energy Payment:** Covers variable fuel and operating costs, as further described in Clause 8 below.

**7. Availability Payment**

7.1 The Availability Payment in any settlement period is linked to a fixed payment per hour within the Contract Capacity.

7.1.1 Availability Payment for settlement period (HAPx) =  $BAC \times Cx$ ,

7.1.2 where:

7.1.2.1 BAC: Base Availability Credit (€/MW); and

7.1.2.2 Cx: Capacity (MW) in the Contract Capacity.

7.2 The Base Availability Credit is the amount bid in the successful Buyer's financial proposal, measured in Euros per MWh available in the Contract Capacity. Base Availability Credit addresses Seller's costs in keeping the plants available (including plant-related operational costs regarding the functions of accounting, finance, HR, IT and regulatory compliance).

**8. Energy Payment**

8.1 Energy Payment for settlement period (HEPx) =  $(FC \times + VOMx + WC \times + CC \times + OV \times) \times DNEOx$ ,

8.2 where:

8.2.1 FSC: Fuel Supply Charge cost (lignite and lignite supply costs plus all additives, such as LFO etc.);

8.2.2 VOMx: Variable Operating and Maintenance cost (including, among others, ash removal and deposit costs);

8.2.3 WCx: Water Charge cost;

8.2.4 CCx: Carbon cost;

8.2.5 OVx: Other Variable costs explicitly incurred to comply with regulatory obligations; and

8.2.6 DNEO: Net Electrical Output in MWh, as instructed by the Buyer.

8.3 The VOMx and WCx charges components will be set in Euro per MWh calculated as weighted averages from the plant Portfolio and indexed forward on the basis of relevant

---



## **DRAFT TERM SHEET**

### **EXHIBIT A**

#### **Illustrative Contracted Operating Characteristics (COCs)**

Specified operating characteristics:

- Minimum run time (hours)
- Minimum off time (hours)
- Maximum number of starts over agreement term [or per year during term of agreement]
- Dispatch ramp rates (MW/min)
- Time required for each type of start-up (hours/unit) - hot, warm, cold



---

no longer required, PPC may exit the DRA.

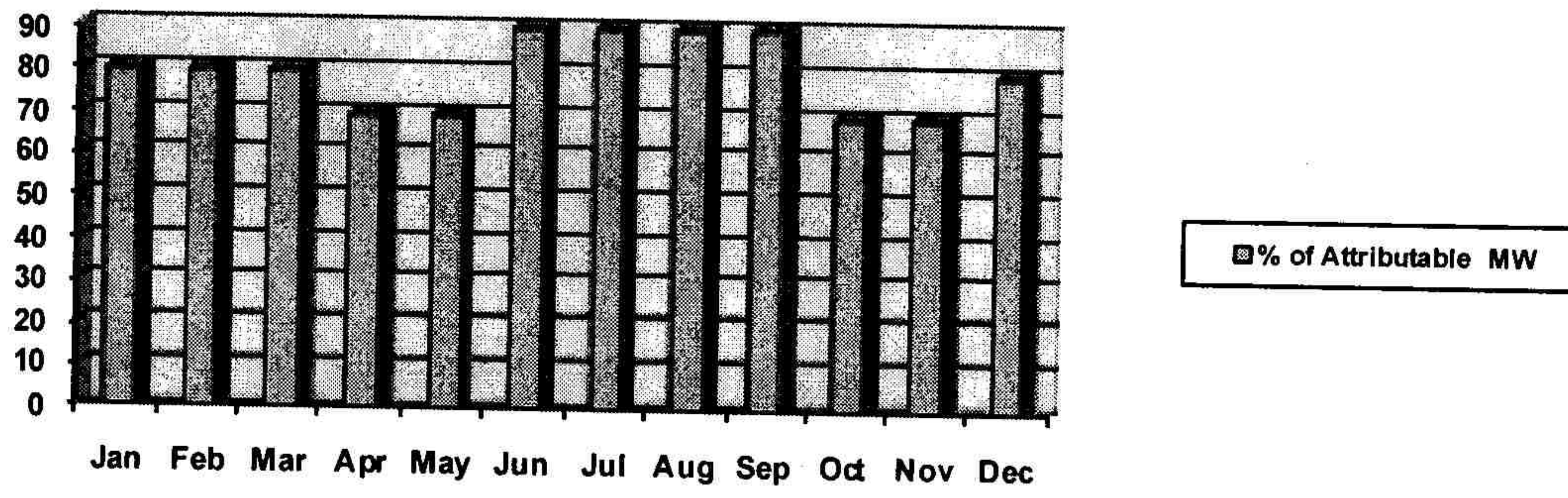
**14. Reserve Price**

14.1 PPC retains the right not to contract with a Buyer if the Buyer's bid price for the Contract Capacity per MWh (the Base Availability Credit) does not deliver enough income over the life of the [15] year contract duration in net present value terms to cover an appropriate proportion of the un-amortised plant-related fixed costs as approved by an auditor's report and using a commercially reasonable nominal discount factor of [...% or whatever is considered commercially reasonable for a European power generation company at the time of negotiations]. The appropriate proportion is calculated in relation to the proportion of total MW in the Portfolio that is subject to Buyer's bid.

---



Exhibit B









**PORTFOLIO BACKED  
TRANSITORY  
DRAWING  
RIGHTS AGREEMENT TERM SHEET for PPC  
(Annex II - 4)**

**DRAFT OF December 22, 2010**

**NOTE**

**This document remains subject to modification and completion  
further to the results of the market test**



# **Contents**

- 1. Cover Note and Contact Parties**
- 2. Specific Terms**

- 1. Overview**
- 2. Definitions**
- 3. Term of DRA**
- 4. First Delivery Date**
- 5. Product: Purchase, Sale and Delivery of Capacity and Energy**
- 6. Contracted Prices**
- 7. Availability payment**
- 8. Energy payment**
- 9. HTSO and Grid Code Interfaces**
- 10. Scheduling of deliveries**
- 11. Quantity, Metering & Settlement**
- 12. Operating Procedures**
- 13. Exit clause**
- 14. Reserve Price**
- 15. Prolongation**

**Exhibit A – Illustrative Contracted Operating Characteristics (COCs)**  
**Exhibit B – The Shape of the Contract Capacity**



**PPC DRAWING RIGHTS PROJECT**  
**SUMMARY OF PRINCIPAL COMMERCIAL TERMS**  
**OF THE PORTFOLIO BACKED**  
**TRANSITORY DRAWING RIGHTS AGREEMENT**

This Term Sheet ("Term Sheet") is intended to set forth certain key principles of the Portfolio backed Drawing Rights Agreement between the Public Power Corporation S.A. ("Seller" or "PPC") and future purchasers ("the Buyer") for the sale and purchase of electric Capacity, and Energy generated from lignite fuel. This Term Sheet is not meant to be an exhaustive document and will be replaced by a Definitive Agreement.

This Term Sheet describes the characteristics of the agreement being sought by PPC in its sale of Drawing Rights. For a Buyer to qualify for entry into this Agreement it must possess an appropriate investment grade credit rating and all licenses to participate in the Greek electricity market.

---

## Contact parties

---

<b>Seller:</b>	Public Power Corporation ("PPC")
<b>Sellers Advis or:</b>	PriceWaterhouseCoopers LLP 1 Embankment Place London WC2N 6RH  Contact: Mark Hughes Tel: +44 20 7804 5767 Email: mark.v.hughes@uk.pwc.com  Contact: Matthew Young Tel: +44 207 213 1796 Email: matthew.t.young@uk.pwc.com



## Specific Terms

1. Overview:
- 1.1 The Public Power Corporation S.A. ("Seller" or "PPC") is seeking interested parties to enter into a contractual agreement for the Drawing Rights backed by a Portfolio of lignite fired generation plants, as defined in Clause 2 below, and in accordance with the overall approach agreed with the European Commission, with a First Delivery Date as defined under Clause 4 and a Term as defined under Clause 3.
  - 1.2 The Drawing Rights involve PPC granting the Buyer a firm and reliable Contract Capacity from the Portfolio of lignite fired generation plants with characteristics reflecting the Portfolio. PPC will operate the Portfolio (or other plants if necessary), and make the Contract Capacity fully available, supply the plants with fuel and provide Energy and other required services for the Buyer over the contract duration.
  - 1.3 PPC will be paid for making the Contract Capacity available to the Buyer through an Availability Payment. The Contract Capacity over the course of each year for the duration of the contract is set to provide [indicatively 90]% of the attributable MW in the Portfolio in Peak months, [indicatively 75]% of the attributable MW in the Portfolio in Shoulder months and [indicatively 60]% of the attributable MW in off-peak months. The attributable MW from the Portfolio adjusts so as to reflect potential availability differences through planned and forced outages. The shape of Contract Capacity is set out in Exhibit B.
  - 1.4 The Availability Payments will be calculated according to the Availability Payment formulae, as defined in Clause 7 below.
  - 1.5 PPC will be paid for the fuel and variable operating costs incurred in starting generation for the Portfolio of plants, and in bringing them into synchronisation and energy production through Energy Payments, which, *inter alia*, translate the cost of lignite into a price for electricity at a set of pre-determined heat rates. Other variable operations and maintenance costs will also be recovered in the charge for delivered energy per megawatt hours ("MWh"). These Energy Payments will be calculated according to the energy Payments formulae, as defined in Clause 8 below.



- decommissioning date = c.2020;
- g) Kardia 1; net capacity 275 MW, planned decommissioning date = c.2019;
  - h) Kardia 2; net capacity 275 MW, planned decommissioning date = c.2020;
  - i) Kardia 3; net capacity 280 MW, planned decommissioning date = c.2020; and
  - j) Kardia 4; net capacity 280 MW, planned decommissioning date = c.2020.

**Rate Schedule** – means the schedules of rates and contract prices that are agreed between the Seller and the Buyer.

**System Operator (SO)** – means the organization responsible for coordination of the generation and transmission of electricity within a specific jurisdiction. In Greece, this term refers to the Hellenic Transmission System Operator ("HTSO").

**Heat Rate** – Specified profile of Heat Rates (MWh/GJ) from Minimum Generation (Min Gen) to Maximum Generation (Max Gen), that profile being reflective of the characteristics of the Portfolio of plants as reasonably adjusted from time to time, *inter alia*, to reflect the degradation of Heat Rates between overhauls, the degradation of Heat Rates due to FGD investments that may happen in the future, or other substantial technical changes in the plants of the Portfolio.

### 3. Term of DRA

- 3.1 The duration of this transitory DRA will be until the end of 2020.
- 3.2 If, in order to meet regulatory obligations, investments not foreseen at the time that the Drawing Rights are determined need to be made in order to allow continued plant operation, PPC is obliged to investigate the costs of such investments, and present them to the Buyer. The Buyer may either contribute its relevant proportion of such costs, or terminate its Drawing Rights.
- 3.3 If, at the time that the DRA is being determined, investments are required to meet regulatory obligations, PPC has an obligation to inform the Buyer of the need for (and anticipated quantum of) such investments. The Buyer has an obligation to pay the relevant proportion (equivalent to the Contract Capacity subject to the Buyer's Drawing Rights in the Portfolio) of such costs, as they arise, or to reflect such costs in the amount paid for availability during the Term of the DRA.

### 4. First Delivery

- 4.1 The First Delivery Date for first commercial deliveries of



## 2. Definitions

**Seller** – Public Power Corporation ("PPC").

**Buyer** – [The Buyer].

**Drawing Rights** – refers to the entire contractual arrangement encompassing the Buyer's rights to access and draw on the Contract Capacity subject to the contracted operating characteristics of a typical plant in the Portfolio ("COCs") and at contract prices agreed in the DRA.

**Contract Capacity** – means the MW quota.

**Contract Prices** – refers to both the price paid for the Contract Capacity capacity, and the price paid for net sent out MWh of energy exercised by the Buyer.

**Contract Start Date** – means the date of signature of the DRA.

**Contract Year** – means each 365 day (366 days in a leap year) increment of the Term of the DRA, as defined in Clause 3 below, beginning at the Commercial Operation Date.

**Contracted Operating Characteristics of a typical plant in the Portfolio (COCs)** – means the technical parameters that affect the operation and exercise of these Drawing Rights as illustrated in Exhibit A, which reflect the weighted average characteristics of the Portfolio.

**Delivery Point** – means [relevant definition for point on the High Voltage Transmission System].

**Energy** – means the amount of electricity over which the Buyer exercises its rights in a given period of time and measured in MWh. Energy within the Contract Capacity is firm. It is not subject to interruption as a consequence of outages at the generation production units either planned or un-planned.

**Commercial Operation Date / Initial Delivery Date** – means the date at which commercial operation commences according to the contract.

**Portfolio** – means the portfolio of plants forming the basis of the drawing right. The Portfolio is comprised of the following plants:

- a) Agios Dimitrios 1; net capacity 274 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- b) Agios Dimitrios 2; net capacity 274 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- c) Agios Dimitrios 3; net capacity 283 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- d) Agios Dimitrios 4; net capacity 283 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- e) Amyntaio 1; net capacity 273 MW, planned decommissioning date = c.2020;
- f) Amyntaio 2; net capacity 273 MW, planned



<b>Date</b>		Capacity and Energy from the Seller to the Buyer will be [1 <sup>st</sup> January 2012].
<b>5. Product: Purchase, Sale and Delivery of Capacity and Energy:</b>	<b>5.1</b>	The Seller will provide Capacity and Energy to the Buyer based upon agreed COCs, as defined above in Clause 2.
	<b>5.2</b>	<b>Energy:</b> The Buyer may require that the Seller makes Energy available in any hour up to the Contract Capacity (where both Energy and the Contract Capacity are measured in MWh), and for as many hours as the Buyer requires, recognising relevant operating conditions and COCs.
	<b>5.3</b>	<b>Capacity:</b> The Contract Capacity will be made available to the Buyer from [1 <sup>st</sup> January 2012] for each day of each year for the Term of the DRA, as defined in Clause 3 above.
<b>6. Contracted Prices:</b>	<b>6.1</b>	Payments to the Seller will be made up of 2 components:
	<b>6.1.1</b>	<b>Availability Payment:</b> Covers fixed payments made according to the profile of the Contract Capacity for each hour within the Contract Capacity.
	<b>6.1.2</b>	<b>Energy Payment:</b> Covers variable fuel and operating costs. Further described below.
<b>7. Availability Payment</b>	<b>7.1</b>	The Availability Payment in any settlement period is linked to a fixed payment per hour within the Contract Capacity.
	<b>7.1.1</b>	Availability payment for settlement period (HAP <sub>x</sub> ) = BAC * Q <sub>x</sub> ,
	<b>7.1.2</b>	where:
	<b>7.1.2.1</b>	BAC: Base Availability Credit (€/MW); and
	<b>7.1.2.2</b>	Q <sub>x</sub> : Capacity (MW) in the Contract Capacity.
	<b>7.2</b>	The Base Availability Credit is an amount bid in the successful Buyer's financial proposal, measured in Euros per MWh available in the Contract Capacity. Base Availability Credit addresses Seller's costs in keeping the plants available (including plant-related operational costs regarding the functions of accounting, finance, HR, IT and regulatory compliance).
<b>8. Energy Payment</b>	<b>8.1</b>	Energy Payment for settlement period (HEP <sub>x</sub> ) = (FC <sub>x</sub> + VOM <sub>x</sub> + WC <sub>x</sub> + CC <sub>x</sub> + OV <sub>x</sub> ) * DNEO <sub>x</sub> ,
	<b>8.2</b>	where:
	<b>8.2.1</b>	FSC: Fuel Supply Charge cost (lignite and lignite supply costs plus all additives, such as LFO etc.);
	<b>8.2.2</b>	VOM <sub>x</sub> : Variable Operating and Maintenance cost



---

	(including, among other, ash removal and deposit costs);
	8.2.3 WCx: Water Charge cost;
	8.2.4 CCx: Carbon cost;
	8.2.5 OVx: Other Variable costs explicitly incurred to comply with regulatory obligations; and
	8.2.6 DNEO: Net Electrical Output in MWh, as instructed by the Buyer.
	8.3 The VOMx and WCx charges components will be set in Euro per MWh calculated as weighted averages from the plant Portfolio and indexed forward on the basis of relevant indices and predetermined efficiencies.
	8.4 From 1 <sup>st</sup> January 2013 the CCx carbon cost will be set in Euro per MWh according to the prevailing CO <sub>2</sub> EUA prices and the carbon content of the energy delivered. Before 2013 the CCx price will be set at zero. There may be payments between the Buyer and the Seller depending on the amount of the EUAs allocated by the Greek National Allocation Plan to the plants in the Portfolio forming the basis of this Drawing Right and the proportion of that Portfolio represented by this Drawing Right. If there is a deficit of EUAs compared to the total amount of EUAs needed to produce electricity from the Portfolio on an annual basis, the Buyer will pay to the Seller the cost of covering the deficit of EUAs from the Market. If there is a surplus of EUAs, the Seller will pay to the Buyer the benefit of such allowances at relevant market prices. In both scenarios, the adjustment will reflect the proportion of the Portfolio represented by this Drawing Right.
	8.5 The Fuel Charge will be based on the Lignite Supply Arrangement Price in €/GJ (Low Heating Value - LHV) and at pre-determined heat rates calculated as weighted averages reflecting PPC's lignite mining costs in supplying the Portfolio in that year and the heat rates of the plants in the Portfolio and expressed in Euro per MWh, or, following agreement with the Buyer, as a Base Price indexed forward annually.
9. HTSO and Grid Code Interfaces	9.1 The Seller will retain responsibility for daily SO interfaces and transmission operation / Grid Code.
10. Scheduling of Deliveries:	10.1 The Buyer will submit planning and operational instructions to the Seller in an agreed format and via an agreed communication method, and in a way that both preserves Buyer Rights, and meets the organisational needs of the Greek electricity wholesale market as currently managed by

---



---

11. Quantity, Metering & Settlement:	11.1 the HTSO. The Seller shall be responsible for making arrangements for metering that meets the agreed standards, and for the settlement of payments with the appropriate SO.
12. Operating Procedures: (in DRA or separate)	12.1 The operational relationship between the Buyer and the Seller will be governed by the terms of an Operating Agreement.
13. Reserve Price	13.1 PPC retains the right not to contract with a Buyer if the Buyer's bid price for the Contract Capacity per MW hour (the Basic Availability Credit) does not deliver enough income over the life of the contract duration in net present value terms to cover an appropriate proportion of the un-amortised plant-related fixed costs as approved by an auditor's report, and using a commercially reasonable nominal discount factor of [...% or whatever is considered commercially reasonable for a European power generation company at the time of negotiations]. The appropriate proportion is calculated in relation to the proportion of total MW in the Portfolio that is subject to the Buyer's bid.
14. Prolongation	<div data-bbox="720 1329 1787 1641">14.1 In the event that additional MW capacity needs to be made available to the Buyer, in order for the 40% ratio to be met, for example, if the decommissioning dates of Ignite fired plants of the Seller are postponed, the Buyer may prolong the existing Drawing Rights beyond the initial period and/or beyond the initial amount under the same conditions as the ones provided by this transitory DRA.</div> <div data-bbox="720 1670 1787 1849">14.2 If by the end of 2020, and upon request by the Hellenic Republic, the Commission finds that the Seller's obligation to sell the Drawing Rights is no longer required, this prolongation opportunity will cease to exist.</div>

---



## **DRAFT TERM SHEET**

### **EXHIBIT A**

#### **Illustrative Contracted Operating Characteristics (COCs)**

Specified operating characteristics:

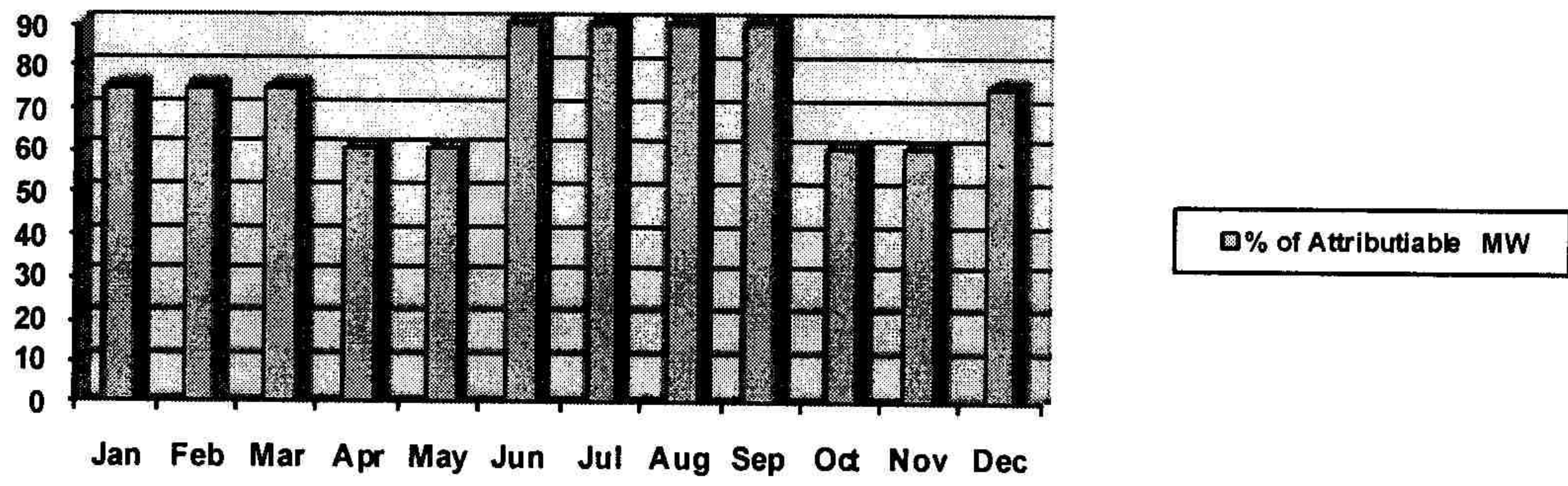
- Minimum run time (hours)
- Minimum off time (hours)
- Maximum number of starts over agreement term [or per year during term of agreement]
- Dispatch ramp rates (MW/min)
- Time required for each type of start-up (hours/unit) - hot, warm, cold







Exhibit B





**EL**

**ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ**

**(Το κείμενο στην αγγλική γλώσσα είναι το μόνο αυθεντικό)**

**EL**

**EL**



## **ΕΡΕΥΝΑ ΑΓΟΡΑΣ ΣΤΗΝ ΥΠΟΘΕΣΗ COMP/B-1/38.700 – Greek lignite and electricity markets**

### **1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

(1) Η Ελληνική Δημοκρατία ζήτησε την αναθεώρηση της απόφασης της 4<sup>ης</sup> Αυγούστου 2009 της Επιτροπής και πρότεινε την υιοθέτηση νέων μέτρων για την αντιμετώπιση των δυσμενών για τον ανταγωνισμό αποτελεσμάτων που εντόπισε η Επιτροπή με την απόφαση της 5<sup>ης</sup> Μαρτίου 2008. Η Ελληνική Δημοκρατία αποφάσισε να μην παράσχει δικαιώματα εκμετάλλευσης επί άλλων κοιτασμάτων, πλην της Βεύης. Επίσης, προτείνει οι ανταγωνιστές της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (στο εξής, ΔΕΗ), η οποία ανήκει στο κράτος και συνιστά κατεστημένο παραγωγό, να αποκτήσουν πρόσβαση σε ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγουν υπάρχουσες μονάδες της ΔΕΗ μέσω καύσης λιγνίτη, καθώς και νεότερες μονάδες που θα δημιουργηθούν στο μέλλον.

(2) Πριν η Επιτροπή αποφασίσει επί του αιτήματος της Ελληνικής Δημοκρατίας, ζητά τη γνώμη κάθε ενδιαφερόμενου μέρους σχετικά με την αποτελεσματικότητα των μέτρων που προτείνονται. Αυτή η ανακοίνωση προσφέρει λεπτομερή περίληψη της υπόθεσης και αποδίδει το βασικό περιεχόμενο των μέτρων. Τα ενδιαφερόμενα μέρη καλούνται να καταθέσουν τις απόψεις τους εντός της προθεσμίας που τίθεται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή.

### **2. ΠΕΡΙΛΗΨΗ ΤΗΣ ΥΠΟΘΕΣΗΣ**

(3) Με απόφαση της 5<sup>ης</sup> Μαρτίου 2008 (στο εξής, "η απόφαση του 2008"), η Επιτροπή κατέδειξε ότι η Ελληνική Δημοκρατία παραβίασε τους κανόνες του δικαίου ανταγωνισμού (Άρθρα 102 και 106 ΣΛΕΕ), στο βαθμό που διατηρεί σε ισχύ δικαιώματα της ΔΕΗ, με τα οποία της δίνεται προνομιακή πρόσβαση στα κοιτάσματα λιγνίτη, που αποτελεί το φθηνότερο καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Αυτή η προνομιακή πρόσβαση δημιουργεί ανισότητα ευκαιριών μεταξύ οικονομικών φορέων και παρέχει στη ΔΕΗ τη δυνατότητα να διατηρήσει ή και να ενισχύσει τη δεσπόζουσα θέση της στην ελληνική αγορά χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω του αποκλεισμού ή της παρεμπόδισης της εισόδου νέων ανταγωνιστών στην εν λόγω αγορά.

(4) Η απόφαση του 2008 απαιτούσε τη λήψη μέτρων που να εξασφαλίζουν στους ανταγωνιστές της ΔΕΗ πρόσβαση στο 40% των αποθεμάτων λιγνίτη ή της ενεργείας που παράγεται από την εκμετάλλευσή του. Προκειμένου να αντιμετωπίσει τα προαναφερθέντα δυσμενή για τον ανταγωνισμό αποτελέσματα, η Ελληνική Δημοκρατία πρότεινε να παραχωρήσει μέσω δημοσίου διαγωνισμού δικαιώματα εκμετάλλευσης επί των κοιτασμάτων λιγνίτη σε τέσσερις περιοχές (Δράμα, Ελασσόνα, Βεγόρα και Βεύη). Μ' αυτόν τον τρόπο, οι ανταγωνιστές θα μπορούσαν να έχουν πρόσβαση σε περίπου 40% των συνολικών αποθεμάτων λιγνίτη για τα οποία έχει δοθεί άδεια εκμετάλλευσης στην Ελλάδα. Τα μέτρα αυτά πράγματι κατέστησαν δεσμευτικά για την Ελληνική Δημοκρατία μέσω απόφασης της Επιτροπής της 4<sup>ης</sup> Αυγούστου 2009 (στο εξής, "η απόφαση του 2009").



(5) Η Ελληνική Δημοκρατία ζήτησε στη συνέχεια την αναθεώρηση της απόφασης του 2009. Η Ελληνική κυβέρνηση ενημέρωσε την Επιτροπή ότι υιοθέτησε νέα ενεργειακή πολιτική: σκοπεύει να συνεχίσει να επιτρέπει την εκμετάλλευση των υπαρχόντων ορυχείων λιγνίτη, αλλά να μην παραχωρήσει νέες άδειες εκμετάλλευσης κοιτασμάτων λιγνίτη, πλην της περιοχής της Βεύης. Η Ελληνική κυβέρνηση σχεδιάζει επίσης να θέσει οριστικά εκτός λειτουργίας ορισμένες μονάδες καύσης λιγνίτη νωρίτερα απ' ό,τι είχε αρχικά προβλεφθεί.

(6) Προκειμένου να αντιμετωπίσει τα δυσμενή για τον ανταγωνισμό αποτελέσματα που εντόπισε η Επιτροπή στην απόφαση του 2008, η Ελληνική Δημοκρατία προτείνει να δώσει στους ανταγωνιστές της ΔΕΗ πρόσβαση στο 40% της ενέργειας που παράγεται από την εκμετάλλευση λιγνίτη, παραχωρώντας δικαιώματα σε υπάρχουσες μονάδες καύσης λιγνίτη της ΔΕΗ ή σε όσες θα δημιουργηθούν μεταγενέστερα.

(7) Στην παρούσα ανακοίνωση επισυνάπτεται επιστολή της Ελληνικής Δημοκρατίας, η οποία αναλύει τη νέα ενεργειακή της πολιτική (συμπεριλαμβανομένης της θέσης εκτός λειτουργίας ορισμένων μονάδων) και παρουσιάζει τα προτεινόμενα μέτρα.

### **3. ΤΟ ΒΑΣΙΚΟ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΟ ΤΩΝ ΠΡΟΤΑΘΕΝΤΩΝ ΜΕΤΡΩΝ**

(8) Τα κεντρικά στοιχεία των προταθέντων μέτρων είναι τα εξής:

(α) Στο πλαίσιο διαρθρωτικών αλλαγών, η ΔΕΗ θα εκχωρήσει (με αντάλλαγμα) δικαιώματα εκμετάλλευσης επί των μονάδων καύσης λιγνίτη που πρόκειται να παραμείνουν σε λειτουργία μετά το 2020. Τα δικαιώματα αυτά αφορούν ενέργεια ισχύος 457 MW ενέργειας και θα χορηγηθούν επί της ενέργειας που παράγουν οι μονάδες Άγιος Δημήτριος 5, Μελίτη, Μεγαλόπολη 3, και Μεγαλόπολη 4. Τα δικαιώματα εκμετάλλευσης παρέχονται επί του συνόλου των παραπάνω μονάδων και όχι μεμονωμένα. Στην επιστολή της ελληνικής κυβέρνησης επισυνάπτονται κατάλογοι ειδικών όρων που εξειδικεύουν τα στοιχεία των δικαιωμάτων πρόσβασης. Επιπροσθέτως, οι ανταγωνιστές θα έχουν το δικαίωμα να συμμετέχουν σε ποσοστό 40% σε νέες μονάδες καύσης λιγνίτη. Η πρόταση της Ελληνικής Δημοκρατίας προνοεί την εφαρμογή των μέτρων μέσω Συμβάσεων Ανταλλαγής Ενέργειας σε πρώτο βαθμό. Η πρόταση της Ελληνικής Δημοκρατίας επίσης περιγράφει εφεδρικές λύσεις σε περίπτωση που Συμβάσεις Ανταλλαγής Ενέργειας δεν υλοποιηθούν.

(β) Σε προσωρινό επίπεδο, η ΔΕΗ θα εκχωρήσει (με αντάλλαγμα) δικαιώματα εκμετάλλευσης και στις μονάδες καύσης λιγνίτη, που πρόκειται να τεθούν εκτός λειτουργίας έως το 2020. Τα δικαιώματα αυτά αφορούν ενέργεια ισχύος 1043 MW (που μπορεί στη συνέχεια να συμπληρωθεί, ούτως ώστε να φτάσει στο όριο του 40%). Τα δικαιώματα εκμετάλλευσης θα χορηγηθούν επί της ενέργειας που παράγουν οι μονάδες Άγιος Δημήτριος 1, Άγιος Δημήτριος 2, Άγιος Δημήτριος 3, Άγιος Δημήτριος 4, Άγιος Δημήτριος 5, Αμύνταιο 1, Αμύνταιο 2, Καρδία 1, Καρδία 2, Καρδία 3, και Καρδία 4. Σε περίπτωση που καθυστερήσει η θέση εκτός λειτουργίας των μονάδων αυτών, οι δικαιούχοι έχουν τη δυνατότητα να επεκτείνουν αντίστοιχα και τη διάρκεια των δικαιωμάτων τους. Τα δικαιώματα εκμετάλλευσης παρέχονται επί του συνόλου των παραπάνω μονάδων και όχι μεμονωμένα. Στην επιστολή της ελληνικής κυβέρνησης



επισυνάπτονται κατάλογοι ειδικών όρων που εξειδικεύουν τα στοιχεία των δικαιωμάτων πρόσβασής. Η πρόταση της Ελληνικής Δημοκρατίας είναι να εφαρμόσει τα μέτρα μέσω Συμβάσεων Ανταλλαγής Ενέργειας. Εντούτοις, σε περίπτωση ανάγκης, μεταβατικά δικαιώματα εκμετάλλευσης θα μπορούν επίσης να πουληθούν ως μονοκατευθυντικά δικαιώματα εκμετάλλευσης.

(9) Τα προταθέντα νέα μέτρα και κάθε έγγραφο σχετικό με την υπόθεση αυτή είναι αναρτημένα κατά το πλήρες κείμενο τους στην αγγλική γλώσσα στον ιστότοπο της Γενικής Διεύθυνσης Ανταγωνισμού

([http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=1\\_38700](http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_38700)).

#### 4. ΠΡΟΣΚΛΗΣΗ ΓΙΑ ΥΠΟΒΟΛΗ ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΩΝ

(10) Εάν η αίτηση της Ελληνικής Δημοκρατίας για αναθεώρηση της απόφασης του 2009 κριθεί δικαιολογημένη και αποδειχθεί ότι τα προταθέντα μέτρα είναι κατάλληλα για να αντιμετωπίσουν τα δυσμενή για τον ανταγωνισμό αποτελέσματα που εντόπισε η απόφαση του 2008, η Επιτροπή θα υιοθετήσει νέα απόφαση, με νομική βάση το Άρθρο 106 ΣΛΕΕ, η οποία θα καθιστά τα μέτρα που προτείνει η Ελληνική Δημοκρατία δεσμευτικά επί αυτής.

(11) Κάθε ενδιαφερόμενο μέρος καλείται με την παρούσα να υποβάλει τις παρατηρήσεις του επί των προταθέντων μέτρων. Τα ενδιαφερόμενα μέρη παρακαλούνται να αξιολογήσουν εάν τα προταθέντα μέτρα είναι πρόσφορα να περιορίσουν το ανταγωνιστικό πλεονέκτημα που απολαμβάνει η ΔΕΗ, λόγω της προνομιακής πρόσβασής της στην ενέργεια που παράγεται από εκμετάλλευση του λιγνίτη εντός της ελληνικής αγοράς χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, παρακαλούνται να τοποθετηθούν επί των προβλεπόμενων επιπέδων ισχύος της ενέργειας, τις συγκεκριμένες μονάδες όπου χορηγούνται τα δικαιώματα, και τους όρους χορήγησης αυτών. Καλούνται επίσης να αξιολογήσουν τα συνημμένα στην επιστολή κείμενα, που αναφέρονται στους ειδικούς όρους χορήγησης, μεταξύ άλλων και σε ό, τι αφορά την "τιμή επιφύλαξης" που προβλέπεται για τη ΔΕΗ.

(12) Οι παρατηρήσεις πρέπει να υποβληθούν στην Επιτροπή **το αργότερο μέχρι τις 11 Φεβρουαρίου 2011**. Τα ενδιαφερόμενα μέρη παρακαλούνται επίσης να καταθέσουν και μη εμπιστευτική εκδοχή των παρατηρήσεων τους, από την οποία τα εμπορικά μυστικά και κάθε άλλο εμπιστευτικό τμήμα θα έχει εξαλειφθεί και αντικατασταθεί είτε από μη εμπιστευτική περίληψη, είτε από τις λέξεις "εμπορικά μυστικά" ή "εμπιστευτικό". Κάθε εύλογο σχετικό αίτημα θα γίνει σεβαστό.

(13) Οι παρατηρήσεις αποστέλλονται στην Επιτροπή, υπό τον κωδικό αναφοράς COMP/B-1/38.700- Greek lignite and electricity markets, είτε μέσω e-mail ([COMP-GREFFE-ANTITRUST@ec.europa.eu](mailto:COMP-GREFFE-ANTITRUST@ec.europa.eu)), είτε μέσω fax ((32-2) 295 01 28), είτε μέσω ταχυδρομείου στην ακόλουθη διεύθυνση:

European Commission

Directorate- General for Competition



Antitrust Registry

B-1049 Bruxelles/Brussel.

EL

EL