

ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 1036/2020

Έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του αγωγού Trans Adriatic Pipeline (TAP) σύμφωνα με την κοινή Απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών της Ελλάδας, Ιταλίας και Αλβανίας

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Κατά την τακτική συνεδρίασή της, στην έδρα της, στις **17 Ιουνίου 2020** που συνεχίστηκε στις **18 και 19 Ιουνίου 2020**, και

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (ΦΕΚ Α' 179, εφεξής ο «Νόμος»), όπως ισχύει, και ιδίως των άρθρων 16, 18-21, 61, 62 και 74-79 αυτού.
2. Τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 2003/55/ΕΚ (εφεξής, η «Οδηγία»), και ιδίως των άρθρων 9, 32, 36 και 41 αυτής.
3. Τις διατάξεις του ν. 4217/2013 (ΦΕΚ Α' 267) «Κύρωση Συμφωνίας Φιλοξενούσας Χώρας μεταξύ της Ελληνικής Δημοκρατίας και της TRANS ADRIATIC PIPELINE AG», όπως ισχύει.
4. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 715/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου και για την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1775/2005 (ΕΕ L 211/14.8.2009), καθώς και την απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής της 24ης Αυγούστου 2012, για τροποποίηση του Παραρτήματος Ι του Κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 715/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, περί όρων πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου (L 231/16-20, 28.8.2012) με την οποία θεσπίζονται μέτρα διαχείρισης της συμβατικής συμφόρησης σε δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου, καθώς και οι αντίστοιχες ημερομηνίες για τη θέση τους σε

εφαρμογή.

5. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 459/2017 της Επιτροπής της 16ης Μαρτίου 2017 για τη θέσπιση κώδικα δικτύου σχετικά με μηχανισμούς κατανομής δυναμικότητας στα συστήματα μεταφοράς αερίου και για την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθμ. 984/2013 (ΕΕ L 72/17.03.2017, εφεξής, «NC CAM»).
6. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθμ. 312/2014 της Επιτροπής της 26ης Μαρτίου 2014 για τη θέσπιση κώδικα δικτύου όσον αφορά την εξισορρόπηση του φορτίου φυσικού αερίου στα δίκτυα μεταφοράς (ΕΕ L 91/27.3.2014, εφεξής, «NC BAL»).
7. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθμ. 703/2015 της Επιτροπής της 30ης Απριλίου 2015 για τη θέσπιση κώδικα δικτύου όσον αφορά τους κανόνες για τη διαλειτουργικότητα και την ανταλλαγή δεδομένων (ΕΕ L 113/1.5.2015, εφεξής, «NC IO»).
8. Την από 05.04.2019 έκθεση του Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) με τίτλο «ACER Report on the conditionalities stipulated in contracts for standard capacity products for firm capacity» (https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20the%20conditionalities%20stipulated%20in%20contracts%20for%20standard%20capacity%20products%20for%20firm%20capacity.pdf).
9. Την υπ' αριθμ. οικ. 178065/8.8.2018 Απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΦΕΚ Β' 3430/17.08.2018), με θέμα «Κανονισμός Αδειών Φυσικού Αερίου».
10. Την υπ' αριθμ. 269/12.6.2013 Απόφαση της ΠΑΕ «Συμμόρφωση της ΠΑΕ κατά την παράγραφο 9 του άρθρου 36 της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ με την από 16.05.2013 Απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής υπ. αριθμ. C(2013)2949 final για την εξαίρεση του αγωγού TAP AG από τις διατάξεις των άρθρων 9, 32 και 41(6), (8) και (10) της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ και τροποποίηση της υπ. αριθμ. 111/2013 απόφασης της ΠΑΕ» (ΦΕΚ Β' 1833/29.07.2013) με την οποία εγκρίθηκε το κείμενο με τίτλο «Final Joint Opinion of the Energy Regulators on TAP AG's Exemption Application: Autorita per l'energia elettrica e il gas (Italy), Enti Rregullator I Energjise (Albania), Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Greece)» (εφεξής, η «Κοινή Απόφαση Εξαίρεσης»).
11. Την από 6 Ιουνίου 2013 υπ' αριθμ. 249/2013/R/gas Απόφαση της Ιταλικής Ρυθμιστικής Αρχής (AEEG), την από 13 Ιουνίου 2013 υπ' αριθμ. 64 Απόφαση της Αλβανικής Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ERE) και την από 25 Ιουνίου απόφαση του Ιταλικού Υπουργείου Οικονομικής Ανάπτυξης (Ministero dello Sviluppo Economico), με τις οποίες επίσης εγκρίθηκε η ως άνω υπό στοιχείο (9) αναφερόμενη Απόφαση Εξαίρεσης.
12. Την υπ' αριθμ. 531/2013 Απόφαση της ΠΑΕ (ΦΕΚ Β' 3003/26.11.2013) με θέμα «Έγκριση του Κανονισμού Τιμολόγησης της εταιρείας "TAP A.G." για τον αγωγό TAP», όπως τροποποιήθηκε με την Απόφαση 708/2018 και ισχύει.
13. Την υπ' αριθμ. 431/2014 Απόφαση της ΠΑΕ περί χορήγησης Άδειας Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (εφεξής «ΑΣΦΑ») στην εταιρεία με την επωνυμία «Trans Adriatic Pipeline AG» (TAP AG), όπως αυτή τροποποιήθηκε με τις υπ' αριθμ. 393/2015 και 470/2019 Αποφάσεις της ΠΑΕ.

14. Την υπ' αριθμ. 752/2020 Απόφαση της ΠΑΕ με την οποία χορηγήθηκε στην εταιρεία TAP AG Άδεια Διαχείρισης Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) για το τμήμα του αγωγού TAP που διέρχεται από την Ελλάδα.
15. Το υπ' αριθμ. LT-TAP-NRA-00021/21.12.2018 έγγραφο της εταιρείας με την επωνυμία «TRANS ADRIATIC PIPELINE A.G.» (εφεξής «TAP AG») με τίτλο «Request for approval of TAP Network Code » (αριθμ. πρωτ. ΠΑΕ I-251947/21.12.2018).
16. Τη δημόσια διαβούλευση που διενήργησε η εταιρεία TAP AG κατά το διάστημα 07.08-30.09.2018.
17. Το υπ' αριθμ. LT-TAP-NRA-00026/20.12.2019 έγγραφο της εταιρείας TAP AG με τίτλο «Draft of the TAP Network Code » (αριθμ. πρωτ. ΠΑΕ I-274621/09.01.2020).
18. Τις συναντήσεις και την εν γένει συνεργασία που έλαβαν χώρα μεταξύ των στελεχών των Ρυθμιστικών Αρχών Ελλάδας, Αλβανίας και Ιταλίας.
19. Το υπ' αριθμ. LT-TAP-NRA-00029/05.06.2020 έγγραφο της εταιρείας TAP AG με τίτλο «Revised draft of the TAP Network Code » (αριθμ. πρωτ. ΠΑΕ I-283143/09.01.2020).
20. Το από 10.6.2020 έγγραφο της εταιρείας TAP AG με τίτλο «TAP Network Code – submission for approval» (αριθμ. πρωτ. ΠΑΕ I-283256/10.6.2020).
21. Το γεγονός ότι από την παρούσα απόφαση δεν προκαλείται επιβάρυνση στον κρατικό προϋπολογισμό.

Σ κέ φ τ η κ ε ω ς ε ξ ή ς :

Επειδή, με το ν. 4217/2013 (σχετικό 3) κυρώθηκε η από 26 Ιουνίου 2013 Συμφωνία Φιλοξενούσας Χώρας μεταξύ της Ελληνικής Δημοκρατίας και της εταιρείας Trans Adriatic Pipeline AG, με την οποία συμφωνήθηκε η ανάπτυξη εντός της Ελληνικής επικράτειας αγωγού φυσικού αερίου που θα ξεκινά από την Ελληνική Δημοκρατία στα σύνορα μεταξύ της Ελληνικής Δημοκρατίας και της Δημοκρατίας της Τουρκίας και θα συνεχίζει, μέσω της Ελληνικής Δημοκρατίας και της Δημοκρατίας της Αλβανίας και υποθαλάσσια μέσω της Αδριατικής Θάλασσας, στην Ιταλική Δημοκρατία για τη μεταφορά φυσικού αερίου που παράγεται από την φάση II του πεδίου Shah Deniz στη Δημοκρατία του Αρζεμπαϊτζάν για παράδοση στις ευρωπαϊκές αγορές. Συγκεκριμένα, η είσοδος του αγωγού είναι στο σημείο Κήποι στα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας, όπου το φυσικό αέριο θα παραλαμβάνεται από τον αγωγό TANAP, στην Κομοτηνή θα υπάρχει Σημείο Διασύνδεσης (ΣΔ) με τον αγωγό IGB, όταν αυτός κατασκευαστεί, στην περιοχή της Νέας Μεσημβρίας ΣΔ με το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), δύο μελλοντικά ΣΔ στην επικράτεια της Αλβανίας, και ο αγωγός θα καταλήγει στην περιοχή Meledugno της Ιταλίας σε διασύνδεση με το εθνικό ιταλικό σύστημα που διαχειρίζεται η εταιρεία SNAM Rete Gas.

Επειδή, με τις αποφάσεις των σχετικών 10 και 11 χορηγήθηκε στην εταιρεία TAP AG (εφεξής, η «Εταιρεία»), σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 36 της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ, εξαίρεση από την εφαρμογή των διατάξεων των άρθρων 9, 32 και 41(6), (8) και (10) της εν λόγω Οδηγίας για

τον αγωγό Trans Adriatic Pipeline (TAP) και για χρονικό διάστημα είκοσι πέντε (25) ετών από την έναρξη εμπορικής λειτουργίας του αγωγού. Συγκεκριμένα, χορηγήθηκε εξαίρεση από:

- τις διατάξεις του άρθρου 9 περί ιδιοκτησιακού διαχωρισμού
- τις διατάξεις του άρθρου 32 περί πρόσβασης τρίτων μόνο για την αρχική δυναμικότητα του αγωγού TAP (Initial Capacity) ύψους 10 δις m³/έτος (bcma) και μόνο για την κατεύθυνση φυσικής ροής
- τις διατάξεις του άρθρου 41 παρ. (6), (8) και (10) περί ρύθμισης τιμολογίων για το σύνολο της δυναμικότητας του αγωγού.

Επειδή, η Κοινή Απόφαση Εξαίρεσης περιλαμβάνει ειδικότερους όρους και προϋποθέσεις, όπως περιλαμβάνονται στην Ενότητα με τίτλο «Part 4: Authorities' Joint Opinion» του Προσαρτήματος της Απόφασης, και οι οποίοι ορίζουν ένα ειδικό ρυθμιστικό πλαίσιο για τη διαχείριση και εκμετάλλευση του αγωγού TAP AG αναφορικά με θέματα πιστοποίησης, ρύθμισης των τιμολογίων χρήσης του αγωγού και πρόσβασης τρίτων στην υποδομή.

Επειδή, με την παράγραφο 4.7 της Απόφασης Εξαίρεσης, επιβλήθηκε στην εταιρεία TAP AG η υποχρέωση κατάρτισης Κώδικα Διαχείρισης του αγωγού TAP: «1. *Obligation to issue the Network Code – No later than 12 months prior to its Commercial Operation Date, TAP AG will submit for approval to the Authorities a TAP Network Code. The Network Code shall be compatible with all provisions of Regulation 715/2009 and of the European Network Codes of Article 8.6 of Regulation 715/2009 that are not in conflict with the terms of the present decision. To this end, once each European Network Code becomes binding or it is modified, TAP AG will submit to the Authorities for their approval, a revision of TAP Network Code, which will incorporate those provisions of such European Network Code that are not in conflict with the present decision. The TAP Network Code will be published on the TAP AG website. The TAP Network Code will be published on the TAP AG website, and should, at least, include the following:*

- *Detailed procedures for normal operations, including nomination of capacity at all entry and exit points of TAP, for forward and reverse flow;*
- *All procedures necessary for the secondary trading, including a so-called “electronic-bulletin board”, which will be available to all shippers;*
- *Congestion Management Procedures and use-it-or-lose-it arrangements; ☐ Procedures for the publication of data regarding the operation and the availability of capacity to all users of the pipeline;*
- *A declaration by TAP AG that sanctioned gas² will not be imported or transported through any part of the TAP project.».*

Επειδή, η Εταιρεία είναι κάτοχος Άδειας Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) για τον αγωγό TAP (σχετικό 13), καθώς και κάτοχος Άδειας Διαχείρισης ΑΣΦΑ (σχετικό 14).

Επειδή, στο άρθρο 78 του Νόμου αναφέρονται οι αρμοδιότητες του Διαχειριστή ΑΣΦΑ, οι περισσότερες εκ των οποίων διασφαλίζονται μέσω των προβλέψεων του Κώδικα και του

Κανονισμού Τιμολόγησης ενός ΑΣΦΑ: «Άρθρο 78 - Αρμοδιότητες Διαχειριστή ΑΣΦΑ - 1. Ο Διαχειριστής ΑΣΦΑ λειτουργεί, συντηρεί, εκμεταλλεύεται και αναπτύσσει ένα τεχνικά άρτιο, οικονομικά αποδοτικό και ολοκληρωμένο ΑΣΦΑ. 2. Για το σκοπό αυτόν, ο Διαχειριστής ΑΣΦΑ: (α) Παρέχει σε άλλο Διαχειριστή ΑΣΦΑ, όταν τα δύο ΑΣΦΑ διασυνδέονται και σε Χρήστες του ΑΣΦΑ, πρόσβαση σε αυτό με τον πλέον οικονομικό, διαφανή και άμεσο τρόπο και για όσο χρόνο ζητείται. Προς τούτο συνάπτει, με τους εγγεγραμμένους στο Μητρώο Χρηστών ΑΣΦΑ, Σύμβαση Χρήσης ΑΣΦΑ, σύμφωνα με σχετική πρότυπη σύμβαση, που καταρτίζεται και δημοσιεύεται από τον Διαχειριστή ΑΣΦΑ μετά από έγκριση της ΡΑΕ. Με τη Σύμβαση Χρήσης ΑΣΦΑ καθορίζονται ιδίως οι υπηρεσίες που παρέχονται στον αντισυμβαλλόμενο και οι οφειλόμενες χρεώσεις σύμφωνα με το δημοσιευμένο κατάλογο χρεώσεων. Άρνηση παροχής πρόσβασης στο ΑΣΦΑ επιτρέπεται μόνον είτε λόγω έλλειψης δυναμικότητας, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του ΑΣΦΑ, είτε όταν η πρόσβαση στο ΑΣΦΑ ενδέχεται να εμποδίζει τον Διαχειριστή ΑΣΦΑ να εκπληρώνει τις υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών κοινής ωφελείας που του έχουν ανατεθεί, εκτός εάν έχει χορηγηθεί απαλλαγή σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 76. Σε κάθε περίπτωση, ο Διαχειριστής ΑΣΦΑ Μεταφοράς προβαίνει στις αναγκαίες βελτιώσεις του συστήματος για την παροχή της πρόσβασης όταν αυτό είναι οικονομικά εφικτό ή όταν ένας δυνητικός Χρήστης είναι διατεθειμένος να πληρώσει γι' αυτές. (β) Παρέχει τις υπηρεσίες του με διαφάνεια, αντικειμενικότητα και χωρίς να εισάγει διακρίσεις μεταξύ των Χρηστών του ΑΣΦΑ και, ιδίως, διακρίσεις υπέρ των Συνδεδεμένων με αυτόν Επιχειρήσεων, των μετόχων ή των θυγατρικών εταιρειών τους. (γ) Δημοσιεύει κατάλογο όλων των τιμολογίων, με τα οποία χρεώνει τους Χρήστες για τις υπηρεσίες που σχετίζονται με το ΑΣΦΑ. (δ) Καταρτίζει και δημοσιεύει κάθε έτος πρόγραμμα εργασιών συντήρησης, το οποίο εγκρίνεται από τη ΡΑΕ και συντηρεί το ΑΣΦΑ με βάση το πρόγραμμα αυτό. (ε) Τηρεί Μητρώο Χρηστών ΑΣΦΑ, το οποίο δημοσιεύεται στην ιστοσελίδα του. (στ) Μεριμνά για την τήρηση των κανόνων εξισορρόπησης φορτίου του ΑΣΦΑ και την αντιστάθμιση φυσικών απωλειών και ιδιοκατανάλωσης του ΑΣΦΑ, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης αυτού και προβαίνει σε σχετικές χρεώσεις προς τους Χρήστες του ΑΣΦΑ. Η μεθοδολογία κατάρτισης των χρεώσεων για την εξισορρόπηση φορτίου του ΑΣΦΑ εγκρίνεται από τη ΡΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 88. (ζ) Παρέχει σε κάθε άλλο Διαχειριστή Συστήματος Φυσικού Αερίου ή Δικτύου Διανομής που διασυνδέεται με το ΑΣΦΑ επαρκείς πληροφορίες για την ασφαλή και αποτελεσματική λειτουργία των διασυνδεδεμένων Συστημάτων Φυσικού Αερίου και Δικτύων Διανομής. (η) Οφείλει να τηρεί τον εμπιστευτικό χαρακτήρα των εμπορικών πληροφοριών, οι οποίες περιέχονται σε γνώση του κατά την άσκηση των αρμοδιοτήτων του και να αποτρέπει την κοινοποίηση πληροφοριών σχετικών με τις δικές του δραστηριότητες που ενδέχεται να παρέχουν εμπορικά πλεονεκτήματα σε τρίτους, κατά μεροληπτικό τρόπο. Οφείλει, επίσης, να μην καταχράται τις εμπορικά ευαίσθητες πληροφορίες που λαμβάνει από τρίτους, κατά την παροχή ή τη διαπραγμάτευση για την παροχή πρόσβασης στο ΑΣΦΑ. (θ) Λαμβάνει τα μέτρα ασφάλειας εφοδιασμού που προβλέπονται στον Κώδικα Διαχείρισης του ΑΣΦΑ και ενημερώνει σχετικά τη ΡΑΕ και, εφόσον απαιτείται, το ΔΕΣΦΑ ΑΕ. (ι) Συντάσσει σχέδιο αντιμετώπισης εκτάκτων αναγκών και διαχείρισης κρίσεων, το οποίο εγκρίνεται από τη ΡΑΕ. (ια) Προγραμματίζει νέες επενδύσεις για την ενίσχυση και επέκταση του ΑΣΦΑ, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του ΑΣΦΑ. (ιβ) Υποβάλλει εγγράφως στη ΡΑΕ, μέχρι την 31η Μαρτίου κάθε έτους, έκθεση για τη λειτουργία του ΑΣΦΑ, καθώς και για το επίπεδο και την ποιότητα συντήρησης του, κατά το προηγούμενο έτος. Στην έκθεση αυτή αναφέρονται το υφιστάμενο δυναμικό μεταφοράς ΑΣΦΑ, καθώς και τυχόν μεταβολές των

τεχνικών χαρακτηριστικών αυτού. 3. Οι Χρήστες του ΑΣΦΑ υποχρεούνται να παρέχουν στον Διαχειριστή αυτού επαρκείς πληροφορίες, προκειμένου να εξασφαλίζεται η ασφαλής και αποδοτική λειτουργία του σε συνθήκες ελεύθερου ανταγωνισμού.».

Επειδή, σύμφωνα με τα οριζόμενα στις διατάξεις του άρθρου 79 του Νόμου «1. Με απόφαση της ΡΑΕ ύστερα από εισήγηση του Διαχειριστή ΑΣΦΑ, θεσπίζεται ο Κώδικας Διαχείρισης του ΑΣΦΑ σύμφωνα με τον οποίο διενεργείται η διαχείριση, η συντήρηση και η ανάπτυξη του ΑΣΦΑ. Ο Κώδικας αυτός δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως. 2. Με τον Κώδικα Διαχείρισης ΑΣΦΑ ρυθμίζονται, ανάλογα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε ΑΣΦΑ, ιδίως: (α) Οι όροι, οι προϋποθέσεις, οι τεχνικές λεπτομέρειες και οι ελάχιστες απαιτούμενες λειτουργικές προδιαγραφές για την πρόσβαση των Χρηστών στο ΑΣΦΑ. (β) Οι όροι και οι προϋποθέσεις των συμβάσεων μεταφοράς Φυσικού Αερίου ή χρήσης Εγκατάστασης, καθώς και η διαδικασία εκχώρησης των δικαιωμάτων των Χρηστών που απορρέουν από τις Συμβάσεις αυτές. (γ) Η διαχείριση των διασυνδέσεων του ΑΣΦΑ, καθώς και η συνεργασία και η ανταλλαγή πληροφοριών με τους Διαχειριστές Συστημάτων και δικτύων διανομής Φυσικού Αερίου που διασυνδέονται με το ΑΣΦΑ. (δ) Ο τρόπος διενέργειας των μετρήσεων και ο καθορισμός των προδιαγραφών ποιότητας και συνθηκών παράδοσης και παραλαβής Φυσικού Αερίου. (ε) Η διαδικασία κατανομής στους Χρήστες των μετρούμενων ποσοτήτων Φυσικού Αερίου στα σημεία εισόδου και εξόδου του ΑΣΦΑ. (στ) Ο προγραμματισμός, η υλοποίηση και η παρακολούθηση της συντήρησης και ανάπτυξης του ΑΣΦΑ. (ζ) Η διαδικασία λήψης αναγκαίων μέτρων, συμπεριλαμβανομένων των μέτρων εξισορρόπησης φορτίου και αντιστάθμισης φυσικών απωλειών και ιδιοκατανάλωσης, για την ασφαλή, αξιόπιστη και οικονομικά αποτελεσματική λειτουργία του ΑΣΦΑ και η κατανομή του σχετικού κόστους στους Χρήστες του ΑΣΦΑ. (η) Τα κριτήρια με βάση τα οποία είναι δυνατή η κατά προτεραιότητα διακοπή της τροφοδοσίας καταναλωτών, για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού σε περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης. (θ) Η διαδικασία εξωδικαστικής επίλυσης των διαφορών μεταξύ των Χρηστών και του Διαχειριστή του ΑΣΦΑ, που μπορεί να περιλαμβάνει και την υπαγωγή των διαφορών σε Διαιτησία, η οποία διεξάγεται από τη ΡΑΕ σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 37. (ι) Οι κανόνες που διέπουν τις συναλλαγές του Διαχειριστή με τους Χρήστες και ιδίως οι λογαριασμοί που πρέπει να τηρεί ο Διαχειριστής για το σκοπό αυτόν. (ια) Κάθε άλλο θέμα συναφές με τη ρύθμιση του τρόπου διαχείρισης, εκμετάλλευσης, συντήρησης και ανάπτυξης του ΑΣΦΑ.»

Επειδή, τέλος, στο Παράρτημα 3 του Τμήματος II του Κανονισμού Αδειών Φυσικού Αερίου προβλέπονται τα εξής: «1. Όροι Άσκησης της Διαχείρισης ΑΣΦΑ - α. Τουλάχιστον (1) έτος πριν από την έναρξη λειτουργίας του ΑΣΦΑ, ο κάτοχος της Άδειας Διαχείρισης ΑΣΦΑ υποβάλλει στη ΡΑΕ προς έγκριση: ι) Σχέδιο Κώδικα Διαχείρισης ΑΣΦΑ με τον οποίο ρυθμίζεται κάθε θέμα σχετικό με τη διαχείριση, λειτουργία, συντήρηση, ανάπτυξη και εκμετάλλευση του ΑΣΦΑ, κατά τα προβλεπόμενα στην παράγραφο 2 του άρθρου 79 του νόμου. Ο Κώδικας αυτός, μετά την έγκρισή του από την ΡΑΕ, δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως. [...]».

Επειδή, ήδη από το 2015, ομάδα εργασίας αποτελούμενη από εκπροσώπους της Εταιρείας και των τριών Ρυθμιστικών Αρχών επεξεργάστηκε το κείμενο του Κώδικα.

Επειδή, η εταιρεία TAP AG, με το σχετικό 15, υπέβαλε στις Ρυθμιστικές Αρχές Ελλάδας, Ιταλίας και Αλβανίας προς έγκριση σχέδιο του Κώδικα Διαχείρισης του Αγωγού TAP.

Επειδή, το σχέδιο του Κώδικα Διαχείρισης υποβλήθηκε σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στην Κοινή Απόφαση Εξαίρεσης, το Νόμο, τον Κανονισμό Αδειών Φυσικού Αερίου, την Άδεια ΑΣΦΑ και την Άδεια Διαχείρισης ΑΣΦΑ.

Επειδή, το σχέδιο του Κώδικα τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση από την Εταιρεία από τις 7 Αυγούστου έως τις 18 Σεπτεμβρίου 2018, η οποία παρατάθηκε έως την 30^η Σεπτεμβρίου 2018. Ανακοίνωση για τη δημόσια διαβούλευση αναρτήθηκε στις ιστοσελίδες των τριών Ρυθμιστών, για την καλύτερη ενημέρωση των ενδιαφερόμενων μερών. Ελήφθησαν σχόλια από εννέα συμμετέχοντες, έξι εταιρείες που συμμετέχουν στην αγορά φυσικού αερίου, δύο ενώσεις βιομηχανιών, καθώς και το Energy Community Secretariat. Τα πρωτογενή σχόλια, όπως και η απάντηση της TAP AG σε αυτά, κοινοποιήθηκαν στις Ρυθμιστικές Αρχές, μη εμπιστευτική δε έκδοση αναφοράς επί των σχολίων της δημόσιας διαβούλευσης αναρτήθηκε στην ιστοσελίδα της Εταιρείας (<https://www.tap-ag.com/resource-library/reference-documents/tap-network-code-public-consultation>).

Επειδή, το κυριότερο σχόλιο που διατυπώθηκε από συμμετέχοντες στη δημόσια διαβούλευση αφορούσε τα προϊόντα εμπορικής αντίστροφης ροής (commercial reverse products), για τα οποία η εταιρεία έχει προτείνει ένα σχήμα point-to-point, στο οποίο οι χρήστες μπορούν να δεσμεύσουν προϊόντα αντίστροφης ροής (από την Ιταλία προς την Ελλάδα) μόνο για ορισμένες προκαθορισμένες «διαδρομές» (routes) του αερίου. Το σχήμα αυτό αποτελεί ένα είδος «σύζευξης δυναμικότητας» (conditionality). Συνέπεια αυτού είναι και η μη δυνατότητα συμμετοχής τους στο Εικονικό Σημείο Συναλλαγών του TAP.

Επειδή, οι Ρυθμιστικές Αρχές Ελλάδας, Ιταλίας και Αλβανίας συνεργάστηκαν για την εξέταση του υποβληθέντος κειμένου, υποδεικνύοντας αλλαγές, τόσο κατά την κρίση τους όσο και λαμβάνοντας υπόψη τα σχόλια που κατατέθηκαν στη δημόσια διαβούλευση που έλαβε χώρα, προκειμένου αυτό να καταστεί συμβατό με τους εθνικούς νόμους των δύο χωρών και τους ευρωπαϊκούς κανονισμούς.

Επειδή, οι τρεις Ρυθμιστικές Αρχές εξεργάστηκαν διεξοδικά την ως άνω πρόταση, εξετάζοντας το ενδεχόμενο εφαρμογής του πλήρους συστήματος εισόδου-εξόδου (entry-exit system). Ωστόσο, προκύπτει ότι το προταθέν από την Εταιρεία σχήμα είναι άμεση συνέπεια συγκεκριμένων προβλέψεων της Κοινής Απόφασης Εξαίρεσης, και συγκεκριμένα του όρου τιμολόγησης ενός προϊόντος αντίστροφης ροής στο 5% του αντίστοιχου προϊόντος φυσικής ροής. Σε περίπτωση διακριτής δέσμευσης σε σημείο εισόδου και σε σημείο εξόδου, δεν θα ήταν δυνατή η διάκριση «προέλευσης» του αερίου στο σημείο εξόδου ώστε να τιμολογηθεί κατάλληλα. Περαιτέρω, προαπαιτούμενο για την εφαρμογή πλήρους συστήματος εισόδου-εξόδου είναι ο αγωγός να μην παρουσιάζει συμφόρηση, το οποίο δεν ισχύει με τα ισχύοντα επίπεδα δέσμευσης δυναμικότητας. Όπως αναλύεται και στη σχετική Έκθεση του ACER (σχετικό 8), και οι δύο ως άνω λόγοι, ήτοι η παροχή έκπτωσης σε κάποια προϊόντα και η συμφόρηση στον αγωγό, αποτελούν αιτίες εφαρμογής της σύζευξης δυναμικότητας. Με τον τρόπο αυτό, δίνεται η δυνατότητα για δέσμευση δυναμικότητας, επιπλέον της ήδη δεσμευθείσας, ενισχύοντας την ευελιξία των χρηστών, χωρίς επιπλέον επενδύσεις. Ως εκ τούτου, το προτεινόμενο σχήμα κρίνεται αποδεκτό. Ωστόσο, η Εταιρεία έχει την υποχρέωση να επανεξετάσει το εν λόγω σχήμα σε περίπτωση επαύξησης της δυναμικότητας του αγωγού που

θα άρει τη συμφόρηση.

Επειδή, μετά τις τροποποιήσεις που έγιναν στο υποβληθέν κείμενο κατόπιν των υποδείξεων των τριών Ρυθμιστικών Αρχών κατά την περίοδο Δεκεμβρίου 2018 – Μαΐου 2020, ο τελικά υποβληθείς Κώδικας Διαχείρισης του αγωγού TAP (σχετικό 20) είναι σε συμφωνία με:

- i. Την Κοινή Απόφαση Εξαίρεσης, και ιδίως τους όρους και προϋποθέσεις που τέθηκαν στο Κεφάλαιο 4 και στην παράγραφο 4.7 αυτής.
- ii. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 715/2009, εφαρμόζοντας τις αρχές για την κατανομή δυναμικότητας και διαχείρισης συμφόρησης. Συγκεκριμένα, για τη διαχείριση συμφόρησης ο Κώδικας προβλέπει τις διαδικασίες της εκχώρησης (surrender) και Long-Term Day-Ahead Use-It-Or-Lose-It (LT-UIOLI). Οι Ρυθμιστές έχουν ζητήσει, μετά τη συλλογή δεδομένων για ένα έτος μετά την έναρξη εμπορικής λειτουργίας του αγωγού, τη διαβούλευση προκειμένου να εφαρμοστεί ο μηχανισμός είτε Oversubscription and Buyback είτε του Day-Ahead Use-It-Or-Lose-IT (DA-UIOLI).
- iii. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 459/2017 (NC CAM), για το τμήμα της δυναμικότητας για το οποίο δεν έχει δοθεί εξαίρεση. Σύμφωνα με τον υπό έγκριση Κώδικα, στα Σημεία Διασύνδεσης με τα γειτονικά συστήματα που διαχειρίζονται οι ΔΕΣΦΑ και SNAM Rete Gas, για το τμήμα της δυναμικότητας που δεν λειτουργεί υπό καθεστώς εξαίρεσης, η δυναμικότητα θα δημοπρατείται στην πλατφόρμα PRISMA European Capacity Platform σύμφωνα με το ημερολόγιο του ENTSO-G και με τους προβλεπόμενους στον Κανονισμό αλγόριθμους δημοπράτησης. Διατίθενται όλα τα προϊόντα και το 10% της δυναμικότητας προσφέρεται σε βραχυχρόνια προϊόντα. Σημειώνεται, ωστόσο, ότι στην Κοινή Απόφαση Εξαίρεσης, τα προϊόντα ετήσιας διάρκειας έχουν χαρακτηριστεί ως βραχυχρόνια. Απόκλιση από τις ρυθμίσεις του NC CAM αποτελεί η πρόβλεψη για τα προϊόντα αντίστροφης ροής, τα οποία θα δημοπρατούνται συζευγμένα, όπως αναλύθηκε ανωτέρω. Τέλος, δεν προσφέρονται προς το παρόν ενδοημερήσια προϊόντα.
- iv. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 312/2014 (NC BAL). Προβλέπεται Εικονικό Σημείο Συναλλαγών (Virtual Trading Point, VTP), στο οποίο έχουν πρόσβαση όλοι οι χρήστες που έχουν δεσμεύσει δυναμικότητα σε φυσική ροή, όπως εξηγήθηκε ανωτέρω. Οι κανόνες για την εξισορρόπηση και την ενημέρωση των χρηστών, δηλώσεις και επαναδηλώσεις, καθώς και τις ρυθμίσεις ουδετερότητας, επίσης εφαρμόζονται. Στον αγωγό TAP θα παρέχεται υπηρεσία ευελιξίας με αποθήκευση αερίου στον αγωγό (linpack flexibility).
- v. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/703 (NC IO), καθώς περιλαμβάνονται οι απαιτούμενες προβλέψεις για την προγραμματισμένη και έκτακτη συντήρηση, και τη συνεργασία και συντονισμό με τους γειτονικούς Διαχειριστές.

Επειδή, κατόπιν ρητής υπόδειξης των Ρυθμιστών, συμπεριλήφθηκε στον Κώδικα Παράρτημα (Annex 5) στο οποίο αποτυπώνεται η δέσμευση της εταιρείας TAP AG να επαναξιολογήσει όσα

σημεία εντοπίστηκε ότι χρήζουν αναθεώρησης ή βελτίωσης, είτε όταν αυτό καταστεί τεχνικά εφικτό, είτε όταν έχουν συλλεχθεί επαρκή δεδομένα λειτουργίας του αγωγού για τον ορθό σχεδιασμό τους, κατά περίπτωση.

Επειδή, ο Κώδικας ρυθμίζει ικανοποιητικά τα σημεία (α) έως (ι) του άρθρου 79 του Νόμου, διασφαλίζει δε τις υποχρεώσεις του Διαχειριστή που προβλέπονται στο άρθρο 78 αυτού, και ιδίως την επί ίσοις όροις πρόσβαση χρηστών με την επιφύλαξη των οριζόμενων στην Κοινή Απόφαση Εξαίρεσης.

Επειδή, κατόπιν συνεργασίας τους, οι Ρυθμιστικές Αρχές Ελλάδας, ΡΑΕ, Ιταλίας, ARERA, και Αλβανίας, ΕΡΕ, επεξεργάστηκαν Κοινή Απόφαση επί του αιτήματος της εταιρείας TAP AG για την έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του αγωγού TAP.

Για τους παραπάνω λόγους

Αποφασίζει

1. Την έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του αγωγού Trans Adriatic Pipeline (TAP) σύμφωνα με την Κοινή Απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών της Ελλάδας, της Ιταλίας και της Αλβανίας η οποία αποτυπώνεται στο κείμενο με τίτλο «*Approval of "TAP Network Code"*» το οποίο προσαρτάται στην παρούσα Απόφαση ως «Παράρτημα Α1» (Annex A1) και αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα αυτής. Στην Κοινή Απόφαση προσαρτάται ως Annex A2 ο Κώδικας Διαχείρισης.
2. Την κοινοποίηση της παρούσας στην εταιρεία TAP AG και στις Ρυθμιστικές Αρχές της Ιταλίας και της Αλβανίας.
3. Τη δημοσίευση της παρούσας στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 19 - 06 - 2020

Ο Πρόεδρος της ΡΑΕ

Δρ. Νικόλαος Γ. Μπουλαξής

α/α

Η Β' Αντιπρόεδρος της ΡΑΕ

Μικαέλα Λάττα

Παράρτημα Α1 (Annex A1)

Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA, Italy)
Enti Rregullator i Energjise (ERE, Albania)
Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (RAE, Greece)

Approval of “*TAP Network Code*”

15 June 2020

Whereas¹:

On August 29th 2011, TAP AG submitted to the Italian Ministry of Economic Development and on August 31st 2011 to the Regulatory Authority for Energy of Greece (RAE) an “Exemption Application for Trans Adriatic Pipeline”, as foreseen by Article 36 of the Gas Directive 2009/73/EC. On September 1st 2011, TAP AG submitted to the Energy Regulatory Entity (ERE) of Albania an “Exemption Application for Trans Adriatic Pipeline”, in accordance with Article 22 of the Gas Directive 2003/55/EC.

In June 2013 the Italian Ministry, RAE and ERE took the decision on the exemption, adopting the *Final Joint Opinion* (hereafter: “the FJO”), a document jointly written by ARERA, ERE and RAE (hereafter: “the Authorities”) and amended to comply with the Commission Decision [C(2013)2949 final] dated 16th of May 2013 and to take note of the Opinion 1/2013 of the Energy Community Secretariat dated 14th of May 2013.

In the aforementioned document an exemption from the provisions of Articles 9 (Unbundling), 32 (TPA) for the Initial Capacity of 10bcm/y, and 41.6, 41.8, 41.10 (Regulated Tariffs) of the Gas Directive has been granted to TAP AG for a period of 25 years starting from the beginning of the Commercial Operation Date, under several conditions. Among others, according to Article 4.7.1 of the FJO, TAP AG is obliged to submit for approval to the Authorities the *TAP Network Code* no later than 12 months prior to its Commercial Operation Date.

Following Article 4.7.1, the Network Code shall be compatible with all provisions of Regulation 715/2009 and of the European Network Codes that are not in conflict with the terms of the FJO.

According to the FJO the TAP Network Code (hereafter: TNC) should at least, include the following:

- Detailed procedures for normal operations, including nomination of capacity at all entry and exit points of TAP, for forward and reverse flow;
- All procedures necessary for the secondary trading, including a so-called “electronic-bulletin board”, which will be available to all shippers;
- Congestion Management Procedures;
- Procedures for the publication of data regarding the operation and the availability of capacity to all users of the pipeline;
- A declaration by TAP AG that sanctioned gas will not be imported or transported through any part of the TAP project.

The TAP Network Code should be published on the TAP AG website.

Following FJO obligations, on August the 7th 2018 TAP AG has opened on its website a public consultation of the TAP Network Code. As a result, TAP received comments from

¹ Hereafter the definitions of the *Final Joint Opinion* and of EU Regulation 2017/459 apply.

nine entities inside the consultation process. These included six companies active on the gas market, two industry associations, and the Energy Community Secretariat.

TAP AG officially submitted the Network Code to the Authorities for approval on December 21st 2018, along with the comments received and a “*Public Consultation Report*”. Following further consultation with the Authorities, TAP AG (hereinafter also “The Transporter”) amended the TAP Network Code and, on December 20th 2019, submitted to the Authorities for approval a new draft.

TAP Network Code applies to all Shippers on a non-discriminatory basis (Shippers who hold Initial Capacity and possible future Shippers of the Expansion Capacity).

Whereas:

The proposed Network Code (*Annex A2*) is a comprehensive document that includes the following features²:

Access to the network (TAP pipeline)

1. Precondition to access the pipeline (i.e. to become a Shipper) is to become a Registered Party (Article 3), i.e. to provide a signed copy of a registration form aimed at identifying:
 - a. the identity of the company;
 - b. the identity of its legal representatives;
 - c. authorized references for contacts and for business operations;
 - d. invoicing address;
 - e. declaration of compliance with relevant license conditions;
 - f. information to allow TAP the performance of an initial creditworthiness assessment and assignment of a Credit Limit;
 - g. a declaration to give warranties relating to Sanctions;
 - h. a declaration not to hold a dominant position in the relevant markets.
2. A Registered Party that has purchased one or more Capacity Products (and therefore entering into a Gas Transportation Agreement with TAP) becomes a Shipper. A Registered Party can also trade Capacity Products with other Registered Parties and access the TAP Electronic Data Platform and the Capacity Booking Platform.

Credit limits

3. The Transporter will set a Credit Limit of a Registered Party if it has a credit rating, or it has procured a Rated Entity Guarantee or he has paid at least the Minimum Credit Limit into a Cash Collateral Account;
4. The Credit Limit of a Registered Party may be revised, either upwards or downwards at any time, at the request of that Registered Party or may be retested by the Transporter;

² The present document uses definitions included in the FJO and in the TNC

5. The Code defines criteria (Article 4.3 and following) to calculate on a daily basis the indebtedness and the maximum left allowance;

Capacity products

6. Forward Firm Capacity is offered, when available, in the form of yearly, quarterly, monthly and daily products; it is offered independently at each Interconnection Point and therefore Registered Parties must separately book Forward Firm Capacity at the required Entry Point(s) and/or Exit Point(s);
7. Forward Firm Capacity products at a particular Interconnection Point may be constrained by the overall availability of a Westward (Physical) Flow and the booking of Forward Firm Capacity products at other Interconnection Points along the route of the TAP Transportation System. As a result of these constraints, Capacity Products at Exit Points might “compete” with the same Capacity Product for other Exit Points. The capacity constraints will be agreed with Adjacent TSOs.
8. Forward Firm Capacity, when available at both sides of an Interconnection Point (other than Kipoi), is offered as Bundled Capacity.
9. Forward Interruptible Capacity is offered only on a *day-ahead* basis;
10. Commercial Reverse Capacity is offered in the form of yearly, quarterly, monthly and daily products; it is offered as a combination of equal amounts of Reserved Capacity at one Entry Point and one Exit Point. Permitted combinations of Entry Points and Exit Points are set out in Table B in Appendix 2. Each such combination is referred to as a Commercial Reverse Route. Commercial Reverse Capacity is an interruptible product.
11. Physical Reverse Flow is provided for emergency operations only and it is not offered as a commercial product.

Capacity bookings

12. Except in respect of the Initial Capacity Allocation Mechanism and Capacity Products booked pursuant to a Market Test, if a Registered Party wants to book Reserved Capacity it must do so through auctions performed by a Capacity Booking Platform and therefore it is its responsibility to accept and comply with the access requirements of the Capacity Booking Platform.
13. The platform that has been selected by the Transporter to be used at each Interconnection Point is provided by PRISMA European Capacity Platform GmbH.
14. “Competing Capacity” is notified by the Transporter to the Capacity Booking Platform, which will take into account these constraints as part of the competing auctions for Forward Firm Capacity at Exit Points. Criteria of competing auctions have to be developed by the Transporter, approved by the NRAs and published on the Transporter’s website.
15. Auctions for Forward Firm Capacity and Commercial Reverse Capacity (other than Daily Capacity) will apply an ascending clock auction algorithm, starting at the Reserve Price in accordance with the procedures and algorithm set out in the Commission Regulation (EU) 2017/459 (i.e. CAM Network Code).

16. The Reserve Price of any Forward Firm Capacity offered as Bundled Capacity is the aggregate of the TAP Reserve Price and the reserve price for the relevant capacity product offered by the Adjacent TSO in accordance with the tariff rules of the relevant Adjacent TSO.
17. Auctions for Forward Firm Daily Capacity, Commercial Reverse Daily Capacity and Forward Day-Ahead Interruptible Capacity will apply a uniform price auction algorithm, under which there is a single bidding round, in accordance with the procedures and algorithm set out in the CAM Network Code.
18. The Transporter will only accept bids that are, in accordance with Section 4.4, within the Available Credit of a Registered Party.
19. The Transporter will not offer intra-day products from Commercial Operation Date.

Secondary market

20. The Transporter will allow and facilitate the trading of Reserved Capacity on the secondary market to Registered Parties both in case of Transfers and Assignments. Transfers are performed through the booking platform, whereas Assignments through a written request to be submitted not later than 33 Business Days before the proposed date of such Assignment.

Nominations

21. Nominations and renominations can be submitted hourly, according to the best practices in place in EU. Nominations must be balanced (intakes=oftakes) and matched with the nomination submitted on the other side of the border; in case of mismatch the lesser rule applies.
22. Intraday renominations are possible until three hours before the end of the Gas Day and take effect two hours after the end of the renomination cycle.
23. The Shipper has also the option to indicate a “priority level”. In case the Transporter is required to reduce a Shipper's Nominated Quantities, Traded Quantities or Confirmed Quantities, to the extent possible, he will endeavor to take into account the priority levels when determining which counterparties in a Pair of Shippers at which Interconnection Points or the Virtual Trading Point will be reduced first.

Virtual Trading Point

24. The Transporter makes available to Shippers a VTP to allow trades (gas title transfer) among shippers within TAP Network. VTP is accessible to Shippers that hold Forward Flow Capacity.

Balancing

25. Shippers’ nominations must be balanced (i.e. intakes = oftakes). In case for any reason a Shipper is not balanced, it is charged for the imbalance at the weighted average price of any sales (or purchase) of Natural Gas by the Transporter on Gas Day d. If no such price is available, at a Reference Price transparently calculated and published on the Transporter’s website.

26. The Transporter will also setup a neutrality arrangement by defining a notional account (the Neutrality Account) through which it will ensure that it remains financially neutral in respect of balancing activities. The balance on the Neutrality Account will be credited to or charged to Registered Parties who were Shippers in the relevant Gas Month at the end of each Gas Month and reset to zero at the start of each Gas Month.

Planned maintenance

27. Planned maintenances are announced within the 30th of September of each gas year or in any event, not less than 42 days before the first Gas Day on which Planned Maintenance takes place. The Transporter may amend the period of Planned Maintenance at any time 30 days in advance, provided that the Transporter gives not less than 30 days' notice of the start of any revised Planned Maintenance.
28. Promptly after giving or amending a Maintenance Notification, the Transporter informs separately each Shipper of the amount that the Transporter is not able to make available to it at each Interconnection Point.
29. In case a maintenance is not planned, any reduction takes into account prioritization criterion of Forward Firm Capacity above Commercial Reverse Capacity and Forward Interruptible Capacity and of Commercial Reverse Capacity above Forward Interruptible Capacity;

Congestion management

30. Congestion management foresees a Surrender procedure and a Long-Term Use-It-Or-Lose-It procedure:
- a. *Surrender* is the process by which a Shipper may release all or part of its Forward Firm Capacity or Commercial Reverse Capacity at an Interconnection Point, so that the Transporter can offer to the market the released capacity. Surrender processer is managed within the booking platform. Bundled Capacity remains bundled when Surrendered, however in some circumstances listed in the TNC this might not be possible.
 - b. With *Long-Term Use-It-Or-Lose-It* (LT UIOLI) procedures, Long-Term capacity is withdrawn from a Shipper in case it is systematically underutilised during the observation period. Capacity is withdrawn for the remaining part of the year following the observation period and for the next gas year. Capacity that is Bundled Capacity remains bundled, except in some circumstances where this is not possible.
 - c. The Shippers retain its rights and obligations under the Gas Transportation Agreement until that Surrendered Capacity or withdrawn capacity under the LT UIOLI is reallocated to new Shippers.
31. Neither overbooking and buy-back nor day-ahead Use-It-Or-Lose-It are currently foreseen.

Fuel Gas, Electric Power, UFG

32. Fuel Gas is purchased by the Transporter through a transparent and market-based procedure. Fuel Gas is then allocated to Shippers based on the real consumption, calculated at the end of each month. However, a maximum percentage of fuel gas is defined.
33. Electric power costs are allocated pro-quota of the Allocated quantities to shippers. Cost is published on the website.
34. UFG is also sold or purchased by the Transporter and allocated pro-quota of the Allocated quantities to shippers, subject to a cap (maximum quantity allocable to Shipper).
35. Fuel Gas and UFG and Transmission Imbalances are purchased or sold together by the Transporter under a single transparent procedure.
36. Upgraded procedures for calculating Fuel Gas, Electric Power, UFG costs are foreseen in Appendix 5 to TAP Network Code as future development to ensure a greater certainty on costs to shippers.

Redistribution

Auction premium from the Market Test or Commercial Reverse Capacity auctions are credited to the NRA's special fund, in accordance to section 4.7.10 of the FJO.

Whereas:

The main issues raised during the consultation process were addressed in the final draft of the Network Code. However, several respondents also questioned the *Commercial Reverse Capacity* concept of booking and nomination being made on a point-to-point basis rather than at each individual entry or exit point. The arrangement leads to an “*hybrid system*”: a full *entry-exit* system as far as forward capacity is concerned and a *point-to-point* system (with pre-defined gas routes) as far as the reverse capacity is concerned. As another important consequence, reverse capacity holders cannot exchange gas among them and with forward capacity holders at the TAP VTP. These arrangements are seen therefore by respondents as not fully compliant with the general entry-exit principle stated by EU Directive and Network Codes.

Whereas:

1. The proposed TAP Network Code is compliant with the FJO and with EU Regulation concerning access and shared usage of gas networks and it is aligned with common best practices within EU markets;
2. As far as *Reverse Flow Capacity* is concerned, the solution presented by TAP AG is a direct consequence of the special regulation foreseen by the FJO. Exemption has been issued under some conditions and, among the others, the provision that for virtual reverse flow, as there are no additional costs, market procedures should start at a very low reserve price, for example 5% of the TAP Tariff. Moreover, a

full entry-exit system (with independent capacity booking between entry and exit points) requires, as a prerequisite, an uncongested network.

The introduction of point-to-point reverse capacity products at discounted price is in fact equivalent to the implementation of conditionalities in capacity bookings (exit capacity at point A can be booked only if a correspondent entry capacity is booked at point B) and they can be seen as a simplified alternative (compared with auctions) to solve congestions.

As specified by ACER Report,³ conditionalities exist when a network user faces restrictions on freely flowing gas from any entry to any exit point of a market area. Conditionalities also exist when network users can choose not to use the freely allocable firm capacity and commit to a more restrictive contract in exchange for discounts. In this case, network users are incentivised by discounts to limit the use of freely allocable products in a given entry-exit system.

In TAP case, both conditions are met, since Initial Capacity is fully booked and the physical capacity is not the same along the route. Therefore, an independent capacity booking between entry and exit points, on the top of existing booking of exempted capacity, is simply not possible due to physical constraints, unless by putting in place an arrangement to solve internal congestions (i.e an auction to allocate transportation rights between Greece and Albania or, alternatively a system of conditional capacity).

In such context, conditional capacities allow new capacity bookings, on the top of the existing ones, hence enhancing the flexibility in trading and use of the pipeline. Current arrangements however do not prevent TAP AG to improve the flexibility of capacity booking especially in the case of expansion, if major constraints (such as internal congestions) are removed.

3. The *TAP Network Code* also makes reference to the *GTC* (General Terms and Conditions) which are pre-existing to TAP Network Code and are already part of the Gas Transportation Agreement with users that have booked the Initial Capacity. GTC have been published by TAP AG during the consultation process and, limited to the Authorities' competence, they are considered and included within the present overall assessment of the TAP Network Code;
4. Upon the Authorities request, TAP AG has sent to the Authorities a revised proposal of the Network Code, including an "Appendix 5" to the TAP Network Code, with indications of future amendments of the TAP Network Code that can be improved or that are currently here lacking or missing. The reasons of this postponement are related to the need to gain some experience and acquire some data, once the pipeline is in operation. Topics that are covered in the Annex are:
 - (i) introduction of Short-term Congestion Management Procedures (Oversubscription and buy-back or firm day-ahead use-it-or-lose-it), in compliance with Article 2.2.2 and 2.2.3 of Commission Decision (24 August 2012) on amending Annex I to Regulation (EC) No 715/2009 (CMP procedures),

³ Report dated 5th April 2019, <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-reports-on-gas-conditional-capacity-products-in-the-EU.aspx>

(ii) Reverse Flow concept, (iii) Fuel Gas, Electric Power, UFG, and (iv) offer of intra-day capacity products

the Authorities jointly

1. approve, to the extent applicable, the “*TAP Network Code*” submitted document proposed by TAP AG and attached as *Annex A2*.

Annex A2