रजिस्ट्री सं. डी.एल.- 33004/99 REGD. No. D. L.-33004/99

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-09072025-264488
CG-DL-E-09072025-264488

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 480] नई दिल्ली, सोमवार, जुलाई 7, 2025/आषाढ़ 16, 1947
No. 480] NEW DELHI, MONDAY, JULY 7, 2025/ASHADHA 16, 1947

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 3 जुलाई, 2025

फा. सं. पीएनजीआरबी/वाणि॰/13-रेग(1)/2023पार्ट-2 (ई-5763).—पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 (2006 का 19) की धारा 61 की उपधारा (2) के खंड (टी) तथा धारा 11 की उपधारा (ई)(ii) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का उपयोग करते हुए, पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड, अपने पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ निर्धारण) विनियम, 2008 में और संशोधित करने के लिए एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:-

1. **लघु शीर्षक और प्रारंभ**

(1) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) द्वितीय संशोधन विनियम, 2025 कहा जाएगा।

(2) ये विनियम सरकारी राजपत्र में उनके प्रकाशन की तारीख से लागू होंगे।

2. पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ निर्धारण) विनियम, 2008 में, -

(a) विनियमन 2 के उप-विनियम (1) के खंड (बी.ए.) के पश्चात निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"(bb) "प्रयोज्य एकीकृत क्षेत्रीय टैरिफ" का मतलब एकीकृत टैरिफ के लिए संबंधित टैरिफ क्षेत्रों पर प्रयोज्य टैरिफ है।

बशर्ते कि "सीएनजी और पीएनजी-घरेलू" के लिए प्रयोज्य एकीकृत क्षेत्रीय टैरिफ, एकीकृत टैरिफ के पूर्व टैरिफ क्षेत्र के लिए टैरिफ होगा, जो कि इस प्रावधान की अधिसूचना के बाद जारी संशोधित टैरिफ आदेश से लागू होगा।"

(b) विनियमन 2 के उप-विनियम (1) के खंड (ईएए) के पश्चात निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"(ईएबी)"पृथक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, संचालन या विस्तार के लिए इकाइयों को अधिकृत करना) विनियम, 2008 के तहत परिभाषित 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन' है, जो न तो पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008 में परिभाषित 'राष्ट्रीय गैस ग्रिड प्रणाली' का हिस्सा है और न ही पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम में परिभाषित और इन विनियमों की अनुसूची ई में दिए गए किसी भी 'द्रवीकृत प्राकृतिक गैस टर्मिनल' से जुड़ा है, लेकिन इसमें शामिल नहीं है-

(i) किसी विशिष्ट ग्राहक की आवश्यकता को पूरा करने के लिए प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए बिछाई गई समर्पित पाइपलाइन है, न कि पुनर्विक्रय और अधिनियम की धारा 20 के तहत सामान्य वाहक या अनुबंध वाहक के रूप में घोषित की गई है।"

(c) विनियमन 2, उप-विनियम (1), खंड (जे), उप-खंड (ii) को निम्नानुसार प्रतिस्थापित किया जाएगा:-

"एकीकृत टैरिफ के लिए दूसरा टैरिफ क्षेत्र राष्ट्रीय गैस ग्रिड प्रणाली के पहले टैरिफ क्षेत्र के दोनों ओर राष्ट्रीय गैस ग्रिड प्रणाली की शेष लंबाई होगी।"

(d) विनियमन 2, उप-विनियम (1), खंड (जे), उप-खंड (iii) को हटा दिया जाएगा।

(e) विनियमन 2, उप-विनियम (1) के खंड (एल) में, शब्द "क्षेत्रीय एकीकृत" को "एकीकृत क्षेत्रीय" से प्रतिस्थापित किया जाएगा।

(f) विनियमन 2, उप-विनियम (1), खंड (ओ), उप-खंड (ii) को निम्नानुसार प्रतिस्थापित किया जाएगा:-

(g) विनियम 4 के पश्चात् निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

विनियमन 4ए. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008 की अनुसूची ई के तहत सूचीबद्ध पृथक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए टैरिफ का निर्धारण।

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण करने, संचालित करने या विस्तार करने के लिए इकाइयों को अधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 17 और विनियम 18 के तहत अधिकृत और पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008 की अनुसूची ई के अंतर्गत सूचीबद्ध पृथक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए टैरिफ, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008 के विनियम 4 के अनुरूप निर्धारित टैरिफ होगा।

इन विनियमों में निहित किसी भी बात के बावजूद, यदि किसी पृथक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का टैरिफ विनियमन 4 के अनुसार टैरिफ समीक्षा के दौरान नकारात्मक पाया जाता है, तो ऐसे मामले में विनियमन 4 के अनुसार पीएनजीआरबी द्वारा निर्धारित पिछला सकारात्मक टैरिफ अगली टैरिफ समीक्षा तक जारी रहेगा।

(h) विनियमन 5ए, उप-विनियम (1) में,

i. "एकीकृत क्षेत्रीय टैरिफ" शब्दों से पहले "प्रयोज्य" शब्द जोड़ा जाएगा।

ii. "एकीकृत क्षेत्रीय टैरिफ" शब्दों के पश्चात "प्रयोज्य" शब्द को हटा दिया जाएगा।

iii. स्पष्टीकरण में, "टैरिफ जोन" शब्दों को "एकीकृत क्षेत्रीय टैरिफ" से प्रतिस्थापित किया जाएगा।

(i) अनुसूची ए, खंड (4) के उपखंड (2) के अंत में निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"किसी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन इकाई द्वारा पाइपलाइन के संबंध में शिपर को सेवाएं, सुविधाएं, बुनियादी ढांचा आदि प्रदान करने के लिए प्राप्त किए गए ब्याज मुक्त सुरक्षा जमा के रूप में कोई भी नकदी प्रवाह, जिसमें संचरण सेवाएं या असंतुलन प्रबंधन सेवाएं प्रदान करने के लिए चालान की भुगतान सुरक्षा के विरुद्ध प्राप्त सुरक्षा जमा शामिल नहीं है, जिसका टैरिफ टैरिफ निर्धारण विनियमन के अनुसार निर्धारित किया जा रहा है। टैरिफ की गणना करते समय ऐसी सुरक्षा जमा को उसकी प्राप्ति के वर्ष (वर्षों) में नकदी प्रवाह के रूप में माना जाएगा तथा उस वर्ष में नकदी बहिर्वाह के रूप में माना जाएगा जिसमें उक्त ब्याज मुक्त सुरक्षा जमा इकाई द्वारा शिपर को वापस कर दिया गया है।"

(j) अनुसूची ए, खंड (5) के उप-खंड (2) में, (बी) के अंत में, निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा:-

"इकाई को दीर्घकालिक अनुबंध के तहत ईंधन की आवश्यकताओं के लिए अपनी वार्षिक गैस मात्रा का कम से कम 75% घरेलू या अंतरराष्ट्रीय स्तर पर कम से कम लागत के आधार पर उस अवधि के अंत से कम से कम 3 साल की अवधि के लिए खरीदना होगा, जिसके लिए एसयूजी मात्रा पहले से ही अनुबंधित है। इकाई को इस संशोधन की अधिसूचना के तुरंत बाद सूचित करना चाहिए लेकिन तीन महीने से अधिक समय बाद पीएनजीआरबी को सूचित नहीं करना चाहिए।

हालांकि, यदि इकाई के पास खरीद के समय अपने पोर्टफोलियो में अधिशेष गैस उपलब्ध है, जिसे उपरोक्त से कम कीमत पर एसयूजी को आवंटित किया जा सकता है, तो एसयूजी के लिए ऐसा किफ़ायती गैस शुल्क आवंटित किया जाएगी। इकाई को, खरीद या आवंटन के तुरंत बाद, जैसा भी मामला हो, पीएनजीआरबी को खरीदी गई गैस का ब्यौरा उपलब्ध कराना होगा

स्पष्टीकरण: दीर्घकालिक अनुबंध के लिए गैस की कीमत और मात्रा (सूत्र या निश्चित; जिस प्रकार का मामला हों) न्यूनतम लागत के आधार पर अंतिम रूप दिया जाएगा, जिस पर अधिग्रहण या आवंटन किया जाता है, यह ऐसी मात्रा और अवधि के लिए ईंधन लागत का निर्धारण करने के लिए आधार होगा।

(k) अनुसूची ए में, खंड (10) के पश्चात निम्नलिखित को शामिल किया जाएगा, अर्थात्:-

"(11) ऐसे मामले में जहाँ वास्तविक मात्रा मानक मात्रा से अधिक हो, अनुबंध की धारा 10 के अनुसार दिए गए समायोजन के बाद, किसी भी वित्तीय वर्ष में, ऐसी अधिक मात्रा का 50% पाइपलाइन इकाई द्वारा टैरिफ में समायोजन के माध्यम से साझा किया जाएगा जैसा कि नीचे के उदाहरण में दिखाया गया है। इसके अतिरिक्त, ऐसी अधिशेष 50% मात्रा के संतुलन पर पाइपलाइन इकाई द्वारा अर्जित राजस्व (कर के बाद) को एक अलग 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन विकास रिजर्व' में रखा जाएगा, जिसमें उस पर अर्जित ब्याज (कर के बाद) भी शामिल होगा, जिसे पूंजीगत व्यय के कारण इकाई के प्राकृतिक गैस पाइपलाइन अवसंरचना के बिछाने, बनाने, बदलने या विस्तार के लिए उपयोग किया जाएगा।

यह भी स्पष्ट किया जाता है, कि 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन विकास रिजर्व' में रखी गई राशि का उपयोग किसी अन्य उद्देश्य जैसे लाभांश का भुगतान, परिचालन व्यय आदि के लिए नहीं किया जाएगा। इस संबंध में, परिवहनकर्ता द्वारा इकाई के सांविधिक लेखा परीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित वार्षिक विवरण अगले वित्तीय वर्ष की 30 जून तक उपलब्ध कराया जाएगा।

इसके अलावा, यह स्पष्ट किया जाता है कि इकाई को वित्तीय वर्ष की समाप्ति के साठ दिन के भीतर 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन विकास रिजर्व' विकसित करना होगा या 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन विकास रिजर्व' में निधि को स्थानांतरित करना होगा, जहां ऐसी निधि के लिए अनुसूची ए के खंड 10 के अनुसार समायोजन के बाद अतिरिक्त वास्तविक मात्रा उपलब्ध है।

हालांकि, टैरिफ समीक्षा के दौरान, अनुसूची ए के खंड 10 के अनुसार समायोजन के बाद, ऐसी 50% अतिरिक्त अनुमानित भावी मात्रा को टैरिफ निर्धारण में केवल 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन विकास रिजर्व' के निर्मित करने के लिए माना जाएगा।

शेष 50% मात्रा, जिसका लाभ टैरिफ के माध्यम से साझा किया जाएगा, भविष्य की टैरिफ समीक्षाओं के लिए अनुसूची ए के खंड 10 के तहत समायोजन के लिए ही उपलब्ध होगा।

एक उदाहरण इस प्रकार है-

मामला-1: प्रारंभिक अनंतिम समीक्षा

वर्ष शून्य - अनंतिम प्रारंभिक टैरिफ की गणना 10 एमएमएससीएमडी की क्षमता मानकर की गई थी। प्रारंभिक 10 वर्षों में रैंप अप और उसके बाद 7.5 एमएमएससीएमडी की मानक मात्रा। अपेक्षित वास्तविक मात्रा अनुमान के आधार पर है तथा इसे मानक मात्रा से कम माना गया है।

अवधि	मानक मात्रा	अपेक्षित मात्रा	अधिकता	न्यूनता	संचयी अधिशेष घाटा	प्रतिभार प्रयुक्त	वर्ष के अंत में साझा करने के लिए अधिशेष उपलब्ध	50% समायोजन के लिए उपलब्ध	साझा करने के बाद समायोजन के लिए उपलब्ध संचयी मात्रा	50% मात्रा इकाई द्वारा रखी गई	साझा करने से पहले समायोजन के बाद मात्रा विभाजक	साझा करने के बाद विभाजक
वर्ष 1	2.250	1.500	-	-0.750		-	-	-	-	-	2.250	2.250
वर्ष 2	2.625	1.800	-	-0.825	-1.575	-	-	-	-	-	2.625	2.625
वर्ष 3	3.000	2.000	-	-1.000	-2.575	-	-	-	-	-	3.000	3.000
वर्ष 4	3.375	2.300	-	-1.075	-3.65	-	-	-	-	-	3.375	3.375
वर्ष 5	3.750	2.800	-	-0.950	-4.6	-	-	-	-	-	3.750	3.750
वर्ष 6	4.500	3.000	-	-1.500	-6.1	-	-	-	-	-	4.500	4.500
वर्ष 7	5.250	3.500	-	-1.750	-7.85	-	-	-	-	-	5.250	5.250
वर्ष 8	6.000	4.000	-	-2.000	-9.85	-	-	-	-	-	6.000	6.000
वर्ष 9	6.750	4.500	-	-2.250	-12.1	-	-	-	-	-	6.750	6.750
वर्ष 10	7.500	4.700	-	-2.800	-14.9	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 11	7.500	4.800	-	-2.700	-17.6	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 12	7.500	4.900	-	-2.600	-20.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 13	7.500	5.100	-	-2.400	-22.6	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 14	7.500	5.200	-	-2.300	-24.9	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 15	7.500	5.300	-	-2.200	-27.1	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 16	7.500	5.400	-	-2.100	-29.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 17	7.500	5.500	-	-2.000	-31.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 18	7.500	5.600	-	-1.900	-33.1	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 19	7.500	5.700	-	-1.800	-34.9	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 20	7.500	5.800	-	-1.700	-36.6	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 21	7.500	6.000	-	-1.500	-38.1	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 22	7.500	6.500	-	-1.000	-39.1	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 23	7.500	6.800	-	-0.700	-39.8	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 24	7.500	7.000	-	-0.500	-40.3	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 25	7.500	7.100	-	-0.400	-40.7	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 26	7.500	7.000	-	-0.500	-41.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 27	7.500	7.200	-	-0.300	-41.5	-	-	-	-	-	7.500	7.500

अवधि	मानक मात्रा	अपेक्षित मात्रा	अधिकता	न्यूनता	संचयी अधिशेष घाटा	प्रतिभार प्रयुक्त	वर्ष के अंत में साझा करने के लिए अधिशेष उपलब्ध	50% समायोजन के लिए उपलब्ध	साझा करने के बाद समायोजन के लिए उपलब्ध संचयी मात्रा	50% मात्रा इकाई द्वारा रखी गई	साझा करने से पहले समायोजन के बाद मात्रा विभाजक	साझा करने के बाद विभाजक
वर्ष 28	7.500	7.300	-	-0.200	-41.7	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 29	7.500	7.000	-	-0.500	-42.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
वर्ष 30	7.500	7.100	-	-0.400	-42.6	-	-	-	-	-	7.500	7.500
कुल	195.000	152.400									195.000	195.000

इस मामले में, वास्तविक मात्रा 30 वर्षों के लिए मानक मात्रा से कम है, इसलिए समायोजन के लिए कोई अतिरिक्त राशि उपलब्ध नहीं है।

<u>मामला 2: 5 वर्षों के बाद टैरिफ समीक्षा:</u>

वर्ष 5 के बाद –

5वें वर्ष के अंत में समीक्षा करने पर वर्ष 1-5 के लिए वास्तविक मात्रा का सही अनुमान लगाया जाएगा। पहले दो वर्षों के घाटे को वर्ष 3-5 में उत्पन्न अधिशेष के विरुद्ध समायोजित किया जाएगा। वर्ष 6 से आगे के आंकड़े अनुमान के आधार पर हैं।

	अवधि	मानक मात्रा	वास्तविक / अपेक्षित मात्रा	अधिकता	न्यूनता	संचयी अधिशेष घाटा	प्रति भार प्रयुक्त	वर्ष के अंत में उपलब्ध अधिशेष	टैरिफ में 50% समायोजन के लिए उपलब्ध	साझा करने के बाद समायोजन के लिए उपलब्ध संचयी मात्रा	एनजीपीडीआर के लिए इकाई द्वारा 50% मात्रा प्रतिधारण करना	साझा करने से पहले समायोजन के बाद मात्रा विभाजक	टैरिफ कार्य के लिए साझा करने के बाद विभाजक
वास्तविक आंकड़ा	वर्ष 1	2.250	2.000		(0.250)	(0.250)	(0.250)	-	-			2.000	2.000
	वर्ष 2	2.625	2.500	-	(0.125)	(0.375)	(0.125)	-	-			2.500	2.500
	वर्ष 3	3.000	3.200	0.200	-	(0.175)	-	-	-		-	3.200	3.200
	वर्ष 4	3.375	3.800	0.425	-	0.250	-	0.250	0.125	0.125	0.125	3.800	3.675
	वर्ष 5	3.750	4.500	0.750	-	1.000	-	0.750	0.375	0.500	0.375	4.500	4.125
अनुमानित मात्रा	वर्ष 6	4.500	5.000	0.500	-	1.500	-	0.500	0.250	0.750	0.250	5.000	4.750
	वर्ष 7	5.250	5.500	0.250	-	1.750	-	0.250	0.125	0.875	0.125	5.500	5.375
	वर्ष 8	6.000	6.100	0.100	-	1.850	-	0.100	0.050	0.925	0.050	6.100	6.050
	वर्ष 9	6.750	6.500	-	(0.250)	1.600	(0.250)	-	-	0.675	-	6.500	6.500
	वर्ष 10	7.500	7.000	-	(0.500)	1.100	(0.500)	-	-	0.175	-	7.000	7.000
	वर्ष 11	7.500	7.500	-	-	1.100	-	-	-	0.175	-	7.500	7.500
	वर्ष 12	7.500	7.700	0.200	-	1.300	-	0.200	0.100	0.275	0.100	7.700	7.600
	वर्ष 13	7.500	7.900	0.400	-	1.700	-	0.400	0.200	0.475	0.200	7.900	7.700
	वर्ष 14	7.500	8.000	0.500	-	2.200	-	0.500	0.250	0.725	0.250	8.000	7.750
	वर्ष 15	7.500	7.800	0.300	-	2.500	-	0.300	0.150	0.875	0.150	7.800	7.650
	वर्ष 16	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 17	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 18	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 19	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 20	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 21	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 22	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 23	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 24	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 25	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 26	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 27	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 28	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 29	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	वर्ष 30	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	कुल	**195.00**	**197.500**								**1.625**	**197.500**	**195.875**

आंशिक (50%) मात्रा जो उपभोक्ताओं को दी गई है, वह भविष्य में कम मात्रा के मामले में केवल सेट ऑफ के लिए उपलब्ध होगी। टैरिफ के लिए कुल 195.875 एमएमएससीएमडी पर विचार किया गया। रिजर्व को 5 वर्ष के अंत तक (0.5 एमएमएससीएमडी) के लिए बनाया गया है।

मामला 3-10 वर्ष बाद टैरिफ समीक्षा:

10वें वर्ष के उपरांत - 10वें वर्ष की टैरिफ समीक्षा के दौरान, 6वें वर्ष से 10वें वर्ष तक की वास्तविक मात्रा को फिर से सही किया जाता है। मात्रा की कमी को उपलब्ध अधिशेष की सीमा तक समायोजित किया जाता है। मात्रा को वर्ष 11-30 के लिए माना जाता है।

	अवधि	मानक मात्रा	वास्तविक / अपेक्षित मात्रा	अधिकता	न्यूनता	संचयी अधिशेष घाटा	प्रतिभार प्रयुक्त	वर्ष के अंत में उपलब्ध अधिशेष	टैरिफ में 50% समायोजन के लिए उपलब्ध	साझा करने के बाद समायोजन के लिए उपलब्ध संचयी मात्रा	एनजीपीडीआर के लिए इकाई द्वारा 50% मात्रा प्रतिधारण करना	साझा करने से पहले समायोजन के बाद मात्रा विभाजक	टैरिफ कार्य के लिए साझा करने के बाद विभाजक
वास्तविक आकड़ा	वर्ष 1	2.250	2.000	-	(0.250)	(0.250)	(0.250)	-	-	-	-	2.000	2.000
	वर्ष 2	2.625	2.500	-	(0.125)	(0.375)	(0.125)	-	-	-		2.500	2.500
	वर्ष 3	3.000	3.200	0.200	-	(0.175)	-	-	-	-	-	3.200	3.200
	वर्ष 4	3.375	3.800	0.425	-	0.250	-	0.250	0.125	0.125	0.125	3.800	3.675
	वर्ष 5	3.750	4.500	0.750	-	1.000	-	0.750	0.375	0.500	0.375	4.500	4.125
	वर्ष 6	4.500	4.600	0.100	-	1.100	-	0.100	0.050	0.550	0.050	4.600	4.550
	वर्ष 7	5.250	4.900	-	(0.350)	0.750	(0.350)	-	-	0.200	-	4.900	4.900
	वर्ष 8	6.000	5.200	-	(0.800)	(0.050)	(0.800)	-	-	-	-	5.200	5.200
	वर्ष 9	6.750	5.600	-	(1.150)	(1.200)	(1.150)	-	-	-	-	5.600	5.600
	वर्ष 10	7.500	6.000	-	(1.500)	(2.700)	(1.500)	-	-	-	-	6.000	6.000
अनुमानित मात्रा	वर्ष 11	7.500	6.500	-	(1.000)	(3.700)	(1.000)	-	-	-	-	6.500	6.500
	वर्ष 12	7.500	6.800	-	(0.700)	(4.400)	(0.700)	-	-	-	-	6.800	6.800
	वर्ष 13	7.500	7.200	-	(0.300)	(4.700)	(0.300)	-	-	-	-	7.200	7.200
	वर्ष 14	7.500	7.500	-	-	(4.700)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 15	7.500	7.500	-	-	(4.700)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 16	7.500	7.500	-	-	(4.700)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 17	7.500	8.000	0.500	-	(4.200)	-	-	-	-	-	8.000	8.000
	वर्ष 18	7.500	7.750	0.250	-	(3.950)	-	-	-	-	-	7.750	7.750
	वर्ष 19	7.500	7.500	-	-	(3.950)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 20	7.500	7.500	-	-	(3.950)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 21	7.500	7.700	0.200	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.700	7.700
	वर्ष 22	7.500	7.500	-	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 23	7.500	7.500	-	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 24	7.500	7.500	-	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 25	7.500	7.500	-	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	वर्ष 26	7.500	7.600	0.100	-	(3.650)	-	-	-	-	-	7.600	7.600
	वर्ष 27	7.500	7.900	0.400	-	(3.250)	-	-	-	-	-	7.900	7.900
	वर्ष 28	7.500	9.000	1.500	-	(1.750)	-	-	-	-	-	9.000	9.000
	वर्ष 29	7.500	9.000	1.500	-	(0.250)	-	-	-	-	-	9.000	9.000
	वर्ष 30	7.500	9.500	2.000	-	1.750	-	1.200	0.600	0.600	0.600	9.500	8.900
	कुल	**195.000**	**196.750**								**1.15**	**196.750**	**195.600**

टैरिफ के लिए कुल 195.6 एमएमएससीएमडी पर विचार किया गया तथा रिजर्व को 1.15 एमएमएससीएमडी के लिए बनाया गया है।

(l) अनुसूची बी, भाग ए, खंड (6) में, टिप्पणियां, (ii) में:-

शब्द "तीन" को "दो" से प्रतिस्थापित किया जाएगा।

शब्दों "52.5% और" के स्थान पर "52.50%" रखा जाएगा।

शब्द "तीसरे टैरिफ क्षेत्र के लिए टैरिफ का 75% होगा, एकीकृत टैरिफ के लिए", को हटा दिया जाएगा।

(m) अनुसूची बी, भाग बी, खंड (2) में, "एकीकृत क्षेत्रीय टैरिफ" शब्दों के पूर्व, "लागू" शब्द जोड़ा जाएगा।

(n) अनुसूची ख में, भाग ख के पश्चात् तथा अनुसूची ख के अनुलग्नक 2 के पूर्व, निम्नलिखित जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"भाग सी: पीएनजीआरबी को क्षेत्रीय रिपोर्टिंग

उद्योग समिति को महीने 'टी' के लिए अनुसूची बी के अनुलग्नक 3 में उल्लिखित प्रारूप के अनुसार आँकड़े जमा करने होंगे, जिसे महीने टी+1 के अंत से पहले प्रस्तुत किया जाएगा।

स्पष्टीकरण: अनुसूची बी के अनुलग्नक 3 के अनुसार डेटा दिसंबर 2023 के महीने के लिए जनवरी 2024 के अंतिम दिन तक प्रस्तुत किया जाना है। इसी तरह, जनवरी 2024 के महीने के लिए डेटा फरवरी 2024 के अंतिम दिन तक प्रस्तुत किया जाना है और इसी तरह आगे भी प्रस्तुत किया जाना है।"

(o) अनुसूची बी में, अंत में, निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"अनुसूची बी के अनुलग्नक 3

उद्योग समिति को गैस प्रवाह मात्रा पर राज्यवार, क्षेत्रवार डेटा के संबंध में नीचे दिए गए प्रारूपों के अनुसार डेटा प्रस्तुत करना होगा। यदि आवश्यक हो, तो उद्योग समिति निम्नलिखित तालिकाओं में कुछ और मद/प्रवेशिका जोड़ सकती है।

1. डेटा प्रारूप 1 में प्रस्तुत किया जाएगा: राजस्व पात्रता और चालान टैरिफ के साथ एकीकृत टैरिफ पथवार, क्षेत्रवार, राज्यवार डेटा।

इकाई	एकीकृत टैरिफ पथ	एकीकृत क्षेत्र	क्षेत्र	गैस वितरण की स्थिति	मात्रा (एमएमबीटीयू में)	आर.ई. क्षेत्र	आई टैरिफ (रु./एमएमबीटीयू)	इनवॉयस टैरिफ (रु./एमएमबीटीयू)	इनवॉयस राशि (रु.)

"

(p) अनुसूची-डी, खंड (3) के उपखंड (3.2) (क) के अंत में निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"अनुलग्नक 5 में निपटान समिति की बैठकें आयोजित करने के लिए निर्धारित प्रक्रिया के अनुरूप होगा।"

(q) अनुसूची-डी, खण्ड (3) के उपखण्ड (3.6) के (ख) में:-

i. शब्द "जोनल यूएफटी जैसा लागू हो" के स्थान पर "लागू एकीकृत जोनल टैरिफ" रखा जाएगा।

ii. शब्द "जोनल एकीकृत" के स्थान पर "एकीकृत जोनल" रखा जाएगा।

(r) अनुसूची-डी, खंड (3) के उपखंड (3.7) के अंत में निम्नलिखित को जोड़ा किया जाएगा, अर्थात्:-

"इसके अलावा, पाइपलाइन इकाइयां अनुसूची सी में एनजीजीएस का हिस्सा बनने वाली पाइपलाइनों के लिए अप्रैल-सितंबर और अक्टूबर-मार्च की अवधि के लिए दो भागों में 6 महीने का डेटा प्रस्तुत करेंगी, जो संबंधित छह महीने की अवधि के अंत से 45 दिनों के भीतर चार्टर्ड अकाउंटेंट से विधिवत प्रमाणित होगा, जैसा कि अनुबंध-4 में दिए गए प्रारूप में निपटान समिति को दिया जाएगा और इसकी एक प्रति बोर्ड को भी भेजी जाएगी।"

(s) अनुसूची डी के अंत में निम्नलिखित को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"

अनुलग्नक-4

उद्योग समिति की पाइपलाइन इकाई(यों) द्वारा निपटान समिति को पिछले 6 महीनों के लिए सीए प्रमाणित डेटा प्रदान करने का प्रारूप

इकाई का नाम:

दिनांक …….. से ……. की अवधि के लिए वास्तविक डेटा:

पथ सं.	मात्रा एमएमबीटीयू	राजस्व पात्रता क्षेत्र	राजस्व पात्रता (रु./लाख)	एकीकृत इनवाइस राशि (रु./लाख)

अनुलग्नक - 5

निपटान समिति की बैठकें आयोजित करने की प्रक्रिया

1. निपटान समिति की बैठकें बुलाना-

(a) निपटान समिति की बैठकें प्रमुख सदस्य द्वारा बुलाई जाएंगी।

(b) कोई भी दो निपटान समिति सदस्य प्रमुख सदस्य को दो दिन की पूर्व सूचना के साथ किसी भी समय निपटान समिति की बैठक बुलाने के लिए कह सकते हैं तथा प्रमुख सदस्य तदनुसार निपटान समिति की बैठक बुलाएगें।

2. निपटान समिति की बैठकों की अध्यक्षता करना – प्रमुख सदस्य का प्रतिनिधि या वैकल्पिक प्रतिनिधि बैठकों की अध्यक्षता करेगा।

3. निपटान समिति की बैठकों का स्थान और समय – निपटान समिति की बैठकें आभासी रूप से या भौतिक रूप में आयोजित की जाएंगी।

4. कोरम आवश्यक और मतदान-

(a) निपटान समिति के तीन सदस्य, जिनमें पीठासीन सदस्य सहित कम से कम दो स्थायी सदस्य होंगे, निपटान समिति की बैठक में कामकाज के लिए कोरम का गठन करेंगे:

(b) निपटान समिति की किसी भी बैठक में आने वाले सभी एजेंडा बिंदुओं पर उपस्थित सदस्यों के बहुमत से निर्णय लिया जाएगा। किसी विशेष मामले/एजेंडे में अल्पमत वाले सदस्यों को ऐसे मामले में अपनी असहमति दर्ज करने की अनुमति दी जाएगी।

5. बैठक के कार्यवृत्त–

(a) निपटान समिति सभी बैठकों के कार्यवृत्त को उचित तरीके से बनाए रखेगी और संग्रहीत करेगी।

(b) बैठक में उपस्थित सभी निपटान समिति सदस्यों द्वारा कार्यवृत्त पर हस्ताक्षर किए जाएंगे तथा उसके बाद उसे रिकार्ड में लिया जाएगा।

6. कार्यवृत्त की अभिरक्षा- निपटान समिति का प्रमुख सदस्य निपटान समिति की बैठकों से संबंधित कार्यवृत्त और अन्य दस्तावेजों/रिकार्डों आदि की अभिरक्षा रखेगा।"

(t) अनुसूची डी के पश्चात्, अंत में निम्नलिखित अनुसूची को जोड़ा जाएगा, अर्थात्:

"

अनुसूची - ई

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की सूची जिन्हें विनियमन 4ए के अनुरूप टैरिफ की गणना के लिए पृथक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क के नाम से जाना जाता है।

क्र. सं.	इकाई	पाइपलाइन का नाम
1	गेल (इंडिया) लिमिटेड	कावेरी बेसिन नेटवर्क (a) नरीमनम-कुथलम उप-नेटवर्क (b) रामनाद उप-नेटवर्क
2	गेल (इंडिया) लिमिटेड	गुजरात क्षेत्रीय नेटवर्क (a) मोटवान उप-नेटवर्क (b) पूर्व हजीरा (जीजीसीएल) (c) कलोल-रामोल उप-नेटवर्क (d) कडी-कलोल उप-नेटवर्क (e) पलियाड उप-नेटवर्क (f) मेहसाणा उप-नेटवर्क
3.	गेल (इंडिया) लिमिटेड	अगरतला क्षेत्रीय गैस पाइपलाइन नेटवर्क
4.	असम गैस कंपनी लिमिटेड	असम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क

अंजन कुमार मिश्रा, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./213/2025-26]

पाद टिप्पणी:

1. मूल विनियम, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008, भारत के राजपत्र, भाग II, खंड 3(i) में दिनांक 20 नवंबर, 2008 को जी.एस.आर. 807(ई) के तहत प्रकाशित किए गए थे।

2. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2010, भारत के राजपत्र, भाग II, खंड 3(i) में दिनांक 20 दिसंबर, 2010 को जी.एस.आर. 986(ई) के तहत प्रकाशित किए गए थे।

3. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2012, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 30 मई, 2012 को फा. सं. पीएनजीआरबी/एम/(सी)/11/अंतिम टैरिफ फाइलिंग के तहत प्रकाशित किए गए।

4. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) दूसरा संशोधन विनियम, 2012, भारत के राजपत्र, भाग III, खंड 4 में दिनांक 13 सितंबर, 2012 को फा. सं. पीएस/सेकी./एम(सी)/2012 के तहत प्रकाशित किया गया।

5. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2014, भारत के राजपत्र, भाग III, खंड 4 में 17 फरवरी, 2014 को फा. सं. पीएनजीआरबी/एम(सी)/48 के तहत प्रकाशित किए गए।

6. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) दूसरा संशोधन विनियम, 2014, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 28 फरवरी, 2014 को फा. सं. पीएनजीआरबी/एम(सी)/100 के तहत प्रकाशित किया गया था।

7. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2014, भारत के राजपत्र, भाग III, खंड 4 में दिनांक 1 जनवरी, 2015 को फा. सं. 1-एमआईएससी/VI/I/2007 के तहत प्रकाशित किए गए थे।

8. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2016, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 12 जनवरी, 2016 को फा. सं. पीएनजीआरबी/एम(सी)/110 के तहत प्रकाशित किए गए थे।

9. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2019, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 27 मई, 2019 को फा. सं. पीएनजीआरबी/वाणिज्यिक/2-एनजीपीएल टैरिफ (3)/2019 के तहत प्रकाशित किए गए।

10. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2020, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 27 मार्च, 2020 को एफ. सं. पीएनजीआरबी/ वाणिज्यिक/2-एनजीपीएल/टैरिफ (3)/2019 खंड-II के तहत प्रकाशित किए गए थे।

11. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) दूसरा संशोधन विनियम, 2020, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 24 नवंबर, 2020 को फा. सं. पीएनजीआरबी/वाणिज्यिक/2-एनजीपीएल/टैरिफ (3)/2014 खंड-IV(भाग-1) (पी-1439) के तहत प्रकाशित किए गए थे।

12. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) तीसरा संशोधन विनियम, 2020, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में 24 नवंबर, 2020 को एफ. सं. पीएनजीआरबी/वाणिज्यिक/2-एनजीपीएल/टैरिफ (3)/2014 खंड-IV (भाग-1) (पी-1439) के तहत प्रकाशित किया गया था।

13. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2022, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 18 नवंबर, 2022 को फा. सं. पीएनजीआरबी/वाणिज्यिक/2-एनजीपीएल/टैरिफ (3)/2019 खंड-IV (पी-4121) के तहत प्रकाशित किए गए थे।

14. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) दूसरा संशोधन विनियम, 2022, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 18 नवंबर, 2022 को फा. सं. पीएनजीआरबी/वाणिज्यिक/2-एनजीपीएल/टैरिफ (3)/2019 खंड-IV (पी-4121) के तहत प्रकाशित किए गए थे।

15. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) दूसरा संशोधन विनियम, 2022, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 18 नवंबर, 2022 को फा. सं. पीएनजीआरबी/वाणिज्यिक/2-एनजीपीएल/टैरिफ (3)/2019 खंड-IV (पी-4121) के तहत प्रकाशित किए गए थे।

16. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2023, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 28 मार्च, 2023 को फा. सं. पीएनजीआरबी/वाणिज्यिक/10-एनजीपीएल टैरिफ (11)/2022 (पी-4142) के तहत प्रकाशित किए गए थे।

17. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2024, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में 15 अप्रैल, 2024 को फा. सं. पीएनजीआरबी/वाणिज्यिक/13-पंजीकरण (1)/2023 (ई-4676) के तहत प्रकाशित किया गया था।

18. पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2025, भारत के राजपत्र, भाग III, धारा 4 में दिनांक 29 अप्रैल, 2025 को फा. सं. पीएनजीआरबी/ वाणिज्यिक/10-एनजीपीएल टैरिफ (9)/2022 (ई-4124) के तहत प्रकाशित किए गए थे।

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 3rd July, 2025

F. No. PNGRB/Com/13-Reg(1)/2023Part-2 (E-5763).—In exercise of the powers conferred by clause (t) of sub-section (2) of Section 61 and sub-section (e)(ii) of Section 11 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006 (19 of 2006), the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board hereby makes the following regulations further to amend the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008, namely: -

1. Short title and commencement.

(1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Second Amendment Regulations, 2025.

(2) They shall come into force on the date of their publication in the official Gazette.

2. In the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008, -

(a) after regulation 2, sub-regulation (1), clause (ba), following shall be inserted, namely:-

"(bb) "applicable unified zonal tariff" means the tariff applicable to respective tariff zones for unified tariff.

Provided that for the "CNG and PNG-Domestic" applicable unified zonal tariff shall be the tariff for first tariff zone of unified tariff, applicable from the revised tariff order issued after notification of this provision."

(b) after regulation 2, sub-regulation (1), clause (eaa), following shall be inserted, namely:-

"(eab)"isolated natural gas pipeline" means 'natural gas pipeline' as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities for Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 which is neither part of 'national gas grid system' as defined in Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008 nor connected to any 'liquefied natural gas terminal' as defined in Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act and provided in the Schedule E of these Regulations, but excludes-

(ii) dedicated pipeline laid to transport natural gas to a specific customer to meet his requirement and not for resale, and declared as common carrier or contract carrier under section 20 of Act."

(c) regulation 2, sub-regulation (1), clause (j), sub-clause (ii), shall be substituted as under:-

"second tariff zone for unified tariff being the remaining length of the national gas grid system on either side of the first tariff zone of national gas grid system."

(d) regulation 2, sub-regulation (1), clause (j), sub-clause (iii), shall be omitted.

(e) in regulation 2, sub-regulation (1), clause (l), the words "zonal unified", shall be substituted with "unified zonal".

(f) regulation 2, sub-regulation (1), clause (o), sub-clause (ii), shall be substituted as under:-

"the applicable unified zonal tariff for tariff zones for unified tariff; and"

(g) after regulation 4, following shall be inserted, namely:-

"Regulation 4A. Determination of tariff for isolated natural gas pipeline listed under Schedule E of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008.

The tariff for the isolated natural gas pipeline authorised under regulation 17 and Regulation 18 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 and listed under Schedule E of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008 shall be the Tariff determined in line with Regulation 4 of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008.

Notwithstanding anything contained in these regulations, in case the tariff of any isolated natural gas pipeline works out to be negative during tariff review in terms of the Regulation 4, then in such case the previous positive tariff determined by the PNGRB in terms of the Regulation 4 shall continue till the next tariff review."

(h) in regulation 5A, sub-regulation (1),

i. before the word the words "unified zonal tariff", the word "applicable", shall be inserted.

ii. after the words "unified zonal tariff", the word "applicable", shall be omitted.

iii. in clarification, the words "tariff zones", shall be substituted with "unified zonal tariff".

(i) in schedule A, clause (4), sub-clause (2), at the end, the following shall be inserted, namely:-

"Any cash inflow in the nature of an interest free security deposit, excluding security deposits received against payment security of invoices for providing transmission services or imbalance management services, obtained by a natural gas pipeline entity for providing services, facilities, infrastructure, etc. to the shipper with respect to the pipeline, the tariff of which is being determined in terms of the tariff determination regulation. Such security deposit, while calculating the tariff, shall be considered as cash inflow in the year(s) of its receipt and will be considered as cash outflow in the year in which the said interest free security deposit has been refunded by entity to the Shipper."

(j) in schedule A, clause (5), sub-clause (2), at the end of (b), the following shall be inserted:-

"Entity to procure at least 75% of their annual gas volume for fuel requirements under the long-term contract(s) on least cost basis either domestically or internationally for a period of at least 3 years from the end of the period for which SUG volumes are already contracted. The entity shall inform PNGRB immediately but not later than three months after the notification of this amendment.

However, if the entity has surplus gas available in their portfolio at the time of procurement which can be allocated to SUG at a price lower than the above, then such cheaper gas price will be allocated for SUG. The entity shall provide the details of the gas procured to PNGRB on immediate basis after the procurement or allocation, as the case may be.

Clarification: Gas price and quantity for long term contract (formula or fixed; as the case may be) finalized on least cost basis at which procurement or allocation is done, shall be the basis for working out fuel cost for such quantity and period."

(k) in schedule A, after clause (10), the following shall be inserted, namely:-

"(11) In case where the actual volume exceeds normative volume, after the adjustment(s) provided as per clause 10 of Schedule A, in any of the financial year(s), the 50% of such excess volumes shall be shared through adjustments in the tariff by the pipeline entity as shown in the illustration below. Further, the revenue (net of tax) earned by the pipeline entity on such balance of excess 50% volumes shall be kept in a separate 'Natural Gas Pipeline Development Reserve' including the interest earned on the same (net of tax), which shall be utilized for laying, building, replacing or expanding a natural gas pipeline infrastructure of the entity on account of capital expenditure.

This is to further clarify that the amount kept in 'Natural Gas Pipeline Development Reserve' shall not be used for any other purpose like, payment of dividends, operating expenses, etc. In this regard, annual statement shall be provided by the transporter duly certified by the statutory auditor of the company by 30th June of the following financial year.

Further, it is to clarify that the entity shall develop the 'Natural Gas Pipeline Development Reserve' or transfer the fund in 'Natural Gas Pipeline Development Reserve' within sixty day of the end of Financial Year where the excess actual volume is available after adjustment as per Clause 10 of Schedule A for such fund.

However, during the tariff review such 50% excess estimated future volume, after adjustment as per clause 10 of schedule A, shall only be considered for 'Natural Gas Pipeline Development Reserve' creation in the tariff determination.

Remaining 50% volumes, the benefit of which is being shared through the tariff, shall only be available for adjustment under clause 10 of Schedule A for the future tariff reviews.

An illustration follows-

Case-1: Initial provisional Review

Year 0 -Provisional Initial tariff was calculated assuming capacity of 10 MMSCMD. Ramp up in initial 10 years and normative volume of 7.5 mmscmd thereafter. The expected actual volumes are on assumption basis and has been considered to be lower than the normative volumes

Period	Normative volume	Expected Volume	Excess	Short fall	Cumulative surplus deficit	Setoff Used	Surplus available for sharing at year end	Available for 50% Adj	Cumulative Volume Available for Adjustment after sharing	50% Volume retained by entity	Volume divisor after adjustment before sharing	Divisor after sharing
Year 1	2.250	1.500	-	-0.750		-	-	-	-	-	2.250	2.250
Year 2	2.625	1.800	-	-0.825	-1.575	-	-	-	-	-	2.625	2.625
Year 3	3.000	2.000	-	-1.000	-2.575	-	-	-	-	-	3.000	3.000
Year 4	3.375	2.300	-	-1.075	-3.65	-	-	-	-	-	3.375	3.375
Year 5	3.750	2.800	-	-0.950	-4.6	-	-	-	-	-	3.750	3.750
Year 6	4.500	3.000	-	-1.500	-6.1	-	-	-	-	-	4.500	4.500
Year 7	5.250	3.500	-	-1.750	-7.85	-	-	-	-	-	5.250	5.250
Year 8	6.000	4.000	-	-2.000	-9.85	-	-	-	-	-	6.000	6.000
Year 9	6.750	4.500	-	-2.250	-12.1	-	-	-	-	-	6.750	6.750
Year 10	7.500	4.700	-	-2.800	-14.9	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 11	7.500	4.800	-	-2.700	-17.6	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 12	7.500	4.900	-	-2.600	-20.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 13	7.500	5.100	-	-2.400	-22.6	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 14	7.500	5.200	-	-2.300	-24.9	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 15	7.500	5.300	-	-2.200	-27.1	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 16	7.500	5.400	-	-2.100	-29.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 17	7.500	5.500	-	-2.000	-31.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 18	7.500	5.600	-	-1.900	-33.1	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 19	7.500	5.700	-	-1.800	-34.9	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 20	7.500	5.800	-	-1.700	-36.6	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 21	7.500	6.000	-	-1.500	-38.1	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 22	7.500	6.500	-	-1.000	-39.1	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 23	7.500	6.800	-	-0.700	-39.8	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 24	7.500	7.000	-	-0.500	-40.3	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 25	7.500	7.100	-	-0.400	-40.7	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 26	7.500	7.000	-	-0.500	-41.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 27	7.500	7.200	-	-0.300	-41.5	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 28	7.500	7.300	-	-0.200	-41.7	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 29	7.500	7.000	-	-0.500	-42.2	-	-	-	-	-	7.500	7.500
Year 30	7.500	7.100	-	-0.400	-42.6	-	-	-	-	-	7.500	7.500
TOTAL	**195.000**	**152.400**									**195.000**	**195.000**

In this case, actual volumes are less than normative volumes for 30 years, so no excess is available for adjustment.

Case 2: Tariff Review after 5 years:

After Year 5 –

At the end of 5th year on review the actual volume for years 1-5 are trued up. The deficit of first two years is adjusted against the surplus generated in years 3-5. The data from year 6 onwards is on assumption basis.

	Period	Normative volume	Actual / Expected Volume	Excess	Short fall	Cumulative Surplus Deficit	Setoff used	Surplus available at Year End	Available for 50% Adj in tariff	Cumulative Volume Available for Adjustment after sharing	50% Volume retained by entity for NGPDR	Volume divisor after adjustment before sharing	Divisor after sharing for tariff working
Actual Data	Year 1	2.250	2.000		(0.250)	(0.250)	(0.250)	-	-			2.000	2.000
	Year 2	2.625	2.500	-	(0.125)	(0.375)	(0.125)	-	-			2.500	2.500
	Year 3	3.000	3.200	0.200	-	(0.175)	-	-	-		-	3.200	3.200
	Year 4	3.375	3.800	0.425	-	0.250	-	0.250	0.125	0.125	0.125	3.800	3.675
	Year 5	3.750	4.500	0.750	-	1.000	-	0.750	0.375	0.500	0.375	4.500	4.125

Estimated Volumes	Year 6	4.500	5.000	0.500	-	1.500	-	0.500	0.250	0.750	0.250	5.000	4.750
	Year 7	5.250	5.500	0.250	-	1.750	-	0.250	0.125	0.875	0.125	5.500	5.375
	Year 8	6.000	6.100	0.100	-	1.850	-	0.100	0.050	0.925	0.050	6.100	6.050
	Year 9	6.750	6.500	-	(0.250)	1.600	(0.250)	-	-	0.675	-	6.500	6.500
	Year 10	7.500	7.000	-	(0.500)	1.100	(0.500)	-	-	0.175	-	7.000	7.000
	Year 11	7.500	7.500	-	-	1.100	-	-	-	0.175	-	7.500	7.500
	Year 12	7.500	7.700	0.200	-	1.300	-	0.200	0.100	0.275	0.100	7.700	7.600
	Year 13	7.500	7.900	0.400	-	1.700	-	0.400	0.200	0.475	0.200	7.900	7.700
	Year 14	7.500	8.000	0.500	-	2.200	-	0.500	0.250	0.725	0.250	8.000	7.750
	Year 15	7.500	7.800	0.300	-	2.500	-	0.300	0.150	0.875	0.150	7.800	7.650
	Year 16	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 17	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 18	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 19	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 20	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 21	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 22	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 23	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 24	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 25	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 26	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 27	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 28	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 29	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	Year 30	7.500	7.500	-	-	2.500	-	-	-	0.875	-	7.500	7.500
	TOTAL	**195.00**	**197.500**								**1.625**	**197.500**	**195.875**

The partial (50%) volumes which has been passed on to the consumers will only be available for set off in future in case of lower volumes.

Total 195.875 MMSCMD considered for tariff. Reserve is created for (0.5 MMSCMD) till end of 5 years.

Case 3- Tariff Review after 10 years:

After Year 10 – During 10th year tariff review, actual volume from year 6 to 10 are again trued-up. The deficit of volume is adjusted till the extent of surplus available. The volumes are assumed for year 11-30.

	Period	Normative volume	Actual / Expected Volume	Excess	Short fall	Cumulative Surplus Deficit	Setoff used	Surplus available at Year End	Available for 50% Adj in tariff	Cumulative Volume Available for Adjustment after sharing	50% Volume retained by entity for NGPDR	Volume divisor after adjustment before sharing	Divisor after sharing for tariff working
Actual Data	Year 1	2.250	2.000	-	(0.250)	(0.250)	(0.250)	-	-	-	-	2.000	2.000
	Year 2	2.625	2.500	-	(0.125)	(0.375)	(0.125)	-	-	-		2.500	2.500
	Year 3	3.000	3.200	0.200	-	(0.175)	-	-	-	-	-	3.200	3.200
	Year 4	3.375	3.800	0.425	-	0.250	-	0.250	0.125	0.125	0.125	3.800	3.675
	Year 5	3.750	4.500	0.750	-	1.000	-	0.750	0.375	0.500	0.375	4.500	4.125
	Year 6	4.500	4.600	0.100	-	1.100	-	0.100	0.050	0.550	0.050	4.600	4.550
	Year 7	5.250	4.900	-	(0.350)	0.750	(0.350)	-	-	0.200	-	4.900	4.900
	Year 8	6.000	5.200	-	(0.800)	(0.050)	(0.800)	-	-	-	-	5.200	5.200
	Year 9	6.750	5.600	-	(1.150)	(1.200)	(1.150)	-	-	-	-	5.600	5.600
	Year 10	7.500	6.000	-	(1.500)	(2.700)	(1.500)	-	-	-	-	6.000	6.000
Estimated Volume	Year 11	7.500	6.500	-	(1.000)	(3.700)	(1.000)	-	-	-	-	6.500	6.500
	Year 12	7.500	6.800	-	(0.700)	(4.400)	(0.700)	-	-	-	-	6.800	6.800
	Year 13	7.500	7.200	-	(0.300)	(4.700)	(0.300)	-	-	-	-	7.200	7.200
	Year 14	7.500	7.500	-	-	(4.700)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 15	7.500	7.500	-	-	(4.700)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 16	7.500	7.500	-	-	(4.700)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 17	7.500	8.000	0.500	-	(4.200)	-	-	-	-	-	8.000	8.000
	Year 18	7.500	7.750	0.250	-	(3.950)	-	-	-	-	-	7.750	7.750
	Year 19	7.500	7.500	-	-	(3.950)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 20	7.500	7.500	-	-	(3.950)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 21	7.500	7.700	0.200	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.700	7.700
	Year 22	7.500	7.500	-	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 23	7.500	7.500	-	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 24	7.500	7.500	-	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 25	7.500	7.500	-	-	(3.750)	-	-	-	-	-	7.500	7.500
	Year 26	7.500	7.600	0.100	-	(3.650)	-	-	-	-	-	7.600	7.600
	Year 27	7.500	7.900	0.400	-	(3.250)	-	-	-	-	-	7.900	7.900
	Year 28	7.500	9.000	1.500	-	(1.750)	-	-	-	-	-	9.000	9.000
	Year 29	7.500	9.000	1.500	-	(0.250)	-	-	-	-	-	9.000	9.000

	Period	Normative volume	Actual / Expected Volume	Excess	Short fall	Cumulative Surplus Deficit	Setoff used	Surplus available at Year End	Available for 50% Adj in tariff	Cumulative Volume Available for Adjustment after sharing	50% Volume retained by entity for NGPDR	Volume divisor after adjustment before sharing	Divisor after sharing for tariff working
	Year 30	7.500	9.500	2.000	-	1.750	-	1.200	0.600	0.600	0.600	9.500	8.900
	TOTAL	**195.000**	**196.750**								**1.15**	**196.750**	**195.600**

Total 195.6 MMSCMD considered for tariff and reserve is created for 1.15 MMSCMD

(l) in schedule B, Part A, clause (6), in Notes, in (ii):-

i. the word "three", shall be substituted with "two".

ii. the words "52.5% and", shall be substituted with "52.50%".

iii. the words "shall be 75% of the tariff for third tariff zone, for unified tariff", shall be omitted.

(m) in schedule B, Part B, clause (2), before the words "unified zonal tariff", the word "applicable" shall be inserted.

(n) in schedule B, after Part B and before Attachment 2 to Schedule B, the following shall be inserted, namely:-

"Part C: Sectoral Reporting to PNGRB

The Industry Committee shall submit data as per format mentioned in Attachment 3 to Schedule B for the month "T" on or before end of month T+1.

Explanation: The data as per Attachment 3 to Schedule B is to be submitted by last day of January 2024 for the month of December 2023. Similarly, the data for the month of January 2024 is to be submitted by the last day of February 2024 and so on."

(o) in schedule B, at the end, the following shall be inserted, namely:-

"

Attachment 3 to Schedule B

The Industry Committee must submit data as per below formats with regards to the State wise, sector wise data on gas flow volumes. If required, the Industry Committee may add some more columns / headers to the following tables.

2. Data to be submitted in Format 1: Unified Tariff path wise, sector wise, state wise data along with revenue entitlement and invoiced tariff.

Entity	Unified Tariff Path	Unified Zone	Sector	State of Gas Delivery	Qty in MMBTU	RE Zone	RE Tariff (Rs./ MMBTU)	Invoice Tariff (Rs./ MMBTU)	Invoiced Amount (Rs.)

"

(p) in schedule D, clause (3), sub-clause (3.2), at the end of (a), the following shall be inserted namely:-

"in line with the procedure prescribed for conducting Settlement Committee meetings at Annexure5."

(q) in schedule D, clause (3), sub-clause (3.6), in (b):-

iii. the words "a Zonal UFT as applicable", shall be substituted with "an applicable unified zonal tariff".

iv. the words "Zonal unified", shall be substituted with "unified Zonal".

(r) in schedule D, clause (3), sub-clause (3.7), at the end, the following shall be inserted, namely:-

"Further, pipeline entities shall submit the 6 monthly data in two parts i.e. for the period from April-September and October-March for the pipelines forming part of NGGS at Schedule C, within 45 days of the end of the respective six months period duly certified from the Chartered Accountant in the format as provided in Annexure-4 to the Settlement Committee with a copy to Board."

(s) in schedule D, at the end, the following shall be inserted, namely:-

"

Annexure -4

Format for providing CA certified data for past 6 months to the Settlement Committee by pipeline entity(s) of the Industry Committee

Entity Name :

Actual data for the Period : …….. to ……

Path No	Quantity MMBtu	Revenue Entitlement Zone	Revenue Entitlement (Rs./Lakh)	Unified Invoice Amount (Rs./Lakh)

Annexure 5

Procedure for conducting Settlement Committee Meetings

1. Convening of Settlement Committee meetings–

a. Meetings of the Settlement Committee shall be convened by the Lead Member.

b. Any two Settlement Committee Members may require the Lead Member to convene a meeting of the settlement committee at any time with prior notice of 2 days and the Lead Member shall convene the meeting of the Settlement Committee accordingly.

2. Presiding over Settlement Committee meetings. – The representative or alternate representative of Lead Member shall preside over the meetings.

3. Place and time of Settlement Committee meetings. – Meetings of the Settlement Committee shall be held in virtual mode or physical mode.

4. Quorum required and voting–

a. Three Members of the Settlement committee with at least two Permanent Members including presiding Member, shall constitute the quorum for transaction of business at a meeting of the Settlement Committee:

b. All agenda points which come before any meeting of the Settlement Committee shall be decided by a majority vote of the Members present. Members in minority in any particular matter / agenda may be allowed to record their dissent in such case(s).

5. Minutes of the meeting–

a. The Settlement Committee shall cause the minutes of all the meetings to be maintained and stored in an appropriate manner.

b. The minutes shall be signed by all the Settlement Committee Members present in the meeting and taken on record thereafter.

6. Custody of the minutes- Lead Member of the Settlement Committee shall keep custody of minutes and other documents/records, etc. pertaining to the settlement committee meetings of the Settlement Committee."

(t) after Schedule D, at the end, the following schedule shall be inserted, namely:-

" **Schedule E**

List of natural gas pipelines which are considered as Isolated Natural Gas Pipeline Network for calculation of tariff in line with Regulation 4A.

S. No.	Entity	Name of the Pipeline
1	GAIL (India) Limited	Cauvery Basin Network **a.** Narimanam-Kuthalam sub-network **b.** Ramnad Sub-network

2	GAIL (India) Limited	Gujarat Regional Network **a.** Motwan sub-network **b.** Ex-Hazira (GGCL) **c.** Kalol-Ramol sub-network **d.** Kadi-Kalol sub-network **e.** Paliyad sub-network **f.** Mehsana sub-network
3.	GAIL (India) Limited	Agartala Regional Gas Pipeline Network
4.	Assam Gas Company Limited	Assam Natural Gas Pipeline Network

"

ANJAN KUMAR MISHRA, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./213/2025-26]

Foot Note:

1. The principal regulations, Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008, was published in Gazette of India, Part II, Sec. 3(i) on 20th November, 2008, vide G.S.R. 807(E).
2. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2010, was published in Gazette of India, Part II, Sec. 3(i) on 20th December, 2010, vide G.S.R. 986(E).
3. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2012, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 30th May, 2012, vide F. No. PNGRB/M/(C)/11/Final Tariff Filing.
4. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Second Amendment Regulations, 2012, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 13th September, 2012, vide F. No. PS/Secy./M(C)/2012.
5. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2014, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 17th February, 2014, vide F. No. PNGRB/M(C)/48.
6. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Second Amendment Regulations, 2014, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 28th February, 2014, vide F. No. PNGRB/M(C)/100.
7. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2014, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 1st January, 2015, vide F. No. 1-MISC/VI/I/2007.
8. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2016, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 12th January, 2016, vide F. No. PNGRB/M(C)/110.
9. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2019, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 27th May, 2019, vide F. No. PNGRB/COM/2-NGPL Tariff (3)/2019.
10. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2020, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 27th March, 2020, vide F. No. PNGRB/COM/2-NGPL/Tariff (3)/2019 Vol-II.
11. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Second Amendment Regulations, 2020, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 24th November, 2020, vide F. No. PNGRB/COM/2-NGPL/Tariff (3)/2014 Vol-IV(Part-1) (P-1439).
12. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Third Amendment Regulations, 2020, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 24th November, 2020, vide F. No. PNGRB/COM/2-NGPL/Tariff (3)/2014 Vol-IV(Part-1) (P-1439).
13. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2022, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 18th November, 2022, vide F. No. PNGRB/COM/2-NGPL/Tariff (3)/2019 Vol-IV (P-4121).

14. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Second Amendment Regulations, 2022, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 18th November, 2022, vide F. No. PNGRB/COM/2-NGPL/Tariff (3)/2019 Vol-IV (P-4121).

15. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Second Amendment Regulations, 2022, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 18th November, 2022, vide F. No. PNGRB/COM/2-NGPL/Tariff (3)/2019 Vol-IV (P-4121).

16. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2023, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 28th March, 2023, vide F. No. PNGRB/Com/10-NGPL Tariff (11)/2022 (P-4142).

17. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2024, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 15th April, 2024, vide F. No. PNGRB/Com/13-Reg (1)/2023 (E-4676).

18. The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2025, was published in Gazette of India, Part III, Sec.4 on 29th April, 2025, vide F. No. PNGRB/Com/10-NGPL Tariff (9)/2022 (E-4124).

Uploaded by Dte. of Printing at Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.
KUMER CHAND MEENA
Digitally signed by KUMER CHAND MEENA
Date: 2025.07.09 20:22:38 +05'30'