रजिस्ट्री सं० डी० एल०-33004/99 REGD. NO. D. L.-33004/99

सत्यमेव जयते

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग II—खण्ड 3—उप-खण्ड (i)
PART II—Section 3—Sub-section (i)

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 614] नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, नवम्बर 20, 2008/कार्तिक 29, 1930
No. 614] NEW DELHI, THURSDAY, NOVEMBER 20, 2008/KARTIKA 29, 1930

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 20 नवम्बर, 2008

सा.का.नि. 807(अ).—पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 (2006 का 19) की धारा 61 द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड एतद्द्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है :–

1. **संक्षिप्त नाम और प्रारंभ**

(1) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण) विनियम, 2008 कहा जाएगा ।

(2) ये राजपत्र में प्रकाशन की तारीख से प्रवृत्त होंगे ।

2. **परिभाषाएं**

(1) इन विनियमों में जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो,–

(क) 'अधिनियम' से पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 अभिप्रेत है;

(ख) 'नियत दिन' से 1 अक्तूबर, 2007 की तारीख अभिप्रेत है;

(ग) 'बोर्ड' से अधिनियम की धारा 3 की उप-धारा (1) के तहत गठित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अभिप्रेत है;

(घ) 'प्राकृतिक गैस पाइपलाईन की क्षमता' से पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, उनका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए व्यक्तियों/फर्मों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 में यथाविनिर्दिष्ट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की क्षमता अभिप्रेत है :

बशर्ते कि नियत दिन से पहले प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन और विस्तार करने के लिए केन्द्र सरकार द्वारा प्राधिकृत कंपनी के संबंध में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की क्षमता निर्धारित करने के लिए संगत विनियमों में विनिर्दिष्ट आधार पर बोर्ड द्वारा यथा अनुमोदित होगी;

(ङ.) 'प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क' से निम्नांकित तिथि से प्रारंभ होने वाली अवधि के लिए निर्धारित इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अभिप्रेत है-

(i) यदि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख को अथवा उसके बाद संस्थापित की जाती है तो किसी भी वित्तीय वर्ष में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना और उस वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन पर समाप्ति की तारीख; या

(ii) यदि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन इन विनियमों की अधिसूचना से पूर्व संस्थापित की जाती है तो किसी भी वित्तीय वर्ष में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के इन विनियमों के अधिकार क्षेत्र में आने और उस वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन को समाप्ति की तारीख:

बशर्ते कि यदि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना की तारीख अथवा किसी भी वित्तीय वर्ष में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के इन विनियमों के अधिकार क्षेत्र के भीतर आने की तारीख, जैसा भी मामला हो, और उस वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन के बीच की अवधि एक सौ तिरासी दिनों से कम है तो प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना की तारीख से प्रारंभ होने अथवा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के किसी भी वित्तीय वर्ष में इन विनियमों के अधिकार क्षेत्र में आने की तारीख की अवधि के लिए होगी और उसे तत्काल अगले वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन तक बढ़ाया जाएगा;

परंतु यह और कि प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क प्रथमत: अनंतिम आधार पर नियत किया जाएगा और तत्पश्चात अनुसूची 'क' के खंड 9 के अधीन विनिर्दिष्ट आधार और समय-सीमा के अनुसार अंतिम रूप से नियत किया जाएगा।

(च) 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन' से प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए स्पर लाइनों सहित किसी भी पाइपलाइन से अभिप्रेत है और इसमें सभी संलग्न उपस्कर और कंप्रैशर, स्टोरेज सुविधाएं, मीटरी यूनिटें जैसी सुविधाएं शामिल हैं लेकिन निम्नलिखित शामिल नहीं हैं:-

(i) किसी विशिष्ट उपभोक्ता को उसकी जरूरत पूरी करने के लिए न कि उसे आगे बेचने के लिए प्राकृतिक गैस के परिवहन हेतु समर्पित पाइपलाइन;

(ii) किसी नगर अथवा स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क जो कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (नगर अथवा स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 द्वारा विनियमित हो;

(छ) 'प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क'' से प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन हेतु रुपयों में प्रति मिलियन ब्रिटिश थर्मल यूनिट (रूपए/एमएमबीटीयू) (सांविधिक करों और उपकरों को छोड़कर) शुल्क की यूनिट दर अभिप्रेत है;

(ज) 'शुल्क समीक्षा' से उप-विनियम (ङ.) के अधीन यथाविनिर्दिष्ट प्रारंभिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अवधि की समाप्ति के बाद पाँच उत्तरोत्तर वर्षों की समाप्ति के पश्चात की जाने वाली प्रथम शुल्क समीक्षा के साथ बोर्ड द्वारा प्रत्येक पाँच उत्तरोत्तर वर्षों के बाद यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की समीक्षा अभिप्रेत है;

बशर्ते कि शुल्क समीक्षा के समय इस प्रकार निर्धारित यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अगली शुल्क समीक्षा तक की अवधि के लिए लागू होगा;

(झ) ''शुल्क क्षेत्र'' से वह क्षेत्र अभिप्रेत है-

(i) जिसकी लंबाई तीन सौ किलोमीटर हो और जो मूल स्थान से लेकर अंतिम स्थान तक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के मार्ग के साथ-साथ हो;

बशर्ते कि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का अंतिम क्षेत्र तीन सौ किलोमीटर अथवा उससे कम हो सकता है;

परंतु यह और कि तीन सौ किलोमीटर से कम लंबाई की कोई भी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन एक क्षेत्र के रूप में गिनी जाएगी; और

(ii) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के साथ-साथ प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की कुल लंबाई के दस प्रतिशत तक की चौड़ाई वाला एक कॉरीडोर जिसमें स्पर लाइनों की लंबाई शामिल न हो अथवा दोनों तरफ प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की सतह पर निकटतम बिंदु से पचास किलोमीटर लंबा हो, और जिसमें प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का मूल स्थान और अंतिम छोर शामिल हो, जो भी कम हो, और-

(क) प्रथम शुल्क क्षेत्र उस किसी क्षेत्र के संदर्भ के साथ गिना जाएगा जिसमें प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का इंजेक्शन बिंदु पड़ता हो; और

(ख) पश्चातवर्ती क्षेत्र शुल्क क्षेत्र अथवा शुल्क क्षेत्रों जैसा भी मामला हो, को प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्राकृतिक गैस प्रदान करने के लिए संविदात्मक मार्ग के किसी भी ओर अलग-अलग गिना जाएगा;

बशर्ते कि उसी स्रोत से प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्र के भीतर अवस्थित सभी उपभोक्ताओं के लिए एक-

IndiaCode

समान होगा:

बशर्ते यह और कि कंपनीक्षेत्र में अवस्थित किसी भी उपभोक्ता को प्राकृतिक गैस की पूर्ति प्राकृतिक गैस पाइपलाइन से एक नई स्पर लाइन बिछाकर उसका निर्माण, प्रचालन और विस्तार करने की तकनीकी वाणिज्यिक व्यवहार्यता के अध्यधीन करेगी।

स्पष्टीकरण:-

इस खंड के प्रयोजनार्थ प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में मूल स्थान और अंतिम स्थान और शुल्क क्षेत्र अथवा शुल्क क्षेत्रों जैसा भी मामला हो, का आनुक्रमिक संख्यांकन प्राधिकार पत्र में यथासूचित अथवा बोर्ड द्वारा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण के अनुसार होना चाहिए।

(2) इन विनियमों में प्रयुक्त और अपरिभाषित लेकिन अधिनियम अथवा उसके अंतर्गत बनाए गए नियमों अथवा विनियमों में परिभाषित शब्दों और अभिव्यक्तियों का वही अर्थ होगा जो अधिनियम अथवा नियमों अथवा विनियमों, जैसा भी मामला हो, में लिया गया है।

3. लागू होना

ये विनियम उस कंपनी पर लागू होंगे-

(1) जो नियत दिन से पूर्व प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, उनका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए व्यक्तियों/फर्मों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 17 के अधीन केंद्र सरकार द्वारा प्राधिकृत हो;

(2) जो नियत दिन से पूर्व प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार कर रहा हो और पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 18 के अधीन बोर्ड द्वारा प्राधिकृत हो; और

(3) जो एक समर्पित पाइपलाइन बिछाने उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार कर रहा है जिसे पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों बिछाने, उसका निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 19 के उपविनियम (1) अथवा (2) के अधीन एक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में परिवर्तित किया जाता है।

IndiaCode

4. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण

विनियम 3 के खंड (1) अथवा (2) के अधीन आने वाले कंपनी के संबंध में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अनुसूची 'क' में दी गई प्रक्रिया के अनुसार निर्धारित किया जाएगा।

5. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण हेतु कंपनी द्वारा डाटा प्रस्तुत करने के निमित्त फॉर्म

प्रत्येक कंपनी बोर्ड को वित्तीय लागतें और अन्य डाटा अनुसूची 'क' के संलग्नक में दिए गए फार्म में प्रस्तुत करेगी। यदि, इन विनियमों की अधिसूचना के दिन को, प्राकृतिक गैस पाइपलाइन-

(1) चालू नहीं है, तो प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना की संभावित तारीख से पहले कम से कम छह महीने अथवा इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख के नब्बे दिनों के भीतर, जो भी बाद में हो; अथवा

(2) पहले से चालू है, तो निम्नलिखित में संदर्भित किसी कंपनी के संबंध में-

(क) विनियम 3 का खंड (1), इन विनियमों की अधिसूचना के नब्बे दिनों के भीतर;

(ख) विनियम 3 का खंड (2), बोर्ड द्वारा प्राधिकार क्षेत्र के नब्बे दिनों के भीतर; अथवा

(ग) विनियम 3 का खंड (3), बोर्ड द्वारा प्राधिकार की तारीख के नब्बे दिनों के भीतर:

बशर्ते कि कंपनी विनियम 3 के खंड (1) में संदर्भित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की संस्थापना की तारीख अथवा विनियम 3 के खंड (2) अथवा खंड (3) में संदर्भित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को बोर्ड द्वारा प्राधिकृत करने की तारीख, जैसा मामला हो, से इन विनियमों पर आधारित ''लेखा आधार पर'' प्रारंभिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क लेगा जब तक कि कोई प्रारंभिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अनंतिम रूप से नियत नहीं कर देता;

परंतु यह और कि कंपनी उसके द्वारा इस प्रकार प्रभारित प्रारंभिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क और बोर्ड द्वारा अनंतिम रूप से नियत शुल्क के बीच के अंतर के लिए उपभोक्ताओं के साथ पूर्व प्रभावी रूप से समायोजन करेगा।

6. विविध

यदि इन विनियमों के किसी उपबंध के निवर्धन के संबंध में कोई विवाद उठता है तो बोर्ड का निर्णय अंतिम होगा।

अनुसूची क

(विनियम 4 और 5 देखें)

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण हेतु प्रक्रिया

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में लगाई गई पूंजी के मानकीय स्तर पर प्रतिलाभ की उचित दर तथा प्रचालन व्यय के मानकीय स्तर पर विचार करके निर्धारित किया जाएगा।

स्पष्टीकरण:-

'मानकीय स्तर' अभिव्यक्ति उस स्तर के संदर्भ में होगी जो एक दक्ष प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को बिछाने, उसके निर्माण, प्रचालन और विस्तार के लिए अपेक्षित प्रचालन व्यय और पूंजी की मात्रा के संदर्भ में इसके आर्थिक कार्यकाल के लिए तर्कसंगत और न्यायसंगत हो।

1. **वित्तीय व्यवहार्यता**

कंपनी जिस पर ये विनियम लागू होते है, प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना को समस्त तकनीकी, प्रचालनात्मक, वित्तीय और लागत डाटा जोकि प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण में बोर्ड द्वारा अपेक्षित हो, प्रस्तुत करेगी।

2. **प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण हेतु पद्धति**

एक अवधि के लिए प्रभारित किए जाने वाले प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की यूनिट दर खंड 3 में यथाविनिर्दिष्ट प्रतिलाभ की उचित दर पर विचार करते हुए 'रियायती नगदी प्रवाह' (डीसीएफ) पद्धति[1] पर आधारित परियोजना के प्रतिलाभ की आंतरिक दर होने के लिए गणना की जाएगी। डीसीएफ पद्धति की प्रयोज्यता के संगत मापदंड नीचे खंड 4 से 6 में विस्तार से दिए गए हैं।

3. **प्रतिलाभ की तर्कसंगत दर**

लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की दर लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की दर होगी जो कर पश्चात बारह प्रतिशत के बराबर है। लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की दर एक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना पर एक बार लागू करने पर परियोजना के संपूर्ण आर्थिक कार्यकाल के लिए नियत हो जाएगी।

---

[1] रियायती नगदी प्रवाह पद्धति परियोजना के लाभ को तर्कसंगत दर पर इन प्रवाहों को छूट देकर परियोजना के आर्थिक कार्यकाल के लिए पूंजी और प्रचालन व्यय के बहिर्प्रवाहों से अंतर्प्रवाहों को बराबर करने से संबंधित है। मात्रा और बहिर्प्रवाहों का अनुमान आर्थिक कार्यकाल से लगाया जाता है जिससे प्रतिलाभ की आंतरिक दर प्राप्त करने हेतु परियोजना द्वारा अर्जित किए जाने वाले अपेक्षित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण होता है।

IndiaCode

टिप्पणी:

लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की कर पूर्व दर समय-समय पर यथासंशोधित आयकर अधिनियम, 1961 के प्रावधानों के अनुसार एक कारपोरेट निर्धारिती के लिए लागू आयकर की अभिहित दर द्वारा बारह प्रतिशत सकलित कर निकाली जाती है।

4. लगाई गई कुल पूंजी पर प्रतिलाभ

(1) परियोजना के आर्थिक कार्यकाल के लिए इसमें लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ का निर्धारण करने के लिए कुल लगाई गई पूंजी पर प्रतिलाभ की तर्कसंगत दर लागू की जाएगी और प्राधिकृत कंपनी किसी भी उपयुक्त तरीके से परियोजना का वित्तपोषण करने में स्वतंत्र है।

(2) लगाई गई कुल पूंजी संचित अवमूल्यन[2] को कम करके और मानकीय कार्यपूंजी को जोड़कर परियोजना में सकल अचल परिसंपत्तियों के बराबर होगी (अवमूल्यन को छोड़कर प्रचालन लागतों के तीस दिनों के बराबर और प्राप्य अठारह दिनों का प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क)।

(3) सकल अचल परिसंपत्तियां अर्जन की अपनी वास्तविक ऐतिहासिक लागत (पश्चातवर्ती किसी प्रतिस्थापन अथवा सुधार अथवा आशोधन की लागत सहित) अथवा बोर्ड द्वारा मानकीय रूप से निर्धारित, जो कि कमतर हो और एक दक्ष अवसंरचना सृजित करने और उसे बनाए रखने के लिए सिद्धांतों[3] के आधार पर आर्थिक कार्यकाल के लिए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना में अपेक्षित लागत के बराबर होगी; अर्थात्

(क) लगाई गई कुल पूंजी के निर्धारण में अचल संपत्ति में कोई निवेश अनुलग्नक 2 में उल्लिखित आधार के अनुसार होगा:-

(ख) भारत में कहीं भी समान परियोजनाओं, यदि कोई हों, में पूंजीगत लागतें समानता के आधार पर बैंचमार्क वाली हों;

(ग) अधिकतम अनुमत्य प्रचालन दबाव के संबंध में पाइपलाइन के डिजाइन और प्रचालन पद्धति ज्ञान की उपयुक्तता;

---

2 अवमूल्यन की गणना सुव्यवस्थित पद्धति आधार पर सकल अचल परिसंपत्तियों की कीमत पर कंपनी अधिनियम, 1956 की अनुसूची-VI में यथाविनिर्दिष्ट अवमूल्यन की दर लागू करके की जाएगी।

3 इसमें निर्धारित किए गए आधार और मापदंड सर्वांगपूर्ण नहीं हैं और ये विचाराधीन विशिष्ट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना पर निर्भर करते हुए अलग-अलग हैं जिन्हें बोर्ड पारदर्शी तरीके से लागू कर सकता है।

IndiaCode

(घ) उपलब्ध उपयुक्त प्रौद्योगिकी के मूल्यांकन के आधार पर कंप्रैसर, मीटरी पद्धतियों, एससीएडीए, अपेक्षित अग्निशमन प्रणाली जैसे उपस्करों और सुविधाओं का इष्टतम उपयोग;

(ड.) स्पर लाइनें;

(च) कंप्रैसरों के लिए डिजाइन मापदंड; और

(छ) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्रमुख उपस्करों की सुविधाओं की लागतों, उसके बिछाने अथवा निर्माणगत लागतों, परियोजना प्रबंधन परामर्श सेवा और प्रचालनपूर्व व्यय का आकलन करना।

5. प्रचालन लागतें

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की आर्थिक कालावधि में इसके परिचालन और अनुरक्षण में अपेक्षित प्रचालन लागतों[4] की निम्नलिखित कार्यात्मक लागत शीर्ष के अतिरिक्त वास्तविक आधार अथवा बोर्ड द्वारा किए गए मानकीय मूल्यांकन, जो भी कम हो, के आधार पर गणना की जाएगी; अर्थात्

(1) उपभोज्य वस्तुएं

(2) उपयोगिताएं-

(क) विद्युत;

(ख) ईंधन (प्राकृतिक गैस की लागत और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में खपत हुई प्रणाली-उपयोग प्राकृतिक गैस की मात्रा पर वसूल न हुए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क सहित);

(ग) जल;

(3) वेतन और भत्ते;

(4) मरम्मत और अनुरक्षण;

---

4 प्रचालन लागतें वे हैं जो प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन के सृजित वास्तविक परिसंपत्ति के सही रखरखाव और अनुरक्षण हेतु अनिवार्य होती हैं और इनमें ऋणों पर ब्याज, वसूल न किए जा सकने वाले कर्ज, विक्रय संवर्धन, विज्ञापन व्यय (निविदा व्यय को छोड़कर) पूंजी अथवा डिबेंचर अथवा बांड अथवा किसी ऋण के लिए किया गया व्यय, राजस्व खाते पर विनिमय अंतर जैसी कोई वित्तीय लागत शामिल नहीं है लेकिन सामान्य बैंक प्रभार, बैंक गारंटी प्रभार, एलसी प्रभार और बोली के लिए प्रभार तथा प्राधिकार की शर्तों के अनुसार अपेक्षित निष्पादन बांड शामिल है।

IndiaCode

(5) परिसम्पतियों (लाभ की हानि के मूल्य सहित) और लाइन पैक मात्रा पर बीमा प्रीमियम;

(6) संबंधित प्रशासनिक और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्रचालनों के स्तर के अनुरूप उपरिव्यय [उप खंड *(5)* के उप खंड *(1)* के अंतर्गत गैर-वर्गीकरण सीमा तक];

(7) कम्पनी अधिनियम, 1956 की अनुसूची VI के अनुसार दरों पर आधारित सुव्यविस्थत प्रणाली आधार पर अचल परिसम्पतियों पर मूल्य ह्रास; और

(8) कुल नियोजित पूंजी पर प्रतिलाभ में शामिल अचल परिसम्पति से या प्रचालन लागत के रूप में माने गए व्यय में से वसूली-योग्य विविध आय, लेकिन इसमें ब्याज से हुई आय, बिक्री अथवा किसी अचल या अन्य सम्पत्ति के अंतरण से हुआ लाभ या हानि शामिल नहीं है, यदि कोई है तो वह प्रचालन लागत से हुआ लाभ होगा।

6. यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण में विचार की जाने वाली मात्रा

(1) परियोजना की मितव्ययी कालावधि पर यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण में गुणक के रूप में मानी गई प्राकृतिक गैस की मात्रा का निर्धारण मानकीय आधार पर निम्नानुसार किया जाएगा :-

(क) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन के प्रथम पांच वर्षों के प्रत्येक वर्ष के लिए गुणक कंपनी की क्षमता आवश्यकता और पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइप लाइनें बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के अन्तर्गत निर्धारित अन्य कंपनियों के साथ तय की गई संविदागत क्षमता के योग को नीचे दिए गए आधार पर उस वर्ष के लिए लागू प्रतिशत उपयोग से गुणा करके निकाला जाएगा:-

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रचालन वर्ष	प्रतिशत उपयोग
पहला	60%
दूसरा	70%
तीसरा	80%
चौथा	90%
पांचवां	100%

(ख) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन के छठे और बाद के वर्षों के लिए गुणक निम्नलिखित के समान होंगे :-

(i) कंपनी की क्षमता आवश्यकता और पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के अन्तर्गत निर्धारित अन्य कंपनियों के साथ तय की गई संविदागत क्षमता के योग का 100 प्रतिशत; और

(ii) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रचालन के तत्काल पहले के वर्ष के दौरान पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 में निर्धारित अतिरिक्त क्षमता के लिए समान वाहक आधार पर परिवहन की गई प्राकृतिक गैस की वास्तविक मात्रा।

स्पष्टीकरण -

किसी वर्ष में समान वाहक आधार पर परिवहन की गई वास्तविक मात्रा और उप-खण्ड *(1)* की मद *(ख)* की उप मद *(ii)* के अंतर्गत गुणक में शामिल मात्रा के बीच के अन्तर का समायोजन यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की डीसीएफ गणना में भावी आधार पर किया जाएगा।

(2) उप-खण्ड *(1)* के अंतर्गत निर्धारित प्राकृतिक गैस की मात्रा को निम्नलिखित प्रयोजन के लिए एमएमबीटीयू के रूप में इसकी ऊर्जा में परिवर्तित किया जाएगा:-

(क) जिन विभिन्न प्राकृतिक गैसों का परिवहन कंपनी द्वारा इस वर्ष के दौरान किए जाने की संभावना है उनके ताप मूल्य की भारित औसत को ध्यान में रखते हुए अनंतिम यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण;

(ख) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अवधि के दौरान ग्राहकों को सुपुर्द की गई प्राकृतिक गैस के भारित औसत ताप मूल्य को ध्यान में रखते हुए अन्तिम प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण;

(ग) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अवधि के अन्त से प्रथम शुल्क समीक्षा की देय तारीख तक की अवधि के बीच ग्राहकों को सुपुर्द की गई प्राकृतिक गैस के भारित औसत ताप मूल्य को ध्यान में रखते हुए प्रथम शुल्क समीक्षा;

(घ) शुल्क समीक्षा और पिछली शुल्क समीक्षा के बीच की अवधि के दौरान ग्राहकों को सुपुर्द की गई प्राकृतिक गैस के भारित औसत ताप मूल्य को ध्यान में रखते हुए बाद की कोई शुल्क समीक्षा।

IndiaCode

7. मितव्ययी कालावधि

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की मितव्ययी कालावधि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 में विनिर्दिष्ट किए गए के अनुसार होगी।

8. शुल्क क्षेत्रों में यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन की कार्यविधि

(1) कंपनी बोर्ड के अनुमोदन के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विमानकीय बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें बिछाने, निर्माण प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 के विनियम 7 के उप-विनियम *(क), (ख)* और *(ग)* के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट पद्धति को अपनाते हुए विनियम 5 के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट तरीके से परियोजना की मितव्ययी कालावधि के दौरान सम्पूर्ण शुल्क क्षेत्रों के यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन से संबंधित गणना प्रस्तुत करेगी बशर्ते कि -

(क) ऐसी पद्धति को अपनाते हुए बोली देने की कोई आवश्यकता न हो;

(ख) विभिन्न शुल्क क्षेत्रों में यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के ऐसे संविभाजन के लिए कोई तरजीह लागू न हो; और

(ग) कंपनी ऐसे संविभाजन का निर्धारण करने के लिए स्वयं की संख्या का उपयोग करे।

(2) निम्नलिखित अवधि के दौरान प्रत्येक शुल्क क्षेत्र के लिए यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन के लिए विभिन्न शुल्क क्षेत्रों में वास्तव में परिवहन की गई मात्रा कंपनी द्वारा परिवहन की हुई समझी गई मात्रा से अलग होने के कारण कंपनी द्वारा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की वसूली में अधिक उपलब्धि या कम उपलब्धि के लिए ग्राहकों के साथ कंपनी द्वारा कोई समायोजन नहीं किया जाएगा:

(क) प्रारम्भिक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की अवधि;

(ख) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के समाप्त होने के पश्चात पहले पांच और बाद के वर्ष; और

(ग) दो लगातार शुल्क समीक्षाओं के बीच की अवधि।

9. प्रारम्भिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण और यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की समीक्षा

(1) यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण इसकी मितव्ययी कालावधि के लिए किया जाएगा और निम्नलिखित के दौरान लेवल किया जाएगा-

(क) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के लिए लागू अवधि;

(ख) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की समाप्ति के पश्चात पांच लगातार वर्षों की अवधि; और

(ग) किन्हीं दो लगातार शुल्क समीक्षाओं के बीच की अवधि।

(2) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क और सभी शुल्क क्षेत्रों के लिए इसके संविभाजन का निर्धारण अनन्तिम गणनाओं के आधार पर किया जाएगा।

(3) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क से संबंधित अंतिम गणनाएं निम्नलिखित के लिए अपेक्षित समायोजनों को ध्यान में रखकर की जाएंगी :-

(क) खण्ड 4 और खण्ड 5 में दिए गए के अनुसार वास्तविक पूंजी और प्रचालन लागत का मानकीय बोर्ड द्वारा रूप से आकलित लागत, जो भी कम हो;

(ख) खण्ड 6 के उप-खण्ड *(1)* की मद *(क)* के अनुसार मानी गई मात्रा; और

(ग) खण्ड 6 के उप खण्ड *(2)* की मद *(ख)* के अनुसार मात्रा का उसकी ऊर्जा समानता में परिवर्तन।

(4) कंपनी उप खण्ड (2) के अन्तर्गत अनन्तिम गणना के आधार पर वसूल किए गए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क और उप-खण्ड (3) के अन्तर्गत अंतिम गणना के अनुसार वसूली योग्य शुल्क के बीच के अंतर को ग्राहकों के साथ समायोजित करेगी।

(5) उप-खण्ड (3) के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट अन्तिम यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क बोर्ड द्वारा इसे संशोधित किए जाने तक पहली शुल्क समीक्षा होने की अवधि के लिए लागू होंगे।

(6) कंपनी बोर्ड के अनुमोदन के लिए सभी शुल्क क्षेत्रों के लिए प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन सहित इसकी अनन्तिम गणना करने सहित विनियम 5 के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट रूप और समय में इन विनियमों के अधिसूचित होने के पश्चात् यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण के आंकड़े प्रस्तुत करेगी।

बशर्ते कि सभी शुल्क क्षेत्रों के लिए प्रारम्भिक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन सहित इसकी अंतिम गणना प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के लिए लागू अवधि की अंतिम तारीख से तीन माह पहले प्रस्तुत की जाए।

(7) कंपनी सभी शुल्क क्षेत्रों के लिए प्रारम्भिक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के संविभाजन सहित इसकी गणना विनियम-5 में विनिर्दिष्ट रूप मे प्रत्येक शुल्क समीक्षा के समय निम्नलिखित से तीन माह के अन्दर प्रस्तुत करेगी:-

IndiaCode

(क) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के पश्चात् लगातार पांच वर्षों के अंतिम वर्ष के अन्त में; या

(ख) पूर्ववर्ती शुल्क समीक्षा अवधि के अंत में

बशर्ते कि गणना में वास्तविक लागत, वित्तीय और प्रचालन आंकड़े या बोर्ड द्वारा मानकीय रूप से आकलित आंकड़े जो भी उप-खण्ड *(क)* और *(ख)* जैसा भी मामला हो, के अन्तर्गत निर्दिष्ट अवधि से संबंधित खण्ड 4 और 5 के अनुसार कम हो।

(8) प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के पश्चात लगातार पांच वर्षों या किसी शुल्क समीक्षा के दौरान पाए गए निम्नलिखित अन्तरों के लिए समायोजना परियोजना की मितव्ययी कालावधि की शेष अवधि को ध्यान में रखते हुए भावी आधार पर डीसीएफ गणनाओं में किया जाएगा, नामत:

(क) पूंजीगत और प्रचालन लागतों से संबंधित वास्तविक निष्पादन के कारण हुए अन्तर, जिनकी खण्ड 4 और 5 के अन्तर्गत पहचान किए गए मानकीकृत मानदण्डों के साथ तुलना की गई हो;

(ख) खण्ड 6 के उप-खण्ड *(1)* की उप-मद *(ii)* के स्पष्टीकरण के अन्तर्गत मात्राओं से संबंधित अन्तर; और

(ग) खण्ड 6 के उप-खण्ड *(2)* के अन्तर्गत ऊर्जा समानता में अन्तर।

(9) बोर्ड स्वयं या कंपनी के अनुरोध पर, जैसा भी मामला हो, निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुए दो शुल्क समीक्षाओं के बीच किसी भी समय यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की समीक्षा कर सकता है-

(i) नियोजित पूंजी पर प्रतिफल की दर को मिलाकर उपयोग की गई आयकर की लागू नाममात्र दर;

(ii) यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण में प्रयुक्त किसी मानदण्ड में हुआ अचानक परिवर्तन।

(10) किसी शुल्क समीक्षा के पश्चात् निर्धारित किए गए प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क और यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के पश्चात लगातार पांच वित्तीय वर्षों की अवधि के लिए अनन्तिम और अंतिम प्रारम्भिक यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क, यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क बोर्ड द्वारा संशोधित किए जाने तक लागू रहेंगे।

IndiaCode

सलग्नक 1

[देखें विनियम 5]

परियोजना पूंजी लागत सार (कैपेक्स बाहरी प्रवाह).

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर भारतीय रुपए	एफई विदेशी मुद्रा	योग (*)
क	संयंत्र और मशीनरी			
1	रसीविंग टर्मिनल [देखें संलग्नक 1 (क)]			
2	कंप्रेशर स्टेशन [देखें संलग्नक 1 (ख)]			
3	मध्यवर्ती टर्मिनल [देखें संलग्नक 1 (ग)]			
4	सुपुर्दगी टर्मिनल [देखें संलग्नक 1 (घ)]			
5	पाइपलाइन [देखें संलग्नक 1 (ड.)]			
	उप-योग (क)			
ख	इंजीनियरिंग लागत			
1	विस्तृत इंजीनियरिंग, प्रापण, निर्माण, पर्यवेक्षण और परियोजना प्रबंधन			
2	उपर्युक्त पर सेवा कर			
	उप-योग (ख)			
ग	स्थल संबंधित लागत			
1	भूमि			
2	अन्य कोई (ब्यौरा दिया जाए)			
	उप-योग (ग)			
घ	मालिक की लागत, शुरुआती खर्च			
1	शुरुआती और स्थापित खर्च			
2	मालिक का प्रबंधन खर्च			
	उप-योग (घ)			
ड.	अन्य लागत			
1	आकस्मिकताएं और वृद्धि			
2	प्रारंभिक और प्रचालन-पूर्व खर्च			
3	निर्माण अवधि तथा वित्त-पोषण प्रभार			
4	कार्य पूंजी के लिए मार्जिन धनराशि			
	उप-योग (ड.)			
	योग (क+ख+ग+घ+ड.)			

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

टिप्पणी: विस्तृत अनुमान/गणना मद ड. में दी जाए

IndiaCode

संलग्नक 1 (क)
[देखें विनियम 5]

रसिविंग टर्मिनल की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर	एफई	योग (*)	तकनीकी विशिष्टियां
		भारतीय रुपए	विदेशी मुद्रा		
क	प्रमुख मदें				
1	स्क्रैपर ट्रैप तथा पिग सिगनलर				दर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
2	मीटरिंग प्रणाली				
3	कार्टरिज फिल्टर्स				
4	अग्नि सुरक्षा प्रणाली				
5	विद्युत आपूर्ति व्यवस्था				
6	कम्प्रेशर				दर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
7	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	बल्क सामग्री				
1	पाइपिंग				
2	इलैक्ट्रिकल				
3	इस्ट्रूमेंटेशन				
4	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ग	अतिरिक्त पुर्जे (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
घ	उत्थापन				
1	यांत्रिक				
2	इलैक्ट्रिकल्स				
3	इस्ट्रूमेंटेशन				
4	सिविल कार्य				
5	भूमि				
6	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ड.	कर और शुल्क				
1	समुद्री भाड़ा				
2	सीमा शुल्क				
3	बंदरगाह हैंडलिंग				
4	अंतर्देशीय भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कार्य ठेका कर				
7	बीमा				
8	अन्य कोई लागू कर और शुल्क (ब्यौरा दें)				
	उप-योग				
	योग (क से ड.)				

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

IndiaCode

संलग्नक 1 *(ख)*

[देखें विनियम 5]

कंप्रेशर की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर	एफई	योग (*)	तकनीकी विशिष्टियां
		भारतीय रुपए	विदेशी मुद्रा		
क	**प्रमुख मदें**				
1	कंप्रेशर				दर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
2	स्क्रैपर ट्रैप तथा पिग सिगनलर				
3	मीटरिंग प्रणाली				
4	कार्टरिज फिल्टर्स				
5	अग्नि सुरक्षा प्रणाली				
6	विद्युत आपूर्ति व्यवस्था				
7	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	**बल्क सामग्री**				
1	पाइपिंग				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इंस्ट्रूमेंटेशन				
4	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ग	**अतिरिक्त पूर्जे** (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
घ	**उत्थापन**				
1	यांत्रिक				
2	इलेक्ट्रिकल्स				
3	इंस्ट्रूमेंटेशन				
4	सिविल कार्य				
5	भूमि				
6	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ड.	**कर और शुल्क**				
1	समुद्री भाड़ा				
2	सीमा शुल्क				
3	बंदरगाह हैंडलिंग				
4	अंतर्देशीय भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कार्य ठेका कर				
7	बीमा				
8	अन्य कोई लागू कर और शुल्क (ब्यौरा दें)				
	उप-योग				
	योग (क से ड.)				

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

IndiaCode

संलग्नक 1 *(ग)*

[देखें विनियम 5]

मध्यवर्ती टर्मिनल की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर	एफई	योग (*)	तकनीकी विशिष्टियां
		भारतीय रुपए	विदेशी मुद्रा		
क	प्रमुख मदें				
1	स्क्रैपर ट्रैप तथा पिग सिगनलर				दर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
2	मीटरिंग प्रणाली				
3	कार्टरिज फिल्टर्स				
4	अग्नि सुरक्षा प्रणाली				
5	विद्युत आपूर्ति व्यवस्था				
7	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	बल्क सामग्री				
1	पाइपिंग				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इंस्ट्रूमेंटेशन				
4	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ग	अतिरिक्त पुर्जे (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
घ	उत्थापन				
1	यांत्रिक				
2	इलेक्ट्रिकल्स				
3	इंस्ट्रूमेंटेशन				
4	सिविल कार्य				
5	भूमि				
6	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ङ.	कर और शुल्क				
1	समुद्री भाड़ा				
2	सीमा शुल्क				
3	बंदरगाह हैंडलिंग				
4	अंतर्देशीय भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कार्य ठेका कर				
7	बीमा				
8	अन्य कोई लागू कर और शुल्क (ब्यौरा दें)				
	उप-योग				
	योग (क से ङ.)				

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

IndiaCode

संलग्नक 1 (घ)

[देखें विनियम 5]

सुपुर्दगी टर्मिनल की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर	एफई	योग (*)	तकनीकी विशिष्टियां
		भारतीय रुपए	विदेशी मुद्रा		
क	**प्रमुख मदें**				
1	स्क्रैपर ट्रैप तथा पिग सिगनलर				दर क्षमता आपूर्तिकर्ता के अनुसार
2	मीटरिंग प्रणाली				
3	कार्टरिज फिल्टर्स				
4	अग्नि सुरक्षा प्रणाली				
5	विद्युत आपूर्ति व्यवस्था				
6	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	**बल्क सामग्री**				
1	पाइपिंग				
2	इलेक्ट्रिकल				
3	इंस्ट्रूमेंटेशन				
4	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ग	**अतिरिक्त पुर्जे** (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
घ	**उत्थापन**				
1	यांत्रिक				
2	इलेक्ट्रिकल्स				
3	इंस्ट्रूमेंटेशन				
4	सिविल कार्य				
5	भूमि				
6	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ङ.	**कर और शुल्क**				
1	समुद्री भाड़ा				
2	सीमा शुल्क				
3	बंदरगाह हैंडलिंग				
4	अंतर्देशीय भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कार्य ठेका कर				
7	बीमा				
8	अन्य कोई लागू कर और शुल्क (ब्यौरा दें)				
	उप-योग				
	योग (क से ङ.)				

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

IndiaCode

संलग्नक 1 (ड.)

[देखें विनियम 5]

पाइपलाइनों की पूंजीगत लागत

क्र. सं.	विवरण	आईएनआर	एफई	योग (*)	तकनीकी विशिष्टियां
क	प्रमुख मदें				
1	सर्वेक्षण और भूमि अन्वेषण				
2	भूमि, आरओयू और फसल मुआवजा				
3	लाइन पाइपस				बाहरी व्यास और दीवारों की मोटाई
4	लाइन सामग्री				
5	कोटिंग और पाइप परिवहन				
6	पाइपलाइन बिछाना				
7	कैथेडिग सुरक्षा				
8	ओएफसी, टेलिकॉम और टेलीसुपरवाइजरी प्रणाली				
9	एससीएडीए और एपीपीएस प्रणाली				
11	विद्युत स्रोत				
12	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
ख	लघु मदें				
1	समुद्री भाड़ा				
2	सीमा शुल्क				
3	बंदरगाह हैंडलिंग				
4	अंतर्देशीय भाड़ा				
5	उत्पाद और सीएसटी				
6	कार्य ठेका कर				
7	बीमा				
8	अन्य कोई मद (ब्यौरा दिया जाए)				
	उप-योग				
	योग (क+ख)				

(*) आईएनआर+ विदेशी मुद्रा भारतीय रुपए में परिवर्तित

IndiaCode

संलग्नक 1 (च)

[देखें विनियम 5]

लाभ और हानि लेखा ($)

रुपए

क्र. सं.	विवरण	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	----------	वर्ष 25
1	कुल अंतर-प्रवाह						
क	-प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क से राजस्व						
2	कुल प्रचालन लागत बाहरी-प्रवाह						
क	उपभोज्य और रसायन						
ख	उपयोगिताएं - (विद्युत, ईंधन और जल)						
ग	वेतन						
घ	मरम्मत और रखरखाव						
ड.	सामान्य प्रशासननिक खर्च (प्राधिकरण के अनुदान के अनुसार बोली बांड और निष्पादन पर बैंक प्रभार सहित)						
च	अन्य कोई खर्च (ब्यौरा दिया जाए)						
छ	बीमा (लाइन-पैक मात्रा सहित)						
3	मूल्य ह्रास ब्याज और कर से पूर्व (पीबीडीआईटी) (1 - 2)						
4	उपर्युक्त खर्च (दर सहित) के लिए कार्य पूंजी आवश्यकता में प्रयोग अनुसार कार्य पूंजी ऋण पर ब्याज						
5	आवधिक ऋण पर ब्याज (दर सहित)						
6	मूल्य ह्रास और कर पूर्व लाभ (पीबीडीटी) (3 - 4 - 5)						
7	एलएलएम आधार पर मूल्य ह्रास तथा बट्टे खाते में डाला गया विविध खर्च (प्रत्येक का ब्यौरा दें)						
8	कर पूर्व लाभ (पीबीटी) (6- 7)						
9	कर प्रावधान (विद्यमान आयकर नियमों के अनुसार दें)						
10	कर उपरांत लाभ (पीएटी) (8 - 9)						
	प्रचालन से नकद (सीएफओ) (10+7) - नकद प्रवाह शीट में स्थानांतरित						

($) वास्तविक या अनुमान, जहां कहीं लागू हो।

(*) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्राकृतिक गैस के परिवहन के बाद सभी प्रत्यक्ष, अप्रत्यक्ष और आबंटित सामान्य लागत को छोड़कर। वित्तीय लागत और बिक्री खर्च को छोड़कर।

टिप्पणी

1. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में परिवहन की गई प्राकृतिक गैस की वास्तविक मात्रा पर आधारित होना चाहिए जिसे पीआईआरआर पर विचार करते हुए अपनाई गई डीसीएफ पद्धति द्वारा निर्धारित किया जाएगा, जिस स्तर पर निवल अंतर-प्रवाह परियाजना की आर्थिक आयु के निवल बाहरी प्रवाह के बराबर होगा।
2. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के विस्तार के लिए उपर्युक्त प्रपत्र में आंकड़े परियाजना विस्तार के बाद परियोजना पर लागू अनुसार होंगे।
3. गैर-प्रचालन आय (जैसे पीएनजी घरेलू ग्राहकों से ब्याज मुक्त प्रतिदेय सुरक्षा जमा पर ब्याज) को परियाजना अंतर-प्रवाह नहीं माना जाएगा।
4. मोडवैट लाभ, यदि लागू हों, को गणना सहित अलग से दर्शाया जाएगा।
5. लेखा-परीक्षित लाभ और हानि लेखा, जहां कहीं लागू हो, संलग्न किया जाए।

India Code

संलग्नक 1 (छ)
[देखें विनियम 5]

नकद प्रवाह विवरण

रुपए

		निर्माण अवधि			आर्थिक आयु					
क्र. सं.	वर्ष	वर्ष -3	वर्ष -2	वर्ष -1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	----------	वर्ष 25
1	निधियों का स्रोत									
क	इक्विटी या अधिमान इक्विटी (*)									
ख	आवधिक ऋण और अल्पावधिक ऋण									
ग	प्रचालनों से नकद									
घ	कार्य पूंजी के लिए बैंक ऋण									
ड.	अन्य (कृपया उल्लेख करें)									
2	निधियों का प्रयोग									
क	पंजी खर्च									
ख	सामान्य/अतिरक्त पूंजी खर्च									
ग	निवल कार्य पूंजी में वृद्धि या (कमी)									
घ	ऋणों की अदायगी									
ड.	इक्वटी धारकों को लाभांश									
च	वितरणयोग्य लाभ पर कर									
छ	अन्य (कृपया उल्लेख करें)									
3	नकद अधिशेष या (घाटा)									
क	प्रारंभिक नकद बकाया									
ख	अंतिम नकद बकाया									

(*) क्षतिपूर्ति ब्यौरा दिया जाए।

IndiaCode

संलग्नक 1 (ज)

[देखें विनियम 5]

तुलन पत्र ($)

रुपए

	निर्माण अवधि			आर्थिक आयु					
वर्ष	वर्ष-3	वर्ष -2	वर्ष-1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	----------	वर्ष 25
परिसंपत्तियां									
सकल निर्धारित परिसंपत्तियां									
घटा : संचित मूलय ह्रास (*)									
निवल निर्धारित परिसंपत्तियां									
निवल चालू परिसंपत्तियां									
नकद और बैंक बकाया									
निवेश निर्धारित परिसंपत्तियां									
विविध निर्धारित परिसंपत्ति									
आस्थगित राजस्व खर्च									
अन्य (कृपया उल्लेख करें)									
देनदारियां									
निवल मूल्य									
इक्वटी पूंजी									
अधिमान शेयर पूंजी (**)									
रिजर्व									
ऋण									
रुपया आवधिक ऋण									
एफसी आवधिक ऋण									
कार्य पूंजी के लिए ऋण									
अन्य (कृपया उल्लेख करें)									

($) वास्तविक या अनुमान, जहां कहीं लागू हो।

(*) परिसंपत्ति शीर्ष-वार मूल्य ह्रास गणना दी जाए।

(**) जिस सीमा तक क्षतिपूर्ति न हो, वहां क्षतिपूर्ति अधिमान पूंजी को ऋण में दर्शाया जाए।

टिप्पणी

क) लेखा-परीक्षित तुलन पत्र, जहां लागू हो, संलग्न किया जाए।

IndiaCode

संलग्नक 1 (झ)

[विनियम 5 तथा अनुसूची क का खण्ड 8 और 9 देखें]

भाग- I: प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की गणना परियोजना आईआरआर पर आधारित

	निर्माण अवधि			आर्थिक आयु											
वर्ष	वर्ष (-) 3	वर्ष (-) 2	वर्ष (-) 1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10	...	वर्ष 25
क) पूंजी और प्रचालन लागत बाहरी प्रवाह (मार्जिन धनराशि सहित)															
ख) अंतर-प्रवाह (संलग्नक 1 (च) में अनुमानित लाभ और हानि लेखा की मद 3 के अनुसार मूल्य ह्रास, ब्याज और आयकर से पूर्व लाभ															
निवल अंतर-प्रवाह/ (बाहरी प्रवाह)															
संचयी अंतर-प्रवाह/ (बाहरी प्रवाह)															

अनुसूची क के खण्ड 2 और 3 में विनिर्दिष्ट अनुसार प्रतिलाभ की उचित दर पर आधारित गणना किए गए प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की स्तर इकाई				
क) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क (टी1) की प्रारंभिक इकाई की अवधि	टी1: 1 वर्ष के लिए			
ख) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क (टी2) की प्रारंभिक इकाई के बाद लगातार पाँच वर्ष की अवधि		वर्ष 2 से वर्ष 6 के लिए टी 2		
ग) अनुसूची क के खण्ड 2 में विनिर्दिष्ट अनुसार परियोजना की आंतरिक प्रतिलाभ दर के अनुसार उचित प्रतिलाभ दर पर आधारित गणना की गई प्रत्येक शुल्क समीक्षा अवधि (टी 3 तथा उसके बाद)।			वर्ष 7 से वर्ष 11 के लिए टी 3	...आदि...

टिप्पणी:

1. कंपनी द्वारा आंकड़े सहित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की गणना को बोर्ड को प्रस्तुत करना होता है जब कभी यह निर्धारण या समीक्षा के लिए देय होता है।
2. अनुसूची क के खण्ड 9 के अंतर्गत विनिर्दिष्ट अनुसार पंजी लागत, प्रचालन लागत और मात्रा के लिए डीसीएफ गणना में अपेक्षित समायोजन को बोर्ड को ऐसी गणना प्रस्तुत करते समय स्पष्ट रूप से उल्लेख किया जाना चाहिए।
3. पूंजी बहिप्रवाह में पूंजीगत कार्य-प्रगति के कारण बहिप्रवाह शामिल होता है।

IndiaCode

संलग्नक 1 *(झ)* (जारी..)

भाग II: प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्र की तुलना में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का आबंटन

[विनियम 5 तथा अनुसूची क का खण्ड 8 और 9 देखें]

	प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्कसमीक्षा अवधि के लिए लागू अवधि	इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क	शुल्क क्षेत्र 1	शुल्क क्षेत्र 2	शुल्क क्षेत्र 3	शुल्क क्षेत्र 4	... अंतिम शुल्क क्षेत्र तक
				एक्स % =[शुल्क क्षेत्र 1 की तुलना में प्रतिशत वृद्धि के लिए एक संख्या दर्शाएं]	वाई % =[पूर्व शुल्क क्षेत्र की तुलना में प्रतिशत वृद्धि (100% से कम) दर्शाएं]		
			टीजेड1 = [प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन पर लागू अवधि के लिए एक संख्या दर्शाएं]	टीजेड1 की तुलना में उत्तरोत्तर वृद्धि =[टीजेड1 x एक्स%/100]	टीजेड1 की तुलना में उत्तरोत्तर वृद्धि =वाई% x एक्स% x टीजेड1	टीजेड1 की तुलना में उत्तरोत्तर वृद्धि =वाई% x वाई% x एक्स% x टीजेड1	...आदि...
भाग-I के अनुसार इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क	प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पर लागू अवधि के लिए पाइप लाइन शुल्क			टीजेड2= टीजेड1 + टीजेड1 से ऊपर उपर्युक्त उत्तरोत्तर वृद्धि	टीजेड3 = टीजेड2 + टीजेड1 से ऊपर उपर्युक्त उत्तरोत्तर वृद्धि	टीजेड4 = टीजेड3 + टीजेड1 से ऊपर उपर्युक्त उत्तरोत्तर वृद्धि	...आदि...
भाग-I के अनुसार इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क	दूसरा (*)						
भाग-I के अनुसार इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क	तीसरा (*)						
	:						
	:						
भाग-I के अनुसार इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क	अंतिम (*)						

(*) प्रक्रिया का उसी आधार पर पालन किया जाना चाहिए जैसा कि प्रारंभिक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क अवधि के लिए लागू अवधि के लिए उल्लेख किया गया है।

(एमएमबीटीयू में)

अवधि	अवधि	शुल्क क्षेत्र 1	शुल्क क्षेत्र 2	शुल्क क्षेत्र 3	शुल्क क्षेत्र 4	अंतिम शुल्क क्षेत्र	योग
प्रत्येक शुल्क क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	प्रारंभिक अवधि						
प्रत्येक शुल्क क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	प्रथम समीक्षा अवधि						
प्रत्येक शुल्क क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	दूसरी समीक्षा अवधि						
	:						
	:						
प्रत्येक शुल्क क्षेत्र में विचार की गई मात्रा	अंतिम समीक्षा अवधि						

टिप्पणी:

1. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्रों की तुलना में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के आबंटन की गणना प्रत्येक शुल्क समीक्षा अवधि में प्रस्तुत करनी होती है।
2. प्रत्येक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्र की तुलना में इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क को विभाजित करने के आधार का उल्लेख किया जाए।
3. प्रत्येक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क क्षेत्र में मात्रा पर विचार करने का आधार उपलब्ध कराया जाए (ठेके की प्रतियां संलग्न की जाएं)।
4. उपर्युक्त के संबंध में मात्रा एमएमएससीएम में उपलब्ध कराई जाए तथा प्राकृतिक गैस की मात्रा को ऊर्जा को समकक्ष एमएमबीटीयू में परिवर्तित करने के आधार को प्रदर्शित किया जाए।

IndiaCode

संलग्नक 1 *(ण)*

[देखें विनियम 5]

अनुमान

1. पूंजी लागत को निर्धारित करने के लिए प्रयुक्त विनिमय दर को भारतीय मुद्रा में दर्शाया जाए।

2. कंपनी द्वारा वार्षिक प्रचालन लागत उपलब्ध कराने का प्रपत्र

	लागत तत्व का विवरण		रुपए
क.	परिवर्तनीय लागत		
1	उपभोज्य		
	ईंधन (गुणवत्ता और दरें)		
2	उपयोगिताएं (मात्रा और दरें)		
क)	विद्युत	(*)	
ख)	जल		
ग)	अन्य कोई व्यय (उल्लेख किया जाए)		
		उप योग (क)	
ख	निर्धारित और अर्द्ध परिवर्तनीय लागत		
1	वेतन और मजदूरी		
2	सामान्य प्रशासन		
3	मरम्मत और रखरखाव		
4	अन्य कोई व्यय (उल्लेख किया जाए)	(£)	
		उप योग (ख)	
ग	बीमा	(%) उप योग (ग)	
		योग (क+ख+ग)	

(*) खरीदी गई बिजली (अधिक निर्धारित प्रभार और परिवर्तनीय प्रभार) तथा निजी उत्पादन का ब्यौरा उपलब्ध कराया जाए।
($) इलेक्ट्रिकल, सिविल, यांत्रिक आदि की तुलना में नेमी और कार्य-वार ब्यौरा उपलब्ध कराया जाए।
(£) प्रत्यक्ष और अप्रत्यक्ष प्रशासनिक व्यय का आधार (आबंटन के आधार सहित) उपलब्ध कराया जाए।
(%) लाभ नीति, सुविधाएं तथा लाइन फिल मात्रा की हानि पर प्रीमियम का ब्यौरा उपलब्ध कराया जाए।

टिप्पणी
क. प्रचालन लागत की प्रत्येक मद के साथ विस्तृत अनुमान और कार्य संलग्न किए जाएं।
ख. सामान्य उपरी शीर्ष के लिए लागत के विभाजन और आबंटन का पूरा आधार उपलब्ध कराया जाए।

3 प्रत्येक वर्ष के व्यय के ब्यौरे सहित परियोजना कार्यान्वयन अनुसूची दी जाए।

4 प्रत्येक प्रकार के ऋण, ब्याज दर, अदायगी, आदि के लिए ऋण अनुसूची उपलब्ध कराया जाए।

5 कंपनी अधिनियम और आयकर अधिनियम के अनुसार मूल्य ह्रास अनुसूची उपलब्ध कराई जाए।

6 प्रत्येक खण्ड की लंबाई सहित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की खण्ड-वार क्षमता।

7 कंप्रेशरों की पाइपलाइन डिजाइन क्षमता तथा दर क्षमता उपलब्ध कराई जाए।

8 प्रस्तावित क्षमता उपयोग तथा उसका आधार उपलब्ध कराया जाए।

9 परियोजना की कार्यान्वयन अवधि को चरणों में उपलब्ध कराया जाए।

10 परियोजना की आर्थिक आयु।

11 आयकर अधिनियम, 1961 के अंतर्गत लागू आयकर दरें तथा छूट, यदि उपलब्ध हो, को दर्शाया जाए।

12 आर्थिक आयु की तुलना में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में परिवहन की जाने वाली अनुमानित प्राकृतिक गैस की मात्रा का ब्यौरा तथा बुकिंग पाइपलाइन क्षमता के लिए ठेके की प्रतियों का निम्नलिखित प्रपत्र में उपलब्ध कराया जाए:

(एमएमएससीएमडी)

	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	———	वर्ष 25
निजी आवश्यकता						
अनुबंधित फर्म						
अतिरिक्त क्षमता (*)						
योग						

(*) सामान्य वाहन मुक्त पहुंच तथा गैर-विभेदक आधार पर उपलब्ध कराया जाए।

13 प्राकृतिक गैस मात्रा को उसके एमएमबीटीयू ऊर्जा समकक्ष में परिवर्तन के आधार को उपलब्ध कराया जाए।

14 पूंजी या प्रचालन लागत के अनुमान के संदर्भ में सभी अनुमान तथा अन्य कोई अनुमान, जिसका इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण पर सामग्री प्रभाव है, को उसके वित्तीय प्रभाग सहित अलग से दर्शाया जाना चाहिए।

अनुसूची क का संलग्नक 2

[अनुसूची का खण्ड 4*(3)(क)* देखें]

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के लिए नियोजित कुल पूंजी पर प्रतिफल के निर्धारण में स्थायी सम्पत्ति का विवेचन

नियोजित कुल पूंजी पर प्रतिफल का निर्धारण करने में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में स्थायी परिसम्पत्तियों पर विचार करने का आधार निम्नलिखित मानदण्डों के अनुसार होगा:-

(1) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में स्थायी परिसम्पत्ति ठोस परिसम्पत्ति होती है जिसकी एक वर्ष से अधिक की उपयोगी प्रचालन कालावधि होती है और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के जरिए राजस्व सृजन का अभिन्न अंग होती है। प्रतिभूतियों में निवेश, साख, मौजूदा परिसम्पत्तियां, बट्टे खाते न डाली गई संचित हानि, चल रहा कार्य, आदि स्थायी परिसम्पत्तियां नहीं होतीं।

IndiaCode

(2) हानियों के पुन: मूल्यांकन या पूंजीकरण के कारण स्थायी परिसम्पत्ति की ऐतिहासिक लागत में हुए किसी परिवर्तन पर ध्यान नहीं दिया जाएगा। तथापि, किसी स्थायी परिसम्पत्ति में सुधार, संशोधन, विस्तार या प्रतिस्थापन पर व्यय की गई लागत पर, भारतीय सनदी लेखाकार संस्थान के अनिवार्य लेखाकरण मानकों में निर्धारित विवेचन के अनुसार ध्यान नहीं दिया जाएगा।

(3) क्रय की गई भूमि की केवल लागत और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए अनिवार्य सुविधाएं स्थापित करने के लिए प्रयुक्त भूमि पर विचार नहीं किया जाएगा। भावी उपयोग (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में क्षमता का विस्तार करने) के लिए क्रय की गई भूमि पर तभी विचार किया जाएगा जब उसका उपयोग किया जाए।

(4) स्थायी परिसम्पत्ति के प्रारंभण पूर्व चरण के दौरान ऋण पर ब्याज (किसी विदेशी मुद्रा में लिए गए किसी ऋण के मामले में विदेशी मुद्रा मे अन्तर सहित) के पूंजीकरण के कारण स्थायी परिसम्पत्ति के मूल्य में हुए किसी परिवर्तन पर विचार किया जाएगा बशर्ते कि उस ऋण का उपयोग केवल उक्त स्थायी परिसम्पत्ति का सृजन करने के लिए किया गया हो।

(5) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परियोजना की मितव्ययी कालावधि की समाप्ति तक "रोलिंग आधार" पर नियोजित पूंजी पर प्रतिफल के लिए स्थायी परिसम्पत्ति पर विचार किया जाएगा बशर्ते कि प्रारम्भण बंद न कर दिया जाए। स्थायी परिसम्पत्ति का प्रारंभण बंद किए जाने पर इसकी बिक्री या स्क्रैपिंग से प्राप्त हुए मूल्य पर डीसीएफ गणनाओं में परियोजना अन्त: प्रवाह के रूप में विचार किया जाएगा। मितव्ययी कालावधि के अंतिम वर्ष में स्थायी परिसम्पत्ति का शेष मूल्य जो मूल लागत और संचित मूल्यह्रास की राशि के बीच का अन्तर होता है, को प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क की डीसीएफ गणनाओं में परियोजना अन्त: प्रवाह के रूप में माना जाएगा।

(6) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में लाइन-पैक मात्रा का विवेचन नीचे दी गई कार्यविधि के अनुसार किया जाएगा-

(क) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में लाइन पैक के रूप में अपेक्षित प्राकृतिक गैस की मात्रा का आकलन प्रारम्भन किए जाने पर सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों के लिए संबद्ध विनियमों में निर्दिष्ट किए गए के अनुसार होगी।

(ख) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्राकृतिक गैस के और यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क के निर्धारण के लिए नियोजित कुल पूंजी में शामिल लाइन-पैक मूल्य पर मूल्य ह्रास न होने वाली स्थायी परिसम्पत्ति के रूप में विचार किया जाएगा और यह मूल्य परियोजना की मितव्ययी कालावधि तक नियत रहेगा।

(ग) लाइन-पैक मात्रा या मूल्य प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रारम्भन के समय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में प्राकृतिक गैस छोड़ने के समय प्राकृतिक गैस की औसत लागत से लाइन-पैक की मात्रा को गुणा करके निकाली जाएगी।

IndiaCode

(घ) परियोजना की मितव्ययी कालावधि की समाप्ति पर लाइन-पैक मात्रा का निस्तारण मूल्य, उप-खण्ड (ख) के अन्तर्गत निर्दिष्ट किए गए के अनुसार इसके पूंजीकरण के समय आकलित मूल्य के बराबर होगा और इसे परियोजना अन्त: प्रवाह के रूप में माना जाएगा।

[फा. सं. एस-प्रशा./II/8/2008-खण्ड-1]

रतन पी. वातल, सचिव

IndiaCode

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 20th November, 2008

G.S.R. 807(E).—In exercise of the powers conferred by Section 61 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, namely :—

IndiaCode

1. **Short title and commencement.**

(1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008.

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

2. **Definitions.**

(1) In these regulations, unless the context otherwise requires,-

(a) "Act" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006;

(b) "appointed day" means the date of October 1, 2007;

(c) "Board" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board established under sub-section (1) of section 3 of the Act;

(d) "capacity of natural gas pipeline" means the capacity of natural gas pipeline as specified under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing

Entities for Laying, Building, Operating or Expanding Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008:

Provided that the capacity of natural gas pipeline in respect of entity authorized by the Central Government for laying, building, operating or expanding natural gas pipelines before the appointed day shall be as approved by the Board as per the basis specified in the relevant regulations for determining the capacity of natural gas pipeline;

(e) "initial unit natural gas pipeline tariff" means the unit natural gas pipeline tariff determined for a period commencing from-

(i) the date of commissioning of the natural gas pipeline in any financial year and ending on the last day of that financial year in case the natural gas pipeline is commissioned on or after the notification of these regulations; or

(ii) the date of coming of the natural gas pipeline within the purview of these regulations in any financial year and ending on the last day of that financial year in case the natural gas pipeline is commissioned before the notification of these regulations:

Provided that in case the period between the date of commissioning of the natural gas pipeline or the date of coming of the natural gas pipeline within the purview of these regulations in any financial year, as the case may be, and the last day of that financial year is less than one hundred and eighty three days, the initial unit natural gas pipeline tariff shall be for a period commencing from the date of commissioning of the natural gas pipeline or the date of coming of the natural gas pipeline within the purview of these regulations in the financial year and extend up to the last day of the immediately succeeding financial year:

Provided further that the initial unit natural gas pipeline tariff shall be fixed on a provisional basis first and then finalized as per the basis and in the time frame specified under clause 9 of Schedule A.

IndiaCode

(f) "natural gas pipeline" means any pipeline including spur lines for transport of natural gas and includes all connected equipments and facilities, such as, compressors, storage facilities, metering units but excludes-

(i) dedicated pipeline laid to transport natural gas to a specific customer to meet his requirement and not for resale;

(ii) pipelines in a city or local natural gas distribution network which are regulated by the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008;

(g) "natural gas pipeline tariff" means the unit rate of tariff for a natural gas pipeline (excluding statutory taxes and levies) in rupees per million British Thermal Units (Rs./ MMBTU) for transport of natural gas;

(h) "tariff review" means the review of the unit natural gas pipeline tariff after every five consecutive years by the Board with the first tariff review to be done after the end of five consecutive years after the end of the initial unit natural gas pipeline tariff period as specified under sub-regulation *(e)*:

Provided that the unit natural gas pipeline tariff so determined at the time of any tariff review shall apply for the period up to the next tariff review;

(i) "tariff zone" means the zone-

(i) of a length of three hundred kilometers each along the route of the natural gas pipeline from the point of origin till the end point:

Provided that the last zone of the natural gas pipeline may be of a length of three hundred kilometers or less;

IndiaCode

Provided further that any natural gas pipeline of a length less than three hundred kilometers shall be counted as a zone; and

(ii) a corridor along the natural gas pipeline with a width of up to ten percent of the total length of the natural gas pipeline without including the length of the spur lines or fifty kilometers measured from the nearest point on the surface of the natural gas pipeline on both sides, and including the point of origin and the end point of the natural gas pipeline, whichever is less, and-

(a) the first tariff zone shall be counted with reference to any zone in which the point of injection of natural gas into the natural gas pipeline falls; and

(b) the subsequent tariff zone or tariff zones, as the case may be, shall be counted separately on either side along the contractual path for delivery of natural gas in the natural gas pipeline:

IndiaCode

Provided that the natural gas pipeline tariff for transport of natural gas from the same source shall be uniform for all the customers located within the zone:

Provided further that the entity shall supply natural gas to any customer located in the zone subject to the techno-commercial feasibility of laying, building, operating or expanding a new spur line from the natural gas pipeline.

Explanation.-

For the purposes of this clause, the point of origin and the end point in the natural gas pipeline as also the sequential numbering of the tariff zone or tariff zones, as the case may be, shall be as indicated in the letter of authorization or fixation of the natural gas pipeline tariff by the Board.

(2) Words and expressions used and not defined in these regulations, but defined in the Act or in the rules or regulations made thereunder, shall have the meanings

respectively assigned to them in the Act or in the rules or regulations, as the case may be.

3. **Application.**

These regulations shall apply to an entity-

(1) authorized by the Central Government under regulation 17 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 for laying, building, operating or expanding a natural gas pipeline before the appointed day;

(2) laying, building, operating or expanding a natural gas pipeline before the appointed day and authorized by the Board for such activities under regulation 18 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008; and

(3) laying, building, operating or expanding a dedicated pipeline which is converted into a natural gas pipeline under the provisions of sub-regulation *(1)* or *(2)* of regulation 19 of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008.

4. **Determination of natural gas pipeline tariff.**

The natural gas pipeline tariff in respect of an entity covered under clause *(1)*, clause *(2)* or clause *(3)* of regulation 3 shall be determined as per the procedure at Schedule A.

5. **Form for data submission by entity for determination of natural gas pipeline tariff.**

Every entity shall submit to the Board the financial costs and other data in the form at Attachment 1 of Schedule A, if, as on the day of the notification of these regulations, the natural gas pipeline-

(1) is not in operation, then at least six months before the likely date of commissioning of the natural gas pipeline, or within ninety days of the date of notification of these regulations, whichever is later; or

(2) is already in operation, then, in relation to an entity referred to in-

(a) clause *(1)* of regulation 3, within ninety days of the notification of these regulations;

(b) clause *(2)* of regulation 3, within ninety days of the grant of authorization by the Board; or

(c) clause *(3)* of regulation 3, within ninety days of the date of authorization by the Board:

Provided that the entity shall charge initial unit natural gas pipeline tariff "on account basis" based on these regulations from the date of commissioning of natural gas pipeline referred to in clause *(1)* of regulation 3 or the date of authorization by the Board of natural gas pipeline referred to in clause *(2)* or clause *(3)* of regulation 3, as the case may be, till the date the Board provisionally fixes the initial unit natural gas pipeline tariff:

Provided further that the entity shall carry out adjustments, with a retrospective effect with the customers for the difference between the initial unit natural gas pipeline tariff that the entity had so charged and that provisionally fixed by the Board.

6. **Miscellaneous.**

If any dispute arises with regards to the interpretation of any of the provisions of these regulations, the decision of the Board shall be final.

IndiaCode

Schedule A

[see regulations 4 and 5]

Procedure for determination of natural gas pipeline tariff.

The natural gas pipeline tariff shall be determined by considering a reasonable rate of return on normative level of capital employed plus a normative level of operating expenses in the natural gas pipeline.

Explanation.-

The expression "normative level" shall be with reference to a level, which is both reasonable and justifiable in terms of incurrence of capital and operating expenditure required for laying, building, operating or expanding an efficient natural gas pipeline over its economic life.

1. **Financial feasibility.**

The entity to which these regulations apply shall submit all technical, operating, financial and cost data of the natural gas pipeline project that may be required by the Board in determination of the natural gas pipeline tariff.

2. **Methodology for determination of natural gas pipeline tariff.**

The unit rate of natural gas pipeline tariff to be charged for a period shall be the calculated based on the "Discounted Cash Flow" (DCF) methodology [1] considering the reasonable rate of return as specified in clause 3 to be the project's internal rate of return. The parameters relevant to the applicability of the DCF methodology have been described in detail in clauses 4 to 6 below.

---

[1] Discounted Cash Flow methodology refers to equating the inflows from the projected revenue earnings out of natural gas pipeline tariff with the outflows of capital and operating expenditures over the economic life of the project by discounting these flows at the project's reasonable rate of return. The volumes and outflows are estimated over the economic life which results in the determination of the natural gas pipeline tariff required to be earned by the project to achieve the internal rate of return.

3. **Reasonable rate of return.**

The rate of return on capital employed shall be the rate of return on capital employed equal to twelve percent post-tax. The rate of return on capital employed once applied to a natural gas pipeline project shall remain fixed for the entire economic life of the project.

Note:

The pre-tax rate of return on capital employed shall be computed by grossing-up twelve percent by the nominal rate of income tax applicable for corporate assesses as per the provisions of the Income Tax Act, 1961, as amended from time to time.

4. **Return on total capital employed.**

(1) The reasonable rate of return shall be applied on the total capital employed to determine the return on capital employed in the project over its economic life and the authorized entity is free to leverage the financing of the project in any suitable manner.

(2) The total capital employed shall be equal to the gross fixed assets in the project less accumulated depreciation[2] plus normative working capital (equal to thirty days of operating costs excluding depreciation and eighteen days natural gas pipeline tariff receivables).

(3) The gross fixed assets shall be equal to their actual historical cost of acquisition (including the cost of any subsequent replacement or improvement or modification) or that normatively assessed by the Board, whichever is lesser and required in the natural gas pipeline project over its economic life based on the principles[3] to create and sustain an efficient infrastructure, namely:-

---

[2] Depreciation shall be calculated by applying the rates of depreciation as specified in Schedule VI to the Companies Act, 1956 on the value of gross fixed assets on a straight line basis.

[3] The basis and parameters identified here are not exhaustive and may vary depending upon the specific natural gas pipeline project under consideration which the Board may apply in a transparent manner.

(a) treatment of an investment in the fixed asset in determination of total capital employed shall be as per the basis indicated in Attachment 2;

(b) capital costs in similar projects, if any, elsewhere in India benchmarked on a *"like-to-like"* basis;

(c) appropriateness of the pipeline design and the operating philosophy with regards to maximum allowable operating pressure;

(d) optimization of the equipments and facilities such as, compressors, metering systems, SCADA, fire fighting required, based on an assessment of the appropriate available technology;

(e) spur lines;

(f) design parameters for compressors; and

(g) assessment of the costs of major equipments and facilities in the natural gas pipeline, laying or building costs, project management consultancy and pre-operative expenditure.

5. **Operating costs.**

Operating costs [4] required in the operation and maintenance of the natural gas pipeline over its economic life shall be computed, on an actual basis or based on a normative assessment by the Board, whichever is lower, over the following functional cost heads, namely:-

(1) consumables;

[4] Operating costs are those which are necessary for a proper upkeep and maintenance of a tangible asset created for operation of the natural gas pipeline and does not include any financial cost, like, interest on loans, bad-debts, sales promotion, advertisement expenses (except for tenders), expenditure incurred in raising or servicing of capital or debenture or bond or any debt, exchange variation on revenue account, but includes normal bank charges, bank guarantee charges, LC charges and bank charges for bid and performance bonds required as per the terms of authorization.

(2) utilities-

(a) power;

(b) fuel (including the cost of natural gas and the natural gas pipeline tariff not recovered on the volume of system-use natural gas consumed in the natural gas pipeline);

(c) water;

(3) salaries and wages;

(4) repairs and maintenance;

(5) insurance premia on assets (excluding the value of loss of profit) and on line-pack volumes;

(6) administrative overheads [to the extent not classifiable under sub-clause (1) to sub-clause (5)], related and also commensurate to the level of operations in the natural gas pipeline;

(7) depreciation on fixed assets on straight line basis based on rates as per Schedule VI to the Companies Act, 1956); and

(8) miscellaneous income realizable from a fixed asset included in the return on total capital employed or out of an expense considered as an operating cost, but does not include interest income, profit or loss on sale or transfer of any fixed or other asset, if any, shall be netted from the operating cost.

6. **Volumes to be considered in determination of the unit natural gas pipeline tariff.**

(1) The volumes of natural gas to be considered as divisor in the determination of the unit natural gas pipeline tariff over the economic life of the project shall be computed on a normative basis as indicated below:-

(a) the divisor for each of the first five years of operations of the natural gas pipeline shall be arrived by multiplying the applicable percentage utilization for the year, as per the basis indicated below, with the sum of the capacity requirement of the entity and the firmed-up contracted capacity with other entities as specified under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008:-

Year of natural gas pipeline operations	Percentage utilization
First	60%
Second	70%
Third	80%
Fourth	90%
Fifth	100%

(b) the divisor for the sixth and the subsequent years of operation of the natural gas pipeline shall be equal to:

(i) one hundred percent of the sum of the capacity requirements of the entity and the firmed-up contracted capacity with other entities as specified under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008; and

(ii) the actual volume of natural gas transported on common carrier basis against the extra capacity as specified under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 during the immediately preceding year of operation of the natural gas pipeline.

Explanation.-

The adjustment for the difference between the actual volume transported on common carrier basis in any year and that included in the divisor under sub-item *(ii)* to item *(b)* of sub-clause *(1)* shall be carried out on a prospective basis in the DCF calculations for unit natural gas pipeline tariff.

(2) The volume of natural gas determined under sub-clause (1) shall be converted into its energy equivalence in MMBTU terms for the purpose of-

(a) determination of the provisional unit natural gas pipeline tariff by considering the weighted average of heat value of different natural gases which are likely to be transported by the entity during this period;

(b) determination of the final initial unit natural gas pipeline tariff by considering the weighted average heat value of the natural gas delivered to customers during the initial unit natural gas pipeline tariff period;

(c) first tariff review by considering the weighted average heat value of natural gas delivered to the customers between the period from the end of the initial unit natural gas pipeline tariff period and the due date of the first tariff review;

(d) any subsequent tariff review by considering the weighted average heat value of the natural gas delivered to the customers during the period between that tariff review and the immediate previous tariff review.

7. **Economic life.**

The economic life of the natural gas pipeline shall be as specified in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipeline) Regulations, 2008.

8. **Procedure for apportioning of unit natural gas pipeline tariff over the tariff zones.**

(1) The entity shall submit for the Board's approval, the calculations in respect of apportioning of the unit natural gas pipeline tariff over all the tariff zones during the economic life of the project in the form specified under regulation 5, by following the methodology as specified under sub-regulations (a), (b) and (c) of regulation 7 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities for Laying,

Building, Operating or Expanding Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 except that-

(a) there shall be no requirement of bidding while following such methodology;

(b) no weightage shall apply to such apportionment of the unit natural gas pipeline tariff over different tariff zones; and

(c) the entity shall use its own numbers in determining such apportionment.

(2) No adjustment shall be made by the entity with the customers for any over-achievement or under-achievement in the recovery of the natural gas pipeline tariff by the entity due to the volumes actually transported in different tariff zones being different than the volumes considered by the entity for apportioning the unit natural gas pipeline tariff for each of the tariff zones during-

(a) the period of initial unit natural gas pipeline tariff;

(b) the first five and consecutive years after the end of the initial unit natural gas pipeline tariff; and

(c) the period between any two consecutive tariff reviews.

9. **Determination of initial unit natural gas pipeline tariff and review of unit natural gas pipeline tariff.**

(1) The unit natural gas pipeline tariff shall be determined for the natural gas pipeline over its economic life and levelized during-

(a) the period applicable for the initial unit natural gas pipeline tariff;

(b) the period of five consecutive years after the end of the initial unit natural gas pipeline tariff; and

(c) the period between any two consecutive tariff reviews.

(2) The initial unit natural gas pipeline tariff including its apportioning over all tariff zones shall be determined based on provisional computations.

(3) The final computations in respect of the initial unit natural gas pipeline tariff shall be made considering the adjustments required for-

(a) the actual capital and operating costs or that normatively assessed by the Board, whichever is lower as specified under clause 4 and clause 5;

(b) volume consideration as per item *(a)* of sub-clause *(1)* of clause 6; and

(c) volume conversion into its energy equivalence as per item *(b)* of sub-clause *(2)* of clause 6.

(4) The entity shall adjust with the customers, the difference between the natural gas pipeline tariff recovered based on the provisional computation under sub-clause *(2)* and that recoverable as per the final computation under sub-clause *(3)*;

(5) The final unit natural gas pipeline tariff as specified under sub-clause *(3)* shall apply for the period upto the first tariff review until the time the same is revised by the Board;

(6) The entity shall submit for Board's approval the data for determination of the unit natural gas pipeline tariff after the notification of these regulations in the form and time frame specified under regulation 5 alongwith the provisional computations of the initial unit natural gas pipeline tariff including the apportioning of the same over all tariff zones;

Provided that the final computations of the initial unit natural gas pipeline tariff including apportioning of the same over all tariff zones shall be submitted three months before the last date of the period applicable for the initial unit natural gas pipeline tariff.

(7) The entity shall submit computation of the unit natural gas pipeline tariff including apportioning of the same over all tariff zones in the form specified under regulation 5 at the time of each tariff review within three months of the-

(a) end of the last year of the five consecutive years after the initial unit natural gas pipeline tariff; or

(b) end of the preceding tariff review period:

Provided that the computation shall consider the actual cost, financial and operational data or that normatively assessed by the Board, whichever is lesser as per clauses 4 and 5 in respect of the period specified under sub-clause *(a)* or *(b)*, as the case may be.

(8) Adjustments on account of the following variations during the five consecutive years after the initial unit natural gas pipeline tariff or any tariff review shall be made in the DCF calculations on a prospective basis by considering the remaining period of the economic life of the project, namely:-

(a) the variations on account of the actual performance with respect to the capital and operating costs which when compared with the normative parameters identified under clauses 4 and 5;

(b) the variations in respect of the volumes under Explanation to sub-item *(ii)* of sub-clause *(1)* of clause 6; and

(c) the variations in the energy equivalence under sub-clause *(2)* to clause 6.

(9) The Board may, either on its own or on the entity's request, carry out a review of the unit natural gas pipeline tariff any time between two tariff reviews, as the case may be, considering-

(i) applicable nominal rate of income tax used for grossing-up the rate of return on capital employed;

(ii) sudden change in any parameter used in the determination of the unit natural gas pipeline tariff.

(10) The provisional and final initial unit natural gas pipeline tariff, unit natural gas pipeline tariff for the period of five consecutive financial years after the initial unit natural gas pipeline tariff and the unit natural gas pipeline tariff fixed after any tariff review thereafter shall continue to apply till the time the same is revised by the Board.

IndiaCode

Attachment 1

[see regulation 5]

Project capital cost summary (Capex outflows).

Sr. No.	Description	INR Indian rupees	FE Foreign exchange	Total (*)
A	**Plant and machinery**			
1	Receiving terminal [see attachment 1 (a)]			
2	Compressor station [see attachment 1 (b)]			
3	Intermediate terminal [see attachment 1 (c)]			
4	Delivery terminal [see attchment 1 (d)]			
5	Pipeline [see attchment 1 (e)]			
	Subtotal (A)			
B	**Engineering costs**			
1	Detailed engineering, procurement, construction, supervision and project management			
2	Service Tax on above			
	Subtotal (B)			
C	**Site related costs**			
1	Land			
2	Any other (details to be given)			
	Subtotal (C)			
D	**Owner's cost, start-up expenses**			
1	Start-up and commissioning expenses			
2	Owner's management expenses			
	Subtotal (D)			
E	**Other Costs**			
1	Contingencies and escalation			
2	Preliminary and pre-operative expenses			
3	Interest during construction period and financing charges			
4	Margin money for working capital			
	Subtotal (E)			
	Total (A+B+C+D+E)			

(*) INR + FE converted to INR.

Note : Detailed assumption / calculations to be given for Item E.

IndiaCode

Attachment 1 *(a)*
[see regulation 5]

Capital cost of receiving terminal.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
		Indian rupees	Foreign exchange		
A	**Major Items**				
1	Scrapper traps and pig signaller				Rated capacity as per supplier
2	Metering system				
3	Cartridge filters				
4	Fire protection system				
5	Power supply arrangement				
6	Compressors				Rated capacity as per supplier
7	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	**Bulk Materials**				
1	Piping				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
C	Spares (details to be given)				
	Subtotal				
D	**Erection**				
1	Mechanical				
2	Electricals				
3	Instrumentation				
4	Civil works				
5	Land				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
E	**Taxes and duties**				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other applicable tax and duty (give details)				
	Subtotal				
	Total (A to E)				

(*) INR + FE converted to INR.

IndiaCode

Attachment 1 *(b)*

[see regulation 5]

Capital cost of compressors.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
		Indian rupees	Foreign exchange		
A	**Major items**				
1	Compressors				Rated Capacity as per Supplier
2	Scrapper traps and pig signalier				
3	Metering system				
4	Cartridge filters				
5	Fire protection system				
6	Power supply arrangement				
7	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	**Bulk materials**				
1	Piping				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
C	**Spares** (details to be given)				
	Subtotal				
D	**Erection**				
1	Mechanical				
2	Electricals				
3	Instrumentation				
4	Civil Works				
5	Land				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
E	**Taxes and duties**				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other applicable tax and duty (give details)				
	Subtotal				
	Total (A to E)				

(*) INR + FE converted to INR.

IndiaCode

Attachment 1 *(c)*

[see regulation 5]

Capital cost of intermediate terminal.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
		Indian rupees	Foreign exchange		
A	**Major items**				
1	Scrapper traps and pig signaller				Rated Capacity as per supplier
2	Metering system				
3	Cartridge filters				
4	Fire protection system				
5	Power supply arrangement				
7	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	**Bulk materials**				
1	Piping				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
C	**Spares** (details to be given)				
	Subtotal				
D	**Erection**				
1	Mechanical				
2	Electricals				
3	Instrumentation				
4	Civil Works				
5	Land				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
E	**Taxes and duties**				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other applicable tax and duty (give details)				
	Subtotal				
	Total (A to E)				

(*) INR + FE converted to INR.

IndiaCode

Attachment 1 *(d)*

[see regulation 5]

Capital cost of delivery terminal.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
		Indian rupees	Foreign exchange		
A	**Major items**				
1	Scrapper traps and pig signaller				Rated Capacity as per supplier
2	Metering system				
3	Cartridge filters				
4	Fire protection system				
5	Power supply arrangement				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	**Bulk materials**				
1	Piping				
2	Electrical				
3	Instrumentation				
4	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
C	**Spares** (details to be given)				
	Subtotal				
D	**Erection**				
1	Mechanical				
2	Electricals				
3	Instrumentation				
4	Civil Works				
5	Land				
6	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
E	**Taxes and duties**				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other applicable tax and duty (give details)				
	Subtotal				
	Total (A to.E)				

(*) INR + FE converted to INR.

IndiaCode

Attachment 1 *(e)*

[see regulation 5]

Capital cost of pipelines.

Sr. No.	Description	INR	FE	Total (*)	Technical specifications
A	**Major items**				
1	Survey and soil investigation				
2	Land, ROU and crop compensation				
3	Line pipes				Outer diameter and wall thickness
4	Line materials				
5	Coating and pipe transportation				
6	Pipeline laying				
7	Cathodic protection				
8	OFC, telecom and telesupervisory system				
9	SCADA & APPS system				
11	Power source				
12	Any other item (details to be given)				
	Subtotal				
B	**Minor items**				
1	Ocean freight				
2	Customs duty				
3	Port handling				
4	Inland freight				
5	Excise & CST				
6	Works contract tax				
7	Insurance				
8	Any other cost (details to be given)				
	Subtotal				
	Total (A+B)				

(*) INR + FE converted to INR.

IndiaCode

Attachment 1 *(f)*

[see regulation 5]

Profit and Loss Account ($)

Rs.

Sr. No.	Description	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	----------	Year 25
1	**Total inflows**						
a	-Revenue from natural gas pipeline tariff						
2	**Total operating cost outflows**						
a	Consumables and chemicals						
b	Utilities- (Power, fuel and water)						
c	Salaries						
d	Repair and maintenance						
e	Gen administrative expenses (including bank charges on bid bond and performance bond as per grant of authorization)						
f	Any other expenses (to be detailed)						
g	Insurance (including on line-pack volumes)						
3	**Profit before depreciation interest and tax (PBDIT) (1 - 2)**						
4	Interest on working capital borrowings to the extent utilised in working capital requirement for above expenses (with rates)						
5	Interest on term loans (with rates)						
6	**Profit before depreciation and tax (PBDT) (3 - 4 - 5)**						
7	Depreciation on SLM basis and miscellaneous expenses written off (give details of each)						
8	**Profit before tax (PBT) (6- 7)**						
9	Tax provision (provide as per Income tax rules in force)						
10	**Profit after tax (PAT) (8 - 9)**						
	Cash from operation (CFO) (10+7) -To be transferred to cash flow sheet						

IndiaCode

($) Actuals or estimates, wherever applicable.

(*) Excluding all direct, indirect and allocated common cost beyond transportation of natural gas in natural gas pipeline. Financial costs and selling expenses to be excluded.

Note

1. The natural gas pipeline tariff shall be based on the actual volumes of natural gas transported in natural gas pipeline as determined by DCF methodology adopted by considering a PIRR, at which level the net inflows equal the net outflows over the economic life of the project.
2. For expansion or extension of natural gas pipeline - data in the above format as applicable for project post expansion or extenstion.
3. Non-operating income (such as, Interest on interest-free refundable security deposit from PNG domestic cusomers) not to be considered as project inflows.
4. Modvat benefit, if available, is to be reflected separately alongwith the calculations.
5. Copy of Audited Profit and Loss Account to be attached, wherever applicable.

4611 GI/08—7

Attachment 1 *(g)*

[see regulation 5]

Cash flow statement.

Rs.

Sr. No.	Year	Construction period			Economic Life					
		Year -3	Year -2	Year -1	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	----------	Year 25
1	**Sources of funds**									
a	Equity or Preference Equity (*)									
b	Term Loans and short term loans									
c	Cash from operations									
d	Bank borrowings for working capital									
e	Others (please specify)									
2	**Uses of funds**									
a	Capital expenditure									
b	Normal/ additional capital expenditure									
c	Increase or (decrease) in net working capital									
d	Repayment of loans									
e	Dividends to equityholders									
f	Tax on distributable profits									
g	Others (please specify)									
3	**Cash surplus or (deficit)**									
a	Opening cash balance									
b	Closing cash balance									

(*) Redemption details to be given.

IndiaCode

Attachment 1 *(h)*

[see regulation 5]

Balance Sheet ($)

Rs.

	Construction period			Economic Life					
Year	Year -3	Year -2	Year -1	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	----------	Year 25
Assets									
Gross fixed assets									
Less : Accumulated depreciation (*)									
Net fixed assets									
Net current assets									
Cash and bank balance									
Investments									
Miscellaneous fixed assets									
Deferred revevue expenditure									
Others (please specify)									
Liabilities									
Net worth									
Equity capital									
Preference share capital (**)									
Reserves									
Debt									
Rupee term loans									
FC term loans									
Bank borrowings for working capital									
Others (please specify)									

($) Actuals or estimates, wherever applicable.

(*) Asset head-wise depreciation calculations to be provided.

(**) To the extent non-redeemable. redeemable preference capital to be shown under debt.

Note

a) Copy of audited Balance Sheet to be attached, wherever applicable.

IndiaCode

Attachment 1 *(i)*

[see regulation 5 and clause 8 and clause 9 of Schedule A]

Part I: Computations for natural gas pipeline tariff based on project IRR.

	Construction period			Economic Life											
Year	Year (-) 3	Year (-) 2	Year (-) 1	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	...	Year 25
a) Capital and operating cost outflows (including margin money)															
b) Inflows (Profit before depreciation, interest and income tax as per item 3 of estimated profit and loss account in Attachment 1 *(f)*															
Net inflows/ (outflows)															
Cumulative inflows/ (outflows)															

Levelized unit natural gas pipeline tariff calculated based on the reasonable rate of return as specified in clauses 2 and 3 of Schedule A for:				
a) the period of initial unit natural gas pipeline tariff (T1)	T1: For Year 1			
b) the period of five consecutive years after the initial unit natural gas pipeline tariff (T2)		T2 for year 2 to year 6		
c) the period of each of the tariff review period (T3 and onwards) calculated based on reasonable rate of return as project's internal rate of return as specified in clause 2 of Schedule A.			T3 for year 7 to year 11	...And so on...

Notes:

1. The calculations for natural gas pipeline tariff alongwith the data are required to be submitted by the entity to the Board each time the same is due for fixation or review.
2. The adjustments required in the DCF calculations for the variations in capital cost, operating cost and volumes as per the basis specified under 9 of Schedule A shall be clearly specified at the time of submission of such computations to the Board.
3. Capital outflows includes outflows on account of capital work-in-progress.

IndiaCode

Attachment 1 *(i)* (Contd..)

Part II: Apportionment of unit natural gas pipeline tariff over natural gas pipeline tariff zones.

[see regulation 5 and clause 8 and clause 9 of Schedule A]

(in Rs./ MMBTU)

	Period applicable for initial unit natural gas pipeline tariff / Review period	Unit natural gas pipeline tariff	Tariff zone 1	Tariff zone 2	Tariff zone 3	Tariff zone 4	Tariff zone 5	... till last tariff zone...
				X% = [indicate one number towards %age increase over Tariff Zone 1]	Y% = [indicate %age increase (lower than 100%) over preceding tariff zone]			
			TZ1 = [one number to be indicated for the period applicable to initial unit natural gas pipeline tariff]	Incremental increase over TZ1 = [TZ1 X X% / 100]	Incremental increase over TZ1 = Y% X X% X TZ1	Incremental increase over TZ1 = Y% X Y% X X% X TZ1	Incremental increase over T1 = Y% X Y% X Y% X X% X TZ1	...and so on...
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	For the period applicable to initial unit natural gas pipeline tariff			TZ2 = TZ1 + Above Incremental Increase over TZ1	TZ3 = TZ2 + Above Incremental Increase over TZ1	TZ4 = TZ3 + Above Incremental Increase over TZ1	TZ5 = TZ4 + Above Incremental increase over TZ1	...and so on...
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	Second (*)							
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	Third (*)							
	:							
	:							
Unit natural gas pipeline tariff as per Part I	Last (*)							

(*) The process shall be followed on the same basis as described for the period applicable for initial natural gas pipeline tariff period.

(in MMBTU)

	Period	Tariff zone 1	Tariff zone 2	Tariff zone 3	Tariff zone 3	Tariff zone 4	last tariff zone	Total
Volumes considered in each tariff zone	Initial period							
Volumes considered in each tariff zone	First Review Period							
Volumes considered in each tariff zone	Second Review Period							
	:							
	:							
Volumes considered in each tariff zone	Last Review Period							

Note:

1. The calculations for apportionment of natural gas pipeline tariff over natural gas pipeline tariff zones are required to be submitted for every tariff review period.
2. The basis followed in bifurcating the unit natural gas pipeline tariff over each of the natural gas pipeline tariff zone to be specified.
3. The basis for considering the volumes in each natural gas pipeline tariff zone to be provided (including copies of contracts to be enclosed).
4. Volumes in MMSCM to be provided in respect of above and the basis for conversion of volume of natural gas into its energy equivalence in MMBTU to be indicated.

India Code

Attachment 1 *(j)*

[see regulation 5]

Assumptions.

1. Exchange rate used for determining the capital costs in indian currency to be indicated.

2. Format for providing annual operating cost by the entity:

	Description of cost elements		Rs.
A.	**Variable cost**		
1	Consumables		
	Fuel (quantity and rates)		
2	Utilities (quantity and rates)		
a)	Power	(*)	
b)	Water		
c)	Any other expenses (to be specified)		
		Sub Total	
B	**Fixed and semi variable cost**		
1	Salary and wages		
2	General adminstration		
3	Repairs and maintenance		
4	Any other expenses (to be specified)	(£)	
		Sub Total	
C	**Insurance**	(%)	
		Total (A+B+C)	

(*) Break-up of purchased power (over fixed charge & variable charge) & own generation to be provided.
($) Break-up over routine & turnaround as well as function-wise over electrical, civil, mechanical, etc. to be provided.
(£) Basis of direct & indirect administrative expenses (alongwith basis of allocation to be provided).
(%) Break-up of premium on loss of profit policy, facilities & line-fill quantity to be provided.

Note
a. For each items of operating cost, detailed assumptions and workings to be attached.
b. For common overheads, complete basis of apportionment and allocation of costs to be provided.

3 Project implementation schedule to be given along with break up of expenditure for each year.

4 Loan schedule to be provided for each type of loan, interest rates, repayments etc.

5 Depreciation schedule as per the Companies Act and Income Tax Act should be provided.

6 Section-wise capacity of the natural gas pipeline alongwith length of each section.

7 Pipeline design capacity and rated capacity of compressors to be provided.

8 Capacity utilisation proposed and the basis to be provided.

9 Implementation period of project in phases to be provided.

10 Economic life of the project.

11 Applicable income tax rates and the exemption, if any available under the Income Tax Act, 1961 to be provided.

12 Details of volumes of natural gas estimated to be transported in the natural gas pipeline over the economic life alongwith copies of the contracts for booking pipeline capacity to be provided in following format:

(MMSCMD)

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	----------	Year 25
Own Requirement						
Firm Contracted						
Extra capacity (*)						
Total						

(*) to be made available on common carrier open access and non-discriminatory basis

13 Basis for conversion of natural gas volumes into its energy equivalence in MMBTU to be provided.

14 All assumptions with reference to the estimates of capital or operating costs and any other assumption which has a material impact on the determination of the unit natural gas pipeline tariff are to be separately indicated along with the financial impact of the same.

Attachment 2 to Schedule A
[see clause 4 *(3) (a)* of the Schedule]

Treatment of a fixed asset in the determination of return on total capital employed for natural gas pipeline tariff.

The basis of considering fixed assets in a natural gas pipeline in the determination of the return on total capital employed shall be as per the following norms:-

(1) A fixed asset in a natural gas pipeline is a tangible asset having a useful operating life of more than one year and is integral to the generation of revenues through natural gas pipeline tariff. Investment in securities, goodwill, current assets, accumulated loss not written-off, work-in-progress, etc. are not fixed assets.

(2) Any change in the historical cost of the fixed asset due to revaluation or capitalization of losses shall not be considered. However, cost incurred in improvements, modification, expansion or replacement of any fixed asset shall be considered in line with the treatment prescribed in the mandatory accounting standards of The Institute of Chartered Accountants of India.

(3) Only the cost of land purchased and used for putting the facilities essential to the natural gas pipeline shall be considered. Land purchased for any future use (such as for putting-up facilities required for expansion of capacity in natural gas pipeline or its extension) shall be considered only when used.

(4) Any change in the value of the fixed asset due to capitalization of interest on loan (including foreign exchange variation in case of any loan in any foreign currency) during the pre-commissioning phase of the fixed asset shall be considered provided such loan was utilized for creation of the said fixed asset only.

(5) A fixed asset shall be considered for return on capital employed on a "rolling basis" till the end of the economic life of the natural gas pipeline project, provided it is not de-commissioned. On de-commissioning of the fixed asset, the value realized on its sale

IndiaCode

or scrapping shall be considered as a project inflow in the DCF calculations. In the terminal year of the economic life, the residual value of the fixed asset, which is the difference between the original cost less the amount of accumulated depreciation shall be treated as a project inflow in the DCF calculations for natural gas pipeline tariff.

(6) Treatment of line-pack volume in natural gas pipeline shall be as per the procedure indicated below:-

(a) Assessment of the volume of natural gas required as line pack in the natural gas pipeline as and when commissioned shall be as specified in the relevant regulations for technical standards and specifications, including safety standards.

(b) The line-pack value of natural gas in natural gas pipeline and included in the total capital employed for determination of the unit natural gas pipeline tariff shall be considered as a non-depreciating fixed asset and the value to remain fixed over the economic life of the project.

(c) The value of the line-pack volume shall be derived by multiplying the volume of line-pack by the average cost of natural gas at the point of injection of natural gas into the natural gas pipeline at the time of commissioning of the natural gas pipeline.

(d) The salvage value of the line-pack volume at the end of the economic life of the project shall be equal to its value assessed at the time of its capitalization specified under sub-clause *(b)* and shall be considered as a project inflow.

[F. No. S-Admn/II/8/2008-Vol.-1]

RATAN P. WATAL, Secy.

Printed by the Manager, Govt. of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.