

“विजनेस पोस्ट के अन्तर्गत डॉक शुल्क के नगद भुगतान (विना डाक टिकट) के प्रेषण हेतु अनुमति क्रमांक जी. 2-22-छत्तीसगढ़ गजट/38 सि. से. भिलाई, दिनांक 30-5-2001.”



पंजीयन क्रमांक “छत्तीसगढ़/दुर्ग/
तक. 114-009/2003/20-1-03.”

छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण) प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 135-अ]

रायपुर, गुरुवार, दिनांक 22 मई, 2008 – ज्येष्ठ 1, शक 1930

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग जी.ई. रोड, सिविल लाईन्स, रायपुर 492001

ध्येय एवं कारण

विद्युत उत्पादन के नवीकरणीय स्त्रोतों के संवर्धन को दृष्टिगत रखते हुए, विद्युत अधिनियम, 2003 द्वारा, अन्य कृत्यों के साथ, राज्य विद्युत नियामक आयोग को यह कृत्य भी सौंपा गया है कि वह (आयोग) ऐसे स्त्रोतों से वितरण अनुज्ञाप्तिधारी द्वारा उनके क्षेत्र में विद्युत क्रय करने हेतु, एक निश्चित प्रतिशतांश विनिर्दिष्ट करेगा। भारत शासन द्वारा दिनांक 06.01.2006 को अधिसूचित टैरिफ नीति यह व्यक्त करती है कि अपारंपरिक स्त्रोतों द्वारा उत्पादित विद्युत का क्रय, वितरण अनुज्ञाप्तिधारी, राज्य आयोग द्वारा अवधारित, अधिमान (प्रिफरेंशियल) टैरिफ पर करें, चूंकि अपारंपरिक प्रौद्योगिकी (टेक्नॉलाजी) को उत्पादन की लागत के दृष्टिकोण से पारंपरिक स्त्रोतों से प्रतिस्पर्धा करने योग्य बनने में कुछ समय लग सकता है। राष्ट्रीय विद्युत नीति एवं टैरिफ नीति में अपारंपरिक स्त्रोतों से विद्युत उत्पादन के संवर्धन के विषय में दिये गए प्रावधानों को दृष्टिगत रखते हुए, इस महत्वपूर्ण उद्देश्य की प्राप्ति के लिए राज्य आयोग द्वारा विनियमों की रचना करने की आवश्यकता है। इन विनियमों की रचना ऐसे दो अपारंपरिक विद्युत स्त्रोतों, नामतः जैव-अवशिष्ट (बायोमास) तथा लघु जल-विद्युत परियोजनाओं, जिनके द्वारा विद्युत का उत्पादन कर वितरण अनुज्ञाप्तिधारियों को विद्युत प्रदाय करने योग्य परिस्थितियां छत्तीसगढ़ प्रान्त में विद्यमान हैं; द्वारा उत्पादित विद्युत हेतु टैरिफ की अवधारणा के उद्देश्य से की जा रही है। पवन एवं सौर-उर्जा को इन विनियमों में सम्मिलित नहीं किया गया है। चूंकि इन स्त्रोतों से प्रान्त में ऊर्जा प्राप्ति की गुंजाइश अभी पता नहीं है तथा इन स्त्रोतों से उत्पादित विद्युत के टैरिफ की अवधारणा के निबंधन एवं शर्तें, बायोमास/लघु जल-विद्युत संयंत्रों पर लागू निबंधन एवं शर्तों से भिन्न होंगी। जब पवन-ऊर्जा और सौर-ऊर्जा प्राप्ति के गुंजाईश पता चल जाएगी तब उन्हें इस विनियमों में जोड़ दिया जायेगा। यद्यपि आयोग द्वारा बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्रों तथा लघु जल-विद्युत परियोजनाओं के संवर्धन हेतु पृथक सुविस्तृत आदेश पारित किया जा चुका है तथापि ये विनियम, माननीय विद्युत अपीलीय न्यायाधिकरण द्वारा, अभ्यावेदन (अपील) क्रमांक 20 (वर्ष 2006 की) पर, पारित आदेश दिनांक 07.09.2006 के अनुपालन में जारी किये जा रहे हैं जिसमें वितरण अनुज्ञाप्तिधारी द्वारा अपारंपरिक उर्जा स्त्रोतों से विद्युत क्रय करने के लिए टैरिफ की अवधारणा हेतु विनियमों की रचना करने का विशिष्ट निर्देश दिया गया है। अतः यह विनियम बनाये जा रहे हैं।

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (अपारंपरिक उर्जा-स्त्रोतों पर आधारित संयंत्रों द्वारा उत्पादित विद्युत हेतु उत्पादन टैरिफ की अवधारणा हेतु निबंधन एवं शर्तें तथा संबंधित विषय-वस्तु) विनियम, 2008

रायपुर, दिनांक 22/05/2008

क्रमांक 28/सी.एस.ई.आर.सी./2008-विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 61 सहपठित धारा 181 (जेड डी) द्वारा प्रदत्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए 'छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग, लघु जल-विद्युत उत्पादन स्टेशन तथा बायोमास पर आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशन द्वारा वितरण अनुज्ञाप्तिधारियों को विद्युत विक्रय करने हेतु टैरिफ की अवधारणा के निबंधन एवं शर्तें विनिर्दिष्ट करते हुए एतद् द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है:-

1. संक्षिप्त नाम, प्रारंभ तथा विस्तार

- (1) इन विनियमों को "छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (अपारंपरिक उर्जा-स्त्रोतों पर आधारित संयंत्रों द्वारा उत्पादित विद्युत हेतु उत्पादन टैरिफ की अवधारणा हेतु निबंधन एवं शर्तें तथा संबंधित विषय-वस्तु) विनियम, 2008" कहा जाएगा।
- (2) ये विनियम, छत्तीसगढ़ राजपत्र में, इसके प्रकाशन की तिथि से लागू होंगे।
- (3) इन विनियमों का विस्तार संपूर्ण छत्तीसगढ़ प्रान्त में होगा तथा यह "छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत मंडल" (छ.रा.वि.मं.) तथा उसके उत्तराधिकारी / उत्तराधिकारियों सहित प्रान्त में स्थित सभी वितरण अनुज्ञाप्तिधारियों, लघु जल-विद्युत उत्पादन स्टेशनों एवं बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशनों पर लागू होगी।

2. परिभाषाएं एवं निर्वचन

- (1) इन विनियमों में जब तक संदर्भवश अन्यथा अभिप्रेत न हो :—
 - (i) "अधिनियम" से अभिप्रेत है विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36), समय—समय पर यथा संशोधित।
 - (ii) "अनुषांगिक (ऑक्जीलरी) उर्जा खपत" अथवा "ए.यू.एक्स." किसी कालखण्ड के संबंध में, से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन स्टेशन के अनुषांगिक उपकरणों द्वारा खपत की गई उर्जा की मात्रा तथा उत्पादन स्टेशनों के भीतर ट्रांसफॉर्मर / ट्रांसफॉर्मरों में हुई उर्जा की क्षति जिसे विद्युत उत्पादन स्टेशन की सभी ईकाईयों के विद्युत उत्पादकों (जनरेटर) के टर्मिनल पर उत्पादित सकल उर्जा, संयुक्त (कंबाईंड) अथवा पृथक, के प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त किया जायेगा।
 - (iii) "क्षमता उपयोगिता गुणांक" अथवा "सी.यू.एफ." एक निश्चित कालखण्ड के लिए, से अभिप्रेत है उक्त कालखण्ड के संदर्भ में स्थापित क्षमता के प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त बाह्य प्रेषित विद्युत जिसकी संगणना निम्नांकित सूत्र द्वारा की जायेगी;

$$\text{सी.यू.एफ.} = \frac{\text{संदर्भित कालखण्ड में सकल उत्पादन}}{\text{स्थापित क्षमता} \times \text{संदर्भित कालखण्ड}} \times 100$$

के दौरान कुल घंटे (बंद घंटों सहित)

- (iv) "सी.ई.आर.सी." से अभिप्रेत है, केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग।
- (v) "आयोग" से अभिप्रेत है, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग।

(vi) “विभेदन (कट-ऑफ) तिथि” से अभिप्रेत है, विद्युत उत्पादन स्टेशन के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से एक वर्ष पश्चात की तिथि के पश्चात समाप्त होने वाले वित्तीय वर्ष की समाप्ति की तिथि।

(vii) “वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि” अथवा “सी.ओ.डी.” से अभिप्रेत है;

(अ) विद्युत उत्पादन ईकाई के संबंध में विद्युत उत्पादक द्वारा हितग्राही को सूचित करके अधिकतम निरंतर दर (एम.सी.आर.) अथवा सफल परीक्षण द्वारा स्थापित क्षमता (आई.सी.) का प्रदर्शन करने के उपरांत घोषित तिथि।

(ब) विद्युत उत्पादन स्टेशन के सम्बन्ध में उपरोक्त कंडिका (अ) के अनुसार, विद्युत उत्पादन स्टेशन की अंतिम ईकाई अथवा खंड (ब्लॉक) की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि।

(viii) “वित्तीय वर्ष” से अभिप्रेत है एक कलेण्डर वर्ष के अप्रैल माह के प्रथम दिवस से प्रारम्भ होकर अगले कलेण्डर वर्ष के मार्च माह के 31वें दिवस को समाप्त होने वाली अवधि।

(ix) “फर्म पावर” से, बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्र के सम्बन्ध में अभिप्रेत है सी.ओ.डी. के पश्चात किसी निश्चित कालखंड में अनुसूचित (शेड्यूल्ड) ऊर्जा के 70 प्रतिशत के बराबर या उससे अधिक विद्युत प्रदाय करना। हालांकि वार्षिक आधार पर अनुसूचित ऊर्जा के 100 प्रतिशत से अधिक ऊर्जा का प्रदाय करना फर्म पावर नहीं माना जायेगा। लघु जल-विद्युत उत्पादन स्टेशन के संबंध में “फर्म पावर” से अभिप्रेत है सी.ओ.डी. से और उसके पश्चात प्रदाय की गई विद्युत यदि समूची (एंटायर) उत्पादित विद्युत, वितरण अनुज्ञप्तिधारी (ओं) को प्रदाय की जाये।

(x) “ग्रास कैलोरिफिक वेल्यू” अथवा “जी.सी.वी.” से बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशन के संबंध में अभिप्रेत है, एक किलोग्राम ठोस ईंधन के पूर्णतः दहन से उत्पन्न होने वाली, किलो कैलोरी (कि. कैलोरी) में मापी गई, उष्मा की मात्रा।

(xi) “सकल स्टेशन उष्मा दर” अथवा “जी.एस.एच.आर.” से अभिप्रेत है विद्युत जनरेटर के टर्मिनल पर एक किलोवाट प्रति घंटा विद्युत ऊर्जा की मात्रा के उत्पादन हेतु आवश्यक उष्मीय ऊर्जा की किलो कैलोरी में मापी गई मात्रा।

(xii) “इनफर्म पावर” से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन स्टेशन / ईकाई द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की घोषणा के पूर्व उत्पादित विद्युत।

(xiii) “स्थापित क्षमता” अथवा “आई.सी.” से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन स्टेशन की सभी ईकाईयों की नाम-पटिकाओं पर अंकित क्षमताओं का योग अथवा आयोग द्वारा, समय-समय पर विद्युत उत्पादन स्टेशन की (उत्पादक जनरेटर टर्मिनल पर आंकलित / परीक्षित) अनुमोदित क्षमता।

(xiv) “अनुज्ञप्तिधारी” से अभिप्रेत है प्रान्त में प्रचालनरत वितरण अनुज्ञप्तिधारी।

(xv) “अधिकतम निरंतर रेटिंग” अथवा “एम.सी.आर.” से, बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशन की ईकाई के सम्बन्ध में, अभिप्रेत है नियत पैरामीटरों पर, संयंत्र-निर्माता द्वारा आश्वासित, उत्पादक (जनरेटर) के सिरे पर अधिकतम निरंतर उत्पादन।

(xvi) “नॉन-फर्म पॉवर” से अभिप्रेत है बायोमास आधारित संयंत्रों द्वारा संबंधित संयंत्र की सी.ओ.डी. के पश्चात वितरण अनुज्ञप्तिधारी को एक नियत कालखंड में अनुसूचित विद्युत की मात्रा के 70 प्रतिशत से कम मात्रा में प्रदाय की गई विद्युत। विद्युत उत्पादन स्टेशन द्वारा वार्षिक आधार पर विद्युत की अनुसूचित मात्रा के 100 प्रतिशत से अधिक प्रदाय की गई विद्युत की मात्रा को भी नॉन-फर्म पावर माना जायेगा। हालांकि लघु जल-विद्युत संयंत्र के संबंध में यह शर्त तभी लागू होगी जब संयंत्र, वितरण अनुज्ञप्तिधारी (ओं) के अलावा तृतीय पक्षकार (रों) को भी विद्युत प्रदाय करता है।

- (xvii) “परियोजना/संयंत्र” से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन स्टेशन ।
- (xviii) “अनुसूचित उत्पादन” किसी समय पर अथवा किसी कालखंड अथवा समय—अंतराल के लिए, से अभिप्रेत है प्रांतीय भार प्रेषण केन्द्र (एस.एल.डी.सी.) द्वारा प्रदत्त, मेगावाट अथवा मिलियन यूनिटों में अभिव्यक्त, बस पर, उत्पादन की अनुसूचित मात्रा ।
- (xix) “लघु जल—विद्युत उत्पादन स्टेशन” अथवा “एस.एच.पी.” से अभिप्रेत है, 25 मेगावाट तथा 25 मेगावाट तक के जल—विद्युत उत्पादन स्टेशन ।
- (xx) “प्रान्त” से अभिप्रेत है छत्तीसगढ़ प्रान्त ।

- (2) ऐसे शब्द एवं अभिव्यक्तियां जिनका उपयोग इस विनियमावली में किया गया है, किन्तु उन्हें इसमें परिभाषित नहीं किया गया है, का अभिप्राय वही होगा, जो अभिप्राय उनका अधिनियम में अथवा आयोग द्वारा रचित अन्य विनियमावली / विनियमावलियों में है ।

3. टैरिफ अवधारणा के सिद्धांत

- (1) बायोमास तथा लघु जल—विद्युत, इन दो नवीकरणीय स्त्रोतों से विद्युत का उत्पादन करने वाली कंपनियों से वितरण अनुज्ञाप्तिधारी द्वारा विद्युत क्रय करने हेतु टैरिफ अवधारित किया जायेगा। हालांकि इस विनियमों की अधिसूचना की तिथि के पूर्व, किसी विद्युत उत्पादन कंपनी एवं छ.रा.वि.मं. अथवा अन्य वितरण अनुज्ञाप्तिधारी के मध्य निष्पादित किसी विद्युत—क्रय अनुबंध (पी.पी.ए.) पर ये विनियम लागू नहीं होंगे। ऐसे संयंत्रों के लिए, आयोग के आदेश दिनांक 15.01.2008 जो कि बायोमास संयंत्रों के प्रकरण में याचिका क्रमांक 07 (2005 की) पर पारित किया गया है, में यह निबंधन किया गया है कि उनका टैरिफ संबंधित पी.पी.ए. में अंकित टैरिफ संबंधी प्रावधानों के अनुसार होगा ।
- (2) टैरिफ अवधि : आयोग, वितरण अनुज्ञाप्तिधारी को विद्युत प्रदाय हेतु अपारंपरिक स्त्रोतों द्वारा निष्पादित किए गए पी.पी.ए. की अवधि के लिए, जो कि सामान्यतः दस वर्ष अथवा उसके अधिक होगी, टैरिफ अवधारित करेगा ।
- (3) आयोग प्रत्येक प्रकार के नवीकरणीय उर्जा के स्त्रोत हेतु पृथक टैरिफ अवधारित करेगा। बशर्ते, जब केन्द्रीय शासन द्वारा अधिनियम की धारा 63 के अधीन जारी मार्गदर्शिका के अनुसार बोली लगाने की पारदर्शी प्रक्रिया का पालन करते हुए टैरिफ अवधारित किया जा चुका हो तब आयोग उस टैरिफ को अपनाने की कार्यवाही करेगा ।
- (4) नवीकरणीय स्त्रोतों से उत्पादित विद्युत हेतु टैरिफ आवधारणा के कृत्य का निर्वहन करने में, जहाँ तक संभव हो सकेगा, अधिनियम की धारा 61 एवं 62 में निरूपित सिद्धान्तों एवं पद्धतियों; सी.ई.आर.सी. द्वारा, राष्ट्रीय विद्युत नीति (एन.ई.पी.) तथा भारत शासन द्वारा अधिसूचित टैरिफ नीति; 2006 में विनिर्दिष्ट सिद्धान्तों से, आयोग मार्ग—दर्शन लेगा। नवीकरणीय ऊर्जा के स्त्रोतों की विशिष्ट प्रकृति को अनुकूलतः समायोजित करने हेतु, कारण लिखकर, आयोग उपरोक्त से विचलन कर सकेगा ।
- (5) टैरिफ अवधारणा के कृत्य का निर्वहन करने में, आयोग विशेषतः टैरिफ नीति के पैराग्राफ 6.4 से मार्गदर्शन लेगा, जो निम्नांकित कथन करता है:—
“अपारंपरिक प्रौद्योगिकी को, उत्पादन लागत के दृष्टिकोण से, पारंपरिक स्त्रोतों से प्रतिस्पर्धा करने योग्य बनने में समय लगेगा। अतः वितरण कंपनियों द्वारा विद्युत का क्रय, समुचित आयोग द्वारा अवधारित अधिमान (प्रिफरेंशियल) टैरिफ पर किया जाये” ।

(6) टैरिफ अवधारणा के कृत्य का निर्वहन करने में आयोग जहाँ तक संभव हो, प्रत्येक नवीकरणीय ऊर्जा के स्रोत की प्रौद्योगिकी, ईंधन, बाजार-जोखिम, पर्यावरणीय हित तथा समाज के प्रति योगदान हेतु प्रावधान कर सकेगा।

4. टैरिफ अवधारणा हेतु आवेदन

(1) विद्युत उत्पादन कंपनी टैरिफ अवधारणा हेतु, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारणा के लिए उत्पादन कंपनी और अनुज्ञाप्रिधारी द्वारा दिये जाने वाले विवरण एवं आवेदन देने की रीति) विनियम, 2004 (संक्षेप में –टैरिफ विनियम) में दिए गए प्रारूपों (फॉरमेट) में, आवेदन करेगी।

(2) विद्युत उत्पादन स्टेशन की परियोजना का अमल (इंप्लीमेंटेशन) जारी रहने की परिस्थिति में, टैरिफ नियत करने का आवेदन, निम्नलिखित दो चरणों में, दिया जा सकता है:—

- (i) विद्युत उत्पादन कंपनी, परियोजना की पूर्णता की अपेक्षित तिथि के पूर्व, अनन्तिम (प्रोविजनल) टैरिफ अवधारणा हेतु, आवेदन की तिथि अथवा उसके पूर्व किसी तिथि तक हुए वास्तविक पूंजीगत व्यय जो विधिवत संपरीक्षित (ऑडिटेड) होकर वैधानिक लेखा-संपरीक्षकों (स्टेच्यूटरी ऑडिटर्स) द्वारा प्रमाणित हों, के आधार पर टैरिफ विनियम के परिशिष्ट I के अनुसार आवेदन कर सकती है। अनन्तिम टैरिफ, विद्युत उत्पादन स्टेशन की संबंधित इंकाई की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से प्रभारित होगा।
- (ii) अंतिम (फाईनल) टैरिफ की अवधारणा हेतु कम्पनी, टैरिफ विनियम के परिशिष्ट I के अनुसार, नूतन (फेश) आवेदन, वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक हुए, विधिवत संपरीक्षित तथा वैधानिक लेखा-संपरीक्षकों द्वारा प्रमाणित, वास्तविक पूंजीगत व्यय के आधार पर करेगी।

5. बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशन हेतु टैरिफ अवधारणा के प्रतिमानक (नॉर्म्स)

5.1 टैरिफ के अवयव (कम्पोनेन्ट्स)

- (i) बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशन द्वारा उत्पादित विद्युत के विक्रय हेतु टैरिफ में दो घटकों (पार्ट्स) का समावेश होगा। नामतः नियत प्रभार तथा ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभार।
- (ii) नियत प्रभार में निम्नलिखित व्यय समाहित होंगे:—
 - (अ) ऋण पूंजी पर ब्याज।
 - (ब) मूल्यहास तथा मूल्यहास पर अग्रिम।
 - (स) समता-पूंजी पर प्रत्यावर्तन (रिटर्न ऑन इविटी)।
 - (द) प्रचालन एवं संधारण व्यय।
 - (इ) कार्यकारी पूंजी (वर्किंग कॉपिटल) पर ब्याज।
- (iii) ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभार में ईंधन की लागत समाहित होगी।

5.2 प्रतिमानकीय (नार्मेटिव) मूल्य:

- (i) पूंजी लागत:— टैरिफ अवधारणा हेतु, आयोग द्वारा आवेदन के समय प्रचलित विभिन्न उत्पादन क्षमताओं के माध्य (औसत) लागत के आधार पर पूंजी लागत का अवधारण किया जायेगा।

(ii) पूर्ण (नियत) प्रभार की वसूली हेतु क्षमता उपयोगिता गुणांक (सी. वी. एफ.) का लक्ष्यः— पूर्ण (नियत) प्रभार की वसूली हेतु, सभी बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशनों का क्षमता उपयोगिता गुणांक का लक्ष्य 80 प्रतिशत होगा।

(iii) **ईधन अनुपात:** विद्युत उत्पादन हेतु उपयोग किये जाने वाले बायोमासः कोयला/जीवाश्म (फॉसिल) ईधन का अनुपात 85:15 होगा जैसा कि भारत शासन के नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रायल के आदेश दिनांक 20/12/2006 द्वारा अधिसूचित किया गया है, यदि रूपांतरित न हो।

(iv) **सकल स्टेशन ऊर्जा दर (जी.एस.एच.आर.):—** बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशनों की सकल स्टेशन ऊर्जा दर उत्पादन संयंत्र की वास्तविक पी.जी. (परफॉर्मेन्स गारंटी) परीक्षण प्रतिवेदन अथवा उत्पादन संयंत्र के डिजाइन ऊर्जा दर पर आधारित होगी। प्रचालन की अनिश्चितताओं के निवारण के लिए सकल ऊर्जा दर पर 5% वृद्धि की अनुमति होगी। विभिन्न क्षतियों को दृष्टिगत रखते हुए उपरोक्त रीति से व्युत्पन्न (डिराइब्ड) सकल ऊर्जा दर पर 5% वृद्धि की अनुमति होगी।

(v) **ग्रास कैलोरिफिक वैल्यू (जी.सी.वी.):—** कोयला / जीवाश्म ईधन सहित ईधन की माध्य (औसत) जी.सी.वी., ईधन की गुणवत्ता के अनुरूप होगी।

(vi) **ईधन की लागत:—** बायोमास तथा कोयले की लागत पर आयोग द्वारा प्रचलित बाजार दर के आधार पर विचार किया जायेगा।

(vii) **अनुषांगिक ऊर्जा खपत:** बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशन हेतु अनुषांगिक ऊर्जा खपत, टैरिफ अवधारणा के लिए किसी भी आकार की ईकाई के लिए 10% मानी जायेगी।

5.3 ऋण: समता—पूंजी अनुपात (डेब्ट इक्विटी रेशियो)

(i) बायोमास आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशन का टैरिफ अवधारण हेतु वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि पर ऋणःसमता—पूंजी अनुपात 70:30 होगा। जहां निवेशित समता—पूंजी 30% से अधिक हो वहां टैरिफ अवधारण हेतु समता—पूंजी की राशि को 30% पर सीमित किया जायेगा तथा शेष राशि को प्रतिमानकीय (नॉर्मेटिव) ऋण माना जायेगा। बशर्ते, उस विद्युत उत्पादन स्टेशन के प्रकरण में जिसमें वास्तविक निवेशित समता—पूंजी 30% से कम है, टैरिफ अवधारण हेतु वास्तविक ऋण तथा समता—पूंजी मान्य होगी।

(ii) उप कंडिका (i) के अनुसार आगणित ऋण एवं समता—पूंजी की राशि के अंकों का उपयोग ऋण पर ब्याज, समता—पूंजी पर प्रत्यावर्तन, मूल्यह्रास पर अग्रिम तथा विदेशी विनियम दर परिवर्तन की संगणना करने के लिए किया जायेगा।

5.4 सावधिक (टर्म) ऋण पर ब्याज:

अ. ऋण—पूंजी पर ब्याज की संगणना, उपरोक्त कंडिका 5.3 में दर्शायी गई रीति से आगणित प्रत्येक ऋण राशि पर की जायेगी।

ब. विद्युत उत्पादन कंपनी ऋण—पूंजी को अदला—बदली (स्वैप) कर सकती है अगर इसके परिणामस्वरूप कंपनी को निवल लाभ हो। विद्युत उत्पादन कंपनी ऋण की अदला—बदली के परिणामस्वरूप हुए निवल लाभ का 50% भाग स्वयं रख सकती है तथा शेष 50% भाग वितरण अनुज्ञप्तिधारी को टैरिफ के माध्यम से पहुँचाया (पास ऑन) जायेगा।

स. ऋण के निबन्धनों एवं शर्तों में परिवर्तन उक्त अदला—बदली की दिनांक से माना जायेगा।

द. किसी प्रकार के विवाद की दशा में कोई भी पक्षकार आयोग से संपर्क (एप्रोच) कर सकता है। हालांकि विवाद के विचार-काल में कोई भी अनुज्ञप्तिधारी, विद्युत उत्पादन कंपनी को देय, कोई भी भुगतान को रोक कर नहीं रखेगा।

ई. विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा पुर्नभुगतान-अवकाश (मोरेटोरियम) अवधि का उपयोग किये जाने की दशा में, उस अवधि हेतु टैरिफ में प्रावधानित मूल्यहास को उक्त अवधि में किया गया पुर्नभुगतान माना जायेगा तथा ऋण पर ब्याज की संगणना तदनुसार की जायेगी।

फ. सावधिक ऋणों पर ब्याज की दर वही होगी, जिस दर पर वास्तव में ऋण लिया गया है, जो कि आयोग द्वारा उचित (पुडेंस) जांच के अध्यधीन (सबजेक्ट टू) होगा।

5.5 मूल्यहास तथा मूल्यहास पर अग्रिम:-

(i) टैरिफ के उद्देश्यों से मूल्यहास की संगणना निम्नलिखित रीति से की जायेगी।

(अ) परिसम्पत्तियों की अतीत लागत (हिस्टॉरिकल कॉस्ट), मूल्यहास हेतु आधार मूल्य होगी।

(ब) मूल्यहास की संगणना वार्षिक आधार पर, सीधी रेखा विधि (स्ट्रेट लाइन मेथड) से परिसम्पत्ति के उपयोगी जीवन-काल तक, सी.ई.आर.सी. द्वारा अधिसूचित दर पर की जायेगी।

(स) परिसम्पत्ति का अवशेष मूल्य 10 प्रतिशत माना जायेगा तथा मूल्यहास परिसम्पत्ति की अतीत पूँजी लागत (हिस्टॉरिकल केपिटल कॉस्ट) के 90 प्रतिशत तक मान्य होगा।

(द) मूल्यहास प्रथम प्रचालन वर्ष से प्रभारित होगा। परिसम्पत्ति का प्रचालन, वर्ष की आंशिक समयावधि में होने की दशा में मूल्यहास आनुपातिक (प्रो-रैटा) आधार पर प्रभारित होगा।

(ii) मान्य मूल्यहास के अलावा विद्युत उत्पादन कंपनी को मूल्यहास पर अग्रिम (ए.ए.डी.) की पात्रता होगी, जिसकी संगणना निम्नलिखित रीति से होगी:-

ए.ए.डी. = विनियम 5(4) के अनुसार ऋण पुर्नभुगतान की राशि जो कि विनियम 5(3) के अनुसार ऋण राशि के $1/10$ भाग तक सीमित होगी में से अनुसूची के अनुसार मूल्यहास घटाना।

बशर्ते, मूल्यहास पर अग्रिम तभी मान्य होगा जबकि किसी वर्ष विशेष तक संकलित पुर्नभुगतान राशि उस वर्ष तक संकलित मूल्यहास से अधिक हो।

पुनः बशर्ते, किसी वर्ष में मूल्यहास पर अग्रिम, उस वर्ष तक संकलित पुर्नभुगतान की राशि तथा संकलित मूल्यहास की राशि के मध्य अंतर की राशि तक सीमित रहेगा।

5.6 समता-पूँजी पर प्रत्यावर्तन (रिटर्न ऑन इक्विटी)

समता-पूँजी पर प्रत्यावर्तन की संगणना, विनियम 5.3 के अनुसार अवधारित समता-पूँजी आधार पर की जायेगी, जो कि अधिकतम 16 प्रतिशत प्रति वर्ष होगा। बशर्ते, विदेशी मुद्रा में निवेशित समता-पूँजी पर प्रत्यावर्तन, निर्धारित सीमा तक उसी विदेशी मुद्रा में मान्य होगा तथा इसका भुगतान भारतीय मुद्रा में, देयक की देय तिथि पर प्रचलित विनिमय दर पर होगा।

स्पष्टीकरण

विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा अंश पूँजी निर्गमित करने पर उगाही गई प्रब्याजी (प्रीमियम) की राशि, मुक्त आरक्षित निधि से निर्मित आंतरिक संसाधनों का परियोजना के वित्त-पोषण में

निवेश, यदि कोई हो तो उन्हें भी समता-पूंजी पर प्रत्यावर्तन की संगणना हेतु प्रदत्त पूंजी सदृश्य आंका जायेगा। बशर्ते ऐसी प्रब्याजी की राशि तथा आंतरिक संसाधनों का उपयोग, विद्युत उत्पादन स्टेशन के पूंजीगत व्ययों में किया गया हो।

5.7 संचालन एवं संधारण (ओ. एण्ड एम.) व्ययः—

सभी प्रकार की क्षमताओं वाले संयंत्रों के लिए प्रतिमानकीय (नार्मेटिव) प्रचालन एवं संधारण व्यय में मरम्मत एवं रख-रखाव व्यय, कार्मिक लागत, प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय तथा बीमा व्यय शामिल होंगे।

5.8 कार्यकारी पूंजी (वर्किंग केपिटल) पर ब्याजः—

कार्यकारी पूंजी पर ब्याज दर वह होगी, जिस दर पर वास्तव में कार्यकारी पूंजी हेतु ऋण लिया गया है तथा वह दर, जिस वर्ष टैरिफ का अवधारण करना हो उस आधार-वर्ष की 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की शार्ट-टर्म प्राईम लैंडिंग रेट (पी.एल.आर.) के ऊपर 2 प्रतिशत तक, सीमित होगी।

ब्याज की गणना हेतु कार्यकारी पूंजी में निम्नलिखित का समावेश होगा :

- (i) ईंधन (कोयला तथा बायोमास) की लागत – तीन माह के लिए
- (ii) संचालन एवं संधारण व्यय – एक माह के लिए
- (iii) प्राप्य (रिसीवेबल) राशि – डेढ़ माह के स्थिर (फिक्सड) एवं परिवर्तनीय (वेरिएबल) प्रभारों के समतुल्य जो कि संयंत्र भार गुणांक (प्लांट लोड फैक्टर) के नियत लक्ष्य के आधार पर आंकित हो।

5.9 ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभार : ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभार में ईंधन की लागत का समावेश होगा, जो कि विद्युत उत्पादन स्टेशन से बस पर प्रदत्त बाह्य प्रेषित ऊर्जा के आधार पर आंकित की जायेगी।

5.10 इनफर्म पावर की दर : वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की घोषणा के पूर्व अनुज्ञाप्तिधारी को प्रदाय की गई विद्युत की दर, ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभार के बराबर होगी।

5.11 नॉन-फर्म पावर की दर : नॉन-फर्म पावर की दर, ऊर्जा (वेरिएबल) प्रभार तथा 30 पैसे प्रति ईकाई के योग के बराबर होगी।

6. लघु जल-विद्युत उत्पादन स्टेशन के टैरिफ अवधारण हेतु प्रतिमानकः—

6.1 टैरिफ के अवयव : लघु जल-विद्युत संयंत्र के टैरिफ में कोई परिवर्तनीय लागत अवयव (कम्पोनेंट) नहीं होगा। अतः लघु जल-विद्युत उत्पादन स्टेशन से विद्युत के विक्रय हेतु टैरिफ में केवल नियत (फिक्सड) लागत होगी, अर्थात् –

- (i) ऋण पूंजी पर ब्याज
- (ii) मूल्यहास तथा मूल्यहास पर अग्रिम
- (iii) समता-पूंजी पर प्रत्यावर्तन (रिटर्न ऑन इकिवटी)
- (iv) संचालन एवं संधारण व्यय; एवं
- (v) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज

6.2 प्रतिमानकीय (नार्मेटिव) मूल्यः—

(i) अनुषांगिक उर्जा खपतः

अंतिम (फाईनल) टैरिफ अवधारण हेतु वास्तविक अनुषांगिक खपत एवं ट्रांसफार्मर क्षति साथ-साथ हिसाब में ली जायेंगी जो कि परीक्षण प्रतिवेदन (टेस्ट रिपोर्ट) पर आधारित होंगी और 2 प्रतिशत की अधिकतम सीमा के अध्यधीन (सबजेक्ट ट्रू) होंगी। अनन्तिम (प्रोविजनल) टैरिफ के अवधारण हेतु अनुषांगिक खपत तथा ट्रांसफार्मेशन क्षति संयुक्त रूप से 2 प्रतिशत माना जायेगा। ट्रांसफार्मेशन क्षति में केवल परियोजना के भीतरी क्षेत्र में स्थापित जनरेटर-ट्रांसफार्मर/ट्रांसफार्मरों में हुई विद्युत की क्षति को ही लिया जायेगा।

(ii) क्षमता उपयोगिता गुणांक (सी.यू.एफ) का लक्ष्य टैरिफ अवधारण हेतु 40 प्रतिशत अथवा जैसा विद्युत उत्पादन स्टेशन द्वारा दावा किया गया हो, दोनों में से जो अधिक हो, होगा।

6.3 परियोजना की पूँजी लागतः

अंतिम (फाईनल) टैरिफ का अवधारण परियोजना पूर्ण होने तक हुए सम्पूर्ण व्यय जोकि आयोग द्वारा विवेकपूर्ण (प्रूडेंस) जाँच के अध्यधीन है, के आधार पर किया जायेगा। अंतिम टैरिफ का अवधारण, विद्युत उत्पादन स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक हुए वास्तविक व्यय में से स्वीकृत पूँजीगत व्यय जिसमें अतिरिक्त (स्पेयर) कल-पुर्जे सम्मिलित किये जायेंगे जोकि मूल स्वीकृत परियोजना लागत के 1.5% तक सीमित प्रतिमान के अध्यधीन होंगे। टैरिफ अवधारण हेतु परियोजना लागत प्राक्कलन (इस्टीमेट) की आयोग द्वारा संवीक्षा (स्क्रूटिनी), पूँजी लागत का औचित्य, वित्त-पोषण योजना, निर्माणाधीन अवधि का व्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी का उपयोग तथा अन्य ऐसी विषय-वस्तु जैसा आयोग विनिश्चित करे, तक सीमित हो सकेगी।

(2) अतिरिक्त पूँजीकरणः

निम्नलिखित पूँजीगत व्यय जो कि वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से विभेदन तिथि (कट ऑफ डेट) तक मूल कार्य की परिधि में वास्तव में व्यय किये गए हों, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन स्वीकृत किये जा सकेंगे।

- (i) आस्थागित (डेफर्ड) दायित्व।
- (ii) वे कार्य जिनका कार्यान्वयन आस्थागित किया गया हो।
- (iii) प्रारंभिक पूँजीगत अतिरिक्त कल-पुर्जे जोकि कार्य की मूल परिधि में हों, विनियम 10 (1) में विनिर्दिष्ट सीमा के अध्यधीन।
- (iv) माध्यरथम पंचाट (अवार्ड) के निर्वहन, न्यायालय के आदेश अथवा डिक्री के अनुपालन का दायित्व।
- (v) विधि (लॉ) में संशोधनवश।

बशर्ते, अंतिम टैरिफ हेतु आवेदन-पत्र के साथ मूल कार्य की परिधि तथा व्यय का प्राक्कलन प्रस्तुत किया जाये।

पुनः बशर्ते, विद्युत उत्पादन स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात अंतिम टैरिफ हेतु आवेदन-पत्र के साथ आस्थागित दायित्व तथा कार्यान्वयन हेतु आस्थागित कार्यों की सूची प्रस्तुत की जाये।

पूँजी लागत अधिकतम रु. 5.00 करोड़ प्रति मेगावाट की सीमा तक मान्य होगा। इसमें विद्युत की निकासी (इवेकुएशन) हेतु पारेषण लाईनों के डाले जाने की लागत भी सम्मिलित की जा सकेगी। प्रान्त की स्थल-रूपरेखा (टोपोग्राफी) तथा अनेक लघु जल-विद्युत परियोजनाओं के दूरस्थ क्षेत्रों में स्थित होने की संभावना के दृष्टिकोण से जिनमें काफी लम्बी पारेषण लाईन जैसे

10 कि.मी. तक की आवश्यकता हो तथा भौगोलिक विस्मयों (सरप्राइजेस) जिनका पूर्वनुमान नहीं लगाया जा सका हो एवं परियोजना के कार्यान्वयन के समय ही उनके बारे में ज्ञात हुआ हो, ऐसे मामलों में परियोजना लागत की अधिकतम सीमा रु. 5.5 करोड़ प्रति मेगावाट तक हो सकेगी। यह, नियम न होकर मात्र अपवाद होगा। अनन्तिम टैरिफ की अवधारणा हेतु पूंजी लागत रु. 4.75 करोड़ प्रति मेगावाट होगी।

6.4 ऋण : समता—पूंजी अनुपात : ऋण: समता—पूंजी अनुपात कंडिका 5.3 के अनुसार होगा।

6.5 सावधिक (टर्म) ऋण पर ब्याज : सावधिक ऋण पर ब्याज कंडिका 5.4 के अनुसार होगा।

6.6 मूल्यहास तथा मूल्यहास पर अग्रिम का आंकलन उपर्युक्त कंडिका 5.4 के अनुसार किया जायेगा।

6.7 समता—पूंजी पर प्रत्यावर्तन : उपर्युक्त कंडिका 5.6 के अनुसार समता—पूंजी पर प्रत्यावर्तन अधिकतम 16 प्रतिशत प्रतिवर्ष हो सकेगा।

6.8 संचालन एवं संधारण व्यय : सभी आकार की विद्युत उत्पादन ईकाईयों हेतु प्रतिमानकीय (नार्मेटिव) प्रचालन एवं संधारण व्यय, परियोजना लागत का 2.5 प्रतिशत होगा, जिस पर 5 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से उच्चावचन (एस्केलेशन) मान्य किया जा सकेगा।
मूल प्रचालन एवं संधारण व्ययों में मरम्मत एवं रख—रखाव व्यय, कार्मिक लागत, प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय तथा बीमा व्यय सम्मिलित होंगे।

6.9 कार्यकारी पूंजी पर ब्याज
कार्यकारी पूंजी पर ब्याज दर वह होगी, जिस दर पर वास्तव में कार्यकारी पूंजी हेतु ऋण लिया गया है तथा वह दर, जिस वर्ष टैरिफ का अवधारण करना हो उस आधार—वर्ष की 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की प्राईम लैंडिंग रेट (पी.एल.आर.) के उपर 2 प्रतिशत तक सीमित होगी।
ब्याज की गणना हेतु कार्यकारी पूंजी में निम्नांकित का समावेश होगा:—

- (i) संचालन एवं संधारण व्यय — एक माह के लिए
- (ii) संधारण हेतु अतिरिक्त कल—पुर्जे — परियोजना की पूंजी लागत के 1% की दर से जिसमें वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से 6% प्रति वर्ष की दर से उच्चावचन (एस्केलेशन) किया जा सकेगा।
- (iii) प्राप्य (रिसीवेबल) राशि — 2 माह के स्थिर (फिक्स्ड) प्रभार के समतुल्य जो कि संयंत्र भार गुणांक (प्लांट लोड फैक्टर) के नियत लक्ष्य के आधार पर आंकित हो।

6.10 इनफर्म पावर हेतु टैरिफ : वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की घोषणा के पूर्व लघु जल—विद्युत संयंत्र द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को प्रदाय की गई विद्युत का टैरिफ, फर्म पावर के टैरिफ के 50% के बराबर होगा।

6.11 नॉन—फर्म पावर हेतु टैरिफ : लघु जल—विद्युत संयंत्र द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को प्रदाय की गई नॉन—फर्म पावर का टैरिफ इनफर्म पावर के टैरिफ के बराबर होगा।

6.12 जल पर रॉयल्टी (शुल्क) : लघु जल-विद्युत स्टेशनों द्वारा छत्तीसगढ़ शासन को भुगतान की गई रॉयल्टी, टैरिफ पर प्रभारित होगी।

7. मुक्त उपयोग (ओपन एक्सेस) प्रभार

- (i) **पारेषण / चक्रण (व्हीलिंग) प्रभार** : नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों द्वारा पारेषण तथा / अथवा वितरण हेतु ओपन एक्सेस के उपयोग हेतु देय पारेषण एवं चक्रण प्रभार, प्रणाली के भीतर प्रवाहित ऊर्जा का 6% होगा। इस प्रभार के अलावा अन्य कोई पारेषण अथवा चक्रण प्रभार नगद अथवा अनगद (काईण्ड) के रूप में देय नहीं होंगे। हालांकि, स्वयं के उपयोग से अन्यथा ऊर्जा के चक्रण हेतु अधिभार (सरचार्ज) देय होगा।
- (ii) **पारस्परिक-छूट (क्रास-सब्सिडी) अधिभार** : क्रॉस-सब्सिडी अधिभार, ओपन एक्सेस ग्राहकों द्वारा देय जैसा आयोग द्वारा समय-समय पर नियत किया गया हो के 50% के बराबर होगा।

8. **नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एम.एन.आर.इ.) द्वारा अनुदान (सब्सिडी)**: बायोमास आधारित संयंत्रों तथा लघु जल-विद्युत संयंत्रों को यदि केन्द्रीय शासन से कोई अनुदान प्राप्त हो, तो उसे टैरिफ के अवधारण के हिसाब में नहीं लिया जायेगा।

9. **स्वच्छ विकास तन्त्र (सी.डी.एम.) हेतु प्राप्त लाभ** : बायोमास आधारित संयंत्रों तथा लघु जल-विद्युत संयंत्रों के सी.डी.एम. हेतु यदि कोई लाभ प्राप्त हो, तो इसे वाणिज्यिक उत्पादन की तिथि से पांच वर्ष की अवधि तक टैरिफ अवधारण के हिसाब में नहीं लिया जायेगा।

10. **विद्युत क्रय अनुबंध (पी.पी.ए.) की अवधि** : बायोमास संयंत्रों तथा लघु जल-विद्युत संयंत्रों द्वारा निष्पादित, विद्युत-क्रय अनुबंधों की अवधि, स्टेशन के वाणिज्यिक प्रचालन की घोषणा की तिथि से 20 वर्ष की होगी। पी.पी.ए. के नवीनीकरण (रिन्यूवल) की स्थिति में उसे आयोग द्वारा विनिश्चित टैरिफ के निबंधनों एवं शर्तों के आधार पर यथोचित अवधि के लिए नवीकृत किया जा सकेगा तथा निष्पादन के पूर्व पी.पी.ए. का प्रारूप अनुमोदनार्थ आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया जायेगा।

11. विद्युत का अनुसूचीकरण (शेड्यूलिंग ऑफ पावर) :-

- (i) **बायोमास आधारित संयंत्र** : बायोमास आधारित संयंत्रों द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से तथा उसके पश्चात प्रदाय की जाने वाली विद्युत का अनुसूचीकरण (शेड्यूलिंग) मासिक आधार पर किया जाना आवश्यक है। उनके द्वारा वितरण अनुज्ञाप्तिधारी को विक्रय हेतु प्रस्तावित विद्युत की अनुसूची मासिक आधार पर अग्रिम रूप से 15 दिवस पूर्वी जायेगी।
- (ii) **लघु जल-विद्युत संयंत्र** : लघु जल-विद्युत संयंत्र, उनके उत्पादन की प्रकृति के कारण, विद्युत के अनुसूचीकरण (शेड्यूलिंग) से विमुक्त (एक्जेम्प्ट) है। यह विमुक्ति तभी लागू होगी जब उत्पादित विद्युत की संपूर्ण (एंटायर) मात्रा अनुज्ञाप्तिधारी को ही विक्रय की जाये। यदि लघु जल-विद्युत संयंत्र अनुज्ञाप्तिधारी के अलावा अन्य किसी तृतीय पक्षकार अथवा कैप्टिव उपयोगकर्ता को भी विद्युत प्रदाय करता है, तो वह अनुज्ञाप्तिधारी को प्रदाय की जाने वाली विद्युत की मासिक अनुसूची प्रेषित करेगा। ऊर्जा का लेखा (एकाउन्टिंग) मासिक आधार पर किया जायेगा। यदि किसी माह में भार गुणांक (लोड फैक्टर) अनुसूचित ऊर्जा के 70 प्रतिशत से कम हो, तो उसे नॉन-फर्म पावर माना जायेगा, तथा लघु जल-विद्युत संयंत्र द्वारा वार्षिक आधार पर अनुसूचित ऊर्जा के 100 प्रतिशत से अधिक ऊर्जा का प्रदाय करने पर उसे भी नॉन-फर्म पावर माना जायेगा।

12. **इनफर्म पावर का विक्रय:** विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा इनफर्म पावर के विक्रय से प्राप्त आय को पूँजी लागत में से घटा दिया जायेगा तथा उसे आयगत प्राप्ति नहीं माना जायेगा।

13. **बैंकिंग:**

13.1 विद्युत उत्पादकों को निम्नलिखित शर्तों के अध्यधीन विद्युत की बैंकिंग की अनुमति होगी:—

- (i) जिन संयंत्रों द्वारा छ.रा.वि.मं./अनुज्ञाप्तिधारी के साथ अपने द्वारा उत्पादित संपूर्ण ऊर्जा की मात्रा के विक्रय हेतु अनुबन्ध निष्पादित नहीं किया गया हो, उन्हें बैंकिंग की सुविधा की पात्रता होगी।
- (ii) विद्युत उत्पादक द्वारा अपने सिरे पर तथा जिस स्थान पर अनुज्ञाप्तिधारी बैंकिंग हेतु विद्युत प्राप्त करता है वहां ए.बी.टी. मीटर स्थापित करने होंगे।
- (iii) बैंकिंग अवधि तीन माह तक सीमित होगी।
- (iv) विद्युत उत्पादक बैंकिंग में रखी ऊर्जा के 2 प्रतिशत प्रतिमाह की दर से बैंकिंग प्रभार का भुगतान करेगा। बैंकिंग प्रभार ऊर्जा के रूप में देय होगा जो कि बैंकिंग की गई ऊर्जा के विमुक्तिकरण पर अनुज्ञाप्तिधारी द्वारा समायोजित किया जायेगा। यह प्रभार अनुज्ञाप्तिधारी द्वारा ऊर्जा-लेखा के संधारण के व्यय की एवज में लिया जायेगा।

13.2 बैंकिंग की गई ऊर्जा के जमा तथा निकासी के समय से संबंधित टैरिफ निम्नानुसार होगा:—

- (i) जब जमा तथा निकासी दोनों या तो पीक अवर्स (व्यस्ततम काल) में अथवा नॉन-पीक अवर्स में हों, तो टैरिफ में कोई परिवर्तन नहीं होगा।
- (ii) यदि जमा का समय पीक-अवर्स तथा निकासी का समय नॉन-पीक अवर्स हो, तो टैरिफ में कोई परिवर्तन नहीं होगा।
- (iii) यदि जमा का समय नॉन-पीक अवर्स हो तथा निकासी का समय पीक अवर्स हो, तो अनुज्ञाप्तिधारी द्वारा प्रान्त के बाहर के स्त्रोतों से (केन्द्रीय विद्युत के सिवाय) क्रय की गई विद्युत के वार्षिक औसत मूल्य तथा विद्युत उत्पादक के विक्रय मूल्य के मध्य अन्तर की राशि का भुगतान विद्युत उत्पादक करेगा।

14. **कठिनाईयाँ दूर करने की शक्ति:** यदि इस विनियमावली को प्रवृत्त करने में कोई कठिनाई उत्पन्न हो, तो आयोग स्वप्रेरणा से अथवा अन्यथा भी आदेश जारी करके तथा जो उस आदेश से प्रभावित हो सकते हों उन्हें पर्याप्त उचित सुनवाई का अवसर प्रदान करके इस विनियमों से सुसंगत ऐसे प्रावधान कर सकेगा जो कठिनाई को दूर करने के लिए आयोग द्वारा आवश्यक समझे जायें।

15. **पुर्नविलोकन तथा संशोधन की शक्ति:** आयोग इस विनियमों का पुर्नविलोकन इसकी अधिसूचना की तिथि से तीन वर्ष की अवधि के पश्चात कर सकेगा। आयोग समय-समय पर, निर्धारित प्रक्रिया को अपनाकर इस विनियमों के प्रावधानों में जोड़ना, अन्तर, रद्दोबदल, रूपांतरण, संशोधन कर सकेगा।

16. **व्यावृत्तियाँ:—**

- (i) इन विनियमों की कोई भी विषय-वस्तु, ऐसे आदेश पारित करने जो न्याय के उद्देश्य की पूर्ति हेतु अथवा आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने हेतु आवश्यक माने जायें, की आयोग की मूलनिहित शक्ति को सीमित करती हुई अथवा अन्यथा प्रवाभित करती हुई नहीं मानी जायेगी।

- (ii) इन विनियमों की कोई भी विषय-वस्तु अधिनियम से पुष्ट कोई प्रक्रिया जो इस विनियमों के प्रावधानों से भिन्नता रखती हो को आयोग द्वारा अपनाये जाने को प्रतिबंधित नहीं करेगी यदि आयोग किसी मामले अथवा मामलों के वर्ग की परिस्थिति विशेष के दृष्टिकोण से तथा यथोचित कारण का लेख करते हुए ऐसा करना आवश्यक अथवा समयानुकूल माने।
- (iii) इन विनियमों की कोई भी विषय-वस्तु, व्यक्त अथवा गर्भित रूप से, आयोग द्वारा किसी मामले में अधिनियम के अधीन संव्यवहार करने अथवा किसी शक्ति का अनुप्रयोग करने, जिनके लिए किसी विनियम की रचना न की गई हो, आयोग को प्रतिबंधित नहीं करेगी तथा आयोग ऐसे मामलों, शक्तियों तथा कृत्यों से उस रीति से संव्यवहार करेगा जैसा वह (आयोग) ठीक समझे।

टीप:-

इस विनियम के हिन्दी संस्करण के प्रावधानों तथा अंग्रेजी संस्करण (मूल संस्करण) के प्रावधानों के मध्य निर्वचन अथवा अर्थान्वयन में कोई अन्तर होने पर पश्चातवर्ती लागू होगा तथा इस संबंध में किसी विवाद की स्थिति में आयोग का निर्णय अंतिम तथा बंधनकारी होगा। .

आयोग के आदेशानुसार

(एन.के. रूपवानी)
सचिव

“बिजनेस पोस्ट के अन्तर्गत डॉक शुल्क के नगद भुगतान (बिना डाक टिकट) के प्रेषण-हेतु अनुमति क्रमांक जी. 2-22-छत्तीसगढ़ गजट/38 सि. से. भिलाई, दिनांक 30-5-2001.”



पंजीयन क्रमांक “छत्तीसगढ़/दुर्ग/
तक. 114-009/2003/20-1-03.”

छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 135-अ]

रायपुर,, गुरुवार,, दिनांक 22 मई, 2008 – ज्येष्ठ 1, शक 1930

Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission G.E. Road, Civil lines, Raipur

Statement of objects and reasons:

With a view to promote generation of electricity from renewable sources of electricity, the Electricity Act, 2003 enjoins upon the State Regulatory Commission inter-alia to specify purchase of electricity from such sources by a distribution licensee, a percentage of the total consumption of electricity in his area. The Tariff Policy notified by the Government of India on 6.1.2006 mandates that the procurement of energy generated by non-conventional sources by the distribution licensees should be done at 'preferential tariff' determined by the State Commissions, 'since it will take some time before the non-conventional technology could compete with the conventional sources, in terms of cost of electricity'. The National Electricity Policy also speaks of promotion of non-conventional source of electricity. In view of the provisions in the Electricity Act, the National Electricity Policy and the Tariff Policy for the promotion of generation of electricity from non-conventional energy sources, Regulations are required to be framed by the State Commission to achieve this important objective. These regulations are being framed for the purpose of determination of tariff for electricity generated by biomass-based generation plants and small hydel projects, the two non-conventional sources of electricity which have scope in the State of Chhattisgarh, for supply of electricity to distribution licensees. Wind and solar energy are not covered in these regulations as presently the scope for such sources is not established in the State, and secondly the terms and conditions of tariff determination of generation of such sources will be different from biomass-based / hydel plants. In case the scope for wind energy and solar energy is established these will be added on to these Regulations. Although the Commission has passed comprehensive orders on the promotion of biomass-

based generating plants as also small hydel projects, separately, these regulations are being issued in compliance of the orders of the Hon'ble Appellate Tribunal for Electricity dated 07.09.2006, passed in appeal No 20 of 2006, in which there is a specific direction for framing of regulations for determination of tariff for procurement of power by distribution licensee from non-conventional energy sources. Hence these Regulations.

Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions for determination of generation tariff and related matters for electricity generated by plants based on non-conventional sources of energy) Regulations, 2008

Raipur, Dated 22/05/2008

No. 28/CSERC/2008 - In exercise of powers vested under section 61 read with Section 181(zd) of the Electricity Act 2003 (36 of 2003) and all powers enabling it in that behalf, the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations specifying the terms and conditions of tariff for small hydro electricity generating stations and electricity generating stations based on biomass for the purpose of sale of power to distribution licensees:

1. SHORT TITLE, COMMENCEMENT AND EXTENT

- (1) These Regulations shall be called the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions for determination of generation tariff and related matters for electricity generated by plants based on non-conventional sources of energy) Regulations, 2008.
- (2) These Regulations shall come into force from the date of their publication in the Chhattisgarh Rajpatra.
- (3) These Regulations shall extend to the whole of the State of Chhattisgarh and shall be applicable to distribution licensees in the State including the Chhattisgarh State Electricity Board (CSEB), and its successor, and small hydro electricity generating stations and biomass-based electricity generating stations, established in the state.

2. DEFINITIONS AND INTERPRETATION

- (1) In these Regulations, unless the context otherwise requires:
 - (i) **"Act"** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), as amended from time to time;
 - (ii) **"Auxiliary Energy Consumption"** or 'AUX' in relation to a period means the quantum of energy consumed by auxiliary equipments of the generating station and transformer losses within the generating station, and shall be expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units, combined or separately of the generating station;
 - (iii) **"Capacity Utilization Factor"** or "CUF" for a given period, means the total electricity sent out corresponding to actual generation during the reference period, expressed as a percentage of sent out electricity corresponding to installed capacity in that reference period and shall be

computed in accordance with the following formula;

$$CUF = \frac{\text{Gross generation over the reference period} \times 100\%}{\text{Installed capacity} \times \text{total hours during the reference period} \text{ (including outage hours)}}$$

- (iv) "**CERC**" means the Central Electricity Regulatory Commission.
- (v) "**Commission**" means the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission;
- (vi) "**Cut off Date**" means the date of the first financial year closing after one year of the date of commercial operation of the generating station;
- (vii) "**Date of Commercial Operation**" or '**COD**':
 - (i) in relation to a generating unit means the date declared by the generator after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or installed capacity (IC) through a successful trial run, after notice to the beneficiary.
 - (ii) in relation to the generating station means the date of commercial operation of the last unit or block of the generating station in accordance with the clause (i) above;
- (viii) "**Financial Year**" means a period commencing on 1st day of April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- (ix) "**Firm Power**" In relation to **biomass based generating plant** means supply of electricity after COD which is equal or more than 70% of the scheduled energy in a given period of time, however, energy supplied more than 100% of the scheduled energy, on annualized basis, will not be treated as firm power. In relation to **small hydro-generating stations** it means any electricity supplied from and after the COD if the entire generated electricity is supplied to a distribution licensee(s).
- (x) "**Gross Calorific Value**" or '**GCV**' in relation to a biomass based power generating station means the heat produced in KCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel.
- (xi) "**Gross Station Heat Rate**" or "**GSHR**" means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals;
- (xii) "**Infirm Power**" means electricity generated prior to declaration of date of commercial operation of generating station/ unit.
- (xiii) "**Installed Capacity**" or "**IC**" means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned / tested at the generator terminals), as approved by the Commission from time to time;
- (xiv) "**Licensee**" means a distribution licensee operating in the State.
- (xv) "**Maximum Continuous Rating**" or "**MCR**" in relation to a unit of the biomass based generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters,

- (xvi) "**Non-firm power**" means electricity supplied by biomass-based plants after COD of the concerned plant, to a distribution licensee which is less than 70% of the scheduled electricity in a given period. Electricity supplied by the generating station more than 100% of scheduled electricity on annualized basis shall also be treated as non-firm power. However, in case of small hydel plants this condition will apply only when the plant supplies power to third party(s) also other than the distribution licensee(s).
- (xvii) "**Project / Plant**" means a generating station;
- (xviii) "**Scheduled Generation**" at any time or for any period or time block means schedule of generation in MW or MU ex-bus given by the State Load Despatch Centre;
- (xix) "**Small Hydro Electricity generating station**" or "**SHP**" means the hydro electricity generating station, up to and including installed capacity of 25 MW.
- (xx) "**State**" means the State of Chhattisgarh;

(2) Words and expressions used in these Regulations and not defined shall have the same meaning as they have in the Act and other Regulations made by the Commission

3. PRINCIPLES OF TARIFF DETERMINATION

- (1) Tariff shall be determined for purchase of electricity by distribution licensee by a generating company that generates electricity from the two renewable sources of energy namely, biomass and small hydro. However, these regulations will not apply in case power purchase agreements (PPAs) have already been entered into by any generating company with CSEB and other distribution licensees, prior to the date of notification of these regulations. The tariff for such plants shall be as per the provision for tariff made in the respective PPAs in terms of this Commission's order dated 15.01.2008 passed in petition no. 07 of 2005 in case of biomass-based plants.
- (2) Duration of tariff: The Commission shall determine tariff for supply of power to distribution licensees for the period of the PPA entered into with the non-conventional energy sources and it shall generally be for a period of ten years or more.
- (3) The Commission shall determine tariff separately for electricity generated from each kind of renewable source of energy, provided that where the tariff has been determined through a transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government, under section 63 of the Act, the Commission shall proceed to adopt such tariff.
- (4) The Commission shall, as far as possible, be guided by the principles and methodologies laid down in Section 61 and 62 of the Act, and the principles specified by the CERC and in the NEP and Tariff Policy 2006, notified by the Government of India, while determining tariff for electricity generated from renewable sources of energy. The Commission may deviate from the above,

by giving reasons in writing, in order to accommodate the specific nature of renewable sources of energy.

(5) While determining tariff, the Commission will be guided specifically by para 6.4 of the Tariff Policy, which states: -

"It will take time before non-conventional technologies can compete with the conventional sources in terms of cost of electricity. Therefore, procurement by distribution companies shall be done at preferential tariff determined by the Appropriate Commission."

(6) While determining tariff, the Commission may, to the extent possible make allowance for technology, fuel, market risk, environmental benefits and social contribution etc., of each type of renewable sources of energy.

4. APPLICATION FOR DETERMINATION OF TARIFF

(1) A generating company shall make an application for determination of tariff as per the formats given in the CSERC "Details to be Furnished by Licensee or Generating Company for Determination of Tariff and Manner of Making Application) Regulations, 2004 (Tariff Regulations, for short).

(2) In case of a generating station is under implementation, an application for fixation of tariff can be made in two stages, as follows:

(i) A generating company may make an application as per Annexure I of the Tariff Regulations, for determination of provisional tariff in advance of the anticipated date of completion of the project, based on the capital expenditure actually incurred up to the date of making of the application or a date prior to making of the application, duly audited and certified by the statutory auditors, and the provisional tariff shall be charged from the date of commercial operation of the respective unit of the generating station.

(ii) The company shall make a fresh application as per Annexure I of the Tariff Regulations, for determination of final tariff based on actual capital expenditure incurred upto the date of commercial operation of the generating station, duly audited and certified by the statutory auditors.

5. NORMS FOR DETERMINATION OF TARIFF FOR BIOMASS BASED GENERATING STATIONS.

5.1 Components of Tariff

1. Tariff for sale of electricity of a biomass-based power generating station shall comprise of two parts, namely, fixed charges and energy (variable) charges.
2. The fixed charges shall consist of:
 - a. Interest on loan capital;
 - b. Depreciation, including Advance Against Depreciation;
 - c. Return on equity;

- d. Operation and maintenance expenses; and
- e. Interest on working capital.
- 3. The energy (variable) charges shall cover the fuel cost.

5.2 Normative Values:

- (i) **Capital Cost:** For determination of tariff, the capital cost shall be determined by the Commission on the basis of the average cost for various generation capacities prevailing at the time of application.
- (ii) **Target Capacity Utilization Factor for recovery of full (Fixed) charges:** The target Capacity Utilization Factor (CUF) for recovery of full (fixed) charges for all biomass based power generating stations shall be 80%.
- (iii) **Fuel Ratio:** The ratio of biomass and coal / fossil fuel used for generation of electricity will be 85:15 as notified by Ministry of New and Renewable Energy, Government of India vide their order dated 20.12.2006, unless modified.
- (iv) **Gross Station Heat Rate (GSHR):** The gross station heat rate for biomass based generating stations shall be based on the actual PG test report of generating plant and / or the design heat rate of the generating plant. An allowance of 5% over the gross heat rate shall be given to cover the operational uncertainties. To take care of various losses, an allowance of 5% of over the gross heat rate derived as above shall also be provided.
- (v) **Gross Calorific Value (GCV):** Average GCV for fuel including coal / fossil fuel shall be as per the quality of fuel.
- (vi) **Cost of Fuel:** The cost of biomass and coal will be considered by the Commission on the basis of prevailing market rate.
- (vii) **Auxiliary Energy Consumption:**
The auxiliary energy consumption for Biomass based generating station shall be considered as 10% for units of any size for determination of tariff.

5.3 Debt-Equity Ratio:

- (i) In case of all biomass based generating stations the debt-equity ratio as on the date of commercial operation shall be 70:30 for determination of tariff. Where equity employed is more than 30%, the amount of equity for determination of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as the normative loan.
Provided that in case of a generating station where actual equity employed is less than 30%, the actual debt and equity shall be considered for determination of tariff.
- (ii) The debt and equity amount arrived at in accordance with sub clause (i) shall be used for calculating interest on loan, return on equity, advance against depreciation and foreign exchange rate variation.

5.4 Interest on Term loan:

- (a) Interest on loan capital shall be computed loan wise on the loans arrived at in the manner indicated in the clause 5.3 above.
- (b) The generating company may swap the loan in case it results in net benefit to the company. The generating company may retain 50% of the profit made on account of swapping of loan and the remaining 50% will be passed on to the distribution licensee through tariff.
- (c) The changes in the terms and conditions of loan shall be taken from the date of such swapping.
- (d) In case of any dispute, any of the parties may approach the Commission. However, the distribution licensee shall not withhold any payment due to the generating company during pendency of any dispute relating to swapping of loan.
- (e) In case any moratorium period is availed of by the generating company, the depreciation provided for in the tariff during the years of moratorium shall be treated as repayment during those years and interest on loan capital shall be calculated accordingly.
- (f) The rate of interest on term loans shall be actual rate of interest on which the loan is taken subject to prudence check by the Commission.

5.5 Depreciation, including Advance Against Depreciation

- (a) For the purpose of tariff, depreciation shall be computed in the following manner:
 - (i) The value base for the purpose of depreciation shall be the historical cost of the asset.
 - (ii) Depreciation shall be calculated on annual basis, on straight line method over the useful life of the asset and at the rates as notified by the CERC.

The residual value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the historical capital cost of the asset.

Land is not a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing 90% of the historical cost of the asset.
 - (iii) On repayment of entire loan, the remaining depreciable value shall be spread over the balance useful life of the asset.
 - (iv) Depreciation shall be chargeable from the first year of operation. In case of operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.
- (b) In addition to allowable depreciation, the generating company shall be entitled to a advance against depreciation (AAD), computed in the manner given hereunder:

AAD = Loan repayment amount as per regulation 5(4) subject to a ceiling of 1/10th of loan amount as per regulation 5(3) minus depreciation as per schedule

Provided that advance against depreciation shall be permitted only if the cumulative repayment up to a particular year exceeds the cumulative depreciation up to that year;

Provided further that advance against depreciation in a year shall be restricted to the extent of difference between cumulative repayment and cumulative depreciation up to that year.

5.6 **Return on Equity**

Return on equity shall be computed on the equity base determined in accordance with regulation 5.3 at the rate of a maximum @ 16% per annum. Provided that equity invested in foreign currency shall be allowed a return up to the prescribed limit in the same currency and the payment on this account shall be made in Indian rupees based on the exchange rate prevailing on the due date of billing.

Explanation

The premium raised by the generating company while issuing share capital and investment of internal resources created out of free reserve of the generating company, if any, for the funding of the project, shall also be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilized for meeting the capital expenditure of the generating station.

5.7 **Operation and Maintenance (O&M) expenses**

The normative operation and maintenance expenses for plants of all capacities shall be 5% of the project cost.

An annual escalation may be allowed on such expenses. The operation and maintenance expenses shall include Repairs and Maintenance expenses, Employees Cost, Administrative and General expenses and also insurance.

5.8 **Interest on Working Capital**

The rate of interest on working capital shall be actual rate of interest on which the loan for working capital is taken and shall be a maximum of 2% above the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1st April of the base year in which the tariff is to be determined.

For the purpose of working out interest, working capital shall cover:

- (i) the cost of fuel (coal and biomass) for 3 months; and
- (ii) the operation and Maintenance expenses for one month; and
- (iii) the receivables equivalent to 1½ months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target capacity utilization factor.

- 5.9. **Energy (Variable) Charge:** Energy (variable) charges shall cover fuel cost and shall be worked out on the basis of ex-bus energy delivered / sent out from the generating station.
- 5.10. **Rate for Infirm Power:** Rate for power supplied to a licensee prior to declaration of date of commercial operation shall be equal to energy (variable) charges.
- 5.11. **Rate for non-firm Power:** Rate for non-firm power shall be equal to energy (variable) charges plus 30 paise per unit.

6. NORMS FOR DETERMINATION OF TARIFF FOR SMALL HYDEL GENERATING STATION

- 6.1. **Components of Tariff.** A small hydel plant shall not have any variable cost component. Hence the tariff for sale of electricity from a small hydel generating station shall consist of only the fixed cost i.e.-
 - a. Interest on loan capital
 - b. Depreciation, including Advance Against Depreciation;
 - c. Return on equity;
 - d. Operation and maintenance expenses; and
 - e. Interest on working capital.

6.2. Normative values:

(i) Auxiliary Energy Consumption:

For final tariff determination actual auxiliary consumption and transformation losses together will be taken into account, on the basis of test reports, but subject to a maximum of 2%. For the purpose of determination of provisional tariff auxiliary consumption and transformation losses together will be considered as 2%. Transformation losses will be considered only for the generator transformer(s) installed in the project area.

(ii) Target Capacity Utilization Factor (CUF):

The CUF for determination of tariff will be 40% or as claimed by the generating stations, whichever is higher.

6.3. Capital Cost of the project: Subject to prudence check by the Commission, the actual expenditure incurred on completion of the project shall form the basis for determination of final tariff. The final tariff shall be determined based on the admitted capital expenditure actually incurred up to the date of commercial operation of the generating station and shall include capital spares subject to a ceiling norm of 1.5% of the original admitted project cost, as on the cut off date.

The scrutiny of the project cost estimates by the Commission may be limited to the reasonableness of the capital cost, financing plan, interest during

construction, use of efficient technology and such other matters for the purposes of determination of tariff, as may be decided by the Commission.

(2) **Additional capitalization:** The following capital expenditure within the original scope of work actually incurred after the date of commercial operation and up to the cut off date may be admitted by the Commission subject to prudence check:

- (i) Deferred liabilities
- (ii) Works deferred for execution,
- (iii) Procurement of initial capital spares in the original scope of works subject to ceiling specified in regulation 10(1)
- (iv) Liabilities to meet award of arbitration or in compliance of the order or decree of a court and
- (v) On account of change in law.

Provided that original scope of works along with estimates of expenditure shall be submitted along with the application for provisional tariff.

Provided further that a list of the deferred liabilities and works deferred for execution shall be submitted along with the application for final tariff after the date of commercial operation of generating station.

The capital cost will be allowed to a maximum of ceiling of Rs. 5 crores / MW. This may also include the cost of laying of transmission lines for evacuation of power. Considering the topography of the State and the likelihood of many SHPs being located in remote areas, which may require considerable length of transmission lines exceeding 10 Ks and also the geological surprises which may not have been foreseen and may come to be known at a time of execution of the projects, in such cases the project cost that can be allowed up to a maximum ceiling of Rs. 5.5 crores per MW. This would be an exception rather than the rule. For the purpose of provisional tariff determination the capital cost will be allowed as Rs. 4.75 crores per MW.

- 6.4. **Debt-Equity Ratio:** The debt equity ratio shall be as per clause 5.3.
- 6.5. **Interest on Term loan:** The interest on term loan shall be as per clause 5.4.
- 6.6. **Depreciation, including Advance Against Depreciation:** Depreciation and AAD shall be reckoned as per clause 5.5 above.
- 6.7. **Return on Equity:** The return on equity shall be a maximum of @16% per annum as per clause 5.6 above.
- 6.8. **Operation and Maintenance expenses:** The normative operation and maintenance expenses for generating units of all sizes shall be 2.5% of the project cost, which may be escalated at the rate of 5% annually.

The base operation and maintenance expenses shall include Repairs and Maintenance expenses, Employee Cost, Administrative and General expenses and also insurance.

6.9. **Interest on Working Capital**

Rate of interest on working capital shall be the actual rate of interest on which the loan for working capital is taken subject to a maximum of 2% above the short term Prime Lending Rate of State Bank of India / Reserve Bank as on 1st April of the year in which the generating station or a unit thereof is declared under commercial operation. However, if no loan is taken for working capital, the interest will be allowed for tariff determination at the rate equal to short term prime lending rate of State Bank of India on the 1st day April of the year in which the generating station is declared under commercial operation.

For the purpose of calculation of interest on working capital shall cover

- (i) Operation and Maintenance expenses for one month.
- (ii) Maintenance spares @1% of the capital cost of project escalated @6% per annum from the date of commercial operation; and
- (iii) Receivables equivalent to 2 months of fixed charges for sale of electricity calculated on the target capacity utilization factor.

6.10. **Tariff for Infirm power:** The target for power supplied by SHP to a distribution licensee prior to declaration of the date of commercial operation shall be equal to 50% of the tariff for firm power.

6.11. **Tariff for Non-firm Power:** The tariff of non-firm power supplied by a SHP to distribution licensee shall be the same as for infirm power as mentioned in 6.10 above.

6.12. **Royalty on Water:** Royalty paid by small hydro-generating stations to the Govt. of Chhattisgarh on the water used in the project will be treated as pass through in tariff.

7. **OPEN ACCESS CHARGES**

- (i) **Transmission / Wheeling Charges:** The transmission and wheeling charges payable by renewable energy sources for the use of transmission and / or distribution open access shall be 6% of the energy input into the system. Other than these charges, they shall not be liable to pay any transmission charges or wheeling charges either in cash or kind. However, surcharge shall be payable where the wheeling of energy is other than for their own use.
- (ii) **Cross-subsidy surcharge:** The cross subsidy surcharge shall be 50% of the surcharge payable by other open access customers as fixed by the Commission from time to time.

8. **SUBSIDY FROM MINISTRY OF NEW AND RENEWABLE ENERGY (MNRE):** Subsidy received, if any, by biomass based plant or SHP from the Central Government shall not be taken into account in determination of tariff.

9. **CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM (CDM) benefits:** CDM benefits received, if any, by any biomass based plants or SHP will be not be taken into account for the purpose of tariff determination for a period of five years from the date of commercial production.

10. TERM OF POWER PURCHASE AGREEMENT: The term of power purchase agreement by any biomass plant or SHP with a distribution licensee, shall be 20 years from the date of declaration of commercial operation of the station. PPAs can be extended for a reasonable period., on the terms and conditions on tariff as may be decided by the Commission at the time of renewal and the draft of PPA shall be got approved from the Commission before entering into the same.

11. SCHEDULING OF POWER:

- (i) Biomass based plants: Biomass based plants are required to schedule power to be supplied from and after the date of commercial operation, on monthly basis. They shall be required to give monthly schedule for energy proposed to be sold to a distribution licensee at least 15 days in advance.
- (ii) Small Hydel Plants: The small hydel plants because of their nature of generation are exempt from such scheduling of power. These exemptions will be applicable only when the entire electricity generated is sold to a licensee. If a SHP sells power to a third party and or to captive users, in addition to the licensee, it has to provide monthly scheduling of energy being supplied to the licensee. Accounting of energy shall be on monthly basis. If the load factor is less than 70% of the scheduled energy, during a month, it will be treated as non-firm power. Further, energy supplied by SHP more than 100% of scheduled energy on annualized basis shall also be treated as non-firm power.

12. SALE OF INFIRM POWER: Any revenue earned by the generating company from the sale of infirm power, shall be taken as reduction in capital cost and shall not be treated as revenue.

13. BANKING:

- 13.1 The banking of electricity shall be permissible to the generators subject to the following conditions: -
 - (i) Only such plants, which have not entered into agreements with CSEB / licensee for supply of electricity generated in full to the latter shall be entitled to banking facility.
 - (ii) The generator installs ABT meters at his end and the point at which the licensee receives the power for banking.
 - (iii) The period of banking will be limited to three months.
 - (iv) The generator pays banking charges at the rate of 2% of the banked energy per month. Banking charge will be in the form of energy, which will be adjusted by the licensee while releasing the banked power. Such charges will meet the expenses incurred by the licensee in maintaining the energy accounts etc.
- 13.2 The tariff related to timing of deposits and withdrawal from banked energy shall be as under:

- (a) When the timings of deposits and withdrawals both are either during peaking hours or in non-peaking hours, there shall be no change in tariff.
- (b) If the timing of deposits is in peaking hours and withdrawal is non-peaking hours, there shall be no change in the tariff.
- (c) If timing of deposits is in non-peaking hours and withdrawals is in peaking hours, the generator shall pay the difference in rates of average annual procurement price from the sources outside the state (except central power) by the licensees and the sale price of the generator.

14. POWER TO REMOVE DIFFICULTIES: If any difficulty arises in giving effect to these Regulations, the Commission may, of its own motion or otherwise, by an order and after giving a reasonable opportunity to those likely to be affected by such order, make such provisions, not inconsistent with these regulations, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

15. POWER TO REVIEW AND AMEND: The Commission may review these Regulations after a period of three years from the date of notification. The Commission may also from time to time add, vary, alter, modify or amend any provisions of these regulations after following the necessary procedure.

16. SAVINGS

- (1) Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent power of the Commission to make such orders as may be necessary to meet the ends of justice or to prevent abuses of the process of the Commission.
- (2) Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.
- (3) Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

By Order of the Commission

**(N.K.Rupwani)
Secretary**