



छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 966]

नवा रायपुर, बुधवार, दिनांक 17 दिसम्बर 2025 — अग्रहायण 26, शक 1947

ऊर्जा विभाग

मंत्रालय, महानदी भवन, नवा रायपुर अटल नगर

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग
सिंचाई कॉलोनी, शांति नगर, रायपुर

रायपुर, दिनांक 17 दिसम्बर 2025

अधिसूचना

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2025

क्र. 114/सी.एस.ई.आर.सी./2025. — भारत सरकार, पर्यावरण हितैषी होने के कारण ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों को विकसित करने पर बल दे रही है। विद्युत अधिनियम, 2003 में भी भारत सरकार द्वारा इस बारे में नीति निर्धारित करने का प्रावधान किया गया है एवं ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों को अपने क्षेत्राधिकार में प्रोत्साहित करने हेतु राज्य विद्युत नियामक आयोगों को निर्देशित किया गया है।

केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (सी.ई.आर.सी.) द्वारा के.वि.नि.आ.(नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ निर्धारण की दशएं और शर्तें) विनियम, 2024 अधिसूचित किया गया है, जिसके अंतर्गत विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा तकनीकों सहित बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना, नगर पालिका अपशिष्ट से ऊर्जा के लिए टैरिफ के निर्धारण संबंधी पहलुओं की चर्चा की गई है। विद्युत अधिनियम (EA) 2003 की धारा 61 के तहत, सी.ई.आर.सी. के विनियमों को, आर. ई. स्रोतों से ऊर्जा उत्पादन से संबंधित मामलों से निपटने के दौरान एस.ई.आर.सी. के लिए मार्गदर्शक कारक माना जाता है। भारत सरकार के ऊर्जा मंत्रालय ने अपने संशोधनों के साथ विद्युत (हरित ऊर्जा खुली पहुँच) नियम, 2022 को अधिसूचित किया है, जिसके आधार पर, इस आयोग द्वारा तैयार सीएसईआरसी (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु निबंधन और शर्तें) विनियम, 2025 में कुछ प्रासंगिक पहलुओं को शामिल किया जा रहा है।

पवन ऊर्जा तकनीक केन्द्र (CWET)/ राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान (NIWE) के साथ ही क्रेडिट ने छत्तीसगढ़ राज्य में कतिपय ऐसे स्थलों को चिन्हित किया है, जिनकी पवन ऊर्जा क्षमताओं का दोहन, विद्युत उत्पादन के लिए किया जा सकता है, इसके लिए इस क्षेत्र में निवेशकों को आकर्षित करने के लिए उन्हें समुचित प्रतिफल देना आवश्यक होगा।

भारत ने वर्ष 2070 तक कार्बन उत्सर्जन शून्य करने का लक्ष्य रखा है। अभी हाल ही में ग्लासगो में हुए सीओपी-26 में भारत ने गैर जीवाश्म ईंधन आधारित स्रोतों से विद्युत उत्पादन के अपने लक्ष्य को बढ़ाकर 2030 तक 500 गीगावॉट किया है और इस तरह 2030 तक खपत की जाने वाले कुल ऊर्जा का लगभग 50 प्रतिशत नवीकरणीय स्रोतों से प्राप्त होने की उम्मीद है। चूंकि भारत जीवाश्म ईंधन से गैर जीवाश्म ईंधन आधारित ऊर्जा प्रणाली की ओर बढ़ रहा है और उसने ग्रीन हाउस गैस/कार्बन डाई आक्साइड गैस उत्सर्जन को 2030

तक एक बिलियन टन तक कम करने का लक्ष्य निर्धारित किया है, उसे 500 गीगावॉट गैर जीवाश्म ईंधन की क्षमता स्थापित करने को प्रोत्साहित करने की आवश्यकता है, जिसमें से 450 गीगावॉट नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से प्राप्त हो। इस प्रतिबद्धता को ध्यान में रखते हुए केन्द्र सरकार महंगी ताप विद्युत के साथ अपेक्षाकृत सस्ती नवीकरणीय ऊर्जा का संयोजन करते हुए विविध योजनाएं और प्रणालियाँ प्रारंभ कर रही है ताकि ऊर्जा के अंतरण को प्रोत्साहन मिल सके और लाभार्थी वितरण कंपनी नवीकरणीय क्रय दायित्व न्यूनतम लागत पर पूरा करने में सक्षम हो सके।

उपर्युक्त को दृष्टिगत रखते हुए और विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, सन् 2003) की धारा 61, 86 सहपठित 181 में निहित शक्तियों और इस संबंध में अन्य समस्त समर्थकारी शक्तियों के अनुसरण में छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक (आयोग) एतद्वारा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को विद्युत विक्रय के निमित्त टैरिफ की शर्तें और दशाएं विनिर्दिष्ट करते हुए निम्नांकित विनियम बनाता है।

1. संक्षिप्त नाम तथा प्रारंभ—

- 1.1 ये विनियम, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के लिये टैरिफ के निर्धारण हेतु निर्बंधन और शर्तें) विनियम, 2025 कहलायेंगे।
- 1.2 ये विनियम, 01 अप्रैल, 2025 से लागू होंगे और लागू होने की तिथि से पाँच वर्ष की अवधि तक प्रभावशील रहेंगे।
- 1.3 ये विनियम, सम्पूर्ण छत्तीसगढ़ राज्य में विस्तारित होंगे और राज्य में स्थापित नवीकरणीय ऊर्जा आधारित उत्पादन केन्द्रों पर प्रयोज्य होंग।

2. परिभाषाएँ एवं निर्वचन—

- 2.1 इन विनियमों में, जब तक संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो:—

- क) “अधिनियम” से अभिप्रेत है समय-समय पर यथा संशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36);
- ख) उत्पादन केंद्र के प्रकरण में किसी काल खण्ड के संबंध में “सहायक ऊर्जा खपत” या “AUX” से अभिप्रेत है उत्पादन केंद्र के सहायक उपकरणों द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा, और उत्पादन केंद्र के अंतर्गत पारेषण की हानियां, जिसे उत्पादन केंद्र के संयुक्त अथवा पृथक् सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पन्न सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त की जाती है;
- ग) “बायोगैस” से अभिप्रेत है वह गैस, जो फसलो का अपशिष्ट, मल, मवेशियों का गोबर, पोल्ट्री अपशिष्ट और खाद जैसे कार्बनिक पदार्थों के ऑक्सीजन मुक्त वातावरण में विघटित होने (किण्वन) से उत्पन्न होती है;

- घ) **“बायोमास”** से अभिप्रेत है कृषि और वानिकी कार्यों के दौरान उत्पन्न अपशिष्ट (उदाहरणार्थ तिनके और डंठल) अथवा कृषि उत्पाद के प्रसंस्करण में उप-उत्पाद के रूप में उत्पन्न अपशिष्ट (उदाहरण के लिए भूसी, छिले, वितेलित केक, आदि); समर्पित ऊर्जा वृक्षरोपणों में उत्पादित लकड़ी अथवा जंगली झाड़ियों/खरपतवारों से प्राप्त लकड़ी, और कुछ औद्योगिक संचालनों में उत्पन्न लकड़ी का अपशिष्ट, ऐसे अन्य अपशिष्ट, जिसे केंद्रीय सरकार द्वारा बायोमास का हिस्सा माना जाये, शामिल हैं;
- ड.) **“बायोमास गैसीकरण”** से अभिप्रेत है बायोमास के अपूर्ण दहन की प्रक्रिया है जिसके परिणामस्वरूप कार्बन मोनोऑक्साइड (CO), हाइड्रोजन (H₂) और मीथेन (CH₄) के अंशों के मिश्रण से युक्त दहनशील गैसों का उत्पादन होता है;
- च) **“क्षमता उपयोगिता कारक” “Capacity Utilization Factor”** अथवा **“सी.यू.एफ. अथवा संयंत्र भार कारक” “Plant Load Factor”** अथवा **“पी.एल.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:

$$\text{सी.यू.एफ.} = \frac{\text{संदर्भित कालखण्ड में सकल उत्पादन}}{\text{स्थापित क्षमता} \times \text{संदर्भित कालखण्ड के दौरान कुल घंटे (बंद घंटों सहित)}} \times 100\%$$

- छ) **“पूँजीगत लागत”** से अभिप्रेत है संबंधित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के लिए विनियमन 13, 25, 28, 34, 42, 47, 52, 56, 62, 68, और 73 में यथापरिभाषित;
- ज) **“सी.ई.आर.सी”** से अभिप्रेत है केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग;
- झ) **“आयोग”** से अभिप्रेत है छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग;
- ञ) **“प्रवर्तन में लाना” (कमीशनिंग)** से अभिप्रेत है उत्पादन संयंत्र के प्रणालियों और घटकों की जाँच और संचालन, जैसी कि उत्पादन संयंत्र के सफल तुल्यकालन (सिंक्रोनाइजेशन) के लिए आवश्यक हो:
परंतु यह कि प्रवर्तन में लाने की प्रक्रिया न केवल नई परियोजनाओं पर लागू की जा सकेगी अपितु विस्तार, नवीनीकरण अथवा सुधार के चलते मौजूदा इकाइयों और प्रणालियों पर भी प्रयुक्त की जा सकेगी;
- ट) **“नियंत्रण अवधि”** अथवा **“पुनरीक्षण अवधि”** से अभिप्रेत है वह अवधि, जिसके दौरान इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के मानदंड वैध बने रहेंगे;
- ठ) **“वाणिज्यिक परिचालन की तिथि”** अथवा **“सी.ओ.डी.”** से अभिप्रेत है

जनरेटिंग कंपनी द्वारा अपने जनरेटिंग स्टेशन की किसी यूनिट के संबंध में, भारतीय विद्युत ग्रिड कोड/राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों के अनुरूप, घोषित कमीशनिंग की तिथि।

परंतु यह कि, कमीशनिंग की तिथि को नवीकरणीय ऊर्जा जनरेटर (RE Generator) और संबंधित वितरण अनुज्ञप्तिधारी या एस.एल.डी.सी. (SLDC), जैसा भी लागू हो, द्वारा संयुक्त निरीक्षण के आधार पर प्रमाणित किया जाएगा।

- ड) **“वित्तीय वर्ष”** से अभिप्रेत है किसी कैलेंडर वर्ष की अप्रैल प्रथम दिनांक से प्रारंभ होने वाली और परवर्ति कैलेंडर वर्ष की 31 वीं मार्च को समाप्त होने वाली अवधि;
- ढ) **“फर्म विद्युत”** से अभिप्रेत है परियोजना की वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से और उसके उपरांत प्रदाय की गई किसी भी विद्युत ;
- ण) **“फ्लोटिंग सोलर प्रोजेक्ट”** अथवा **“एफ.एस.पी”** से अभिप्रेत है एक सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजना , जहां परियोजना की संरचना पर फोटोवोल्टिक पैनलों की सरणियाँ एक फ्लोटर, एंकरिंग और मूरिंग सिस्टम की सहायता से पानी के एक निकाय, जैसे कि एक कृत्रिम बेसिन या झील के ऊपर तैरती हैं;
- त) उत्पादन केन्द्र में प्रयुक्त ईंधन के संबंध में, **“सकल कैलोरी मान”** अथवा **“जी.सी.वी”** से अभिप्रेत है, एक किलोग्राम ठोस ईंधन अथवा एक लीटर द्रव ईंधन अथवा एक मानक घन मीटर गैसीय ईंधन, जैसी भी स्थिति हो, के पूर्णतः दहन से किलो कैलोरी में उत्पन्न ऊष्मा;
- थ) **“सकल स्टेशन उष्मा दर”** या **“जी.एस.एच.आर”** से अभिप्रेत है विद्युत जनरेटर के टर्मिनल पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा की मात्रा के उत्पादन हेतु आवश्यक ऊष्मीय ऊर्जा की किलो कैलोरी में मापी गई मात्रा;
- द) **“इनफर्म विद्युत”** से अभिप्रेत है उत्पादन केन्द्र/इकाई द्वारा वाणिज्यिक संचालन की तिथि की घोषणा के पूर्व उत्पादित विद्युत;
- ध) **“स्थापित क्षमता”** अथवा **“आई.सी.”** से अभिप्रेत है उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों की नाम पट्टिकाओं पर अंकित क्षमताओं का योग अथवा उत्पादन केन्द्र की क्षमता (जनरेटर टर्मिनलों पर आकलित):
परंतु यह कि सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजनाओं और तैरती (फ्लोटिंग) सौर उर्जा परियोजनाओं के मामले में स्थापित क्षमता, परियोजना के इनवर्टरों की नाम पट्टिकाओं में अंकित क्षमताओं (प्रत्यावर्ती धारा की शक्ति का अंकित मूल्य) का योग होगा;
- न) **“अंतर-संयोजन बिंदु”** से अभिप्रेत है, नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन सुविधा का पारेषण प्रणाली अथवा वितरण प्रणाली का अंतर-संयोजन बिंदु होगा, जैसी भी स्थिति हो :
 - i. पवन ऊर्जा परियोजनाओं और सौर फोटोवोल्टिक परियोजनाओं, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं और भंडारण परियोजनाओं के साथ नवीकरणीय

ऊर्जा के संबंध में, अंतर-संयोजन बिंदु, पूलिंग उपकेंद्र (Pooling Substation) के आउटगोइंग फीडर के एच.व्ही. साईड पर लाइन आइसोलेटर होगा;

ii. लघु जल विद्युत, बायोमास/बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन विद्युत परियोजनाओं, और सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं के संबंध में, अंतर-संयोजन बिंदु उत्पादन ट्रांसफार्मर की आउटगोइंग फीडर के एच.व्ही. साईड पर लाइन आइसोलेटर होगा;

- प) **“अनुज्ञप्तिधारी”** से अभिप्रेत है राज्य में संचालनरत् कोई वितरण अनुज्ञप्तिधारी ;
- फ) नवीकरणीय उर्जा स्रोतों पर आधारित ताप उत्पादन केन्द्र के ईकाई के संबंध में, **“अधिकतम निरंतर रेटिंग”** या **“एम.सी.आर.”** से अभिप्रेत है जनरेटर टर्मिनलों पर अधिकतम निरंतर उत्पादन, जो निर्धारित मापदंडों पर निर्माता द्वारा गारंटीकृत है;
- ब) **“एम.एन.आर.ई.”** से अभिप्रेत है भारत सरकार का नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय;
- भ) **“नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (MSW)”** से अभिप्रेत है, और इसमें नगर पालिका या अधिसूचित क्षेत्रों में उत्पन्न वाणिज्यिक और आवासीय अपशिष्ट सम्मिलित हैं, जो ठोस अथवा अर्ध-ठोस रूप में होते हैं, जिसमें औद्योगिक खतरनाक अपशिष्ट सम्मिलित नहीं हैं, किन्तु उपचारित जैव-चिकित्सा अपशिष्ट सम्मिलित हैं;
- म) **“सुक्ष्म/अतिसुक्ष्म जलीय”** से अभिप्रेत है **सुक्ष्म जलीय** विद्युत संयंत्रों के लिए 100 किलोवाट तक और सुक्ष्म जलीय के लिए 101 किलोवाट से 2 मेगावाट तक की केन्द्र क्षमता वाली जल विद्युत परियोजनाएं;
- य) **“गैर स्थिर विद्युत”** से अभिप्रेत है नवीकरणीय स्रोतों से उत्पन्न विद्युत, जिसका घंटेदर घंटे परिवर्तन, धूप, बादल, हवा आदि जैसी प्राकृतिक लक्षणों पर निर्भर करता है, जिसका सटीक पूर्वानुमान नहीं लगाया जा सकता है;
- कक) **“गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन”** से अभिप्रेत है ऐसी प्रक्रिया, जिसमें बायोमास के उपयोग से एक से अधिक प्रकार की ऊर्जा (जैसे भाप और विद्युत) का एक साथ उत्पादन किया जाता है, परंतु यह परियोजना, सह-उत्पादन परियोजना होने की अर्हता प्राप्त कर सकती है, यदि वह विनियमन 4.3 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंडों को पूरा करती है;
- खख) **“परियोजना/संयंत्र”** से अभिप्रेत है ऐसा उत्पादन केन्द्र, जिसमें अंतर-संयोजन बिंदु तक निकासी प्रणाली शामिल है, और एक लघु जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, उत्पादन सुविधा के समस्त घटक शामिल हैं जैसे बांध, आगम जल परिचालक प्रणाली, विद्युत उत्पादन केन्द्र और योजना की समस्त उत्पादन इकाइयां, जैसी की विद्युत उत्पादन हेतु विभाजित की गई हो;
- गग) **“पंप स्टोरेज जल परियोजना”** से अभिप्रेत है एक जल विद्युत परियोजना, जो नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का उपयोग करके निचले ऊंचाई वाले जलाशय से उच्च

- ऊंचाई वाले जलाशय में पंप करके संभावित ऊर्जा के रूप में संग्रहित पानी के माध्यम से विद्युत उत्पन्न करती है ;
- घघ) **“अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन (RDF)”** से अभिप्रेत है ठोस अपशिष्ट के दहनशील घटकों को सुखाने, पत्थर हटाने, टुकड़े करने, निर्जलीकरण और संघनित करने से उत्पन्न छर्छों या फुलाव के रूप में क्लोरीनयुक्त प्लास्टिक के अलावा ठोस अपशिष्ट का पृथक दहनशील अंश, जिसका ईंधन के रूप में उपयोग किया जा सकता है;
- ड.ड.) **“स्टोरेज के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना”** से अभिप्रेत है स्टोरेज के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं का संयोजन या एक ही अंतर-संयोजन बिंदु पर स्टोरेज के साथ नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं का संयोजन, और इसमें पंप स्टोरेज जल परियोजना के साथ-साथ बैटरी ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली भी शामिल हैं;
- चच) **“नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र”** से अभिप्रेत है पारंपरिक विद्युत संयंत्रों के अलावा ऐसे विद्युत संयंत्र, जो केंद्रीय सरकार द्वारा यथा अनुमोदित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ग्रिड गुणवत्ता वाली विद्युत उत्पन्न करते हैं;
- छछ) **“नवीकरणीय उर्जा स्रोत”** से अभिप्रेत है नवीकरणीय स्रोतों जैसे जल, पवन, सौर ऊर्जा, जिसमें इनके समेकित चक्र का एकीकरण है, बायोमास, जैव ईंधन सह-उत्पादन, नगरी एवं नगर पालिका अपशिष्ट और अन्य ऐसे स्रोतों, जिन्हें केंद्रीय सरकार द्वारा अनुमोदित किया गया हो;
- जज) **“नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना”** से अभिप्रेत है ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना, जो एक ही अंतर-संयोजन बिंदु पर जुड़े नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के संयोजन से विद्युत उत्पादन करती है, जिसमें एक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत का अंश, समग्र स्थापित क्षमता को कम से कम 33 प्रतिशत होगा;
- झझ) **अनुसूचित उत्पादन”** से अभिप्रेत है, विद्युत उत्पादनकर्ता एवं अनुज्ञप्तिधारी के मध्य अनुबंधित किसी समय पर अथवा किसी कालखंड अथवा समय-अंतराल के लिए अंतर्संयोजन बिन्दु में उत्पादन की अनुसूचित मात्रा मेगावाट अथवा मिलियन यूनिट में;
- ञञ) **“लघु जल परियोजना”** से अभिप्रेत है किसी एक स्थान पर, 2 मेगावाट से अधिक और 25 मेगावाट तक (25 मेगावाट की क्षमता सहित), या भारत सरकार द्वारा समय-समय पर परिभाषित संस्थापित क्षमता वाली जल विद्युत परियोजना;
- टट) **“सौर पी.व्ही. विद्युत”** से अभिप्रेत है सौर फोटोवोल्टीक विद्युत परियोजना, जो फोटोवोल्टीक प्रौद्योगिक के माध्यम से विद्युत में सीधे रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग करती है और यह क्रिस्टलीय सिलिकॉन, पतली फिल्म या केंद्रीय सरकार द्वारा अनुमोदित किसी अन्य प्रौद्योगिक पर आधारित है;

- ठठ) **“सोलर तापीय विद्युत”** से अभिप्रेत है सौर तापीय विद्युत परियोजना, जो लाइन फोकस अथवा बिंदु फोकस सिद्धांत पर आधारित केंद्रित सौर विद्युत तकनीक के माध्यम से सीधे विद्युत में रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग करती है;
- डड) **“राज्य”** से अभिप्रेत है छत्तीसगढ़ राज्य;
- ढढ) **“राज्य नोडल एजेंसी”** से अभिप्रेत है छत्तीसगढ़ नवीकरणीय ऊर्जा विकास एजेंसी, जिसे नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा छत्तीसगढ़ राज्य में नवीकरणीय ऊर्जा के कुशल उपयोग को बढ़ावा देने के लिए अभिहित किया गया है;
- णण) **“स्टोरेज”** से अभिप्रेत है ऊर्जा भंडारण प्रणाली, जो ठोस अवस्था बैटरी, प्रवाह बैटरी, पंप स्टोरेज, संपीड़ित हवा, ईंधन सेल, हाईड्रोजन स्टोरेज अथवा किसी अन्य तकनीक जैसी विधियों और तकनीकियों का उपयोग करके विभिन्न प्रकार की ऊर्जा को संग्रहित करती है और संग्रहित ऊर्जा को विद्युत के रूप में वितरित करती है;
- तत) **“उपयोगी जीवनकाल”** से अभिप्रेत है कि, किसी निकास प्रणाली सहित उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक संचालन की दिनांक से निम्नलिखित अवधि, जिसमें अर्थात:—
- | | | |
|-------|---|--|
| i. | पवन ऊर्जा विद्युत परियोजना | 25 वर्ष |
| ii. | सुक्ष्म/अतिसुक्ष्म/लघु जल विद्युत संयंत्र | 40 वर्ष |
| iii. | गैर-जीवाश्म ईंधन सह-उत्पादन | 25 वर्ष |
| iv. | सौर पी.व्ही/फ्लोटिंग सौर संयंत्र/सौर तापीय विद्युत संयंत्र | 25 वर्ष |
| v. | नगर पालिका ठोस अपशिष्ट अथवा अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन आधारित विद्युत परियोजना | 20 वर्ष |
| vi. | बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना | 25 वर्ष |
| vii. | बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना | 25 वर्ष |
| viii. | नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना | संयुक्त टैरिफ के लिए नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना हेतु संयोजित विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवन का न्यूनतम। |

- ix. स्टोरेज के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना परियोजना के उपयोगी जीवन के समान, बशर्ते कि कोई स्टोरेज न हो।

थथ) “वर्ष” से अभिप्रेत है वित्तीय वर्ष ।

- 2.2 शब्द और अभिव्यक्तियां, जो इन विनियमों में प्रयुक्त हैं तथा परिभाषित नहीं हैं, का वही अर्थ होगा, जैसा कि अधिनियम में अथवा आयोग द्वारा अधिसूचित अन्य विनियमों में उनके लिये समानुद्देशित है।

3. प्रयोज्यता की परिधि तथा विस्तार

3.1 नवीन परियोजनाएं

- I. ये विनियम ऐसी समस्त नवीकरणीय विद्युत, (एतस्मिनपश्चात् जिन्हें आर.ई. के रूप में संदर्भित किया गया है) परियोजनाओं को प्रयोज्य होंगे, जिन्होंने 01 अप्रैल 2025 से 31 मार्च 2030 तक वाणिज्यिक संचालन हेतु तिथि अर्जित कर ली है, जो छत्तीसगढ़ राज्य में स्थापित हैं और वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को दीर्घ अवधि के लिए विद्युत आपूर्ति करता हो।
- II. ये विनियम, उन नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए भी लागू होंगे, जो विनियम 4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंडों को पूरा करती हैं।

3.2 विद्यमान परियोजनाएं

बीस वर्ष या उससे अधिक की लंबी अवधि के बिजली खरीद समझौते वाले मौजूदा नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, जिन्होंने 31 मार्च, 2025 से पहले वाणिज्यिक संचालन की तिथि प्राप्त कर ली है, उन पर लागू टैरिफ, टैरिफ अवधि की पूरी अवधि के लिए आयोग द्वारा समय-समय पर जारी संबंधित टैरिफ आदेशों द्वारा शासित होगा। हालांकि, ईंधन-आधारित नवीकरणीय ऊर्जा के लिए ऊर्जा शुल्क इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार निर्धारित किए जाएंगे।

4. पात्रता मापदंड

01 अप्रैल, 2025 के बाद सी.ओ.डी. प्राप्त करने वाली निम्नलिखित परियोजनाएं, इन विनियमों के अंतर्गत पात्र होंगी:

- 4.1 पवन ऊर्जा परियोजना – नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करके नई पवन ऊर्जा परियोजनाएँ।

4.2 जलविद्युत परियोजना –

क) राज्य नोडल एजेंसी/राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थलों पर नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करते हुए नई सूक्ष्म/अतिसूक्ष्म/लघु जलविद्युत परियोजनाएं;

ख) 25 मेगावाट से अधिक बड़े जलविद्युत परियोजनाएं (एल.एच.पी.)।

4.3 गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना – गैर जीवाश्म ईंधन आधारित नई सह-उत्पादन परियोजनाएं, इस परियोजना के रूप में अभिहित होने के लिए अर्ह होंगी, यदि वे नये संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती हैं और परिभाषा के अनुरूप हैं।

4.4 सौर पी.व्ही., फ्लोटिंग सौर परियोजनाएं, सौर तापीय विद्युत परियोजनाएं, सौर रूफटॉप पी.व्ही. प्रणालियां – केंद्रीय सरकार द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित परियोजनाएं :

परंतु यह कि भूमि पर स्थापित सौर पी.व्ही. परियोजनाओं के अलावा मौजूदा नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के साथ संस्थापित फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं को, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के रूप में माना जाएगा।

4.5 नगरपालिक ठोस अपशिष्ट (MSW) आधारित विद्युत परियोजनाएं – ऐसी परियोजना, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजना के रूप में अभिहित होने के लिए अर्ह होंगी, यदि वे नये संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती हैं और ईंधन स्रोत के रूप में नगरपालिका ठोस अपशिष्ट का उपयोग करती ह।

4.6 बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना – यह परियोजना को बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना कहा जाएगा, यदि इसमें नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग किया जा रहा है तथा इसमें ग्रिड से जुड़ी प्रणाली है, जो 100 प्रतिशत बायोगैस फायर इंजन का उपयोग करती है, तथा जिसमें केन्द्र सरकार द्वारा अनुमोदित कृषि अवशेषों, गोबर, पोल्ट्री अपशिष्ट, खाद और अन्य जैव अपशिष्ट के सह-पाचन के लिए बायोगैस प्रौद्योगिकी का उपयोग किया गया है।

4.7 नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना – परियोजना को नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना कहा जायेगा, यदि यह नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग कर रहा है और एक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से उत्पादन की निर्धारित क्षमता कुल स्थापित क्षमता का कम से कम 33 प्रतिशत है, जो एक ही अंतर्संयोजन बिंदु पर संचालित होती है :

परंतु यह कि ऊर्जा को ग्रिड में एक ही अंतर्संयोजन बिंदु पर अंतःक्षेपित किया जाए तथा मीटरिंग, ऐसे सामान्य अंतर्संयोजन बिंदु पर तदनुसार की जाए।

4.8 बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना – यदि परियोजना में नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग किया गया है, तथा इसमें ग्रिड से जुड़ी प्रणाली है जो 100

प्रतिशत उत्पादक गैस इंजन का उपयोग करती है, तथा साथ ही इसमें केन्द्र सरकार द्वारा अनुमोदित गैसीफायर प्रौद्योगिकियों का उपयोग किया गया है, तो परियोजना, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना कहलायेगा।

- 4.9 **भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना** – नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना सहित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना, भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना कहलायेगा, यदि वह ऐसी परियोजना से उत्पन्न नवीकरणीय ऊर्जा का आंशिक या पूर्ण उपयोग भंडारण सुविधा में ऊर्जा संग्रहित करने के लिए करती है, जो नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के समान अंतर्संयोजन बिंदु पर जुड़ी हुई है।

अध्याय 1: सामान्य सिद्धांत

5. नियंत्रण अवधि अथवा पुनरीक्षण अवधि

इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि अथवा पुनरीक्षण अवधि 01 अप्रैल, 2025 से प्रारंभ होकर पांच वर्ष की होगी:

परंतु यह कि नियंत्रण अवधि के दौरान वाणिज्यिक संचालन की दिनांक प्राप्त करने वाली नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार निर्धारित टैरिफ, नीचे विनियम 6 में विनिर्दिष्ट संपूर्ण टैरिफ अवधि के दौरान प्रयोज्य होता रहेगा:

परंतु यह भी कि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियमों में संशोधन पहले नियंत्रण अवधि के अंत से छः माह पहले किया जाएगा और जब तक अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियम अधिसूचित नहीं कर दिए जाते, पुनरीक्षित विनियमों के अनुसार समायोजनों के अध्यधीन रहते हुए, इन विनियमों के अनुसार टैरिफ मापदंड प्रयोज्य बने रहेंगे:

परंतु यह और भी कि इन विनियमों के अनुसार निर्धारित परियोजना-विशिष्ट टैरिफ, सम्पूर्ण टैरिफ अवधि के लिए लागू रहेगी।

परंतु यह और भी कि, मौजूदा संयंत्रों के लिए जिनका टैरिफ अवधि हेतु परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के रूप में निर्धारित किया गया है, उनके लिए टैरिफ अवधि, नियंत्रण अवधि ही होगी।

6. टैरिफ अवधि

6.1 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाएं की टैरिफ अवधि, उसके उपयोगी जीवन काल जो कि विनियम 2.1(तत) में परिभाषित की गई है।

6.2 इन विनियमों के अधीन, टैरिफ अवधि, नवीकरणीय विद्युत उत्पादन स्टेशनों के वाणिज्यिक संचालन की दिनांक से माना जाएगा।

6.3 इन विनियमों की धारा 6.1 और 6.2 के अनुसार, निर्धारित टैरिफ अवधि के लिए नवीनीकरण ऊर्जा विद्युत योजनाओं पर प्रायोज्य होंगे:

परंतु यह भी है कि, मौजूदा संयंत्रों जिनके लिए नियंत्रण अवधि, परियोजना-विशिष्ट टैरिफ निर्धारित किए गए हैं, उनके लिए टैरिफ अवधि, नियंत्रण अवधि ही होगी।

7. मूल टैरिफ (जेनरिक टैरिफ)

7.1 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ में लघु जल विद्युत परियोजना, 0.5 मेगावॉट से 2 मेगावॉट क्षमता वाली सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजना, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना और गैर जीवाश्म आधारित सहउत्पादन परियोजना हेतु आयोग मूल पूर्वता (जैनेरिक प्रिफरेंशियल) टैरिफ निर्धारित करेगा।

7.2 मूल टैरिफ के विलम्ब होने की स्थिति में, संबंधित वर्ष के लिए केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सी.ई.आर.सी.) टैरिफ, प्रावधिक टैरिफ होगा:

परंतु यह कि अंतर तदनुसार समायोजित किया जाएगा।

8. परियोजना विशिष्ट टैरिफ

8.1 निम्नलिखित प्रकार की परियोजनाओं के लिए प्रकरण—दर—प्रकरण आधार पर परियोजना विशिष्ट टैरिफ आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा:

- i. पवन ऊर्जा
- ii. 25 मेगावाट से अधिक क्षमता का जल विद्युत संयंत्र
- iii. भंडारण परियोजना के साथ नवीकरणीय ऊर्जा
- iv. सौर तापीय
- v. फ्लोटिंग सौर परियोजना
- vi. 2 मेगावाट से अधिक के लिए सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजना
- vii. रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन आधारित परियोजनाओं सहित नगरपालिका ठोस अपशिष्ट परियोजनाएं
- viii. नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाएं
- ix. बायोमास गैसीफायर परियोजनाएं
- x. कोई भी उत्पादन इकाई/केन्द्र, जो पुराने संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करके चालू किया गया हो।
- xi. इन विनियमों में पहचान की गई प्रौद्योगिकियों के अलावा केन्द्रीय सरकार द्वारा अनुमोदित कोई अन्य नवीन नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियां;
- xii. किसी भी परियोजना के लिए यदि अनुज्ञप्तिधारी/विकासकर्ता, परियोजना विशिष्ट टैरिफ चाहता है:

परंतु यह कि 25 मेगावाट से अधिक क्षमता वाले जलविद्युत संयंत्रों के लिए परियोजना—विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के मानदंड, नियंत्रण अवधि के दौरान लागू सी.एस. ई.आर.सी. एम.वाई.टी. (CSERC MYT) विनियमों के अनुसार होंगे।

8.2 ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन के लिए परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण, विनियमों/आदेशों के प्रासंगिक प्रावधानों के तहत निर्धारित निर्बंधनों और शर्तों के अनुसार किया जाएगा।

परंतु यह कि, किसी भी परियोजना के लिए जिसका परियोजना-विशिष्ट टैरिफ पिछले विनियमों के आधार पर निर्धारित किया गया है, उसका निर्धारित परियोजना-विशिष्ट टैरिफ परियोजना के उपयोगी जीवनकाल तक जारी रहेगा।

- 8.3 ऐसी परियोजनाओं के लिए जिन्हें इस विनियम के प्रारंभ होने से पूर्व, प्राविधिक टैरिफ प्रदान किए जा चुके हैं और जो सामान्य टैरिफ का विकल्प देते हैं, प्राविधिक टैरिफ के प्रति उत्पादक को भुगतान किया जा चुका है, उसका समायोजन राज्य सरकार को भुगतान किए गए वैधानिक प्रभारों को घटाकर छः बराबर किश्तों में किया जाएगा:

परंतु यह कि यदि ऐसी परियोजना, परियोजना विशिष्ट टैरिफ का विकल्प चुनती है, तो अर्जित राजस्व को परियोजना पर व्यय की गई पूंजीगत लागत के विरुद्ध समायोजित किया जाएगा।

- 8.4 परियोजना-विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदंडों के अनुसार, पूंजीगत लागत को छोड़कर किया जाएगा, जिसकी सुसंगतता की जांच की जाएगी।

- 8.5 गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन/बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना तथा ईंधन लागत घटक वाली अन्य परियोजनाओं के मामले में, इनफर्म विद्युत की दर 1.0 रुपए प्रति किलोवाट घंटा होगी, जबकि अन्य परियोजनाओं के लिए, जिनमें ईंधन लागत घटक नहीं है, अस्थाई विद्युत की दर राज्य सरकार को वास्तव में भुगतान किए गए जल प्रभार, ड्यूटी और उपकरण जैसे वैधानिक प्रभारों के बराबर होगी:

परंतु यह कि ऐसी इनफर्म विद्युत, अनुज्ञप्तिधारी की नवीकरणीय क्रय दायित्व की आवश्यकता के लिए अर्ह होगी।

- 8.6 परियोजनाओं को सामान्य टैरिफ से परियोजना-विशिष्ट टैरिफ की प्रणाली में स्विच करने (बदलने) की अनुमति तभी दी जा सकती है, जब COD (वाणिज्यिक संचालन की तिथि) से 2 वर्ष की अवधि के भीतर इस बदलाव का विकल्प चुना जाए।

- 8.7 जिन संयंत्रों के लिए आयोग ने पूर्व में नियंत्रण अवधि हेतु परियोजना-विशिष्ट टैरिफ निर्धारित किया है, उनके लिए पूर्व निर्धारित टैरिफ ही जारी रहेगा और संशोधित टैरिफ की प्रयोज्यता आयोग के निर्देशानुसार होगी।

9. टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका और कार्यवाहीयाँ

- 9.1 आयोग, स्वप्रेरीत याचिका के आधार पर, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ होने से पहले उन नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए, जिनके लिए विनियमों के तहत मानदंड विनिर्दिष्ट किए गए हैं, मूल टैरिफ का निर्धारण करेगा;

- 9.2 परियोजना विशेष के टैरिफ की याचिका के साथ वैसा शुल्क दिया जाएगा, जैसा कि सुसंगत विनियमों में निर्धारित किया जाए और साथ में निम्नानुसार दिए जाएंगे:

- i. यथास्थिति प्रपत्र 1.1, 1.2, 2.1 और 2.2 में जानकारी और इन विनियमों से यथा संलग्न;
- ii. तकनीकी और संचालन विवरणों की रूपरेखा देते हुए परियोजना प्रतिवेदन, शील विशेष का पहलू, लागत पूंजी आधार और वित्तीय योजना आदि;
परंतु स्थापित परियोजनाओं के लिए, पिछला टैरिफ ऑर्डर पूंजीगत लागत और वित्तीय का आधार बनेगा।
परंतु आगे यह भी है कि, राज्य के स्वामित्व वाले उन उत्पादन संयंत्रों के लिए जो राज्य के वितरण अनुज्ञप्तिधारी को 100 प्रतिशत बिजली की आपूर्ति कर रहे हैं, आयोग, कानून में बदलाव/कानून के अनुपालन, प्रौद्योगिकी के अप्रचलन, किसी उपकरण/सिस्टम के उपयोगी जीवनकाल की समाप्ति के बाद उसके प्रतिस्थापन, उच्च सुरक्षा और संरक्षा की आवश्यकता, या किसी अन्य ऐसे कारण से जो आयोग विवेक जांच के बाद उचित समझे, 20 लाख रुपये से अधिक के अतिरिक्त पूंजीकरण की अनुमति दे सकता है।
परंतु यह भी प्रावधान है कि, ऐसे अतिरिक्त पूंजीकरण पर आयोग द्वारा किसी भी अग्रिम भार अथवा सी.आई.पी अनुमोदन के बिना, उक्त कार्यों के सफलतापूर्वक पूरा होने के बाद, अगले नियंत्रण अवधि के लिए टैरिफ निर्धारण के समय विचार किया जाएगा।
- iii. सकल स्थिर परिसंपत्ति के पेटे लागत पूंजी के प्रमाण के तौर पर प्रेक्टिस कर रहे सनदी लेखापाल/लागत अंकेक्षक की ओर से प्रमाणपत्र जिसमें कोष, उधार, साम्या और यदि कोई हों तो सब्सिडी का स्पष्ट रूप से उल्लेख किया जाए;
- iv. समस्त प्रयोज्य शर्तों और दशाओं का विवरण और जिस अवधि के लिए टैरिफ निर्धारण किया जाना है, उसके लिए अनुमोदित व्यय;
- v. प्राप्त किसी सब्सिडी और प्रोत्साहन की गणना का पूरा ब्यौरा देते हुए विवरण, जिसमें केन्द्र सरकार और/या राज्य सरकार से शोध्य या शोध्य माने जा सकने वाली राशियाँ सम्मिलित की जाएं;
- vi. सी.यू.एफ. डेटा से संबंधित डेटा को सम्मिलित करते हुए तकनीकी डेटा ;
- vii. नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना से विद्युत क्रय के लिए लाभार्थी से सहमति, जब तक कि ऐसी आवश्यकता को केन्द्रीय अथवा राज्य सरकार द्वारा छूट न दी गई हो; तथा
- viii. नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं द्वारा परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिका के मामले में निम्नलिखित दस्तावेज, जहां ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ आमतौर पर अधिनियम की धारा 63 के प्रावधानों के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया जाता है:

- i. प्रतिस्पर्धी बोली के बजाय परियोजना विशिष्ट टैरिफ को चुनने का औचित्य; तथा
 - ii. प्रस्तावित टैरिफ बनाम प्रतिस्पर्धी बोली/बाजार में प्रचलित टैरिफ के माध्यम से प्राप्त टैरिफ की प्रतिस्पर्धात्मकता;
 - ix. ऐसी अन्य जानकारी जो आयोग को याचिकाकर्ता की ओर से याचिका के निराकरण हेतु जमा करने के लिए आवश्यक हो;
- 9.3 टैरिफ निर्धारण की कार्यवाही, इस आयोग के व्यवसाय संचालन विनियमों के अनुसार होगी।
- 9.4 परियोजना विशिष्ट टैरिफ परियोजना के उपयोगी जीवन के लिए निर्धारित किया जाएगा और यह स्तरीकृत टैरिफ होगा।

10. टैरिफ संरचना

- 10.1 नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकी हेतु टैरिफ, एकल-भाग टैरिफ होगा जिसमें निम्नलिखित निश्चित लागत घटक सम्मिलित होंगे:

- I. इक्विटी पर प्रतिफल (Return on Equity);
- II. ऋण पूंजी पर ब्याज (Interest on Loan Capital);
- III. मूल्यह्रास (Depreciation);
- IV. कार्यशील पूंजी पर ब्याज (Interest on Loan Capital);
- V. संचालन और संधारण व्यय (Operation and Maintenance expenses):

परंतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए, जिसमें ईंधन लागत का घटक शामिल है, जैसे बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाएं, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं, तो दो घटकों के साथ एकल-भाग टैरिफ अर्थात् स्थिर लागत घटक और ईंधन लागत घटक निर्धारित किए जाएंगे।

11. टैरिफ डिजाईन

- 11.1 टैरिफ अवधि के लिए मूल टैरिफ का निर्धारण परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के वर्ष को विचार में लेते हुए स्तरीकृत (levellised) आधार पर किया जाएगा।

परंतु, नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए जिसमें दो घटक वाली टैरिफ शामिल हैं, टैरिफ का निर्धारण स्थिर लागत घटक के लिए परियोजना के वाणिज्यिक संचालन तिथि के वर्ष को विचार में लेते हुए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा, जबकि ईंधन लागत घटक को संचालन के वर्ष के आधार पर विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

- 11.2 स्तरीकृत टैरिफ के संगणना के उद्देश्य से कर उपरांत भारित औसत पूंजीलागत के समतुल्य डिस्काउन्ट फैक्टर विचार में लिया जाएगा।

11.3 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के लिए स्तरीकरण निकाला जाएगा।

परंतु, ऐसे नवीकरणीय विद्युत संयंत्र जैसा की विनियम 3.2(I) में विनिर्दिष्ट है और ऐसे संयंत्रों जिनका परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारित हो चुका है, के लिए कोई टैरिफ का स्तरीकृत नहीं किया जाएगा और परियोजना विशिष्ट टैरिफ नियंत्रण अवधि के लिए निर्धारित किया जाना जारी रहेगा।

11.4 यदि किसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्वारा, किसी वर्ष में, इन विनियमों के अंतर्गत विनिर्दिष्ट सी.यू.एफ. या पी.एल.एफ. से अधिक ऊर्जा उत्पन्न की जाती है, तो नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्विपक्षीय या सामूहिक लेन-देन के तहत बाजार में ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा को बेच सकती है, परंतु यह कि ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा के लिए इंकार करने का पहला अधिकार संबंधित लाभार्थी के पास होगा :

परंतु यह कि यदि संबंधित लाभार्थी, अतिरिक्त ऊर्जा क्रय करता है, तो ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा के लिए टैरिफ, उस वर्ष के लिए लागू टैरिफ के बराबर होगी।

12. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन के लिए प्रेषण सिद्धांत

12.1 समस्त नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्रों को 'अवश्य चलने वाले' (Must-run) विद्युत संयंत्र के रूप में माना जाएगा और उन पर गुणताक्रम प्रेषण सिद्धांत (Merit order dispatch principle) लागू नहीं किया जाएगा।

12.2 विद्युत अधिनियम, 2003 के अंतर्गत बनाए गए किसी भी विनियम में निहित होते हुए भी, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं, तथा भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं को छोड़कर सभी नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्र, वाणिज्यिक प्रयोजनों के लिए अनुसूचीकरण (Scheduling) और विचलन निपटान (Deviation Settlement) के अध्यधीन नहीं होंगी, किंतु ग्रिड परिचालन के प्रयोजनों के लिए समय-निर्धारण के अध्यधीन होंगी:

परंतु यह कि राज्य के भीतर एक से अधिक लाभार्थियों को विद्युत आपूर्ति के मामले में, अनुसूचीकरण (Scheduling) और विचलन निपटान (Deviation Settlement) लागू होगा।

परंतु आगे यह भी प्रावधान है कि, राज्य के स्वामित्व वाले जलविद्युत उत्पादन स्टेशनों को अनुसूचीकरण और विचलन निपटान से छूट दी जाएगी, क्योंकि इन जलविद्युत स्टेशनों से पानी का डिस्चार्ज राज्य सरकार के जल संसाधन विभाग द्वारा विनियमित किया जाता है।

अध्याय 2: वित्तीय सिद्धांत

13. पूंजीगत लागत

13.1 पश्चातवर्ती प्रौद्योगिकी विशिष्ट अध्यायों में यथा विनिर्दिष्ट पूंजीगत लागत के मानदण्डों में समस्त केन्द्रीय कार्यों का समावेश होगा जिसमें, भूमि लागत, संयंत्र और मशीन, सिविल कार्य प्रतिष्ठापन और संचालन, वित्त पोषण लागत, प्रारंभिक और संचालन पूर्व के व्यय, निर्माण के दौरान ब्याज और अंतर्संयोजन बिन्दु तक इवेक्यूएशन अधोसंरचना सम्मिलित है।

परंतु, परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण हेतु उत्पादन कंपनी पूंजीगत लागत का खण्डवार विवरण अपनी याचिका के साथ विनियम 8 के अधीन विनिर्दिष्ट रीति से करेगी।

13.2 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं हेतु पूंजीगत लागत संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए वही होगी जो नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट की जावे, बशर्ते की आयोग द्वारा उसकी समीक्षा न की गई हो।

13.3 राज्य के स्वामित्व वाले उन उत्पादन संयंत्रों के परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के मामले में, जिन्होंने 15 वर्ष की सेवा पूरी कर ली है और राज्य के वितरण अनुज्ञप्तिधारी को 100 प्रतिशत बिजली की आपूर्ति करते हैं, उत्पादन कंपनी द्वारा वास्तव में किए गए अतिरिक्त पूंजीकरण को विस्तृत औचित्य के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।

परंतु यह कि, आयोग विवेक जांच के बाद पहले से अनुमोदित पूंजीगत लागत की समीक्षा की अनुमति दे सकता है।

14. ऋण इक्विटी अनुपात

14.1 मूल टैरिफ के स्वतः निर्धारण के लिए, ऋण इक्विटी अनुपात 70:30 विचारणीय होगा।

14.2 परियोजना विशिष्ट टैरिफ के लिए, यदि वस्तुतः लगायी गई इक्विटी पूंजीगत लागत की 30 प्रतिशत से अधिक है तो 30 प्रतिशत से अधिक होनी वाली इक्विटी को प्रतिमानकीय ऋण के रूप में माना जाएगा।

परंतु, जहाँ वास्तव में लगायी गई पूंजी, पूंजीगत लागत की 30 प्रतिशत से कम है वहाँ वास्तविक इक्विटी को टैरिफ के निर्धारण हेतु विचार में लिया जाएगा;

परंतु, यह और भी कि विदेशी मुद्रा में निवेशित ऋण/इक्विटी को प्रत्येक निवेश की दिनांक पर भारतीय रुपयों में वे नामांकित/पदांकित किया जाएगा।

परंतु, यह भी कि ऋण और इक्विटी की राशि आंकलन करते समय उस परियोजना हेतु प्राप्त अनुदान की राशि अथवा पूंजीगत सब्सिडी को विकसित कर ऋण तथा अंश का अनुपात विचार में लिया जाएगा।

स्पष्टीकरण – परियोजना हेतु धन उपलब्ध कराने के उद्देश्य से अंश पूंजी तथा अपने मुक्त संचय (फ्री रिजर्व) में से निर्मित आंतरिक स्रोतों का निवेश जारी करते समय उत्पादन कंपनी द्वारा मांगा गया कोई प्रीमियम, अंश पूंजी पर वापसी की गणना करने के उद्देश्य से प्रदत्त पूंजी के रूप में मान्य किया जाएगा, यदि ऐसे प्रीमियम की राशि और आंतरिक स्रोतों वास्तव में उस नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु उपयोग में लाए गए हों।

- 14.3 परियोजना उत्पादक, आंतरिक स्रोतों से प्राप्त होने वाली पूंजी के निवेश के संबंध में नवीकरणी ऊर्जा परियोजना पर किये गये या करने हेतु प्रस्तावित पूंजीगत व्यय के समर्थन में कंपनी के बोर्ड द्वारा पारित प्रस्ताव तथा अन्य प्रकरणों में सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा।

15 ऋण पर ब्याज और वित्त प्रभार

- 15.1 टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से 15 वर्ष की ऋण/कर्ज अवधि पर विचार किया जाएगा।
- 15.2 विनियम 14 के अनुसार लिए गए ऋण/कर्ज को ऋण पर ब्याज की गणना के लिए सकल मानक ऋण माना जाएगा :
- परंतु यह कि हर वर्ष के 01 अप्रैल को बकाया मानक ऋण की गणना सकल मानक ऋण से पूर्व वर्ष की 31 मार्च तक की संचयी पुर्नअदायगी को घटाकर की जाएगी।
- 15.3 टैरिफ की संगणना के उद्देश्य से प्रतिमानकीय ब्याज दर स्टेट बैंक ऑफ इंडिया हेतु टैरिफ निर्धारण के पूर्ववर्ती छः महिने को प्रचलित सीमांत लागत आधारित उधार दर (MCLR) (1 वर्ष अवधि) से 200 आधार अंकों (basis point) के रूप में विचारणीय होगी।
- 15.4 उत्पादन कंपनी द्वारा ली गई किसी स्थगन अवधि के होते हुए भी ऋण का पुनर्भुगतान परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से विचार में लिया जाएगा और अनुमत किए गए वार्षिक मूल्यह्रास के बराबर होगा।

16 मूल्यह्रास

- 16.1 मूल्यह्रास के उद्देश्य से मूल्य आधार, आयोग द्वारा अनुमत की गई परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत होगी।
- 16.2 परिसंपत्तियों का अवशेष मूल्य 10 प्रतिशत माना जाएगा तथा मूल्यह्रास, परिसंपत्तियों की पूंजीलागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुमत होगा।
- 16.3 टैरिफ अवधि के प्रथम 15 वर्षों के लिए मूल्यह्रास की दर 4.67 प्रतिशत वार्षिक की रहेगी और शेष मूल्यह्रास को 16वें वर्ष के बाद से परियोजना की शेष उपयोगी जीवन अवधि के दौरान 'सीधी रेखा' विधि से विस्तारित किया जाएगा।

16.4 मूल्यह्रास वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से प्रभारणीय होगा:

परंतु, परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए वाणिज्यिक संचालन के प्रकरण में मूल्यह्रास अनुपातिक (प्रोरेटा) आधार पर प्रभारित होगा।

16.5 परियोजना के लिए प्राप्त अनुदान या पूंजी सब्सिडी की सीमा तक मूल्यह्रास की अनुमति नहीं दी जाएगी।

17 इक्विटी पर प्रतिफल

17.1 इक्विटी के लिए मूल्य आधार, पूंजी लागत या वास्तविक इक्विटी (परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के मामले में) का 30 प्रतिशत होगा, जैसा कि विनियम 14 के तहत निर्धारित किया गया है।

17.2 लघु जल विद्युत परियोजनाओं के अलावा अन्य नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानक इक्विटी पर प्रतिफल, 14 प्रतिशत होगा, तथा लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए 15 प्रतिशत होगा, जो टैरिफ अवधि के पहले 20 वर्षों के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित न्यूनतम वैकल्पिक कर दर द्वारा, तथा शेष टैरिफ अवधि के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित कॉर्पोरेट कर दर द्वारा, सकल किया जाएगा।

परंतु यह कि, उन संयंत्रों के संबंध में, जिनके लिए कंपनी द्वारा भुगतान किया गया वास्तविक आयकर लागू एम.वाई.टी. (MYT) विनियमों या पारंपरिक संयंत्रों के लिए टैरिफ आदेशों के माध्यम से एक समग्र कंपनी के रूप में अलग से वसूल करने की अनुमति दी गई है, उनके लिए इक्विटी पर प्रतिलाभ के साथ एम.ए.टी. (MAT) का सकलकरण लागू नहीं होगा।

18 कार्यशील पूंजी पर ब्याज

18.1 पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु जल विद्युत, सौर पी.व्ही., फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं, सौर ताप विद्युत परियोजनाओं, आर.डी.एफ. आधारित परियोजनाओं सहित एम.एस.डब्ल्यू. परियोजनाओं, तथा भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजी आवश्यकता की गणना निम्नानुसार की जाएगी:

- I. एक माह के लिए संचालन और संधारण व्यय;
- II. मानक पी.एल.एफ. या सी.यू.एफ. पर गणना की गई विद्युत के विक्रय के लिए 45 दिनों के ऊर्जा शुल्क के बराबर प्राप्य, जैसी भी स्थिति हो ;
- III. संचालन और संधारण व्यय के 15 प्रतिशत की दर से संधारण अतिरिक्त (स्पेयर);

18.2 बायोगैस आधारित परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजनाओं और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की गणना निम्नलिखित अनुसार की जाएगी:

- I. चार माह के लिए ईंधन लागत मानक पी.एल.एफ. के बराबर;
 - II. एक माह के लिए संचालन और संधारण व्यय;
 - III. लक्ष्य पी.एल.एफ. पर गणना की गई विद्युत के विक्रय के लिए 45 दिनों के स्थिर और परिवर्तनीय शुल्क के बराबर प्राप्य;
 - IV. संचालन और संधारण व्यय के 15 प्रतिशत की दर से संधारण अतिरिक्त (स्पेयर);
- 18.3 नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के मामले में, कार्यशील पूंजी की आवश्यकता, परियोजना में उनकी निर्धारित क्षमता के अनुपात में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए लागू मानदंडों के अनुसार निर्धारित कार्यशील पूंजी की आवश्यकता का योग होगी।
- 18.4 कार्यशील पूंजी पर ब्याज, टैरिफ के निर्धारण के लिए पिछले उपलब्ध छः माहों के दौरान प्रचलित औसत भारतीय स्टेट बैंक एम.सी.एल.आर. (एक वर्ष की अवधि) से तीन सौ पच्चीस (325) आधार अंकों से अधिक की मानक ब्याज दर के समतुल्य ब्याज दर पर होगा।

19 संचालन और संधारण व्यय

- 19.1 संचालन और संधारण व्ययों में मरम्मत और रख-रखाव, कर्मचारियों पर व्यय सहित स्थापना, और प्रशासनिक तथा बीमा सहित सामान्य व्यय सम्मिलित होंगे।
- 19.2 संचालन और संधारण व्ययों का निर्धारण टैरिफ अवधि के लिए आयोग द्वारा इन विनियमों के बाद नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों के आधार पर होगा।
- 19.3 इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) के पहले वर्ष के दौरान अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्यय टैरिफ अवधि के लिए 5.25 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

20 छूट

उत्पादक कम्पनी के बिलों का भुगतान साख पत्र के माध्यम से या प्रस्तुतीकरण पर या राष्ट्रीय इलेक्ट्रॉनिक निधि अंतरण (एन.ई.एफ.टी.) या वास्तविक समय सकल निपटान (आर.टी.जी.एस.) भुगतान मोड के माध्यम से बिल प्रस्तुतीकरण के 7 दिनों की अवधि के भीतर करने पर, बिल राशि पर 1 प्रतिशत की छूट दी जाएगी।

21 विलंबित भुगतान अधिभार

जब तक किसी अन्य आदेश के माध्यम से, विशेष रूप से अन्यथा प्रावधान न किया गया हो, यदि इन विनियमों के तहत देय शुल्कों के किसी भी बिल के भुगतान में बिल प्रस्तुत करने की तारीख से 45 दिनों की अवधि से अधिक का विलंब होता है, तो विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित और समय-समय पर यथा संशोधित विद्युत (विलंब भुगतान

अधिभार और संबंधित मामले) नियम, 2022 में विनिर्दिष्ट अनुसार विलंब भुगतान अधिभार, उत्पादन कंपनी द्वारा उद्ग्रहित किया जाएगा।

22 संचालन के प्रतिमान और मानदंड का सीलिंग मानदंड होना

इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किए गए प्रतिमान और मानदण्ड सीलिंग मानदण्ड हैं और किसी परियोजना उत्पादक अथवा हितग्राही को सुधरे हुए संचालन प्रतिमानों से सहमत होने के लिए निवारित नहीं करेंगे और जहाँ सुधरे हुए प्रतिमानों पर सहमति होगई है वहाँ ऐसे सुधरे हुए प्रतिमान/मानदण्ड परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण हेतु प्रयोज्य होंगे।

23 केंद्रीय/राज्य सरकार द्वारा सब्सिडी अथवा प्रोत्साहन

23.1 आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण करते समय उत्पादन कंपनी द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा के विद्युत संयंत्रों के लिए ली जा रही केन्द्र अथवा राज्य सरकार की किसी पूंजीगत सब्सिडी/प्रोत्साहन/अनुदान को विचार में लिया जाएगा;

परंतु, जहाँ केन्द्रीय सरकार अथवा राज्य सरकार की किसी अधिसूचना में विशिष्टता: कोई उत्पादन आधारित प्रोत्साहन टैरिफ बढ़कर प्रावधानित है, वहाँ उसे टैरिफ का निर्धारण करते समय कारक नहीं बनाया जाएगा।

23.2 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्वारा प्राप्त कोई अनुदान, सब्सिडी अथवा प्रोत्साहन, जिस पर टैरिफ निर्धारण के समय विचार नहीं किया जाता है, लाभार्थी द्वारा ऐसे अनुदान, सब्सिडी अथवा प्रोत्साहन प्राप्त होने के बाद, उपयुक्त किस्तों में, या आयोग द्वारा यथा निर्धारित अवधि के भीतर, अनुवर्ती बिलों में कटौती की जाएगी।

24 उपकर, शुल्क और जल प्रभार/वैधानिक प्रभार

24.1 इन विनियमों के अधीन निर्धारित टैरिफ में समुचित सरकार द्वारा यथाप्रभारित उत्पादन, सहायक खपत और विद्युत विक्रय पर उपकर और शुल्क सम्मिलित नहीं होंगे।

परंतु, समुचित सरकार द्वारा प्रभारित उपकर और शुल्क वास्तव में वहन किए गए आधार पर पासथ्रु के रूप में अनुमत होंगे।

24.2 जल विद्युत परियोजनाओं के प्रकरण में राज्य सरकार द्वारा वसूल किए गए जल प्रभारों को टैरिफ में सम्मिलित नहीं किया जाएगा। इनका भुगतान पृथक से किया जाना है और उन्हें वास्तविक वहन किए गए आधार पर पासथ्रु (pass through) कर दिया जाएगा।

अध्याय 3 : पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

25. पूंजीगत लागत

25.1 पवन ऊर्जा परियोजना के लिए पूंजीगत लागत में इसके सहायक उपस्करों सहित विन्ड टारबाईन जनरेटर, भूमि का मूल्य, स्थल विकास प्रभार और अन्य सिविल कार्य, परिवहन प्रभार, अंतर्संयोजन बिन्दु तक निकासी लागत, वित्तीय प्रभार और आई.डी.सी. सम्मिलित होंगे।

25.2 पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष पूंजीगत लागत और टैरिफ निर्धारित करेगा।

26. क्षमता उपयोगिता कारक (सी.यू.एफ.)

26.1 इस नियंत्रण अवधि के लिए सी.यू.एफ. मानदंड निम्नानुसार होंगे ;—

वार्षिक औसत पवन ऊर्जा घनत्व (W/M^2)	सी.यू.एफ.
220 तक	22%
221–275	24%
276–330	28%
331–440	33%
>440	35%

26.2 उपयुक्त विनियम 26.1 में विनिर्दिष्ट वार्षिक औसत पवन विद्युत घनत्व 100 मीटर की हब ऊंचाई पर नापा जाएगा।

26.3 पवन ऊर्जा परियोजना के विशिष्ट क्षेत्र श्रेणी में वर्गीकरण प्रयोजन के लिए नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय के दिशा-निर्देशानुसार पवन मास्ट या तो एन.आई.डब्ल्यू.ई. द्वारा लगाया जाएगा अथवा किसी निजी विकासकर्ता द्वारा लगाया जाएगा और उसका वैधिकरण राष्ट्रीय पवन उर्जा संस्थान (एन.आई.डब्ल्यू.ई.) द्वारा एकसार भू-भाग के लिए मास्ट-प्वाइंट से सभी दिशाओं में सामान्यतः 10 किलो मीटर तक विस्तारित किया जाएगा और जटिल भू-भाग में स्थल की जटिलता को देखते हुए समुचित दूरी तक सीमित रखा जाएगा।

26.4 इस प्रकार एन.आई.डब्ल्यू.ई. द्वारा वैधिकरण के आधार पर राज्य संपर्क अभिकरण को प्रस्तावित विन्ड फार्म संकुल के जोन को प्रमाणित किया जाएगा।

27. संचालन और संधारण व्यय

27.1 प्रचलित बाजार के जानकारी के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशिष्ट संचालन और संधारण निर्धारित करेगा।

अध्याय 4: लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

28. पूंजीगत लागत

28.1 जल विद्युत परियोजनाओं के लिए नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वर्ष 2025–26) के दौरान प्रतिमानकीय पूंजीगत लागत निम्नानुसार होगी:

परियोजना का आकार	पूंजीगत लागत (रु. लाख/मेगावाट)
5 मेगावाट तक	890
5 मेगावाट से अधिक 25 मेगावाट तक	1027

28.2 इसमें विद्युत की निकासी के लिए वितरण/पारेषण लाईनों को बिछाने की लागत भी सम्मिलित हैं।

28.3 01 अप्रैल, 2025 के पूर्व वाणिज्यिक संचालन की दिनांक प्राप्त करने वाले लघु जल विद्युत संयंत्रों की पूंजीगत लागत आयोग के संबंधित अनुमोदित आदेशों से शासित होगी।

29. क्षमता उपयोगिता कारक (सी.यू.एफ.)

29.1 मूल टैरिफ के निर्धारण के लिए लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए क्षमता उपयोगिता कारक 30 प्रतिशत रहेगा।

29.2 परियोजना विशिष्ट टैरिफ के लिए, क्षमता उपयोगिता कारक, आयोग द्वारा प्रकरणवार आधार पर अभिनिश्चित किया जाएगा।

30. सहायक खपत

लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय सहायक खपत 1.0 प्रतिशत होगी।

31. संचालन और संधारण व्यय

31.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26) के प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्यय निम्नानुसार होंगे:

परियोजना का आकार	ओ एवं एम व्यय (रु. लाख/मेगावाट)
5 मेगावाट तक	41.74
5 मेगावाट से अधिक 10 मेगावाट तक	35.41
10 मेगावाट से अधिक 25 मेगावाट तक	30.23

31.2 इन विनियमों के अधीन अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्यय का परिवर्धन 5.25 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से टैरिफ निर्धारण के उद्देश्य से टैरिफ अवधि हेतु किया जाएगा।

32 सूक्ष्म/अतिसूक्ष्म जलविद्युत परियोजनाओं के लिए टैरिफ

सूक्ष्म/अतिसूक्ष्म (मिनी/माइक्रो) जल विद्युत परियोजनाओं हेतु टैरिफ, रुपये 0.50/किलोवॉट घंटा अथवा अन्य उच्चतर राशि जिसे आयोग लघु जल विद्युत परियोजनाओं हेतु समय-समय पर मूल प्रयोज्य टैरिफ के रूप में अभिनिश्चित करे, से अधिक होगा।

परंतु यह कि, ऐसे उत्पादक/अनुज्ञप्तिधारियों के लिए प्रयोज्य नहीं होगा जो परियोजना विशिष्ट टैरिफ का विकल्प देते हैं और नहर आधारित परियोजनाओं पर भी प्रयोज्य नहीं होगा।

अध्याय 5: गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

33. प्रौद्योगिकी पहलू

कोई परियोजना एक गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना के रूप में अर्हित होगी, यदि वह विनियम 4.3 के अधीन विनिर्दिष्ट अर्हताकारी मानदण्ड के अनुरूप होगी।

34. पूंजीगत लागत

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय पूंजीलागत, नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025-26) हेतु 562 लाख रुपये प्रति मेगावाट विचार में ली जाएगी।

35. क्षमता उपयोगिता कारक

35.1 निश्चित प्रभार निर्धारित करने के प्रयोजन से गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं का संयंत्र भार कारक नीचे विनियम 35.2 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अनुसार और 92 प्रतिशत के भार कारक पर पैराई मौसम (क्रसिंग सीजन) और गैर मौसम के दौरान संचालन दिवसों में संयंत्र की उपलब्धता के आधार पर संगणित किया जाएगा।

35.2 परिचालन दिवसों की संख्या निम्नानुसार होगी:

परिचालन दिवस	संयंत्र भार कारक (%)
90 दिन (क्रसिंग) + 60 दिन (ऑफ-सीजन) = 150 दिन परिचालन दिन	38%

36. सहायक खपत

टैरिफ के निर्धारण के लिए सहायक विद्युत खपत 8.5 प्रतिशत की होगी।

37. स्टेशन ऊष्मा दर

गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के टैरिफ निर्धारण की संगणना के लिए अकेले विद्युत उत्पादन घटक हेतु विचारणीय स्टेशन ऊष्मा दर 3600 किलो कैलोरी/किलोवॉट घंटा की रहेगी।

38. कैलोरी मान

बैगास के लिए सकल कैलोरी मान 2250 किलोकैलोरी प्रति किलो ग्राम माना जाएगा:

परंतु यह कि बैगास के अलावा बायोमास ईंधन के उपयोग के लिए, कैलोरी मान 3100 किलोकैलोरी प्रति किलो ग्राम माना जाएगा।

39. ईंधन लागत

- 39.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) हेतु बैगास का मूल्य रुपये 2817 प्रति मीट्रिक टन होगा और उसके उपरांत नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए आधार मूल्य के लिए 3.45 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।
- 39.2 गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं में बैगास के अलावा अन्य बायोमास के उपयोग के लिए, 4407 रुपये प्रति मीट्रिक टन बायोमास मूल्य माना जाएगा।
- 39.3 स्तरीकृत टैरिफ निर्धारित करने के उद्देश्य के लिए, बैगास/बायोमास के मूल्य पर 3.45 प्रतिशत प्रति वर्ष का मानक वृद्धि कारक लागू होगा।

40. संचालन और संधारण व्यय

- 40.1 टैरिफ अवधि के पहले वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) के लिए प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्यय रुपये 30.42 लाख प्रति मेगावॉट होगा।
- 40.2 इन विनियमों के अधीन टैरिफ अवधि के प्रारंभ में अनुमत किए गए प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों को 5.25 प्रतिशत वार्षिक की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

अध्याय 6: सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

41. प्रौद्योगिकी पहलू

- 41.1 इन विनियमों के अधीन सौर पी.व्ही. विद्युत के लिए प्रतिमानक ग्रिड संयोजित पी.व्ही. प्रणालियों जो सीधे सौर ऊर्जा को विद्युत में परिवर्तित करते हैं और जो नवीन और केंद्रीय सरकार द्वारा यथा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों को जैसे – क्रिस्टलाईन सिलीकॉन अथवा पतली फिल्म आदि पर आधारित हैं, पर प्रयोज्य अनुसार होंगे।
- 41.2 आयोग सौर पी.व्ही. परियोजनाएं जिनकी क्षमता 0.5 मे.वा. से 2 मे.वा. है उसका मूल टैरिफ निर्धारित करेगा और 2 मे.वा. से अधिक की परियोजना के लिए परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारित करेगा।

42. पूंजीगत लागत

- 42.1 0.5 मे.वा. से 2 मे.वा. सौर पी.व्ही. परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) हेतु रुपये 3.5 करोड़ प्रति मेगा वाट विचार में ली जाएगी।
- 42.2 सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजना, जिन्होंने 01 अप्रैल, 2025 से पूर्व वाणिज्यिक संचालन दिनांक प्राप्त कर लिया है, कि पूंजीगत लागत आयोग द्वारा संबंधित अनुमोदित आदेशों के माध्यम से, इन आदेशों के प्रवर्तन तक शासित होगी।

43. क्षमता उपयोगिता कारक

सौर पी.व्ही. परियोजना के लिए क्षमता उपयोगिता कारक 21 प्रतिशत होगा:

परंतु यह कि आयोग, विनियम 7 और विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के मामले में उपरोक्त मानदंड से विचलन कर सकता है।

44. संचालन और संधारण व्यय

- 44.1 संचालन के प्रथम वर्ष हेतु संचालन और संधारण व्यय 9.26 लाख रुपए प्रति मेगावाट होगा।
- 44.2 इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ अवधि के प्रारंभ में अनुमत प्रतिमानकिय संचालन और संधारण व्यय को 5.25 प्रतिशत वार्षिक की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

45. सहायक खपत

सहायक खपत कारक सकल उत्पादन का 0.25 प्रतिशत होगा:

परंतु यह कि आयोग, विनियम 7 और विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के मामले में, उपर्युक्त मानदंड से विचलन कर सकता है।

अध्याय 7: तापीय विद्युत परियोजनाओं/फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

46. प्रौद्योगिकी पहलू

- 46.1 इन विनियमों के अधीन सौर ताप विद्युत के लिए प्रतिमानक सांद्र सौर विद्युत तकनीकों नामतः रेखिक केन्द्रण (फोकसिंग) अथवा बिन्दु केन्द्रण, केंद्रीय सरकार द्वारा यथा अनुमोदित और सीधे सूर्य के प्रकाश को उपयोग में लाकर इसे कई गुना सांद्र करते हुए ऊर्जा के उच्चतर घनत्व को प्राप्त करती हैं और इस प्रकार उच्चतर तापमान और उससे उत्पन्न ताप का उपयोग पारंपरिक विद्युत साईकल को चलाने में करते हैं जिससे विद्युत का उत्पादन होता है, पर प्रयोज्य होंगे।
- 46.2 इन विनियमों के अधीन फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए मानदंड, केंद्रीय सरकार द्वारा यथा अनुमोदित अनुसार सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजना के लिए लागू होंगे, जहां परियोजना की संरचना पर फोटोवोल्टिक पैनलों की श्रृंखलाये, केन्द्र सरकार द्वारा अनुमोदित फ्लोटर, एंकरिंग और मूरिंग प्रणाली की सहायता से, कृत्रिम बेसिन या झील जैसे जल निकाय के ऊपर तैरती हैं।

47. पूंजीगत लागत

सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं/फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशिष्ट पूंजीगत लागत और टैरिफ निर्धारित करेगा।

48. क्षमता उपयोगिता कारक

सौर तापीय परियोजना के लिए क्षमता उपयोगिता कारक 23 प्रतिशत होगा, और फ्लोटिंग सौर परियोजना के लिए सी.यू.एफ. 19 प्रतिशत होगा।

49. संचालन और संधारण व्यय

सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं/फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशिष्ट संचालन और संधारण व्यय निर्धारित करेगा।

50. सहायक खपत

सौर तापीय परियोजना के लिए सहायक खपत कारक 10 प्रतिशत होगा, और फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए 0.25 प्रतिशत होगा।

अध्याय 8: रेनकाईन साईकिल तकनीक पर आधारित नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (MSW) आधारित विद्युत परियोजनाओं/कचरा निष्पन्न ईंधन (RDF) आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशिष्ट प्रतिमान

51. प्रौद्योगिकी पहलू

यहां विनिर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के मानदण्ड ऐसी विद्युत परियोजनाओं के लिए हैं जो नगरीय ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन का उपयोग करते हैं और जो रेनकाईन साईकिल तकनीक से दहन या ज्वलन, बायोमिथेनेशन, पायरोलिसिस और उच्चतर स्तर की गैसीफायर प्रौद्योगिकियों पर आधारित हैं।

52. पूंजीगत लागत

नगरपालिक ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन विद्युत परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष पूंजीगत लागत और टैरिफ निर्धारित करेगा।

53. संयंत्र भार कारक

53.1 टैरिफ के निश्चित प्रभार घटक का निर्धारण करने के लिए थ्रेसहोल्ड संयंत्र भार कारक निम्नानुसार होगा—

- अ) स्थिरिकरण के दौरान— 65 प्रतिशत
- ब) प्रथम वर्ष की शेष अवधि के दौरान (स्थिरिकरण के बाद)— 65 प्रतिशत
- स) दो वर्ष के पश्चात् — 75 प्रतिशत नगरपालिक ठोस अपशिष्ट परियोजनाओं के लिए और 80 प्रतिशत कचरा निष्पन्न ईंधन परियोजनाओं के लिए

53.2 स्थिरिकरण की अवधि परियोजना के चालू होने की तिथि से छः महीने से अधिक नहीं होगी

54. सहायक खपत

54.1 एम.एस.डब्ल्यू. और आर.डी.एफ. विद्युत परियोजनाओं के लिए सहायक विद्युत खपत 15 प्रतिशत होगी।

55. संचालन और संधारण व्यय

55.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए मानक संचालन और संधारण व्यय, एम.एस.डब्ल्यू. और आर.डी.एफ. आधारित विद्युत परियोजना की पूंजीगत लागत का 8.5 प्रतिशत होगा।

55.2 इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ अवधि के प्रारंभ में अनुमत मानक संचालन और संधारण व्यय में 5.25 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

अध्याय 9: बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

56. पूंजीगत लागत

बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) हेतु रुपये 1354 लाख प्रति मेगावॉट विचार में ली जाएगी।

57. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजन के लिए संयंत्र भार कारक को 90 प्रतिशत माना जाएगा।

58. सहायक खपत

टैरिफ निर्धारण के लिए सहायक खपत को 12 प्रतिशत के रूप में विचार किया जाएगा।

59. संचालन और संधारण व्यय

59.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) हेतु प्रतिमानक संचालन और संधारण व्यय रुपये 76.04 लाख प्रति मेगावॉट होंगे।

59.2 टैरिफ अवधि के प्रारंभ होने पर अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों को नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए 5.25 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

60. विशिष्ट ईंधन खपत

विशिष्ट ईंधन खपत का प्रतिमान आधारभूत सामग्री का मिश्रण का प्रति किलोवॉट घंटा हेतु 3 किलोग्राम होगा।

61. ईंधन लागत (फीड स्टॉक मूल्य)

61.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) हेतु ईंधन का मूल्य रुपये 1761 प्रति मीट्रिक टन होगा और उसके उपरान्त नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए आधार मूल्य के लिए 3.45 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा, जब तक कि आयोग द्वारा विशेष रूप से इसकी समीक्षा न की जाए।

61.2 स्तरीकृत (levellised) टैरिफ का निर्धारण करने के उद्देश्य के लिए, 3.45 प्रतिशत वार्षिक का प्रतिमानकीय परिवर्धन कारक प्रयोज्य होगा।

अध्याय 10: बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

62. पूंजीगत लागत

बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) हेतु रुपये 677 लाख प्रति मेगावॉट विचार में ली जाएगी।

63. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजन के लिए संयंत्र भार कारक को 85 प्रतिशत माना जाएगा।

64. सहायक खपत

टैरिफ निर्धारण के लिए सहायक खपत को 10 प्रतिशत के रूप में विचार किया जाएगा।

65. विशिष्ट ईंधन खपत

विशिष्ट ईंधन खपत का प्रतिमान 1.25 किलोग्राम प्रति किलोवॉट घंटा हेतु होगा।

66. संचालन और संधारण व्यय

66.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) हेतु प्रतिमानक संचालन और संधारण व्यय रुपये 76.04 लाख प्रतिमेगावॉट होंगे।

66.2 टैरिफ अवधि के प्रारंभ होने पर अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों को नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए 5.25 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

67. ईंधन लागत

67.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025–26) के लिए जीवाश्म ईंधन का मूल्य 4407 रुपये प्रति मीट्रिक टन होगा।

67.2 नियंत्रण अवधि के आगामी वर्षों के लिए आधार मूल्य निर्धारित करने हेतु बायोमास ईंधन के मूल्य में 3.45 प्रतिशत की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

अध्याय 11: नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

68. पूंजीगत लागत

नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों के आधार पर, आयोग केवल परियोजना विशिष्ट पूंजीगत लागत और टैरिफ का निर्धारण करेगा।

69. क्षमता उपयोगिता कारक

69.1 नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में, आयोग केवल परियोजना विशिष्ट क्षमता उपयोगिता कारक का निर्धारण करेगा, जिसमें प्रत्येक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की निर्धारित क्षमता के अनुपात और ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए लागू क्षमता उपयोगिता कारक को, जैसी भी स्थिति हो, ध्यान में रखा जाएगा।

69.2 न्यूनतम सी.यू.एफ. को 30 प्रतिशत के रूप में विचार किया जाएगा, जब इसे अंतर-संयोजन बिंदु पर मापा जाएगा, जहां ऊर्जा को ग्रिड में अंतःक्षेपित किया जाता है।

70. सहायक खपत

नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में, आयोग केवल परियोजना विशिष्ट सहायक खपत का निर्धारण करेगा, जिसमें प्रत्येक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की निर्धारित क्षमता के अनुपात और ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए लागू सहायक खपत का, जैसी भी स्थिति हो, ध्यान में रखा जाएगा।

71. संचालन और संधारण व्यय

नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में, प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों के आधार पर आयोग केवल परियोजना विशिष्ट ओ एंड एम लागत का निर्धारण करेगा

72. टैरिफ

नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के लिए टैरिफ, समग्र रूप से परियोजना के लिए एक संयुक्त स्तरीकृत टैरिफ होगा, जिसमें ऐसी नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के लिए संयुक्त नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवन के न्यूनतम तक के टैरिफ घटकों को शामिल किया जाएगा:

परंतु यदि नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के लिए संयुक्त नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों में से किसी का उपयोगी जीवन शेष रह जाता है, तो ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकी के शेष उपयोगी जीवन के लिए स्तरीकृत टैरिफ का निर्धारण, शेष उपयोगी जीवन के लिए प्रासंगिक टैरिफ घटकों को ध्यान में रखते हुए पृथक से किया जाएगा।

अध्याय 12: भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

73. पूंजीगत लागत

भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों के आधार पर, आयोग केवल परियोजना-विशिष्ट पूंजीगत लागत और टैरिफ का निर्धारण करेगा।

74. क्षमता उपयोगिता कारक

भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में, आयोग केवल परियोजना विशिष्ट क्षमता उपयोगिता कारक का निर्धारण करेगा:

परंतु यह कि आयोग, इन विनियमों में यथा विनिर्दिष्ट भंडारण के साथ प्रयुक्त वास्तविक नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकी के आधार पर लागू क्षमता उपयोगिता कारक पर विचार करेगा।

75. भंडारण दक्षता

75.1 आयोग, केवल परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के लिए भंडारण दक्षता को अनुमति देगा:

परंतु यह कि ठोस-अवस्था बैटरी भंडारण के लिए न्यूनतम दक्षता 80 प्रतिशत होगी:

परंतु यह और भी कि पम्प स्टोरेज के लिए न्यूनतम दक्षता 75 प्रतिशत होगी।

75.2 भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के भंडारण घटक की दक्षता को, वार्षिक आधार पर भंडारण से प्राप्त आउटपुट ऊर्जा और ऐसी परियोजना के भंडारण घटक को आपूर्ति की गई इनपुट ऊर्जा के अनुपात के रूप में मापा जाएगा।

76. सहायक खपत

सहायक खपत को इन विनियमों में यथा विनिर्दिष्ट वास्तविक रूप से प्रयुक्त नवीकरणीय प्रौद्योगिकी के लिए विचार किया जाएगा।

77. संचालन और संधारण व्यय

भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों के आधार पर, आयोग केवल परियोजना-विशिष्ट ओ एंड एम लागत पर विचार करेगा।

78. टैरिफ

भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के लिए टैरिफ, दिन के समय के आधार पर एक संयुक्त टैरिफ या विभेदक टैरिफ होगा, जो परियोजना से आपूर्ति की गई ऊर्जा के लिए निर्धारित किया जाएगा, जिसमें भंडारण सुविधा से आपूर्ति की गई ऊर्जा भी शामिल होगी:

परंतु यह कि ऐसी टैरिफ, चौबीस घंटे बिजली की आपूर्ति के लिए या परियोजना उत्पादक और लाभार्थी द्वारा सहमत समयावधि के लिए निर्धारित की जा सकेगी ।

अध्याय 13: विविध

79. प्रतिमानकों से विचलन

उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत के विक्रय हेतु टैरिफ को इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रतिमानों के विचलन में इस शर्त के अधीन निर्धारित किया जा सकता है कि इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट प्रतिमानों से विचलन के कारणों को लिखित में अभिलिखित किया जाएगा।

80. छूट देने की शक्ति

आयोग अपने सामान्य अथवा विशेष आदेश से कारणों को अभिलिखित करते हुए और प्रभावित हो सकने वाले पक्षों को सुनवाई का समुचित अवसर देने के उपरांत इन विनियमों के किन्हीं प्रावधानों को स्वयं अपनी ओर से अथवा उसके समक्ष किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा आवेदन किए जाने पर, छूट प्रदान कर सकेगा।

81. कठिनाइयां दूर करने की शक्ति

यदि इन विनियमों को प्रवृत्त करने में कोई कठिनाई उत्पन्न हो तो आयोग स्वप्रेरणा से अथवा आदेश जारी करके तथा जो उस आदेश से प्रभावित हो सकते हों उन्हें समुचित सुनवाई का अवसर प्रदान करके, इन विनियमों से सुसंगत ऐसे प्रावधान कर सकेगा, जो कठिनाई को दूर करने के लिए आयोग द्वारा आवश्यक समझे जाए।

टीपः— इस विनियम के हिन्दी संस्करण की अंग्रेजी संस्करण से प्रावधानों की व्याख्या या समझने में अंतर होने की दशा में, अंग्रेजी संस्करण (मूल संस्करण) का तात्पर्य सही माना जाएगा और इस संबंध में किसी भी विवाद की स्थिति में आयोग का निर्णय अंतिम एवं बाध्यकारी होगा।

आयोग के आदेशानुसार

हस्ता./—

(एस.पी. शुक्ला)
सचिव.

प्ररूप-1.1. (पवन ऊर्जा/ लघु जलविद्युत परियोजना/ सौर पी.व्ही./सौर तापीय /फ्लोटिंग सौर परियोजनाएं/ अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन आधारित नगरपालिक ठोस अपशिष्ट परियोजनाएं) के लिए टेम्पलेट : पैरामीटर मान्यताएं

स. क्र.	अवधारणा शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	इकाई	पैरामीटर मूल्य
1.	विद्युत उत्पादन				
		क्षमता			
			संस्थापित विद्युत उत्पादन क्षमता	मेगावाट	
			क्षमता उपयोग कारक	%	
			वाणिज्य प्रचालन तिथि	माह/वर्ष	
			उपयोगी जीवन	वर्ष	
2.	परियोजना लागत				
		पूँजीगत लागत / मेगावाट			
			मानक पूँजीगत लागत	रु. लाख / मेगावाट	
			पूँजीगत लागत	रु. लाख	
			पूँजीगत सब्सिडी, यदि हो	रु. लाख	
			शुद्ध पूँजीगत लागत	रु. लाख	
3.	वित्तीय अवधारणा				
			टैरिफ अवधि	वर्ष	
		ऋण : इक्विटी			
			ऋण	%	
			इक्विटी	%	
			कुल ऋण इक्विटी	रु. लाख	
			कुल इक्विटी राशि	रु. लाख	
		ऋण घटक			
			ऋण राशि	रु. लाख	
			अधिस्थगन अवधि	वर्ष	
			पुनर्अदायगी अवधि (अधिस्थगन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
		इक्विटी घटक			
			इक्विटी राशि	रु. लाख	
			प्रथम 10 वर्ष के लिए लाभांश	% प्रति वर्ष	
			11 वर्ष से आगे लाभांश	% प्रति वर्ष	
		मूल्यहास			
			प्रथम 12 वर्ष के लिए मूल्यहास दर	%	
			प्रथम 13 वर्ष के आगे मूल्यहास दर	%	

4.	प्रचालन एवं रखरखाव				
		मानक ओ एवं एम व्यय		रु. लाख / मेगावाट	
		ओ एवं एम व्यय प्रति वर्ष		रु. लाख	
		ओ एवं एम व्यय के लिए वृद्धि कारक		%	
5.	कार्यशील पूंजी				
		ओ एवं एम व्यय		माह	
		अतिरिक्त रखरखाव	(ओ एवं एम व्यय का प्रतिशत)	%	
		प्राप्ययोग्य		माह	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		% प्रति वर्ष	

प्ररूप 1.2: टैरिफ घटकों का निर्धारण: (पवन ऊर्जा / लघु जलविद्युत परियोजना / सौर पी.व्ही. / सौर तापीय / फ्लोटिंग सौर / अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन आधारित नगरपालिक ठोस अपशिष्ट परियोजनाओं) के लिए टेम्पलेट

उत्पादन इकाई	इकाई	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
संस्थापित क्षमता	मेगावाट					
शुद्ध उत्पादन	मिलीयन यूनिट					
टैरिफ घटक (स्थिर प्रभार)	इकाई	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
ओ एवं एम व्यय	रु. लाख					
मूल्यह्रास	रु. लाख					
अवधि ऋण पर ब्याज	रु. लाख					
कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रु. लाख					
लाभांश	रु. लाख					
कुल स्थिर लागत	रु. लाख					
प्रति इकाई टैरिफ घटक	इकाई	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
प्रति इकाई ओ एवं एम व्यय	रु./ किलावाट घंटा					
प्रति इकाई मूल्यह्रास	रु./ किलावाट घंटा					
अवधि ऋण पर प्रति इकाई ब्याज	रु./ किलावाट घंटा					
कार्यशील पूंजी पर प्रति इकाई ब्याज	रु./ किलावाट घंटा					
प्रति इकाई लाभांश	रु./ किलावाट घंटा					
प्रति इकाई टैरिफ घटक	रु./ किलावाट घंटा					

प्ररूप 2.1: (बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना, बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजनाएं या गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित कोजेन) के टेम्पलेट : पैरामीटर मान्यताएं

प्ररूप 2.1: (बायोमास विद्युत, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना, बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजनाएं या गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित कोजेन) के टेम्पलेट : पैरामीटर मान्यताएं					
स. क्र.	अवधारणा शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	इकाई	पैरामीटर मूल्य
1.	विद्युत उत्पादन				
		क्षमता			
			संस्थापित विद्युत उत्पादन क्षमता	मेगावाट	
			सहायक खपत कारक	%	
			सीओडी के एक वर्ष तक आगामी छः माह में पीएलफ	%	
			सीओडी के प्रथम छः माह के दौरान पीएलफ	%	
			सीओडी के आगे के 2 वर्ष से पीएलफ	%	
			क्षमता उपयोग कारक	%	
			वाणिज्य प्रचालन तिथि	माह / वर्ष	
			उपयोगी जीवन	वर्ष	
2.	परियोजना लागत				
		पूँजीगत लागत / मेगावाट			
			मानक पूँजीगत लागत	रु. लाख / मेगावाट	
			पूँजीगत लागत	रु. लाख	
			पूँजीगत सब्सिडी, यदि हो	रु. लाख	
			शुद्ध पूँजीगत लागत	रु. लाख	
3.	वित्तीय अवधारणा				
			टैरिफ अवधि	वर्ष	
		ऋण : इक्विटी			
			ऋण	%	
			इक्विटी	%	
			कुल ऋण इक्विटी	रु. लाख	
			कुल इक्विटी राशि	रु. लाख	
		ऋण घटक			
			ऋण राशि	रु. लाख	
			अधिस्थगन अवधि	वर्ष	
			पुर्नअदायगी अवधि (अधिस्थगन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
		इक्विटी घटक			
			इक्विटी राशि	रु. लाख	

			प्रथम 10 वर्ष के लिए लाभांश	% प्रति वर्ष	
			11 वर्ष से आगे लाभांश	% प्रति वर्ष	
		मूल्यहास			
			प्रथम 12 वर्ष के लिए मूल्यहास दर	%	
			प्रथम 13 वर्ष के आगे मूल्यहास दर	%	
4.	संचालन और संधारण				
		मानक ओ एवं एम व्यय		रु. लाख / मेगावाट	
		ओ एवं एम व्यय प्रति वर्ष		रु. लाख	
		ओ एवं एम व्यय के लिए वृद्धि कारक		%	
5.	कार्यशील पूंजी				
		ओ एवं एम व्यय		माह	
		अतिरिक्त रखरखाव	(ओ एवं एम व्यय का प्रतिशत)	%	
		प्राप्ययोग्य		माह	
		बायोमास स्टॉक		माह	
		नगरपालिक ठोस अपशिष्ट स्टॉक		माह	
		अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन स्टॉक		माह	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		% प्रति वर्ष	
6.	ईंधन आधारित अवधारणा				
		केन्द्र ताप दर	स्थिरीकरण के दौरान	किलो कैलोरी / किलो वाट घंटा	
			स्थिरीकरण पश्चात	किलो कैलोरी / किलो वाट घंटा	
		ईंधन का प्रकार एवं मिश्रण	बायोमास ईंधन टाईप-1	%	
			बायोमास ईंधन टाईप-2	%	
			नगरपालिक ठोस अपशिष्ट ईंधन	%	
			अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन	%	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला)	%	

			बायोमास ईंधन टाईप-1 का जीसीव्ही	किलो कैलोरी / किलो वाट	
			बायोमास ईंधन टाईप-2 का जीसीव्ही	किलो कैलोरी / किलो ग्राम	
			नगरपालिक ठोस अपशिष्ट ईंधन का जीसीव्ही	किलो कैलोरी / किलो ग्राम	
			अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन का जीसीव्ही	किलो कैलोरी / किलो ग्राम	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला) का जीसीव्ही	किलो कैलोरी / किलो ग्राम	
			बायोमास मूल्य (ईंधन टाईप-1) : वर्ष -1	रु./मीट्रिक टन	
			बायोमास मूल्य (ईंधन टाईप-2) : वर्ष -1	रु./मीट्रिक टन	
			नगरपालिक ठोस अपशिष्ट मूल्य / वर्ष -1	रु./मीट्रिक टन	
			अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन मूल्य / वर्ष -1	रु./मीट्रिक टन	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला) मूल्य / वर्ष -1	रु./मीट्रिक टन	
			ईंधन मूल्य वृद्धि कारक	% प्रति वर्ष	

प्ररूप 2.2: टैरिफ घटकों का निर्धारण: (बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना, बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजनाएं या गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह उत्पादन) के लिए टेम्पलेट

प्ररूप 2.2: टैरिफ घटकों का निर्धारण: (बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना, बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजनाएं या गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित कोजन) के लिए टेम्पलेट						
उत्पादन इकाई	इकाई	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
संस्थापित क्षमता	मेगावाट					
शुद्ध उत्पादन	मिलीयन यूनिट					
टैरिफ घटक (स्थिर प्रभार)	इकाई	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
ओ एवं एम व्यय	रु. लाख					
मूल्यह्रास	रु. लाख					
अवधि ऋण पर ब्याज	रु. लाख					
कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रु. लाख					
लाभांश	रु. लाख					
कुल स्थिर लागत	रु. लाख					
टैरिफ घटक (परिवर्तनीय प्रभार)	इकाई	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
बायोमास ईंधन टाईप-1	रु. लाख					
बायोमास ईंधन टाईप-2	रु. लाख					
जीवाश्म ईंधन (कोयला) टाईप-1	रु. लाख					
नगरपालिक टोस अपशिष्ट	रु. लाख					
अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन	रु. लाख					
उप-कुल (ईंधन लागत)	रु. लाख					
विद्युत के लिये आवंटित ईंधन लागत	%					
कुल ईंधन लागत	रु. लाख					
प्रति इकाई टैरिफ घटक (स्थिर)	इकाई	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
प्रति इकाई ओ एवं एम व्यय	रु./ किलावाट घंटा					
प्रति इकाई मूल्यह्रास	रु./ किलावाट घंटा					
अवधि ऋण पर प्रति इकाई ब्याज	रु./ किलावाट घंटा					
कार्यशील पूंजी पर प्रति इकाई ब्याज	रु./ किलावाट घंटा					
प्रति इकाई लाभांश	रु./ किलावाट घंटा					
प्रति इकाई टैरिफ घटक (स्थिर)	रु./ किलावाट घंटा					
प्रति इकाई टैरिफ घटक (परिवर्तनीय)	रु./ किलावाट घंटा					
प्रति इकाई टैरिफ घटक (कुल)	रु./ किलावाट घंटा					

Raipur, the 17th December 2025

NOTIFICATION

Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions for determination of tariff for Renewable Energy sources) Regulations, 2025

No. 114/CSERC/2025.- Govt. of India is giving thrust to develop renewable source of energy being environment friendly in nature. The Electricity Act 2003 (EA 2003) provides for policy formulation by the Government of India and mandates State Electricity Regulatory Commissions (SERCs) to take steps to promote renewable sources of energy within their area of jurisdiction.

The Central Commission (CERC) has notified the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources), Regulations, 2024 under which tariff determination aspects for various renewable energy technologies including biogas-based power project, municipal waste to energy have been discussed. Under Section 61 of EA 2003, the CERC Regulations have been considered as guiding factor for SERCs while dealing with matters related to energy generation from RE sources. The Ministry of Power, Government of India, has notified the Electricity (Green Energy Open Access) Rules, 2022, read with its amendments, based on which, certain relevant aspects have been factored into the CSERC (Terms and Conditions for determination of tariff for Renewable Energy Sources) Regulations, 2024 framed by this Commission.

Centre of Wind Energy Technology (CWET)/ National Institute of Wind Energy (NIWE) along with CREDA has identified few wind energy potential sites in the Chhattisgarh State, wherein wind energy potential can be harnessed for power generation, which needs suitable considerations to attract the investors in this sector.

India is aiming to have Net Zero Emission by 2070. In the COP-26 Summit at Glasgow, India has upped its target of electricity from non-fossil fuel based sources to 500 GW by 2030 and thus, about 50% of total energy consumed by 2030 is expected to come from renewable sources. As India prepares for the energy transition from fossil fuel to non-fossil fuel based energy systems and aims to achieve the reduction in GHG/CO₂ emission by 1 billion tones by 2030, India will need to promote installation of 500 GW of non-fossil fuel capacity, out of which 450 GW will come from renewable energy. Keeping these commitments in mind, Central Government has been launching various schemes and mechanism to promote bundling

of cheaper renewable energy with costlier thermal power, promote energy transition and enable the beneficiary DISCOM achieve RPO at least costs.

Keeping the above in view and in exercise of powers vested under Section 61 and 86 read with Section 181 of the Electricity Act 2003 (36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (the Commission) hereby makes the following Regulations specifying the terms and conditions of tariff for renewable energy sources for the purpose of sale of power to distribution licensees.

1. Short title and commencement

- 1.1 These Regulations may be called the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions for determination of tariff for Renewable Energy sources) Regulations, 2025.
- 1.2 These Regulations shall come into force from April 01, 2025 and shall remain in force for a period of 5 years from the date of commencement.
- 1.3 These Regulations shall extend to the whole of the State of Chhattisgarh and shall be applicable to renewable energy based generating stations established in the State.

2. Definitions and Interpretation

2.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires:

- a) **"Act"** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), as amended from time to time;
- b) **"Auxiliary Energy Consumption"** or **"AUX"** in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and transformer losses within the generating station, 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;
- c) **"Biogas"** means a gas produced when organic matter like crop residues, sewage, cattle dung, poultry waste and manure breaks down (ferments) in an oxygen-free environment;
- d) **"Biomass"** means wastes produced during agricultural and forestry operations (for example straws and stalks) or produced as a by-product of processing operations of agricultural produce (e.g., husks, shells, de-oiled cakes, etc.); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds, and the wood waste produced in some industrial operations including such other wastes as may be recognized by the Central Government as being part of biomass;
- e) **"Biomass Gasification"** means the process of incomplete combustion of biomass resulting in the production of combustible gases consisting of a mixture of carbon

monoxide (CO), hydrogen (H₂) and traces of methane (CH₄);

- f) **"Capacity Utilization Factor" or "CUF" or "Plant Load Factor" or "PLF"** for a given period, means the total electricity corresponding to actual generation (gross generation) during the reference period, expressed as a percentage of gross generation electricity corresponding to installed capacity in that reference period and shall be computed in accordance with the following formula:

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

- g) **"Capital Cost"** means as defined in the Regulation 13, 25, 28, 34, 42, 47, 52, 56, 62, 68 and 73 for the respective renewable energy source;
- h) **"CERC"** means the Central Electricity Regulatory Commission;
- i) **"Commission"** means the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission;
- j) **"Commissioning"** means testing and operation of systems and components of generating plant as may be required for successful synchronization of the generating plant:

Provided that, the commissioning process may be applied not only to new projects but also to existing units and systems subjected to expansion, renovation or revamping;

- k) **"Control Period" or "Review Period"** means the period during which the norms for determination of tariff specified in these Regulations shall remain valid;
- l) **"Date of Commercial Operation" or "COD"** means the date of commissioning declared by a Generating Company in relation to a Unit of its Generating Station in line with the provisions of the Indian Electricity Grid Code/ State Grid Code:

Provided that, the date of commissioning shall be certified based on joint inspection by RE Generator and concerned Distribution Licensee or SLDC as may be applicable;

- m) **"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;
- n) **"Firm Power"** means any electricity supplied from and after the COD of project;
- o) **"Floating Solar Project" or "FSP"** means a solar PV power project where the arrays of photovoltaic panels on the structure of the project float on top of a body of water, such as an artificial basin or lake, with the help of a floater, anchoring, and mooring system;
- p) **"Gross Calorific Value" or "GCV"** in relation to a fuel used in generating station means the heat produced in kcal by complete combustion of one kilogram of solid fuel

or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

- q) **"Gross Station Heat Rate" or "GSHR"** means the heat energy input in kcal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals;
- r) **"Infirm Power"** means electricity generated prior to declaration of date of commercial operation of generating station/ unit;
- s) **"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 at the generator terminals):

Provided that, in case of Solar PV power projects and Floating solar projects, Installed Capacity shall be sum of name plate capacities (nominal AC power) of the inverters of the project;

- t) **"Inter-connection Point"** shall mean interface point of renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, as the case may be:
 - i. in relation to wind energy projects and solar photovoltaic projects, Renewable Hybrid energy projects, and Renewable Energy with Storage projects, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station;
 - ii. in relation to small hydro power, biomass Gasifier based power and non-fossil fuel based co-generation power projects, and solar thermal power projects, the inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of generator transformer;
- u) **"Licensee"** means a distribution licensee operating in the State;
- v) **"Maximum Continuous Rating" or "MCR"** in relation to a unit of the thermal generating station based on renewable energy source means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters;
- w) **"MNRE"** means the Ministry of New & Renewable Energy of Government of India;
- x) **"Municipal Solid Waste (MSW)"** means and includes commercial and residential wastes generated in municipal or notified areas in either solid or semi-solid form excluding industrial hazardous wastes but including treated bio-medical wastes;
- y) **"Mini/Micro Hydro"** means Hydro Power projects with a station capacity up to 100 kW for micro hydro power plants and from 101 kW and up to 2 MW for mini hydro;
- z) **"Non-firm power"** means the power generated from renewable sources, the hourly variation of which is dependent upon nature's phenomenon like sun, cloud, wind, etc.,

that cannot be accurately predicted;

- aa) **"Non-fossil fuel based co-generation"** means the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity) is produced simultaneously by use of biomass provided the project may qualify to be a co-generation project if it fulfils the eligibility criteria as specified in Regulation 4.3;
- bb) **"Project/Plant"** means a generating station including the evacuation system up to inter-connection point, and in case of a small hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as the case may be, as apportioned to power generation;
- cc) **"Pumped Storage Hydro Project"** means a hydropower project, which generates power through water stored as potential energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir using Renewable Energy sources;
- dd) **"Refuse Derived Fuel (RDF) "** means segregated combustible fraction of solid waste other than chlorinated plastics in the form of pellets or fluff produced by drying, destoning, shredding, dehydrating and compacting combustible components of solid waste that can be used as fuels;
- ee) **"Renewable energy with storage project"** means a combination of renewable energy projects with storage or a combination of renewable hybrid energy projects with storage at the same inter-connection point, and includes Pumped Storage Hydro Project as well as Battery Energy Storage Systems;
- ff) **"Renewable Energy Power Plants"** means the power plants other than the conventional power plants generating grid quality electricity from renewable energy sources as approved by the Central Government;
- gg) **"Renewable Energy Sources"** means renewable sources such as hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and other such sources as approved by the Central Government;
- hh) **"Renewable hybrid energy project"** means a renewable energy project that produces electricity from a combination of renewable energy sources connected at the same inter-connection point, wherein the share from one renewable energy source is at least 33% of the total installed capacity;
- ii) **"Scheduled Generation"** at any time or for any period or time block means schedule of generation in MW or MU at inter-connection point as agreed by the generator and licensee;
- jj) **"Small hydro project"** means a hydro power project with a installed capacity of above

2 MW and up to 25 MW (including 25 MW) or as defined by the Government of India, from time to time at a single location;

kk) "Solar PV power" means the Solar Photo Voltaic power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology and is based on technologies such as crystalline silicon, thin film, or any other technology as approved by the Central Government;

ll) "Solar Thermal power" means the Solar Thermal power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus or point focus principle;

mm) "State" means the State of Chhattisgarh;

nn) "State Nodal Agency" means the Chhattisgarh Renewable Energy Development Agency, which has been designated by the Ministry of New and Renewable Energy to promote efficient use of renewable energy in the State of Chhattisgarh;

oo) "Storage" means an energy storage system utilizing methods and technologies like solid state batteries, flow batteries, pumped storage, compressed air, fuel cells, hydrogen storage or any other technology to store various forms of energy and to deliver the stored energy in the form of electricity;

pp) "Useful Life" in relation to a unit of a generating station including evacuation system shall mean the following duration from the date of commercial operation of such generation facility, namely;

I. Wind energy power project	25 years
II. Mini/Micro/Small Hydro Plant	40 years
III. Non-fossil fuel cogeneration	25 years
IV. Solar PV/Floating Solar Plant/Solar thermal power plants	25 years
V. MSW and RDF based power project	20 years
VI. Biogas based power project	25 years
VII. Biomass gasifier based power project	25 years
VIII. Renewable Hybrid Energy project	minimum of Useful Life of different RE technologies combined for Renewable Hybrid Energy Project for composite tariff.
IX. Renewable Energy with Storage project	same as the Useful Life of the project assuming there is no storage.

qq) "Year" means a financial year;

2.2 Words and expressions used in these Regulations and not defined shall have the same meaning as they have in the Act or in the other Regulations notified by the Commission.

3. Scope and extent of application

3.1 New Projects

- I.** These Regulations shall apply to the Renewable Energy projects, achieving COD from April 01, 2025 to March 31, 2030 (herein after referred to as "RE projects"), located in the State and supplying entire power to distribution licensee(s) of the State on long-term basis.
- II.** These Regulations shall also apply to those RE projects, which fulfil the eligibility criteria specified in Regulation 4.

3.2 Existing Projects

For existing RE projects having long-term PPA with distribution licensee of 20 years or more, which have achieved COD before March 31, 2025 applicable tariff shall be governed by respective Tariff Orders as issued from time to time by the Commission for the duration of the Tariff Period. However, energy charges for fuel-based RE projects shall be determined as per provisions in these Regulations.

4. Eligibility Criteria

Following projects achieving COD after April 01, 2025 shall be eligible under these Regulations:

4.1 Wind power project – New wind power project(s) using new plant and machinery.

4.2 Hydro project –

- a) New Mini/Micro/Small hydro project(s) located at the sites approved by State Nodal Agency/State Government using new plant and machinery;
- b) Large Hydro Projects (LHP) above 25 MW.

4.3 Non-fossil fuel based co-generation project - New non-fossil fuel based co-generation project(s) shall qualify to be termed as a non-fossil fuel based co-generation project, if it is using new plant and machinery and is in accordance with the definition.

4.4 Solar PV, Floating Solar Projects, Solar Thermal Power Projects, Solar rooftop PV systems – Projects based on Technologies approved by the Central Government:

Provided that, floating solar projects installed with renewable energy projects other than ground mounted Solar PV technology shall be treated as Renewable Hybrid Energy projects.

- 4.5 Municipal Solid Waste (MSW) based power projects** – The project shall qualify to be termed as a Municipal Solid Waste power project, if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Municipal Solid Waste or Refuse Derived Fuel as fuel source.
- 4.6 Biogas based power project** – The project shall qualify to be termed as a Biogas based power project, if it is using new plant and machinery and has a grid connected system that uses 100% biogas fired engine, coupled with biogas technology for co-digesting agriculture residues, cow dung, poultry waste, manure and other bio-waste as approved by the Central Government.
- 4.7 Renewable hybrid energy project** – The project shall qualify to be termed as a Renewable Hybrid Energy project, if it is using new plant and machinery and the rated capacity of generation from one renewable energy source is at least 33% of the total installed capacity, which operate at the same point of interconnection:
- Provided that energy is injected into the grid at the same interconnection point and metering is done at such common interconnection point accordingly.
- 4.8 Biomass gasifier based power project** – The project shall qualify to be termed as a Biomass gasifier based power project if it uses new plant and machinery, and has a grid connected system that uses 100% producer gas engine, coupled with gasifier technologies approved by the Central Government.
- 4.9 Renewable energy with storage project** – The renewable energy project including renewable hybrid energy project shall qualify to be termed as a Renewable energy with storage project if it uses, partly or fully, renewable energy generated from such project to store energy into storage facility, which is connected at the same point of interconnection as the renewable energy project.

Chapter 1: General Principles

5. Control Period or Review Period

The Control Period or Review Period under these Regulations shall be of five years, commencing from April 01, 2025:

Provided that, the tariff determined as per these Regulations for the RE projects commissioned during the Control Period, shall continue to be applicable for the entire duration of the Tariff Period as specified in Regulation 6 below:

Provided further that, the Regulations for next Control Period shall be undertaken six months prior to the end of the present Control Period and in case Regulations for the next Control Period are not notified until commencement of next Control Period, the tariff norms as per these Regulations shall continue to remain in force until notification of the revised Regulations subject to adjustments as per revised Regulations:

Provided also that, the project-specific tariff determined in accordance with these Regulations shall be applicable for the entire Tariff Period:

Provided also that, for existing plants having project-specific tariff determined for the Control Period, the Tariff Period shall be the Control Period.

6. Tariff Period

6.1 The Tariff Period for Renewable Energy power projects will be same as their Useful Life as defined in Regulation 2.1 (pp).

6.2 Tariff Period under these Regulations shall be considered from the date of commercial operation of the renewable energy generating stations.

6.3 Tariff determined as per these Regulations shall be applicable for Renewable Energy power projects, for the duration of the Tariff Period as specified under Regulations 6.1 and 6.2:

Provided that, for existing plants having project-specific tariff determined for the Control Period, the Tariff Period shall be the Control Period.

7. Generic Tariff

7.1 The Commission shall determine the generic preferential tariff in case of Small Hydro, Solar PV power project for 0.5 MW to 2 MW capacity, Biogas based power project and non-fossil fuel based co-generation power projects, at the beginning of each year of the Control Period.

7.2 In case of delay in determination of generic tariff, the CERC tariff for the respective year shall be the provisional tariff:

Provided that, the difference will be adjusted accordingly.

8. Project Specific Tariff

8.1 Project specific tariff, on case to case basis, shall be determined by the Commission for the following types of projects:

- i. Wind energy
- ii. Hydro power plant of above 25 MW capacity
- iii. Renewable Energy with storage Project
- iv. Solar thermal
- v. Floating Solar Project
- vi. Solar PV power project for above 2 MW
- vii. Municipal Solid Waste projects including Refuse Derived Fuel based projects, with Rankine cycle technology
- viii. Renewable Hybrid Energy Projects
- ix. Biomass gasifier projects
- x. Any generating unit/ station, commissioned by using old plant and machinery.
- xi. Any other new renewable energy technologies approved by the Central Government apart from those identified in these Regulations.
- xii. Any project if the licensee/developer desires for the project specific tariff:

Provided that, norms for project-specific tariff determination for Hydro power plants above 25 MW capacity, shall be in accordance with applicable CSERC MYT Regulations during the Control Period;

8.2 Determination of Project specific tariff for generation of electricity from such renewable energy sources shall be in accordance with terms and conditions as stipulated under relevant provisions of the Regulations/orders:

Provided that, any project for which project-specific tariff has been determined based on previous Regulations, project-specific tariff as determined shall be continued for the entire life of the project.

8.3 In case of projects which have been awarded provisional tariff before commencement of these Regulations and who opt for generic tariff, payments already made to developers towards provisional tariff shall be adjusted in six equal monthly instalments after deducting the statutory charges paid to State Government:

Provided that, if such project opts for project specific tariff, then such revenue earned shall be set off against the capital cost incurred on the project.

8.4 The project-specific tariff shall be determined in accordance with the norms specified in these Regulations, except for capital cost, which shall be examined for prudence.

- 8.5** In case of non-fossil fuel based co-generation/biogas based power project and other projects having fuel cost component, rate of infirm power shall be Rs. 1.0 per kWh, while for other projects, which do not have fuel cost component, rate of infirm power shall be equal to the statutory charges such as water charges, duty and cess actually paid to State Government:

Provided that, such infirm power shall qualify for renewable purchase obligations requirement of the licensee.

- 8.6** Projects may be allowed to switch from generic tariff to project specific tariff dispensation, only if such switching is opted for not later than 2 years from COD.
- 8.7** The plants for which the Commission has determined project specific tariff for the control period in the past, old tariff will continue and the applicability of the revised tariff shall be as per directions of the Commission.

9. Petition and proceedings for determination of tariff

- 9.1** The Commission shall determine the generic tariff on the basis of Suo-motu Petition preferably prior to the commencement of each year of the Control period for renewable energy technologies for which norms have been specified under the Regulations.

- 9.2** A petition for determination of project specific tariff shall be accompanied by such fee as may be determined by relevant Regulations and shall be accompanied by

- i. Information in Forms 1.1, 1.2, 2.1 and 2.2 as the case may be, and as appended in these Regulations;
- ii. Detailed Project Report outlining technical and operational details, site specific aspects, premise for capital cost and financing plan, etc.:

Provided that, for the existing RE plants, the previous Tariff Order shall form the basis for capital cost and financing:

Provided further that, for the State-owned generating plants that are supplying 100% power to the State Distribution Licensee, the Commission may allow additional capitalization of more than Rs. 20 lakh on account of change in law/compliance of law, obsolescence of technology, replacement after completion of useful life of an equipment/system, need for higher safety and security or any other reason as the Commission may deem fit after prudence check:

Provided also that, such additional capitalization shall be considered by the Commission at the time of tariff determination for the next Control Period after successful completion of the said works without any advance loading or CIP approval.

- iii. Certified copy from the practising Chartered Accountant / Cost Auditor as proof of capital cost incurred towards Gross fixed Asset (GFA) clearly indicating sources of funds, debt, equity & subsidies /if any;
 - iv. A Statement of all applicable terms and conditions and expected expenditure for the period for which tariff is to be determined;
 - v. A statement containing full details of calculation of any grant, subsidy and incentive received, due or assumed to be due from the Central Government and/or State Government. This statement shall also include the proposed tariff calculated without consideration of the subsidy and incentive;
 - vi. Technical data including data regarding CUF;
 - vii. Consent from the beneficiary for procurement of power from renewable energy project, unless such requirement has been exempted by the Central or State Government; and
 - viii. Following documents in case of a Petition for determination of project specific tariff by renewable energy projects, where tariff from such renewable energy sources is generally determined through a competitive bidding process in accordance with provisions of Section 63 of the Act:
 - i. Rationale for opting for project specific tariff instead of competitive bidding; and
 - ii. Competitiveness of the proposed tariff vis-à-vis tariff discovered through competitive bidding/ tariff prevalent in the market.
 - ix. Any other information that the Commission requires the Petitioner to submit for disposal of the Petition.
- 9.3** The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the Conduct of Business Regulations of this Commission.
- 9.4** Project specific tariff shall be determined for the Useful Life of the project and shall be levelized tariff.
- 10. Tariff Structure**
- 10.1** The tariff for renewable energy technologies shall be single-part tariff consisting of the following fixed cost components:
- I. Return on equity;
 - II. Interest on loan capital;
 - III. Depreciation;

IV. Interest on working capital;

V. Operation and maintenance expenses:

Provided that for renewable energy technologies having fuel cost component, like biomass gasifier based power projects, biogas based power project and non-fossil fuel based co-generation projects, single-part tariff with two components, viz., fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.

11. Tariff Design

11.1 The generic tariff shall be determined considering the year of COD of the project, on levelized basis for the Tariff period:

Provided that for renewable energy technologies having tariff with two components, tariff shall be determined on levelized basis considering the year of COD of the project for fixed cost component while the fuel cost component shall be specified on year of operation basis.

11.2 For the purpose of levelized tariff computation, the discount factor equivalent to Post Tax weighted average cost of capital shall be considered.

11.3 Levelization shall be carried out for the 'useful life' of the renewable energy project:

Provided that for existing RE plants as specified in Regulation 3.2(I) and plants for which project-specific tariff has been determined earlier, no levelization of tariff will be carried out, and project-specific tariff shall continue to be determined for the Control Period.

11.4 In case a renewable energy project, in a given year, generates energy in excess of the CUF or PLF, as the case may be specified under these Regulations, the renewable energy project may sell such excess energy in the market under bilateral or collective transactions, provided that the first right of refusal for such excess energy shall vest with the concerned beneficiary:

Provided that in case the concerned beneficiary purchases the excess energy, the tariff for such excess energy shall be equal to the tariff applicable for that year.

12. Dispatch Principles for electricity generation from Renewable Energy Sources

12.1 All renewable energy power plants shall be treated as 'MUST RUN' power plants and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.

12.2 Notwithstanding anything contained in any Regulations framed under the Electricity Act 2003, all renewable energy power plants except biomass gasifier-based power projects, biogas based power projects, non-fossil fuel based co-generation projects, and Renewable Energy with Storage projects, shall not be subjected to scheduling and

deviation settlement for commercial purposes, but shall be subjected to scheduling for the purposes of grid operations:

Provided that, in case of supply of power to multiple beneficiaries within the State, scheduling and deviation settlement shall be applicable:

Provided further that, the State-owned hydel generating stations shall be exempted from scheduling and DSM, as water discharge of these hydel stations are regulated by Water Resources Department of the State Government.

Chapter 2: Financial Principles

13. Capital Cost

- 13.1** The norms for the Capital Cost as specified in the subsequent technology specific chapters shall be inclusive of land cost, all capital work including plant and machinery, civil work, erection and commissioning, financing costs, preliminary and pre-operative expenses, interest during construction, and evacuation infrastructure up to inter-connection point:

Provided that, for project specific tariff determination, the generating company shall submit the break-up of capital cost items along with its petition in the manner specified under Regulation 8.

- 13.2** Capital cost for RE projects as specified for first year of Control Period shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed by the Commission.

- 13.3** In case of project-specific tariff for State-owned generation plants that have completed 15 years of service and supply 100% power to the State Distribution Licensee, the generating company shall submit the additional capitalisation actually incurred, along with detailed justification:

Provided that, the Commission may allow a review of the previously approved capital cost after prudence check.

14. Debt Equity Ratio

- 14.1** For Suo-motu determination of generic tariff, the debt equity ratio shall be considered as 70:30.

- 14.2** For project specific tariff, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that, where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff:

Provided further that, the debt/equity invested in foreign currency shall be denominated/ designated in Indian rupees on the date of each investment:

Provided also that, debt equity ratio shall be considered after deducting the amount of grant or capital subsidy received for the project for arriving at the amount of debt and equity.

Explanation - The premium, if any, raised by the generating company, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing

return on equity, only if such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the renewable energy project.

- 14.3** The project developer shall submit the resolution of the Board of the Company or approval of the competent authority in other cases regarding infusion of funds from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the renewable energy project.

15. Interest on Loan and Finance Charges

- 15.1** For the purpose of determination of tariff, loan/debt tenure of 15 years shall be considered.

- 15.2** The loans/debts arrived at in accordance with Regulation 14, shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan:

Provided that, the normative loan outstanding as on April 1st of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to March 31st of previous year from the gross normative loan.

- 15.3** For the purpose of determination of tariff, the normative interest rate of two hundred (200) basis points above the average State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) (one-year tenor) prevalent during the last available six months shall be considered.

- 15.4** Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed:

16. Depreciation

- 16.1** The value base for the purpose of depreciation shall be the Capital Cost of the asset admitted by the Commission.

- 16.2** The Salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the Capital Cost of the asset.

- 16.3** The depreciation rate for the first 15 years of the Tariff Period shall be 4.67% per annum and the remaining depreciation shall be spread over the remaining useful life of the project from 16th year onwards on 'Straight Line Method'.

- 16.4** Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation:
Provided that for determination of project specific tariff, in case of commercial operation of the project for part of the year, depreciation shall be computed on *pro rata* basis.

- 16.5** Depreciation shall not be allowed to the extent of grant or capital subsidy received for the project.

17. Return on Equity

- 17.1** The value base for the equity shall be 30% of the capital cost or actual equity (in case of project specific tariff determination) as determined under Regulation 14.

- 17.2** The normative Return on Equity for renewable energy projects other than small hydro projects shall be 14%, and that for the small hydro projects shall be 15%, to be grossed up by latest available notified Minimum Alternate Tax (MAT) rate for the first 20 years of the Tariff Period and by the latest available notified Corporate Tax rate for the remaining Tariff Period:

Provided that in respect of plants, for which actual income tax is allowed to be recovered separately for company as a whole through applicable MYT Regulations or Tariff Orders for conventional plants, the grossing up of MAT with Return on Equity shall not be applicable.

18. Interest on Working Capital

- 18.1** The Working Capital requirement in respect of wind energy projects, small hydro power, solar PV, Floating Solar Projects, Solar thermal power projects, MSW Projects including RDF based projects, and Renewable Energy with Storage projects shall be computed as per following:

- I. Operation & Maintenance expenses for one month;
- II. Receivables equivalent to 45 days of energy charges for sale of electricity calculated on the normative PLF or CUF, as the case may be;
- III. Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses

- 18.2** The Working Capital requirement in respect of biogas based power project, biomass gasifier based projects, and non-fossil fuel based co-generation projects, shall be computed as per following:

- I. Fuel costs for four months equivalent to normative PLF;
- II. Operation & Maintenance expense for one month;
- III. Receivables equivalent to 45 days of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target PLF;
- IV. Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses

- 18.3** In the case of Renewable Hybrid Energy projects, the Working Capital requirement shall be the sum of the Working Capital requirement determined as per norms

applicable for Renewable Energy sources in proportion to their rated capacity in the project.

- 18.4** Interest on Working Capital shall be at interest rate equivalent to the normative interest rate of three hundred twenty-five (325) basis points above the average State Bank of India MCLR (one-year tenor) prevalent during the last available six months for the determination of tariff.

19. Operation & Maintenance Expenses

- 19.1** Operation and Maintenance or O&M expenses shall comprise repair and maintenance (R&M) expenses, establishment including employee expenses, and administrative and general expenses including insurance.

- 19.2** O&M expenses shall be determined for the Tariff Period based on normative O&M expenses specified by the Commission in these Regulations for the first Year of Control Period.

- 19.3** Normative O&M expenses allowed during first year of the Control Period (i.e., FY 2025-26) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.25% per annum over the Tariff Period.

20. Rebate

For payment of bills of the generating company through letter of credit or otherwise on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT) or Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 7 days of presentation of bills, a rebate of 1% on bill amount shall be allowed.

21. Late Payment Surcharge

Unless otherwise specifically provided through any other order the late payment surcharge in case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge as specified in the Electricity (Late Payment Surcharge and Related Matters) Rules, 2022 notified by the Ministry of Power, and as amended from time to time, shall be levied by the Generating Company.

22. Norms of Operation and Parameters to be Ceiling Norms

Norms and parameters specified in these Regulations are ceiling norms and shall not preclude the project developer or the beneficiary from agreeing to the improved norms of operation and in case the improved norms are agreed to, such improved norms/parameters shall be applicable for determination of project specific tariff.

23. Subsidy or incentive by the Central/State Government

- 23.1** The Commission shall take into consideration any capital subsidy/ incentive/grant offered by the Central or State Government, including accelerated depreciation benefit if availed by the generating company for the renewable energy power plants, while determining the project specific tariff under these Regulations:

Provided that, in case any Central Government or State Government notification specifically provides for any Generation based Incentive over and above tariff, the same shall not be factored in while determining Tariff.

- 23.2** Any grant, subsidy or incentive availed by the renewable energy project, which is not considered at the time of determination of tariff, shall be deducted by the beneficiary in subsequent bills after receipt of such grant, subsidy or incentive in suitable instalments or within such period as may be stipulated by the Commission.

24. Cess, Duties and Water charges/statutory charges

- 24.1** Tariff determined under these Regulations shall be exclusive of cess and duties on generation, auxiliary consumption and sale of electricity as may be levied by the appropriate Government:

Provided that, the cess and duties levied by the appropriate Government shall be allowed as pass through on actual incurred basis.

- 24.2** In case of hydro projects, water charges as levied by the State Government shall not be included in the tariff. It is to be paid separately and shall be pass through on actual incurred basis.

Chapter 3: Technology specific parameters for Wind energy Projects

25. Capital Cost

- 25.1** The capital cost for wind energy project shall include Wind turbine generator including its auxiliaries, land cost, site development charges and other civil works, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and IDC.
- 25.2** The Commission shall determine only project specific tariff and capital cost shall be based on prevailing market trends for wind energy project.

26. Capacity Utilisation Factor (CUF)

- 26.1** CUF norms for this Control Period shall be as follows;

Annual Mean Wind Power Density (W/M ²)	CUF
Up to 220	22%
221-275	24%
276-330	28%
331-440	33%
>440	35%

- 26.2** The annual mean wind power density specified in Regulation 26.1 above shall be measured at 100 meters hub-height.
- 26.3** For the purpose of classification of wind energy project into particular wind zone class, as per MNRE guidelines for wind measurement, wind mast either put-up by NIWE or a private developer and validated by the National Institute of Wind Energy (NIWE) would be normally extended 10 km from the mast-point to all directions for uniform terrain and limited to appropriate distant in complex terrain with regard to complexity of the site.
- 26.4** Based on such validation by NIWE, the State Nodal Agency shall certify zoning of the proposed wind farm complex.

27. Operation and Maintenance Expenses

- 27.1** The Commission shall determine only project specific O&M expenses based on the prevailing market information.

Chapter 4: Technology specific parameters for Small Hydro Projects

28. Capital Cost

28.1 The normative capital cost for hydro projects during first year of the Control Period (i.e., FY 2025-26) shall be as follows;

Project Size	Capital Cost (Rs. Lakh/MW)
up to 5 MW	890
above 5 MW to 25 MW	1027

28.2 This also includes the cost of laying of distribution/transmission lines for evacuation of power.

28.3 Capital cost for Small Hydro Plants that have achieved COD before April 01, 2025 will be governed through respective approved Orders of the Commission.

29. Capacity Utilisation Factor (CUF)

29.1 For determination of generic tariff, capacity utilisation factor for hydro projects shall be 30%.

29.2 For project specific tariff, CUF shall be determined by the Commission on case-to-case basis.

30. Auxiliary Consumption

Normative Auxiliary Consumption for the hydro projects shall be 1.0%.

31. Operation & Maintenance Expenses

31.1 Normative O&M expenses for the first year of the Control Period (i.e., FY 2025-26) shall be as follows:

Project Size	O&M Expense (Rs. Lakh/MW)
up to 5 MW	41.74
Above 5 MW up to 10 MW	35.41
Above 10 MW up to 25 MW	30.23

31.2 Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.25% per annum for the Tariff Period for the purpose of determination of tariff.

32. Tariff for Mini/Micro Hydro Projects

Tariff for Mini/Micro Hydro Projects shall be higher by Rs 0.50/kWh or such other higher amount as may be stipulated by Commission from time to time over and above the generic tariff applicable for Hydro Projects as determined by the Commission:

Provided that, this will not be applicable for the developers/licensee opting for project specific tariff and for canal-based projects.

Chapter 5: Technology specific parameters for Non-fossil fuel based Co-generation Projects

33. Technology Aspect

A project shall qualify as a non-fossil fuel based co-generation project, if it is in accordance with the eligibility criteria as specified under Regulation 4.3.

34. Capital Cost

The normative capital cost for the non-fossil fuel based co-generation projects shall be considered as Rs. 562 Lakh/MW for the first year of the Control Period (i.e., FY 2025-26).

35. Capacity Utilization Factor

35.1 For the purpose of determining fixed charge, the plant load factor for non-fossil fuel based co-generation projects shall be computed on the basis of plant availability for number of operating days considering operations during crushing season and off-season as specified under Regulation 35.2 below and load factor of 92%.

35.2 The number of operating days shall be as follows:

Operating Days	Plant Load Factor (%)
90 days (crushing)+ 60 days (off-season) = 150 days operating days	38%

36. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption shall be 8.5% for determination of tariff.

37. Station Heat Rate

The station heat rate of 3600 kcal/kWh for the power generation component alone shall be considered for computation of tariff for non-fossil fuel based co-generation projects.

38. Calorific Value

The Gross Calorific Value for bagasse shall be considered as 2250 kcal/kg:

Provided that, for the use of biomass fuels other than bagasse, calorific value of 3100 kcal/kg shall be considered.

39. Fuel Cost

- 39.1** The price of bagasse shall be Rs 2817 per MT during first year of the tariff Control Period (i.e., FY 2025-26) and thereafter shall be escalated to 3.45% for the base price for subsequent years during the control period.
- 39.2** For use of biomass other than bagasse in non-fossil fuel based co-generation projects, the biomass prices as Rs. 4407 per MT shall be considered.
- 39.3** For the purpose of determining levelized tariff, a normative escalation factor of 3.45% per annum shall be applicable on bagasse/ biomass prices.

40. Operation and Maintenance Expenses

- 40.1** Normative O&M expenses for the first year of the Tariff Period (i.e., FY 2025-26) shall be Rs.30.42 lakh per MW.
- 40.2** Normative O&M expenses allowed at the commencement of the tariff Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.25% per annum.

Chapter 6: Technology specific parameters for Solar PV Power Projects**41. Technology Aspects**

- 41.1** Norms for Solar Photovoltaic (PV) power under these Regulations shall be applicable for grid connected PV systems that directly convert solar energy into electricity and are based on the technologies such as crystalline silicon or thin film, etc., as may be approved by the Central Government.
- 41.2** The Commission shall determine generic tariff for the solar PV plants of capacity 0.5 MW to 2 MW and project specific tariff for the solar PV plants above 2 MW capacity.

42. Capital Cost

- 42.1** The normative capital cost for setting up Solar Photovoltaic Power Project of capacity 0.5 MW to 2 MW shall be considered as Rs. 3.5 crore per MW for the first year of the Control Period (i.e., FY 2025-26).
- 42.2** Capital cost for Solar PV power projects, that have achieved COD before April 01, 2025, will be governed through respective approved Orders of the Commission till the currency of the Order.

43. Capacity Utilisation Factor

The Capacity Utilisation Factor for Solar PV project shall be 21%:

Provided that, the Commission may deviate from above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

44. Operation and Maintenance Expenses

- 44.1** The O&M Expenses shall be Rs. 9.26 Lakh/MW for the 1st year of operation.
- 44.2** Normative O&M expenses allowed at the commencement of the tariff Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.25% per annum.

45. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption factor shall be 0.25% of gross generation:

Provided that, the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

Chapter 7: Technology specific parameters for Solar Thermal Power Projects/Floating Solar Projects

46. Technology Aspects

- 46.1** Norms for Solar Thermal Power projects under these Regulations shall be applicable for Concentrated solar power (CSP) technologies, viz., line focusing or point focusing, as may be approved by the Central Government, and uses direct sunlight, concentrating it several times to reach higher energy densities and thus higher temperatures whereby the heat generated is used to operate a conventional power cycle to generate electricity.
- 46.2** Norms for Floating Solar Projects under these Regulations shall be applicable for solar PV power project where the arrays of photovoltaic panels on the structure of the project float on top of a body of water, such as an artificial basin or lake, with the help of a floater, anchoring, and mooring system as may be approved by the Central Government.

47. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for Solar Thermal project/Floating Solar project.

48. Capacity Utilisation Factor

The Capacity utilisation factor for Solar Thermal project shall be 23%, and CUF for Floating Solar project shall be 19%.

49. Operation and Maintenance Expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses based on prevailing market trends for Solar Thermal project/Floating Solar Projects.

50. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption factor for Solar Thermal project shall be 10%, and for Floating Solar projects shall be 0.25%.

Chapter 8: Technology specific parameters for MSW and RDF Projects based on Rankine Cycle Technology

51. Technology Aspects

The norms for tariff determination specified hereunder are for power projects which use Municipal Solid Waste (MSW) and Refuse Derived Fuel (RDF) and are based on Rankine cycle technology application, combustion or incineration, Bio-methanation, Pyrolysis and High end gasifier technologies.

52. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for MSW and RDF based projects.

53. Plant Load Factor

53.1 Threshold Plant Load Factor for determining fixed charge component of Tariff shall be:

- a) During Stabilisation: 65%
- b) During the remaining period of the first year (after stabilization): 65%
- c) From 2 Year onwards: 75% for MSW based technologies and 80% for RDF based technologies.

53.2 The stabilisation period shall not be more than 6 months from the date of commissioning of the project.

54. Auxiliary Consumption

54.1 The auxiliary power consumption for the MSW and RDF power projects shall be 15%.

55. Operation and Maintenance Expenses

55.1 Normative O&M expenses for the first year of the Control Period shall be 8.5% of the Capital Cost of MSW and RDF based power project.

55.2 Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Tariff Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.25% per annum.

Chapter 9: Technology specific parameters for Biogas based Power Projects**56. Capital Cost**

Normative capital cost for biogas-based power projects shall be Rs.1354 lakh per MW for first year of the Control Period, i.e., FY 2025-26.

57. Plant Load Factor

Plant Load Factor shall be considered as 90% for determination of tariff.

58. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption shall be considered as 12% for determination of tariff.

59. Operation and Maintenance Expenses

59.1 Normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2025-26 shall be Rs. 76.04 lakh per MW.

59.2 Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Tariff Period shall be escalated at the rate of 5.25% per annum for the subsequent years of the control period.

60. Specific Fuel Consumption

Normative specific fuel consumption shall be 3 kg of substrate mix per kWh.

61. Fuel Cost (Feed stock Price)

61.1 Feed stock price during first year of the Control Period, i.e., FY 2025-26 shall be Rs. 1761 per MT and shall be escalated at the rate of 3.45% per annum to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period, unless specifically reviewed by Commission.

61.2 For the purpose of determining levelized tariff, a normative escalation factor of 3.45% per annum shall be applicable.

Chapter 10: Technology specific parameters for Biomass Gasifier based Power Projects

62. Capital Cost

Normative capital cost for biomass gasifier based power projects shall be Rs. 677 lakh per MW for first year of the Control Period, i.e., FY 2025-26.

63. Plant Load Factor

Plant Load Factor shall be considered as 85% for determination of tariff.

64. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption shall be considered as 10% for determination of tariff.

65. Specific Fuel Consumption

Normative specific fuel consumption shall be 1.25 kg per kWh.

66. Operation and Maintenance Expenses

66.1 Normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2025-26 shall be Rs. 76.04 lakh per MW.

66.2 Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Tariff Period shall be escalated at the rate of 5.25% per annum for the subsequent years of the control period.

67. Fuel Cost

67.1 Biomass fuel price for the 1st year of the Control Period (i.e., FY 2025-26) shall be Rs. 4407 per MT.

67.2 Biomass fuel price shall be escalated at 3.45% to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period.

Chapter 11: Technology specific parameters for Renewable Hybrid Energy Projects

68. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for Renewable Hybrid Energy project.

69. Capacity Utilisation Factor

69.1 The Commission shall determine only project specific capacity utilisation factor in respect of renewable hybrid energy projects, taking into consideration the proportion of rated capacity of each renewable energy source and applicable capacity utilisation factor for such renewable energy sources, as the case may be.

69.2 The minimum CUF shall be considered as 30%, when measured at inter-connection point where the energy is injected into the grid.

70. Auxiliary Consumption

The Commission shall determine only project specific Auxiliary Consumption in respect of Renewable Hybrid Energy projects, taking into consideration the proportion of rated capacity of each renewable energy source and applicable Auxiliary Consumption for such renewable energy sources, as the case may be.

71. Operation and Maintenance Expenses

The Commission shall consider only project specific O&M cost based on prevailing market trends for Renewable Hybrid Energy project.

72. Tariff

The tariff for a Renewable Hybrid Energy project shall be a composite levelised tariff for the project as a whole by factoring in the tariff components up to the minimum of the Useful Life of the Renewable Energy technologies combined for such Renewable Hybrid Energy Project:

Provided that, in case any of the Renewable Energy technologies combined for the Renewable Hybrid Energy project is left with further Useful Life, the levelised tariff for the remaining Useful Life of such Renewable Energy technology shall be determined separately by factoring in the relevant tariff components for the remaining Useful Life.

Chapter 12: Technology specific parameters for Renewable Energy with Storage Projects

73. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for Renewable Energy with Storage projects.

74. Capacity Utilisation Factor

The Commission shall determine only project specific capacity utilisation factor in respect of renewable energy with storage projects:

Provided that the Commission shall consider applicable capacity utilisation factor based on the actual Renewable Energy technology used with Storage as specified in these Regulations.

75. Storage Efficiency

75.1 The Commission shall approve the Storage Efficiency only for Project Specific Tariffs:

Provided that the minimum Efficiency for Solid-state Battery Storage shall be 80%:

Provided further that the minimum efficiency for Pumped Storage shall be 75%.

75.2 Efficiency of the Storage component of Renewable Energy with a Storage Project shall be measured as the ratio of Output Energy received from Storage and Input Energy supplied to the Storage component of such Project on an annual basis.

76. Auxiliary Consumption

The Auxiliary Consumption shall be considered for Renewable technology actually used as specified in these Regulations.

77. Operation and Maintenance Expenses

The Commission shall consider only project specific O&M cost based on prevailing market trends for Renewable Energy with Storage projects.

78. Tariff

The tariff for renewable energy with storage project shall be a composite tariff or differential tariff based on the time of day, determined for energy supplied from the Project, including the energy supplied from the storage facility:

Provided that such tariff may be determined for the supply of power on round the clock basis or for time periods as agreed by the Project Developer and Beneficiary.

Chapter 13: Miscellaneous**79. Deviation from norms**

Tariff for sale of electricity by the Generating Company may also be determined in deviation from the norms specified in these Regulations subject to the condition that the reasons for deviation from the norms specified under these Regulations shall be recorded in writing.

80. Power to Relax

The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of hearing to the parties likely to be affected, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

81. 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.

By order of the Commission

Sd/-

(S.P. Shukla)
Secretary.

Form-1.1. Template for (Wind Power / Small Hydro Project / Solar PV / Solar thermal/Floating Solar Projects/ Refuse Derived Fuel based Municipal Solid Waste projects): Parameter Assumptions

S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Parameter Values
1	Power Generation				
		Capacity			
			Installed Power Generation Capacity	MW	
			Capacity Utilization Factor	%	
			Commercial Operation Date	mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost				
		Capital Cost / MW			
			Normative Capital Cost	Rs. lakh /MW	
			Capital Cost	Rs. Lakh	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Lakh	
			Net Capital cost	Rs. Lakh	
3	Financial Assumptions				
			Tariff period	years	
		Debt:Equity			
			Debt	%	
			Equity	%	
			Total Debt Amount	Rs. Lakh	
			Total Equity Amount	Rs. Lakh	
		Debt component			
			Loan amount	Rs. Lakh	
			Moratorium Period	years	
			Repayment period (incl'd Moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity component			
			Equity amount	Rs. Lakh	
			Return on Equity for first 10 years	% p.a.	
			Return on Equity 11th year onwards	% p.a.	
		Depreciation			
			Depreciation rate for first 12 years	%	
			Depreciation rate 13th year onwards	%	
4	Operation & Maintenance				
		Normative O&M expense		Rs. Lakh / MW	
		O&M expenses per annum		Rs. Lakh	
		Escalation factor for O&M expenses		%	
5	Working Capital				
		O&M expense		Months	
		Maintenance Spare	(% of O&M expenses)	%	
		Receivables		Months	
		Interest on working capital		% p.a.	

Form 1.2: Template for (Wind Power / Small Hydro Project / Solar PV / Solar thermal/Floating Solar/ Refuse Derived Fuel based Municipal Solid Waste projects): Determination of Tariff Components

Units Generation	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
Installed capacity	MW					
Net Generation	MU					
Tariff Components (Fixed charge)	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
O&M Expenses	Rs. Lakh					
Depreciation	Rs. Lakh					
Interest on term loan	Rs. Lakh					
Interest on working capital	Rs. Lakh					
Return on Equity	Rs. Lakh					
Total Fixed cost	Rs. Lakh					
Per Unit Tariff Components	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
PU O&M Expenses	Rs./kWh					
PU Depreciation	Rs./kWh					
PU Interest on term loan	Rs./kWh					
PU Interest on working capital	Rs./kWh					
PU Return on Equity	Rs./kWh					
PU Tariff Components	Rs./kWh					

Form 2.1: Template for (Biogas Based Power Project, Biomass Gasifier based projects or Non-fossil fuel based Cogen): Parameter Assumptions

Form 2.1: Template for (Biomass power , Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel or Non-fossil fuel based Cogen): Parameter Assumptions					
S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Parameter Values
1	Power Generation	Capacity			
			Installed Power Generation Capacity	MW	
			Auxiliary Consumption factor	%	
			PLF during first six months of COD	%	
			PLF in next six months upto one year of COD	%	
			PLF from 2nd Year of COD onwards	%	
			Commercial Operation Date	mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost / MW			
			Normative Capital Cost	Rs. Lakh /MW	
			Capital Cost	Rs. Lakh	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Lakh	
			Net Capital cost	Rs. Lakh	
3	Financial Assumptions				
		Debt Equity	Tariff period	years	
			Debt	%	
			Equity	%	
			Total Debt Amount	Rs. Lakh	
			Total Equity Amount	Rs. Lakh	
		Debt component			
			Loan amount	Rs. Lakh	
			Moratorium Period	years	
			Repayment period (inclcd Moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity component			
			Equity amount	Rs. Lakh	
			Return on Equity for first 10 years	% p.a.	
			Return on Equity 11th year onwards	% p.a.	
		Depreciation			
			Depreciation rate for first 12 years	%	
			Depreciation rate 13th year onwards	%	
4	Operation & Maintenance				
		Normative O&M expense		Rs. Lakh / MW	
		O&M expenses per annum		Rs. Lakh	
		Escalation factor for O&M expenses		%	
5	Working Capital				
		O&M expense		Months	
		Maintenance Spare	(% of O&M expenses)	%	
		Receivables		Months	
		Biomass stock		Months	
		Municipal Solid Waste Stock		Months	
		Refused Derived Fuel Stock		Months	
		Interest on working capital		% p.a.	
6	Fuel related assumptions				
		Station Heat Rate	During stabilisation	kcal/kWh	
			Post stabilisation	kcal/kWh	
		Fuel types & mix	Biomass fuel type-1	%	
			Biomass fuel type-2	%	
			Municipal Solid Waste Fuel	%	
			Refuse Derived Fuel	%	
			Fossil Fuel (coal)	%	
			GCV of Biomass fuel type-1	kCal/kg	
			GCV of Biomass fuel type-2	kCal/kg	
			GCV of Municipal Solid Waste Fuel	kCal/kg	
			GCV of Refuse Derived Fuel	kCal/kg	
			GCV of fossil fuel (coal)	kCal/kg	
			Biomass Price (fuel type-1): Yr-1	Rs./MT	
			Biomass Price (fuel type-2):Yr-1	Rs./MT	
			Municipal Solid Waste Price / year-1	Rs./MT	
			Refuse Derived Fuel Price/ year-1	Rs./MT	
			Fossil Fuel price (coal): Yr-1	Rs./MT	
			Fuel price escalation factor	% p.a.	

Form2.2: Template for (Biogas Based Power Project, Biomass Gasifier based projects or Non-fossil fuel based Cogen): Determination of Tariff Components

Form2.2: Template for (Biomass power , Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel or Non-fossil fuel based Cogen): Determination of Tariff Components							
Units Generation	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5	
Installed capacity	MW						
Net Generation	MU						
Tariff Components (Fixed charge)	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5	
O&M Expenses	Rs. Lakh						
Depreciation	Rs. Lakh						
Interest on term loan	Rs. Lakh						
Interest on working capital	Rs. Lakh						
Return on Equity	Rs. Lakh						
Total Fixed cost	Rs. Lakh						
Tariff Components (Variable charge)	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5	
Biomass fuel type-1	Rs. Lakh						
Biomass fuel type-2	Rs. Lakh						
Fossil fuel (coal)	Rs. Lakh						
Municipal Solid Waste	Rs. Lakh						
Refuse Derived Fuel	Rs. Lakh						
Sub total (Fuel costs)	Rs. Lakh						
Fuel cost allocable to power	%						
Total Fuel costs	Rs. Lakh						
Per Unit Tariff Components (Fixed)	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5	
PU O&M Expenses	Rs./kWh						
PU Depreciation	Rs./kWh						
PU Interest on term loan	Rs./kWh						
PU Interest on working capital	Rs./kWh						
PU Return on Equity	Rs./kWh						
PU Tariff Components (Fixed)	Rs./kWh						
PU Tariff Components (Variable)	Rs./kWh						
PU Tariff Components (Total)	Rs./kWh						

Form 3.1: Template for Biogas based power project/ Biomass Gasifier based projects/ non-fossil fuel based Cogen: Fuel usage Statement

Sources of Power:

1..... 2..... 3..... 4.....

[illegible]

Monthly Update

Name of the Project

(Location, District)

CREDA / Utility Ref. No.

Installed Capacity (MW)

Date of Commissioning

FY:

Statement Date

Project Code

[illegible]

संचालक, मुद्रण तथा लेखन सामग्री, छत्तीसगढ़ द्वारा शासकीय मुद्रणालय, नवा रायपुर से मुद्रित तथा प्रकाशित – 2025.