



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-एच.आर.-अ.-29112024-259019

CG-HR-E-29112024-259019

xxxGIDExxx

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 928]

नई दिल्ली, बुधवार, नवम्बर 20, 2024/कार्तिक 29, 1946

No. 928]

NEW DELHI, WEDNESDAY, NOVEMBER 20, 2024/KARTIKA 29, 1946

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग

(गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्र)

अधिसूचना

गुरुग्राम, 24 अक्तूबर, 2024

सं. जेईआरसी: 33/2024.—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का अधिनियम संख्या 36) (जिसे इसके बाद 'अधिनियम' कहा जाएगा) के खंड (जेडडी), (जेडई) और (जेडएफ) के साथ पठित धारा 181 की उपधारा (1) के तहत प्रदत्त शक्तियों और विद्युत आपूर्ति से संबंधित अधिनियम के संदर्भ में सरकार द्वारा जारी अधीनस्थ कानून, नियम, वैधानिक आदेश, संकल्प, स्पष्टीकरण सहित इस संबंध में इसे सक्षम करने वाली अन्य सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, गोवा राज्य और केंद्र शासित प्रदेशों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, एतद्वारा निम्नलिखित विनियम निर्मित करता है, अर्थात्:

1 संक्षिप्त शीर्षक, दायरा, सीमा एवं प्रारंभन

- इन विनियमों को संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ निर्धारण की नियम व शर्तों) विनियम, 2024 (इसके पश्चात् "नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2024" के रूप में संदर्भित) कहा जा सकता है।
- ये विनियम गोवा राज्य और अंडमान एवं निकोबार द्वीप समूह, चंडीगढ़, दादरा एवं नगर हवेली और दमन एवं दीव, लक्षद्वीप एवं पुडुचेरी के केंद्र शासित प्रदेशों पर लागू होंगे।
- ये विनियम आधिकारिक राजपत्र में प्रकाशन की तारीख से प्रवृत्त होंगे और जब तक आयोग द्वारा इस तिथि से पूर्व इसकी समीक्षा नहीं की जाती या बढ़ाया नहीं जाता, तब तक 31.03.2027 तक लागू रहेंगे।

2 परिभाषाएँ और व्याख्याएँ

- 2.1 विद्युत अधिनियम, 2003 में परिभाषित शब्द, पद और अभिव्यक्तियों, जिनमें समय-समय पर संशोधन किया जाता है तथा नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2024 में प्रयुक्त शब्द, पद एवं अभिव्यक्तियों के वही अर्थ हैं जो उक्त अधिनियम में परिभाषित एवं निर्दिष्ट हैं।
- 2.2 यहां प्रयुक्त अन्य सभी अभिव्यक्तियाँ, जिन्हें अधिनियम या विनियमों में परिभाषित नहीं किया गया है, लेकिन उन्हें सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी अन्य कानून के तहत परिभाषित किया गया है और गोवा राज्य एवं केंद्र शासित प्रदेशों में विद्युत उद्योग पर लागू हैं, उनका अर्थ वही होगा जो ऐसे कानून में दिया गया है। उपर्युक्त के अधीन, यहां प्रयुक्त की गई अभिव्यक्तियाँ, जिन्हें अधिनियम या किसी सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी अन्य कानून में परिभाषित नहीं किया गया है, उनका अर्थ वही होगा जो आम तौर पर विद्युत उद्योग में प्रयोग किया जाता है।
- 2.3 इस नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2024 की व्याख्या में, जब तक कि संदर्भ अन्यथा अपेक्षित न हो:
- (1) एकवचन या बहुवचन शब्द, जैसा भी मामला हो, में क्रमशः बहुवचन या एकवचन शब्द भी समाविष्ट माना जाए;
 - (2) किसी भी कानून, विनियमन या दिशा-निर्देशों के संदर्भों को ऐसे कानून, विनियमन या दिशा-निर्देशों को समेकित, संशोधित या प्रतिस्थापित करने वाले सभी वैधानिक प्रावधानों को समाविष्ट माना जाए, जैसा भी मामला हो, जिसका उल्लेख किया गया हो;
 - (3) "समाविष्ट" या "सहित" शब्दों के पश्चात् "असीमित" या "लेकिन सीमित नहीं" लिखित माना जाए, भले ही ऐसे शब्दों के बाद ऐसे वाक्यांश या समान शब्द हों या नहीं।
- 2.4 नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियमन, 2024 में, जब तक कि यह संदर्भ के भिन्न न हो:
- (1) "अधिनियम" से अभिप्रेत है विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) और उसके पश्चात् के संशोधन;
 - (2) "औसत विद्युत क्रय लागत (एपीपीसी)" से अभिप्रेत है बिजली का वह भारित औसत पूलित मूल्य, जिस पर वितरण अनुज्ञप्तिधारी ने पॉवर एक्सचेंजों सहित सभी दीर्घकालिक एवं अल्पकालिक ऊर्जा आपूर्तिकर्ताओं से स्व-उत्पादन की लागत सहित, यदि कोई हो, बिजली खरीदी है।
 - (3) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के मामले में अवधि के संबंध में "सहायक ऊर्जा खपत" या "एयूएक्स" से अभिप्रेत है नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के सहायक उपकरणों द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा और नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के अंतर्गत ट्रांसफार्मर को होने वाली क्षति, जिसे नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है;
बशर्ते कि इसमें जनरेटिंग स्टेशन द्वारा अपनी आवासीय कॉलोनी तथा अन्य सुविधाओं को विद्युत की आपूर्ति एवं जनरेटिंग स्टेशन पर निर्माण कार्यों के लिए खपत की गई ऊर्जा शामिल न की जाए;
 - (4) "बायोमास" से अभिप्रेत है कृषि एवं वानिकी संबंधी कार्यों के दौरान उत्पादित अपशिष्ट (उदाहरण के लिए पुआल और डंठल) या कृषि उपज (जैसे भूसी, खोल, तेल रहित केक, आदि) के प्रसंस्करण के उपोत्पाद के रूप में उत्पादित अपशिष्ट या समर्पित ऊर्जा बागानों में उत्पादित लकड़ी या जंगली झाड़ियों/खरपतवारों से निकलने वाली लकड़ी; और कुछ औद्योगिक कार्यों में उत्पादित लकड़ी का अपशिष्ट; जिसमें ऐसे अन्य अपशिष्ट भी शामिल हैं जिन्हें केंद्र सरकार द्वारा बायोमास चिन्हित किया जा सकता है;
 - (5) "बायोमास गैसीकरण" से अभिप्रेत है बायोमास के अपूर्ण दहन की प्रक्रिया जिसके परिणामस्वरूप कार्बन मोनोऑक्साइड (CO), हाइड्रोजन (H₂) और मीथेन (CH₄) के अंशों के मिश्रण से युक्त दहनशील गैसों का उत्पादन होता है, जिन्हें उत्पादक गैस कहा जाता है;
 - (6) "बायोगैस" से अभिप्रेत है ऐसी गैस, जो तब बनती है जब फसलों के अवशेष, सीवेज एवं खाद जैसे कार्बनिक पदार्थ ऑक्सीजन रहित वातावरण में विघटित (किण्वित) होते हैं;
 - (7) "पूँजीगत लागत" से अभिप्रेत है विनियम 14, 28, 32, 37, 42, 52, 59, 69, 75, 80 और 84 (लागू प्रौद्योगिकी के) में परिभाषित पूँजीगत लागत;
 - (8) "क्षमता उपयोग गुणक (संक्षेप में सीयूएफ)" से अभिप्रेत है नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्वारा एक वर्ष में अपनी निर्धारित क्षमता पर उत्पादित वास्तविक सकल ऊर्जा का समतुल्य ऊर्जा उत्पादन से अनुपात;

- (9) "सीईआरसी" या "केन्द्रीय आयोग" से अभिप्रेत है केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग;
- (10) "सीओडी" या "वाणिज्यिक संचालन तिथि" या "वाणिज्यिक संचालन की तिथि" से अभिप्रेत है वह तिथि है जिस दिन नवीकरणीय परियोजना ग्रिड प्रणाली के साथ समन्वयित की जाती है;
बशर्ते कि आरई जनरेटर और संबंधित वितरण अनुज्ञप्तिधारी या एसएलडीसी द्वारा किए गए संयुक्त निरीक्षण के आधार पर प्रवर्तन की तिथि प्रमाणित की जाए, जैसा भी लागू हो;
- (11) "आयोग" से अभिप्रेत है गोवा राज्य और संघ शासित प्रदेशों (दिल्ली को छोड़कर) का संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग;
- (12) "कारोबार प्रचालन के नियम" से अभिप्रेत है समय-समय पर संशोधित किए जाने वाला संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (कारोबार प्रचालन) विनियम, 2009;
- (13) "नियंत्रण अवधि" से अभिप्रेत है वह अवधि है जिसके दौरान इन विनियमों में निर्दिष्ट टैरिफ के निर्धारण के मानदंड लागू रहेंगे;
- (14) "वितरण कंपनी/वितरण अनुज्ञप्तिधारी (संक्षेप में डिस्कॉम)" से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 14 (ख) के अंतर्गत लाइसेंस प्राप्त वह व्यक्ति, जिससे वह वितरण प्रणाली के प्रचालन और अनुरक्षण तथा आपूर्ति क्षेत्र में उपभोक्ताओं को बिजली की आपूर्ति करने हेतु अधिकृत होता है;
- (15) "ऊर्जा क्रय अनुबंध" से अभिप्रेत है इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से विद्युत के क्रय हेतु वितरण अनुज्ञप्तिधारी और परियोजना विकासकर्ता के बीच निष्पादित अनुबंध;
- (16) "मौजूदा नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्र" से अभिप्रेत है नवीकरणीय ऊर्जा का उत्पादन करने वाले केंद्र, जिन्होंने इन विनियमों के लागू होने से पहले सीओडी हासिल कर लिया है;
- (17) "फ्लोटिंग सोलर प्रोजेक्ट" या "एफपीवी" से अभिप्रेत है ऐसी सौर पीवी बिजली परियोजना, जिसमें परियोजना के ढांचे पर फोटोवोल्टिक पैनलों की कई सरणियाँ किसी फ्लोटर, एंकरिंग और मूरिंग सिस्टम की मदद से जल के किसी निकाय, जैसे कि कोई कृत्रिम तालाब या झील के ऊपर तैरते हुए होती हैं;
- (18) "ग्रिड कोड" से अभिप्रेत है संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (राज्य ग्रिड कोड) विनियम, 2010, समय-समय पर संशोधित या उसके पश्चात का कोई भी पुनः अधिनियमन;
- (19) उत्पादन स्टेशन में प्रयोग किए जाने वाले ईंधन के संबंध में "सकल कैलोरी मान" या "जीसीवी" से अभिप्रेत है एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर तरल ईंधन या एक मानक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन से किलोकैलोरी में उत्पन्न ऊष्मा, जैसा भी मामला हो;
- (20) "सकल स्टेशन ताप दर" या "एसएचआर" से अभिप्रेत है थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट-घंटा (किलोवाट) विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने हेतु अभीष्ट किलोकैलोरी में ऊष्मा ऊर्जा का इनपुट;
- (21) "स्थापित क्षमता" या "आईसी" से अभिप्रेत है जनरेटिंग स्टेशन की सभी इकाइयों की नामपट्ट क्षमताओं का योग या जनरेटिंग स्टेशन की क्षमता (जनरेटर टर्मिनलों पर गणना की गई), जिसे समय-समय पर आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाता है। सौर पीवी बिजली परियोजनाओं और फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के मामले में, स्थापित क्षमता परियोजना के इनवर्टर की नामपट्ट क्षमताओं (अंकित एसी पावर) का योग होगी;
- (22) "इंटर-कनेक्शन प्वाइंट" से अभिप्रेत है नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन सुविधा का ट्रांसमिशन सिस्टम या वितरण प्रणाली के साथ इंटरफेस प्वाइंट, जहां ऊर्जा को अन्तःक्षेपित किया जाता है, जैसा भी मामला हो, और इसमें शामिल हैं:
- पवन ऊर्जा परियोजना, सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं और भंडारण परियोजनाओं के साथ नवीकरणीय ऊर्जा के संबंध में, पूलिंग सब-स्टेशन के एचवी साइड पर आउटगोइंग फीडर पर लाइन आइसोलेटर;
 - लघु जल विद्युत परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं और सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं के संबंध में, जनरेटर ट्रांसफार्मर के एचवी साइड पर आउटगोइंग फीडर पर लाइन आइसोलेटर;

- (23) "द्वीप क्षेत्र" से अभिप्रेत है आयोग के अधिकार क्षेत्र के अंतर्गत आने वाले अंडमान एवं निकोबार द्वीप समूह और लक्षद्वीप;
- (24) "लाइसेंस (अनुज्ञप्ति)" से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 14 के अंतर्गत प्रदान किया गया लाइसेंस;
- (25) "मुख्य भूमि क्षेत्र" से अभिप्रेत है आयोग के अधिकार क्षेत्र के अंतर्गत आने वाले द्वीप क्षेत्रों के अलावा अन्य सभी क्षेत्र;
- (26) "एमएनआरई" से अभिप्रेत है भारत सरकार का नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय;
- (27) "नगरीय ठोस अपशिष्ट" या "एमएसडब्ल्यू" से अभिप्रेत है औद्योगिक खतरनाक अपशिष्टों को छोड़कर, नगरपालिका या अधिसूचित क्षेत्रों में उत्पन्न वाणिज्यिक एवं आवासीय अपशिष्ट, जो ठोस या अर्ध-ठोस रूप में होते हैं, लेकिन इसमें उपचारित जैव-चिकित्सा अपशिष्ट शामिल हैं;
- (28) "गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना" से अभिप्रेत है ऐसा उत्पादन केंद्र जिसमें ऐसी प्रक्रिया का इस्तेमाल किया जाता है जिसमें बायोमास के उपयोग से क्रमिक विधि से एक से अधिक प्रकार की ऊर्जा (जैसे भाप व बिजली) का उत्पादन किया जाता है;
- (29) "संचालन एवं अनुरक्षण व्यय" या "ओ एंड एम व्यय" से अभिप्रेत है परियोजना या उसके किसी हिस्से के संचालन एवं अनुरक्षण पर किया गया व्यय, तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, पुर्जे, उपभोग्य सामग्रियों, बीमा और ओवरहेड्स पर किए गए व्यय शामिल हैं;
- (30) किसी निश्चित अवधि में किसी उत्पादन स्टेशन के संबंध में "प्लांट लोड फैक्टर (संयंत्र भार गुणक) या (पीएलएफ)" से अभिप्रेत है उस अवधि के दौरान निर्धारित उत्पादन के अनुरूप कुल भेजी गई ऊर्जा, जिसे उस अवधि में स्थापित क्षमता के अनुरूप भेजी गई ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है और इसकी गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाती है:

$$PLF = 10000 \times \sum_{T=1}^N SGI / \{N \times IC \times (100 - AUXn)\} \%$$

जहाँ ,

IC = मेगावाट में उत्पादन स्टेशन या इकाई की स्थापित क्षमता,

SGI = अवधि के i^{वें} समय खंड हेतु मेगावाट घंटा में निर्धारित उत्पादन ,

N = अवधि के दौरान समय ब्लॉकों की संख्या, और

AUXn = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में मानक सहायक ऊर्जा खपत;

- (31) "परियोजना" से अभिप्रेत है कोई उत्पादन केंद्र या इंटर-कनेक्शन प्वाइंट तक की निकासी प्रणाली, जैसा भी मामला हो, और लघु जल विद्युत उत्पादन केंद्र के मामले में उत्पादन सुविधा के सभी घटक जैसे बांध, अन्तर्ग्रहण जल कंडक्टर प्रणाली, बिजली उत्पादन केंद्र और योजना की उत्पादन इकाइयां शामिल हैं, जैसा कि बिजली उत्पादन में प्रभाजित है;
- (32) "पंप स्टोरेज हाइड्रो प्रोजेक्ट" से अभिप्रेत है ऐसी जलविद्युत परियोजना जिसमें स्थितिज उर्जा के रूप में संग्रहीत जल के माध्यम से बिजली उत्पन्न होती है, जिसे कम ऊंचाई वाले जलाशय से उच्च ऊंचाई वाले जलाशय में पंप किया जाता है;
- (33) "अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन" या "आरडीएफ" से अभिप्रेत है नगरपालिका ठोस अपशिष्ट के दहनशील घटकों को सुखाकर, अप्रस्तर, श्रेडिंग, निर्जलीकरण एवं संकुचन द्वारा उत्पादित गुटिका या रोएं के रूप में क्लोरीनयुक्त प्लास्टिक के अलावा ठोस अपशिष्ट का अलग-अलग दहनशील अंश जिसका उपयोग ईंधन के रूप में किया जा सकता है;
- (34) "नवीकरणीय ऊर्जा" या "आरई परियोजना" से अभिप्रेत है नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पन्न ग्रिड गुणवत्ता वाली बिजली;

- (35) "नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना" से अभिप्रेत है ऐसा उत्पादन केन्द्र जो नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत का उत्पादन करता है;
- (36) "नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत" से अभिप्रेत है नवीकरणीय स्रोत जैसे लघु जलविद्युत, पवन, सौर जिसमें संयुक्त चक्र, बायोमास, जैव ईंधन सह-उत्पादन, शहरी या नगरपालिका अपशिष्ट और केंद्र सरकार द्वारा मान्यता प्राप्त या अनुमोदित अन्य ऐसे स्रोतों के साथ इसका एकीकरण शामिल है;
- (37) "भंडारण परियोजना के साथ नवीकरणीय ऊर्जा" से अभिप्रेत है भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं का संयोजन या एक ही इंटर-कनेक्शन प्वाइंट (अंतर-संयोजन बिंदु) पर भंडारण के साथ नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं का संयोजन;
- (38) "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 बिजली का उत्पादन करती है;
- (39) "लघु जलविद्युत परियोजना" से अभिप्रेत है 25 मेगावाट तक और 25 मेगावाट समेत की स्थापित क्षमता वाली या भारत सरकार द्वारा समय-समय पर एक ही स्थान पर परिभाषित जलविद्युत परियोजनाएं;
- (40) "सौर पीवी बिजली परियोजना" से अभिप्रेत है ऐसी परियोजना जिसमें फोटोवोल्टिक प्रौद्योगिकी के माध्यम से बिजली में सीधे रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग किया जाता है और क्रिस्टलीय सिलिकॉन, पतली फिल्म या एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किसी अन्य तकनीक जैसी प्रौद्योगिकियों पर आधारित है;
- (41) "सौर रूफ-टॉप पीवी बिजली परियोजना" का अर्थ है उपभोक्ता के परिसर में किसी भवन या किसी अन्य माउंटिंग संरचना की छत पर स्थापित सोलर फोटो वोल्टेइक पावर प्रोजेक्ट जिसमें फोटो वोल्टेइक तकनीक के माध्यम से सीधे बिजली में रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग किया है और एमएनआरई द्वारा समय-समय पर निर्धारित किसी अन्य पात्रता मानदंड को पूरा करती हो;
- (42) "सौर ताप विद्युत परियोजना" से अभिप्रेत है ऐसी परियोजना जिसमें लाइन फोकस या पॉइंट फोकस सिद्धांत पर आधारित केंद्रित सौर ऊर्जा तकनीक के माध्यम से सीधे बिजली में रूपांतरण हेतु सूर्य के प्रकाश का उपयोग होता है;
- (43) "राज्य नोडल एजेंसी" से अभिप्रेत है किसी राज्य में स्थित वह एजेंसी जिसे नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा उस राज्य में नवीकरणीय ऊर्जा के कुशल उपयोग को बढ़ावा देने हेतु नामित किया जा सकता है;
- (44) "भंडारण" से अभिप्रेत है ऊर्जा के विभिन्न रूपों को संग्रहीत करने और संग्रहीत ऊर्जा को बिजली के रूप में वितरित करने हेतु सॉलिड स्टेट बैटरी, फ्लो बैटरी, पंप स्टोरेज, संपीडित वायु, ईंधन सेल, हाइड्रोजन स्टोरेज या किसी अन्य तकनीक जैसी विधियों और प्रौद्योगिकियों का उपयोग करने वाली ऊर्जा भंडारण प्रणाली;
- (45) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं की "टैरिफ अवधि" उनके उपयोगी जीवन के समान होगी, और टैरिफ अवधि ऐसी विद्युत परियोजनाओं के वाणिज्यिक संचालन की तारीख से मानी जाएगी;
- (46) किसी अनुज्ञप्तिधारी के संबंध में "टैरिफ आदेश" से अभिप्रेत है आयोग द्वारा उस अनुज्ञप्तिधारी हेतु जारी किया गया अंतिम आदेश, जिसमें अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत आपूर्ति के लिए विभिन्न श्रेणियों के उपभोक्ताओं से वसूले जाने वाले टैरिफ की जानकारी दी गई होती है;
- स्पष्टीकरण:** वितरण प्रणाली से जुड़ी कोई भी वितरण अनुज्ञप्तिधारी, ट्रांसमिशन अनुज्ञप्तिधारी और उत्पादन इकाइयां तथा ट्रांसमिशन या वितरण प्रणाली में ओपन एक्सेस का लाभ पाने वाला व्यक्ति भी इस शब्द में शामिल हैं;
- (47) निकासी प्रणाली सहित किसी उत्पादन स्टेशन की इकाई के संबंध में "उपयोगी जीवन" का अर्थ ऐसी उत्पादन सुविधा के वाणिज्यिक संचालन (सीओडी) की तिथि से निम्नलिखित अवधि होगी, अर्थात्: -

क)	पवन ऊर्जा परियोजना	25 वर्ष
ख)	रैन्किन चक्र प्रौद्योगिकी वाली बायोमास विद्युत परियोजना	25 वर्ष

ग)	गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना	25 वर्ष
घ)	लघु जलविद्युत संयंत्र	40 वर्ष
ङ)	एमएसडब्ल्यू/आरडीएफ आधारित एमएसडब्ल्यू विद्युत परियोजनाएं	20 वर्ष
च)	सौर पीवी/ फ्लोटिंग सौर/ सौर तापीय विद्युत परियोजना	25 वर्ष
छ)	बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना	25 वर्ष
ज)	बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना	25 वर्ष
झ)	नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना	विनियमन 83 के अंतर्गत निर्दिष्ट समग्र टैरिफ के लिए नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के लिए संयुक्त विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवन का न्यूनतम
ञ)	भंडारण परियोजना के साथ नवीकरणीय ऊर्जा	परियोजना के उपयोगी जीवन के समान, बशर्ते कि कोई भंडारण न हो

(48) "वर्ष" से अभिप्रेत वित्तीय वर्ष से है।

- 2.5 पूर्वोक्त को छोड़कर और जब तक कि संदर्भ के प्रतिकूल न हो या विषय-वस्तु अन्यथा अपेक्षित न हो, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्द एवं अभिव्यक्तियाँ जो इसके अंतर्गत परिभाषित नहीं हैं, लेकिन अधिनियम में या ग्रीड कोड या आयोग द्वारा निर्दिष्ट अन्य विनियमों में परिभाषित हैं, उनका अर्थ वही होगा जो अधिनियम में या आयोग द्वारा निर्दिष्ट किसी अन्य विनियमन में दिया गया है।

3 अनुप्रयोग का दायरा और सीमा

- 3.1 ये विनियम उन सभी मामलों में लागू होंगे जहाँ नियंत्रण अवधि के दौरान चालू किए गए और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशन या उसकी किसी इकाई हेतु टैरिफ अधिनियम की धारा 86 के साथ धारा 62 के अंतर्गत आयोग द्वारा निर्धारित किया जाना है।
- 3.2 बशर्ते कि पवन ऊर्जा परियोजना, लघु जलविद्युत परियोजना, रैंकिंग चक्र पर आधारित बायोमास ऊर्जा, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं, सौर पीवी परियोजनाएं, फ्लोटिंग सौर परियोजना, सौर तापीय ऊर्जा परियोजनाएं, नवीकरणीय ऊर्जा हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाएं, भंडारण परियोजनाओं के साथ नवीकरणीय ऊर्जा, बायोमास गैसीफायर, बायोगैस ऊर्जा परियोजना, अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन आधारित नगरपालिका ठोस अपशिष्ट ऊर्जा परियोजनाएं, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट आधारित बिजली परियोजनाएं, प्लाज्मा गैसीकरण परियोजनाएं और ज्वारीय तरंग ऊर्जा परियोजनाओं के मामले में, ये विनियम इन विनियमों के विनियम 5 में निर्दिष्ट पात्रता मानदंडों की पूर्ति होने पर ही लागू होंगे।

4 प्रतिवेदन संबंधी सामान्य अनिवार्यताएँ

- 4.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को पूर्ववर्ती तिमाही की समाप्ति के एक महीने के भीतर राज्य नोडल एजेंसी के समक्ष निम्नलिखित तिमाही जानकारी प्रस्तुत करनी होगी:
- 4.1.1 मेगावाट में स्रोत-वार नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता में वृद्धि का ब्यौरा;
- 4.1.2 एमयू में स्रोत-वार नवीकरणीय ऊर्जा के क्रय का ब्यौरा; और
- 4.1.3 इन विनियमों के अंतर्गत किए गए ऊर्जा क्रय समझौतों (ईपीए) का विवरण, इसके अतिरिक्त आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित की जाने वाली अन्य जानकारी:

बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी तिमाही आधार पर अपनी वेबसाइट पर उपरोक्त जानकारी अपलोड एवं अद्यतन करेंगे।

4.2 राज्य नोडल एजेंसी पूर्ववर्ती तिमाही की समाप्ति के दो महीने के भीतर आयोग के समक्ष निम्नलिखित तिमाही जानकारी प्रस्तुत करेगी:

4.2.1 मेगावाट में स्रोत-वार नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता में वृद्धि का ब्यौरा;

4.2.2 एमयू में प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा स्रोत-वार नवीकरणीय ऊर्जा के क्रय का ब्यौरा; तथा

4.2.3 प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन विनियमों के अंतर्गत किए गए ऊर्जा क्रय समझौतों (ईपीए) का विवरण;

4.2.4 उस तिमाही में प्रत्येक प्रौद्योगिकी के लिए राज्य में पंजीकृत परियोजनाएं और साथ ही संचयी रूप से पंजीकृत परियोजनाएं;

4.2.5 स्रोत-वार नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता में वृद्धि बनाम तकनीकी क्षमता, इसके अतिरिक्त कोई अन्य सूचना जो आयोग समय-समय पर निर्धारित कर सकता है:

बशर्ते कि राज्य नोडल एजेंसी भी पिछले वर्षों में क्षमता में वृद्धि के ब्यौरे के साथ-साथ उपरोक्त सूचना को तिमाही आधार पर अपनी वेबसाइट पर अपलोड एवं अद्यतन करेगी।

4.3 राज्य नोडल एजेंसी समय-समय पर नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना संस्थाओं द्वारा प्रस्तुत की जाने वाली अन्य वित्तीय, तकनीकी या अन्य जानकारी निर्धारित कर सकती है, जिसमें नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना निष्पादन मापदंडों के संदर्भ में जानकारी, जैसे कि वास्तविक उत्पादित ऊर्जा, मासिक वास्तविक सीयूएफ एवं वास्तविक पूरक खपत, यदि लागू हो; और वित्तीय जानकारी, जैसे कि पूंजीगत लागत, वार्षिक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय, ऋण व वित्तपोषण का विवरण, और ब्याज दरें, आदि, साथ ही कोई अन्य जानकारी जो आयोग द्वारा बांछित हो, शामिल है।

4.4 सभी नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन कम्पनियां वार्षिक आधार पर सांविधिक लेखा परीक्षक द्वारा विधिवत् प्रमाणित वास्तविक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय के आंकड़े, राज्य नोडल एजेंसी को प्रस्तुत करेंगी:

बशर्ते कि राज्य नोडल एजेंसी विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों हेतु वार्षिक आधार पर ऐसे आंकड़े संकलित करेगी तथा पिछले वर्ष के दौरान गोवा राज्य व संघ राज्य क्षेत्रों में नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन कंपनियों द्वारा किए गए वास्तविक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय के लिए प्रत्येक वर्ष 31 अक्टूबर तक आयोग को प्रस्तुत करेगी।

5 पात्रता मापदंड

- (1) **पवन ऊर्जा परियोजना** - वह परियोजना जिसमें नए पवन टरबाइन जनरेटर का उपयोग होता है और राज्य नोडल एजेंसी या उपयुक्त प्राधिकरण द्वारा अनुमोदित, तटवर्ती या अपतटीय स्थलों पर स्थित हो।
- (2) **लघु जलविद्युत परियोजना** - वह परियोजना जिसमें नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग होता है और राज्य नोडल एजेंसी या उपयुक्त प्राधिकरण द्वारा अनुमोदित स्थलों पर स्थित हो।
- (3) **सौर पीवी, फ्लोटिंग सौर परियोजना एवं सौर तापीय विद्युत परियोजना** - एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित।

बशर्ते कि भूमि पर स्थापित सौर पी.वी. परियोजनाओं के अलावा मौजूदा नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के साथ स्थापित फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं को नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना माना जाएगा।

- (4) **बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना** - परियोजना को बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना माना जाएगा, यदि उसमें नए संयंत्र एवं मशीनरी का उपयोग हो रहा है और इसमें ग्रिड से जुड़ी ऐसी प्रणाली हो जिसमें 100% उत्पादक गैस इंजन का उपयोग होता है, जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित गैसीफायर प्रौद्योगिकियों के साथ युग्मित हो;

- (5) **रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजना**- ऐसी परियोजनाएं जिसमें रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग होता है और जीवाश्म ईंधन के उपयोग

के बिना बायोमास ईंधन स्रोतों का उपयोग किया जाता है;

- (6) **नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना** – किसी एक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से उत्पादन की निर्धारित क्षमता, उस नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना की कुल स्थापित क्षमता का न्यूनतम 33% हो, जो एक ही इंटरकनेक्शन बिंदु पर संचालित होती है: बशर्ते कि ऊर्जा को एक ही इंटरकनेक्शन बिंदु पर ग्रिड में अंतःक्षेपित किया जाता है और ऐसे सामान्य इंटरकनेक्शन बिंदु पर तदनुसार मीटरिंग की जाती है।
- (7) **गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना** - ऐसी परियोजना जिसमें नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग होता है और सह-उत्पादन के टॉपिंग सर्कल मोड पर आधारित हो।

सह-उत्पादन का टॉपिंग सर्कल मोड - कोई भी ऐसी सुविधा जिसमें बिजली उत्पादन हेतु गैर-जीवाश्म ईंधन इनपुट का उपयोग होता है और साथ ही साथ अन्य औद्योगिक गतिविधियों में उपयोगी ताप अनुप्रयोगों के लिए उत्पन्न थर्मल ऊर्जा का उपयोग भी होता है:

बशर्ते कि सह-उत्पादन सुविधा के लिए टॉपिंग सर्कल मोड के अंतर्गत अर्हता प्राप्त करने के लिए, उपयोगी बिजली उत्पादन और उपयोगी थर्मल आउटपुट का आधा हिस्सा पेरार्ड मौसम (क्रशिंग सीजन) के दौरान सुविधा की ऊर्जा खपत के 45% से अधिक होना चाहिए। स्पष्टीकरण - इस खंड के प्रयोजनों के लिए,

- (क) **'उपयोगी बिजली उत्पादन'** जनरेटर से सकल विद्युत उत्पादन है। सह-उत्पादन संयंत्र में ही पूरक खपत (जैसे बॉयलर फीड पंप और एफडी/आईडी पंप) होगी। शुद्ध बिजली उत्पादन की गणना करने के लिए, सकल उत्पादन से पूरक खपत को घटाना आवश्यक होगा। गणना की सरलता के लिए, उपयोगी बिजली उत्पादन को जनरेटर से सकल बिजली (किलोवाट) उत्पादन के रूप में परिभाषित किया जाता है।
- (ख) **'उपयोगी तापीय आउटपुट'** वह उपयोगी ऊष्मा (भाप) है जो सह-उत्पादन सुविधा द्वारा प्रक्रिया को प्रदान की जाती है।
- (ग) सुविधा का **'ऊर्जा उपभोग'** वह उपयोगी ऊर्जा इनपुट है जो ईंधन (सामान्यतः खोई या अन्य ऐसे बायोमास) द्वारा आपूर्ति की जाती है।
- (घ) **'टॉपिंग साइकिल'** का तात्पर्य ऐसी सह-उत्पादन प्रक्रिया से है जिसमें तापीय ऊर्जा से विद्युत उत्पादन होता है, तत्पश्चात् उपयोगी ऊष्मा का अनुप्रयोग होता है।
- (8) **बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना** – कोई भी परियोजना को बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना कहलाने की पात्रता होगी, यदि उसमें नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग हो रहा है और इसमें ग्रिड से जुड़ी ऐसी प्रणाली है जिसमें 100% बायोगैस से चलने वाले इंजन का उपयोग हो रहा है, साथ ही कृषि अवशेषों, खाद और किसी भी अन्य जैव अपशिष्ट के को-डाइजेक्शन हेतु बायोगैस प्रौद्योगिकी का उपयोग हो रहा हो, जो कि एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हो सकता है;
- (9) **नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित विद्युत परियोजनाएं** - यदि परियोजना में रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग हो रहा है और ईंधन स्रोत के रूप में नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) का उपयोग हो रहा है, तो परियोजना को नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित विद्युत परियोजना कहा जाएगा;
- (10) **अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन (आरडीएफ) आधारित नगरपालिका अपशिष्ट विद्युत परियोजनाएं** - परियोजना को अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन (आरडीएफ) आधारित विद्युत परियोजना कहा जाएगा, यदि इसमें रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग हो रहा है और ईंधन स्रोतों के रूप में अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन (आरडीएफ) का उपयोग हो रहा है;
- (11) **भंडारण वाली नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना** - नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना में ऐसी नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना शामिल है जिसमें ऐसी परियोजना से उत्पन्न नवीकरणीय ऊर्जा का आंशिक या पूर्ण रूप से उपयोग भंडारण सुविधा में ऊर्जा संग्रहीत करने हेतु किया जाता है, जो नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के समान ही इंटरकनेक्शन बिंदु पर जुड़ी होती है।
- (12) **प्लाज्मा गैसीकरण आधारित विद्युत परियोजनाएं** - यदि इसमें प्लाज्मा गैसीकरण प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग हो रहा है और इसका उपयोग अपशिष्ट उपचार के रूप में वाणिज्यिक रूप से

किया जाता है और इसका परीक्षण नगरपालिका के ठोस अपशिष्ट, बायोमास, औद्योगिक अपशिष्ट, खतरनाक अपशिष्ट एवं ठोस हाइड्रोकार्बन जैसे कोयला, तेल रेत, पेट कोक व तेल शेल के गैसीकरण के लिए किया गया है, तो परियोजना को "प्लाज्मा गैसीकरण-आधारित विद्युत परियोजना" कहा जाएगा।

- (13) **ज्वारीय तरंग विद्युत परियोजनाएं** - ऐसी परियोजना ज्वारीय तरंग विद्युत परियोजनाएं कहलाने के योग्य होगी, जिसमें ज्वारीय तरंगों से प्राप्त ऊर्जा का उपयोग बिजली उत्पन्न करने हेतु किया जाता है।

अध्याय-1: सामान्य सिद्धांत

6 नियंत्रण अवधि

- 6.2 इन विनियमों के अंतर्गत नियंत्रण अवधि इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि से शुरू होकर तीन (3) वर्ष की होगी। नियंत्रण अवधि का पहला वर्ष वित्तीय वर्ष 2024-25 होगा।

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के दौरान चालू की गई नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार निर्धारित टैरिफ, टैरिफ अवधि की संपूर्ण अवधि तक लागू रहेगा;

बशर्ते कि इन विनियमों में निर्दिष्ट टैरिफ मानदंड इन विनियमों के बाद के पुनः अधिनियमन के माध्यम से संशोधित मानदंडों की अधिसूचना तक लागू रहेंगे।

7 टैरिफ अवधि

- 7.2 नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं हेतु टैरिफ अवधि विनियमन 2.4 (47) में परिभाषित उनके उपयोगी जीवन के अनुसार होगी।
- 7.3 इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ अवधि संबंधित नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्रों के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से मानी जाएगी।
- 7.4 इन विनियमों के अनुसार निर्धारित टैरिफ, विनियमन (7.1) और (7.2) के अंतर्गत निर्धारित टैरिफ अवधि की पूरी अवधि तक नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं पर लागू होगा।

8 सामान्य टैरिफ

- 8.2 सामान्य टैरिफ का निर्धारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार निम्नलिखित प्रकार की परियोजनाओं के लिए किया जाएगा:

- क) प्रोज्यूर द्वारा स्थापित छत पर लगाए गए (ग्रॉस-मीटरिंग/नेट-बिलिंग के लिए) या पीएम-कुसुम योजना के भाग क के अंतर्गत किसानों द्वारा स्थापित जमीन पर लगाए गए सौर पीवी;
- ख) लघु जल-आधारित परियोजनाएँ;
- ग) रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी वाली बायोमास विद्युत परियोजना;
- घ) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना;
- ङ) बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना; और
- च) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना
- छ) अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन आधारित नगरपालिका ठोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाएं;

बशर्ते कि जिस वर्ष में कोई नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना चालू की जाती है, उसके लिए निर्धारित सामान्य टैरिफ उसी प्रकार की ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के लिए लागू होगा तथा टैरिफ अवधि तक वैध रहेगा।

बशर्ते कि विशेष परिस्थितियों में, परियोजना विकासकर्ता उक्त प्रकार की परियोजनाओं के लिए परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग से संपर्क कर सकता है:

बशर्ते कि आयोग द्वारा जेनेरिक (सामान्य) टैरिफ आदेश के माध्यम से निर्धारित जेनेरिक टैरिफ में पूंजीगत सब्सिडी से पड़ने वाला प्रभाव शामिल नहीं होगा:

बशर्ते कि यदि उपरोक्त प्रकार की परियोजनाओं के अंतर्गत किसी परियोजना को सरकारी सब्सिडी का लाभ मिलता है,

तो परियोजना विकासकर्ता परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण हेतु आयोग से संपर्क करेगा:

बशर्ते कि इन विनियमों में निर्दिष्ट पूंजीगत लागत, प्रचालन व अनुरक्षण व्यय और क्षमता उपयोग गुणक या प्लांट लोड फैक्टर (जैसा लागू हो) को छोड़कर वित्तीय और परिचालन मानदंड परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण करते समय अधिकतम मानदंड होंगे:

- 8.3** उपर्युक्त विनियमन 8.1 में निहित किसी भी बात के बावजूद, पीएम-कुसुम योजना के घटक क के तहत किसानों द्वारा सकल-मीटरिंग/नेट-बिलिंग और/या जमीन पर स्थापित सौर पीवी के प्रयोजन के लिए प्रोज्युमर द्वारा स्थापित छत पर लगे सौर पीवी के लिए सामान्य टैरिफ, टैरिफ आदेश के प्रासंगिक वर्ष के लिए संबंधित डिस्कॉम के सौर ऊर्जा की औसत बिजली क्रय लागत (एपीपीसी) होगी जिसमें ऐसे सौर संयंत्र को चालू किया गया है और ऐसा टैरिफ टैरिफ अवधि तक लागू होगा।

9 परियोजना-विशिष्ट टैरिफ

- 9.2** आयोग द्वारा निम्नलिखित प्रकार की परियोजनाओं के लिए मामले के आधार पर परियोजना-विशिष्ट टैरिफ निर्धारित किया जाएगा:

- क) बिजली की बिक्री के लिए विकासकर्ता द्वारा स्थापित ग्राउंड माउंटेड सौर पीवी बिजली परियोजनाएं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाएं और सौर थर्मल बिजली परियोजनाएं;
- ख) पवन ऊर्जा परियोजनाएं (तटीय एवं अपतटीय);
- ग) बायोमास परियोजनाएं, बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजनाएं और बायोगैस आधारित परियोजनाएं - यदि परियोजना विकासकर्ता परियोजना-विशिष्ट टैरिफ का विकल्प चुनता है;
- घ) आरडीएफ आधारित एमएसडब्ल्यू को छोड़कर नगरीय ठोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाएं,
- ङ) एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्लाज्मा गैसीकरण;
- च) ज्वारीय ऊर्जा परियोजनाएं;
- छ) नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाएं;
- ज) भंडारण परियोजनाओं के साथ नवीकरणीय ऊर्जा;
- झ) केन्द्र सरकार द्वारा अनुमोदित नवीन नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों या प्रौद्योगिकियों पर आधारित कोई अन्य परियोजना;
- ञ) विनियमन 8.1 के चौथे प्रावधान के अनुसार, ऐसी परियोजना जिसमें सरकारी सब्सिडी की मांग की जा रही है।

- 9.3** ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन हेतु परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण आयोग के प्रासंगिक आदेशों के तहत निर्धारित नियमों व शर्तों के अनुसार किया जाएगा:

- 9.4** इन विनियमों के विनियम 9.1 में उल्लिखित प्रौद्योगिकियों के लिए कोई वार्षिक जेनेरिक टैरिफ निर्धारित नहीं किया जाएगा:

बशर्ते कि इन विनियमों में निर्दिष्ट वित्तीय और परिचालन (पूंजीगत लागत को छोड़कर) मानदंड, परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण करते समय सब्सिडी राशि (यदि कोई हो) के लिए उपयुक्त रूप से समायोजित अधिकतम मानदंड होंगे।

10 टैरिफ निर्धारण के लिए याचिका और कार्यवाही

- 10.2** ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के मामले में, जिनके लिए इन विनियमों के अनुसार जेनेरिक टैरिफ निर्धारित किया जाना है, आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु वर्ष के प्रारंभ से पहले ऐसा जेनेरिक टैरिफ निर्धारित करेगा:

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् 01.04.2024 से 31.03.2025 तक के लिए जेनेरिक टैरिफ इन विनियमों के जारी होने पर निर्धारित किया जाएगा।

- 10.3** परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका परियोजना विकासकर्ता द्वारा दायर की जाएगी और उसके साथ

निम्नलिखित दस्तावेज संलग्न होंगे:

- क) इन विनियमों के साथ संलग्न प्रपत्र 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 और 2.3 में सूचना, जैसा भी मामला हो;
- ख) याचिका दायर करने के लिए शुल्क, जैसा लागू हो;
- ग) विस्तृत परियोजना रिपोर्ट में निम्नलिखित का उल्लेख होगा;
- क. तकनीकी और परिचालन विवरण;
- ख. साइट-विशिष्ट पहलू;
- ग. पूंजीगत लागत का आधार, पूंजीगत लागत और वित्तपोषण योजना का विस्तृत ब्यौरा, आदि;
- घ. सभी लागू नियमों एवं शर्तों का विवरण;
- ङ. उस अवधि के लिए अपेक्षित व्यय जिसके लिए टैरिफ निर्धारित किया जाना है;
- च. केन्द्र सरकार और/या राज्य सरकार/प्रशासन से प्राप्त, देय या देय माने जाने वाले किसी अनुदान, सब्सिडी और/या प्रोत्साहन की गणना की पूर्ण जानकारी सहित विवरण;
- छ. प्रस्तावित टैरिफ की गणना, जो सब्सिडी और प्रोत्साहन पर विचार किए बिना की गई हो (पुनरावृत्तीय एक्सेल फॉर्मेट में)
- घ) प्रारंभिक विद्युत क्रय समझौते या समझौता ज्ञापन के रूप में, आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ पर नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना से विद्युत क्रय के लिए लाभार्थी से सहमति; तथा
- ङ) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं द्वारा परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका के मामले में निम्नलिखित दस्तावेज, जहां ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ सामान्यतः अधिनियम की धारा 63 के प्रावधानों के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया जाता है:
- I. प्रतिस्पर्धी बोली की जगह परियोजना-विशिष्ट टैरिफ चुनने का औचित्य; तथा
- II. प्रस्तावित टैरिफ की प्रतिस्पर्धात्मकता बनाम प्रतिस्पर्धी बोली/बाजार में प्रचलित टैरिफ के माध्यम से प्राप्त टैरिफ।
- च) कोई अन्य जानकारी जो आयोग की नज़र में याचिकाकर्ता द्वारा प्रस्तुत करना आवश्यक हो।
- छ) टैरिफ निर्धारण की कार्यवाही समय-समय पर संशोधित जेईआरसी (कारोबार का संचालन) विनियम, 2009 के अनुसार होगी।

11 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली का क्रय

11.1 ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए, जिनके लिए आयोग द्वारा जेनेरिक टैरिफ निर्धारित किया गया है, वितरण अनुज्ञप्तिधारी ऐसी परियोजनाओं से या तो आयोग द्वारा अनुमोदित जेनेरिक टैरिफ पर या प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के ज़रिए बिजली खरीद सकता है:

बशर्ते कि यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी अपने लाइसेंस के क्षेत्राधिकार में स्थित किसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना(ओं) से आयोग द्वारा अनुमोदित 1 मेगावाट और उससे अधिक के जेनेरिक टैरिफ पर बिजली खरीदने का विकल्प चुनता है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना(ओं) से बिजली खरीदने हेतु ऊर्जा क्रय समझौते के पूर्व अनुमोदन हेतु याचिका दायर करेगा;

बशर्ते कि यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के ज़रिए नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली खरीदने का विकल्प चुनता है, तो आयोग द्वारा निर्धारित जेनेरिक टैरिफ सीलिंग टैरिफ के रूप में कार्य करेगा और इस प्रकार से बिजली खरीदने के लिए, वितरण अनुज्ञप्तिधारी अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत टैरिफ अपनाते हेतु याचिका दायर करेगा;

बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी, ऊर्जा क्रय समझौते के विशिष्ट अनुमोदन के बिना, पीएम-कुसुम योजना के घटक क के अंतर्गत किसानों द्वारा स्थापित ग्रिड से जुड़े रूफटॉप माउंटेड, ग्राउंड माउंटेड, सौर पीवी और 1 मेगावाट से कम और 1 किलोवाट से अधिक क्षमता के किसी भी फ्लोटिंग सौर ऊर्जा परियोजना से सौर पीवी के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित

जेनेरिक टैरिफ पर बिजली खरीद सकता है:

बशर्ते कि यदि परियोजना विकासकर्ता वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत आपूर्ति के लिए एक ही छत पर दो ग्रिड संयोजित छत परियोजनाएं स्थापित करना चाहता है, पहला नेट मीटरिंग के लिए और दूसरी ग्रॉस मीटरिंग के अंतर्गत, तो इन दोनों परियोजनाओं के लिए छत का क्षेत्र अलग-अलग चिन्हित किया जाएगा और दोनों परियोजनाओं को दोनों परियोजनाओं के बीच किसी भी इंटरफेस के बिना अलग-अलग स्थापित किया जाएगा।

ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, जिनके लिए परियोजना विशिष्ट टैरिफ आयोग द्वारा निर्धारित किया गया है, वितरण अनुज्ञप्तिधारी ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से विद्युत के क्रय हेतु ऊर्जा क्रय समझौते के पूर्व अनुमोदन के लिए याचिका दायर करेगा:

बशर्ते कि यदि परियोजना विकासकर्ता और वितरण अनुज्ञप्तिधारी ईपीए के अनुमोदन और टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका दायर करने का विकल्प चुनते हैं, तो परियोजना विकासकर्ता और वितरण अनुज्ञप्तिधारी इस संबंध में संयुक्त याचिका दायर करेंगे।

- 11.2 वितरण अनुज्ञप्तिधारी को नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से विद्युत क्रय हेतु समय-समय पर लागू सभी वैधानिक एवं नियामक प्रावधानों का अनुपालन करना होगा।

सभी नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्रों को 'मस्ट रन' पावर प्लांट माना जाएगा और ऐसे विद्युत संयंत्रों से वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिजली की खरीद 'मेरिट ऑर्डर डिस्पैच' सिद्धांतों के अधीन नहीं होगी। बशर्ते कि 5 मेगावाट और उससे अधिक की स्थापित क्षमता वाले नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र को वितरण अनुज्ञप्तिधारी को महीनेवार शेड्यूल प्रस्तुत करना होगा। नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र को राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों के अनुसार बिजली के इष्टतम शेड्यूलिंग एवं डिस्पैच के संबंध में राज्य लोड डिस्पैच सेंटर के साथ समन्वय भी करना होगा।

12 टैरिफ संरचना

- 12.1 नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए टैरिफ सिंगल-पार्ट टैरिफ होगा जिसमें निम्नलिखित नियत लागत घटक शामिल होंगे:

- क) परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय;
- ख) ऋण पूंजी पर ब्याज;
- ग) मूल्यहास;
- घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;
- ङ) लाभांश:

बशर्ते कि नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों जैसे कि रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी वाले बायोमास विद्युत परियोजनाएं, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाएं, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं, दो घटकों, नियत लागत घटक और ईंधन लागत घटक के साथ सिंगल-पार्ट टैरिफ निर्धारित किया जाएगा।

13 टैरिफ व्यवस्था

- 13.1 जेनेरिक टैरिफ का निर्धारण परियोजना के चालू होने के वर्ष को ध्यान में रखते हुए, परियोजना की टैरिफ अवधि हेतु स्तरीय आधार पर किया जाएगा:
- बशर्ते कि दो घटकों वाले सिंगल-पार्ट टैरिफ वाली नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए, टैरिफ को नियत लागत घटक के लिए परियोजना के चालू होने के वर्ष पर विचार करते हुए स्तरीकृत आधार पर निर्धारित किया जाएगा, जबकि ईंधन लागत घटक को आयोग द्वारा जारी किए जाने वाले टैरिफ आदेश में संचालन के वर्ष के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।
- 13.2 लेवलाइज्ड टैरिफ की गणना के लिए, कर पश्चात भारित औसत पूंजी लागत के समतुल्य छूट कारक पर विचार किया जाएगा।
- 13.3 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के 'उपयोगी जीवन' के लिए स्तरीकरण किया जाएगा।
- 13.4 उपरोक्त सिद्धांत परियोजना विशिष्ट टैरिफ के लिए भी लागू होंगे।

अध्याय-2: वित्तीय सिद्धांत**14 पूंजीगत लागत**

- 14.1 अनुवर्ती प्रौद्योगिकी संबंधी अध्यायों में निर्दिष्ट पूंजीगत लागत के मानदंडों में भूमि लागत, विकास-पूर्व व्यय, संयंत्र व मशीनरी सहित सभी पूंजीगत कार्य, परिवहन लागत, सिविल कार्य, निर्माण एवं स्थापना, निर्माण के दौरान वित्तपोषण व ब्याज, तथा इंटर-कनेक्शन बिंदु तक निकासी अवसंरचना शामिल होगी:
- बशर्ते कि विशेष परियोजना हेतु टैरिफ निर्धारण के लिए, उत्पादन कंपनी विनियमन 10 के अंतर्गत निर्दिष्ट तरीके से अपनी याचिका के साथ पूंजीगत लागत मदों का विवरण प्रस्तुत करेगी।

15 ऋण इक्विटी अनुपात

- 15.1 टैरिफ निर्धारित करने हेतु निम्नलिखित प्रावधान लागू होंगे:

क) ऋण इक्विटी का अनुपात 70:30 माना जाएगा:

बशर्ते कि यदि वास्तव में लगाई गई इक्विटी 30% (तीस प्रतिशत) से कम है, तो वास्तविक इक्विटी पर विचार किया जाएगा, और यदि वास्तव में लगाई गई इक्विटी पूंजी लागत के 30% (तीस प्रतिशत) से अधिक है, तो 30% (तीस प्रतिशत) से अधिक इक्विटी को मानक ऋण माना जाएगा:

ख) शेयर पूंजी जारी करते समय उत्पादन कंपनी द्वारा जुटाया गया प्रीमियम, यदि कोई हो, तथा परियोजना के वित्तपोषण हेतु अपने फ्री रिजर्व से बनाए गए आंतरिक संसाधनों का निवेश, इक्विटी पर रिटर्न की गणना में चुकता पूंजी के रूप में तभी माना जाएगा, जब ऐसी प्रीमियम राशि तथा आंतरिक संसाधनों का उपयोग वास्तव में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय के लिए किया जाता है।

- 15.2 परियोजना विकासकर्ता को नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय की पूर्ति के लिए किए गए या प्रस्तावित उपयोग के समर्थन में आंतरिक संसाधनों से धन के निवेश के संबंध में कंपनी के बोर्ड का प्रस्ताव या अन्य मामलों में सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन पेश करना होगा।

16 ऋण एवं वित्त शुल्क**16.1 ऋण अवधि**

टैरिफ निर्धारण के प्रयोजनार्थ 15 वर्ष की ऋण अवधि पर विचार किया जाएगा।

16.2 ब्याज दर

क) विनियमन 15 में दर्शाए गए तरीके से लिए गए ऋणों को ऋण पर ब्याज की गणना के दौरान सकल मानक ऋण माना जाएगा।

- ख) पहले अप्रैल को बकाया मानक ऋण की गणना सकल मानक ऋण से पिछले वर्ष की 31 मार्च तक की संचयी चुकौती को घटाकर की जाएगी।
- ग) मुख्य भूमि और द्वीप क्षेत्रों में स्थित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए टैरिफ की गणना के लिए, नीचे दी गई तालिका में उल्लिखित मानक ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।

तालिका: मानक ब्याज दर

विवरण	ब्याज दरें
मुख्य भूमि	पिछले उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित एसबीआई एमसीएलआर (एक वर्ष की अवधि) + 200 आधार अंक
द्वीप	पिछले उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित एसबीआई एमसीएलआर (एक वर्ष की अवधि) + 300 आधार अंक

- घ) उत्पादन कंपनी द्वारा अन्यथा मानी गई अधिस्थगन अवधि के बावजूद, ऋण की चुकौती परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से मानी जाएगी तथा यह स्वीकृत वार्षिक मूल्यहास के बराबर होगी।

17 मूल्यहास

- 17.1 मूल्यहास के संदर्भ में मूल्य आधार आयोग द्वारा स्वीकृत परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत होगी।
- 17.2 परिसंपत्ति का निस्तारण मान 10% माना जाएगा और परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत में अधिकतम 90% तक मूल्यहास की अनुमति दी जाएगी।
- बशर्ते कि परियोजना के लिए प्राप्त अनुदान या पूंजीगत सब्सिडी की सीमा तक कोई मूल्यहास की अनुमति नहीं दी जाएगी।
- 17.3 पहले 15 वर्षों तक 4.67% प्रति वर्ष की मूल्यहास दर पर विचार किया जाएगा तथा शेष मूल्यहास को परियोजना लागत के 10% के रूप में परियोजना के निस्तारण मान पर विचार करते हुए नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के शेष उपयोगी जीवन के दौरान लगाया जाएगा।
- 17.4 वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष से मूल्यहास प्रभार्य होगा:
- बशर्ते कि वर्ष के किसी भाग में परिसंपत्ति के वाणिज्यिक प्रचालन के मामले में, मूल्यहास आनुपातिक आधार पर लगाया जाएगा।

18 लाभांश

- 18.1 इक्विटी के लिए मूल्य आधार पूंजी लागत या वास्तविक इक्विटी (परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के मामले में) का 30% होगा, जैसा कि विनियमन 15 के अंतर्गत निर्धारित किया गया है।
- 18.2 इक्विटी पर मानक रिटर्न इस प्रकार होगा:
- क) मुख्य भूमि क्षेत्रों में स्थित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए 14% (लघु जलविद्युत परियोजनाओं को छोड़कर);
- ख) मुख्यभूमि क्षेत्र में स्थित लघु जलविद्युत परियोजनाओं के लिए 15%;
- ग) द्वीपीय क्षेत्रों में स्थित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए 16% (लघु जलविद्युत परियोजनाओं को छोड़कर);
- घ) द्वीप क्षेत्र में स्थित लघु जलविद्युत परियोजनाओं के लिए 17%;
- 18.3 इक्विटी पर मानक रिटर्न टैरिफ अवधि के पहले 20 वर्षों तक नवीनतम अधिसूचित न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) दर और शेष टैरिफ अवधि के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित कॉर्पोरेट कर दर के अनुसार निर्धारित किया जाएगा।

19 कार्यशील पूंजी पर ब्याज

- 19.1 पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु जलविद्युत परियोजनाओं, सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं, सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं एवं भंडारण परियोजनाओं वाली नवीकरणीय ऊर्जा के संबंध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की गणना निम्न अनुसार की जाएगी:
- क) एक महीने का परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय;
- ख) लागू मानक क्षमता उपयोग गुणक (सीयूएफ/पीएलएफ) पर गणना की गई बिजली की बिक्री हेतु 2 महीने के ऊर्जा शुल्क के बराबर प्राप्य;
- ग) परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय का 15% की दर से अनुरक्षण अल्प व्यय।
- 19.2 रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी वाली बायोमास विद्युत परियोजनाओं, बायोगैस विद्युत परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजनाओं, अपशिष्ट व्युत्पन्न ईंधन आधारित विद्युत परियोजनाओं और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की गणना निम्न अनुसार की जाएगी:
- क) मानक प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) के लिए चार महीने की ईंधन लागत;
- ख) एक महीने का परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय;
- ग) लक्षित पीएलएफ पर गणना की गई बिजली की बिक्री के लिए 2 महीने के टैरिफ के बराबर प्राप्य;
- घ) वार्षिक परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय का 15% की दर से रखरखाव अल्प व्यय।
- 19.3 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।
- 19.4 कार्यशील पूंजी पर मानक ब्याज दर निम्नानुसार मानी जाएगी:

तालिका: मानक कार्यशील पूंजी ब्याज दर

विवरण	ब्याज दरें
मुख्य भूमि	पिछले उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक एमसीएलआर (एक वर्ष की अवधि) + 325 आधार अंक
द्वीप	पिछले उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक एमसीएलआर (एक वर्ष की अवधि) + 425 आधार अंक

20 सीयूएफ/पीएलएफ की गणना:

- 20.1 विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए सीयूएफ/पीएलएफ (जहां भी लागू हो) की गणना हेतु घंटों की संख्या 8766 होगी।

21 प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 21.1 'प्रचालन एवं अनुरक्षण' या प्र. एवं अ. व्यय में मरम्मत एवं अनुरक्षण (म. और अ.), कर्मचारी व्यय सहित स्थापना, तथा प्रशासनिक एवं सामान्य (प्र. और सा.) व्यय शामिल होंगे।
- 21.2 प्रशुल्क अवधि हेतु प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय का निर्धारण, नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए आयोग द्वारा इन विनियमों में बाद में निर्दिष्ट मानक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय के आधार पर किया जाएगा।
- 21.3 इन विनियमों के तहत नियंत्रण अवधि (यानी वित्त वर्ष 2024-25) के पहले वर्ष के दौरान अनुमत मानक ओ एंड एम व्यय को टैरिफ अवधि के लिए 5.25% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाया जाएगा।

22 छूट

- 22.1 बिल प्रस्तुत करने के 5 दिनों के भीतर आवर्तक एवं वैध साख पत्र के माध्यम से अथवा राष्ट्रीय इलेक्ट्रॉनिक निधि अंतरण (एनईएफटी) अथवा वास्तविक समय सकल निपटान (आरटीजीएस) भुगतान माध्यम से उत्पादक कंपनी को बिलों का भुगतान करने पर बिल राशि पर 1.5% की छूट दी जाएगी।
- 22.2 स्पष्टीकरण: '5 दिन' की गणना के मामले में, दिनों की संख्या को बीच में पड़ी किसी भी छुट्टी को ध्यान में रखे बिना लगातार गिना जाएगा। हालाँकि, यदि अंतिम दिन या 5वाँ दिन कोई आधिकारिक अवकाश है, तो छूट के उद्देश्य से 5वाँ दिन तत्काल बाद का कार्य दिवस माना जाएगा।
- 22.3 जहाँ उत्पादन कंपनी द्वारा बिल प्रस्तुत करने की तिथि से एक माह की अवधि के भीतर 5 दिनों के बाद किसी भी दिन भुगतान किया जाता है, वहाँ 1% की छूट दी जाएगी।

23 विलंब भुगतान पर अधिभार

- 23.1 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 की देरी होती है, तो समय-समय पर संशोधित विद्युत मंत्रालय - विद्युत (विलंब भुगतान अधिभार एवं संबंधित मामले) नियम, 2022 में निर्दिष्ट विलंब भुगतान अधिभार उत्पादन कंपनी द्वारा लगाया जाएगा।

24 सीडीएम लाभों का बंटवारा

- 24.1 अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन क्रेडिट (यदि कोई हो) की आय को उत्पादन कंपनी और नवीकरणीय ऊर्जा खरीदने वाली संबंधित वितरण कंपनी के बीच निम्नलिखित तरीके से साझा किया जाएगा, यानी, सीडीएम लाभ से हुए सकल आय का 100% उत्पादन स्टेशन के वाणिज्यिक संचालन की तारीख के बाद पहले वर्ष में परियोजना विकासकर्ता द्वारा बनाए रखा जाएगा;
- 24.2 दूसरे वर्ष में, वितरण कंपनी का हिस्सा 10% होगा, जिसे प्रत्येक वर्ष 10% बढ़ाकर 50% किया जाएगा, जिसके बाद प्राप्त राशि को उत्पादन कंपनी एवं वितरण कंपनी द्वारा समान अनुपात में साझा किया जाएगा।

25 केंद्र/राज्य सरकार द्वारा सब्सिडी या प्रोत्साहन

- 25.1 आयोग इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ निर्धारित करते समय नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्रों के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त त्वरित मूल्यहास लाभ सहित केन्द्र या राज्य सरकार द्वारा प्रस्तावित किसी भी प्रोत्साहन या सब्सिडी पर भी विचार करेगा:

बशर्ते कि टैरिफ निर्धारण के लिए त्वरित मूल्यहास की वजह से मिलने वाले आयकर लाभ की गणना हेतु निम्नलिखित सिद्धांतों पर विचार किया जाएगा, यदि लाभ उठाया गया हो:

- क. लाभ की गणना समय-समय पर संशोधित आयकर अधिनियम, 1961 के प्रासंगिक प्रावधानों के अनुसार मानक पूंजी लागत, त्वरित मूल्यहास दर और कॉर्पोरेट आयकर दर पर आधारित होगी; तथा
- ख. वित्तीय वर्ष की दूसरी छमाही के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना का पूंजीकरण;
- ग. प्रति इकाई लाभ की गणना पूंजी की भारित औसत लागत के समतुल्य छूट कारक पर स्तरीकृत आधार पर की जाएगी।

- 25.2 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना को मिला कोई अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन, जिस पर टैरिफ निर्धारण के समय विचार नहीं किया गया है, उसकी कटौती लाभार्थी द्वारा अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन प्राप्त होने के बाद उपयुक्त किस्तों में या आयोग द्वारा निर्धारित अवधि के भीतर आगामी बिलों से की जाएगी।

- 25.3 यदि केन्द्र या राज्य सरकार या उनकी एजेंसियां कोई ऐसा उत्पादन-आधारित प्रोत्साहन देती हैं, जो टैरिफ से अधिक है, तो ऐसे प्रोत्साहन को टैरिफ निर्धारित करते समय न तो ध्यान में रखा जाएगा और न ही लाभार्थी द्वारा विशेष नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्वारा जारी किए गए बाद के बिलों में कटौती की जाएगी।

26 कर और शुल्क

- 26.1 इन विनियमों के अंतर्गत निर्धारित टैरिफ में उपयुक्त सरकार/प्रशासन द्वारा लगाए जाने वाले कर और शुल्क शामिल नहीं होंगे:

बशर्ते कि उपयुक्त सरकार/प्रशासन द्वारा लगाए गए करों और शुल्कों को वास्तविक व्यय के आधार पर पास-श्रू के रूप में अनुमति दी जाएगी।

27 वैधानिक शुल्क

- 27.1 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के विकासकर्ता, लाभार्थियों से राज्य और केन्द्र सरकार द्वारा लगाए गए वैधानिक शुल्क, जैसे जल उपकर, तथा पूरक खपत पर विद्युत शुल्क, मानक पूरक खपत की अधिकतम सीमा तक, वसूल करेगा।

अध्याय-3: पवन ऊर्जा के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

28 पूंजीगत लागत

- 28.1 आयोग केवल प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर विचार करते हुए परियोजना-विशिष्ट पूंजीगत लागत का निर्धारण करेगा।

29 क्षमता उपयोग गुणक (सीयूएफ)

- 29.1 क्षमता उपयोग गुणक (सीयूएफ) मानदंड 22% होगा।

30 प्रचालन एवं अनुरक्षण (ओ एंड एम) व्यय

- 30.1 आयोग, प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर विचार करते हुए, मामले के आधार पर ही परियोजना-विशिष्ट प्रचालन एवं रख-रखाव व्यय का निर्धारण करेगा।

31 पूरक खपत

- 31.1 पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानक पूरक खपत 0.25% होगी।

अध्याय 4: लघु जलविद्युत परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

32 पूंजीगत लागत

- 32.1 लघु जलविद्युत परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत निम्नानुसार होगी:

मुख्यभूमि क्षेत्रों में स्थित परियोजनाएं:

क. 5 मेगावाट से कम: रु. 8.90 करोड़/मेगावाट,

ख. 5 मेगावाट से 25 मेगावाट: रु. 10.27 करोड़/मेगावाट

द्वितीय क्षेत्रों में स्थित परियोजनाएं:

क. 5 मेगावाट से कम: रु. 12 करोड़/मेगावाट,

ख. 5 मेगावाट से 25 मेगावाट: रु. 12 करोड़/मेगावाट

- 32.2 ऊपर निर्दिष्ट पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि की पूरी अवधि में वैध रहेगी, जब तक कि आयोग द्वारा पहले ही इसकी समीक्षा न की जाए।

33 क्षमता उपयोग गुणक

- 33.1 लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए सीयूएफ 30% होगा।

34 पूरक खपत

- 34.1 लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए मानक पूरक खपत 1.0% होगा।

35 प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 35.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्त वर्ष 2024-25 हेतु मानक ओ एंड एम व्यय इस प्रकार होंगे:

मुख्यभूमि क्षेत्रों में स्थित परियोजनाएं:

क. 5 मेगावाट से कम:	रु. 39.66 लाख/मेगावाट,
ख. 5 मेगावाट से 25 मेगावाट:	रु. 28.72 लाख//मेगावाट

द्विपीय क्षेत्रों में स्थित परियोजनाएं:

क. 5 मेगावाट से कम:	रु. 49.24 लाख/मेगावाट
ख. 5 मेगावाट से 25 मेगावाट:	रु. 36.93 लाख/मेगावाट

35.2 आगामी वर्षों के लिए मानक प्रचालन एवं रखरखाव व्यय विनियमन 21.3 में निर्दिष्ट वृद्धि व्यवस्था के अनुसार निकाले जाएंगे।

अध्याय 5:

पीएम कुसुम योजना के अंतर्गत सौर पीवी बिजली परियोजनाओं, सौर तापीय बिजली परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं, सौर रूफटॉप प्रणालियों और सौर पीवी प्रणाली के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

36 टैरिफ

- 36.1 प्रोज्यूरों द्वारा छत पर स्थापित (ग्रॉस-मीटरिंग /नेट -बिलिंग के लिए) या किसानों द्वारा जमीन पर स्थापित सौर पीवी के लिए टैरिफ इन विनियमों के उप-विनियमन 8.2 के अनुसार जेनेरिक आधार पर निर्धारित किया जाएगा।
- 36.2 बिजली की बिक्री के लिए विकासकर्ता द्वारा स्थापित ग्राउंड माउंटेड सोलर पीवी बिजली परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं और सौर थर्मल बिजली परियोजनाओं के लिए टैरिफ का निर्धारण परियोजना विशेष के आधार पर किया जाएगा।

37 पूंजीगत लागत

- 37.1 आयोग केवल प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर विचार करते हुए ही परियोजना-विशिष्ट पूंजीगत लागत का निर्धारण करेगा।

38 क्षमता उपयोग गुणक

- 38.1 आयोग केवल परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के लिए क्षमता उपयोग गुणकों को ही अनुमोदित करेगा:
बशर्ते कि सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोग गुणक 21% होगा:
आगे यह भी प्रावधान है कि सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोग गुणक 23% होगा:
यह भी प्रावधान है कि फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोग गुणक 19% होगा।

39 प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 39.1 आयोग, प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर विचार करते हुए, मामले के आधार पर केवल परियोजना-विशिष्ट प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय का निर्धारण करेगा।

40 पूरक खपत

- 40.1 आयोग केवल परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के लिए पूरक खपत को मंजूरी देगा:
बशर्ते कि सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं के लिए अधिकतम पूरक खपत 0.75% होगी;
आगे यह भी प्रावधान है कि सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं के लिए अधिकतम पूरक खपत 10% होगी;
यह भी प्रावधान है कि फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए अधिकतम पूरक खपत 0.75% होगी।

अध्याय 6:**रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड****41 प्रौद्योगिकी पहलू**

- 41.1 नीचे एयर-कूल्ड या वाटर-कूल्ड कंडेनसर का उपयोग करके रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी अनुप्रयोग पर आधारित बायोमास पावर परियोजनाओं के लिए टैरिफ निर्धारण हेतु निर्दिष्ट मानदंड दिए गए हैं।

42 पूंजीगत लागत

- 42.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के लिए मानक पूंजीगत लागत निम्नानुसार होगी:

रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाएं	पूंजीगत लागत (रु. लाख/मेगावाट)
वाटर-कूल्ड कंडेनसर वाली परियोजना [चावल के भूसे और जूलीफ्लोरा (वृक्षारोपण) आधारित परियोजना के अलावा]	638
एयर-कूल्ड कंडेनसर वाली परियोजना [चावल के भूसे और जूलीफ्लोरा (वृक्षारोपण) आधारित परियोजना के अलावा]	685
वाटर-कूल्ड कंडेनसर वाली चावल के भूसे और जूलीफ्लोरा (वृक्षारोपण) आधारित परियोजना के लिए	697
एयर-कूल्ड कंडेनसर वाली चावल के भूसे और जूलीफ्लोरा (वृक्षारोपण) आधारित परियोजना के लिए	744

- 42.2 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष हेतु निर्दिष्ट रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत, नियंत्रण अवधि की पूरी अवधि में वैध रहेगी, जब तक कि आयोग द्वारा समयपूर्व ही इसकी समीक्षा न की जाए।

43 प्लांट लोड फैक्टर

- 43.1 टैरिफ निर्धारण के लिए प्लांट लोड फैक्टर को 80% माना जाएगा।

44 पूरक खपत

- 44.1 पूरक विद्युत खपत गुणक निम्नानुसार होगा :-

- क) वाटर-कूल्ड कंडेनसर का उपयोग करने वाली परियोजना के लिए: 10%
ख) एयर-कूल्ड कंडेनसर का उपयोग करने वाली परियोजना के लिए: 12%

45 स्टेशन ताप दर

- 45.1 बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए स्टेशन ताप दर होगी:

- क) ट्रेवलिंग ग्रेट बॉयलर का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 4200 किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा;
ख) वायुमंडलीय द्रवित तल दहन (एएफबीसी) बॉयलर का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 4125 किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा।

46 प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 46.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु मानक प्रचालन एवं रखरखाव व्यय 54.70 लाख रुपए प्रति मेगावाट होगा।

- 46.2 आगामी वर्षों के लिए मानक प्रचालन एवं रखरखाव व्यय विनियमन 21.3 में निर्दिष्ट वृद्धि व्यवस्था के अनुसार निकाले जाएंगे।
- 47 जीवाश्म ईंधन का उपयोग**
- 47.1 जीवाश्म ईंधन के उपयोग पर विचार नहीं किया जाएगा।
- 47.2 बशर्ते कि 31.03.2017 को या उससे पहले चालू की गई रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से परियोजना के उपयोगी जीवन के लिए वार्षिक आधार पर सकल कैलोरी मान के संदर्भ में 15% की सीमा तक जीवाश्म ईंधन के उपयोग की अनुमति दी जाएगी।
- 48 जीवाश्म ईंधन के उपयोग के लिए निगरानी तंत्र**
- 48.1 परियोजना विकासकर्ता को प्रत्येक महीने के लिए मासिक ऊर्जा बिल के साथ लाभार्थी के सनदी लेखाकार/लागत लेखाकार द्वारा प्रमाणित मासिक ईंधन उपयोग विवरण और मासिक ईंधन खरीद विवरण प्रस्तुत करना होगा (जीवाश्म और गैर-जीवाश्म ईंधन की खपत की निगरानी के उद्देश्य से आयोग द्वारा नियुक्त उपयुक्त एजेंसी को एक कॉपी के साथ), साथ ही मासिक ऊर्जा बिल भी प्रस्तुत करना होगा।
- 48.2 किसी भी वित्तीय वर्ष के दौरान परियोजना विकासकर्ता द्वारा जीवाश्म ईंधन के उपयोग की शर्त का अनुपालन न करने पर, ऐसी बायोमास विद्युत परियोजना के लिए इन विनियमों के अनुसार टैरिफ की प्रयोज्यता वापस ले ली जाएगी।
- 49 सकल कैलोरी मान**
- 49.1 टैरिफ निर्धारण के प्रयोजन हेतु बायोमास ईंधन का सकल कैलोरी मान 3100 किलोकैलोरी /किग्रा होगा।
- 50 ईंधन लागत**
- 50.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष यानी वित्तीय वर्ष 2024-25 के दौरान बायोमास ईंधन की कीमत 4260 रुपये प्रति मीट्रिक टन होगी और नियंत्रण अवधि के बाद के वर्षों के लिए आधार मूल्य की गणना हेतु प्रति वर्ष 3.45% की दर से वृद्धि की जाएगी, जब तक कि आयोग द्वारा समय से पूर्व ही समीक्षा न की जाए। लेवलाइज्ड टैरिफ निर्धारित करने के उद्देश्य से बायोमास ईंधन की कीमत पर प्रति वर्ष 3.45% का मानक वृद्धि गुणक लागू होगा।
- 51 उपोत्पाद से राजस्व सृजन:**
- 51.1 टैरिफ निर्धारित करते समय उर्वरकों या चारकोल जैसे उपोत्पाद से उत्पन्न होने वाले राजस्व पर भी विचार किया जाएगा।

अध्याय 7:

जीवाश्म आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

- 52 पूंजीगत लागत**
- 52.1 गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के लिए 562 लाख रुपये/मेगावाट होगी तथा यह पूरी नियंत्रण अवधि तक वैध रहेगी, जब तक कि आयोग द्वारा इस समयसीमा से पहले इसकी समीक्षा नहीं कर ली जाती।
- 53 प्लांट लोड फैक्टर**
- 53.1 प्लांट लोड फैक्टर 53% के बराबर होगा।
- 54 पूरक खपत**
- 54.1 टैरिफ की गणना के लिए पूरक खपत को 8.5% माना जाएगा।
- 55 स्टेशन ताप दर**
- 55.1 ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए टैरिफ की गणना हेतु मात्र विद्युत उत्पादन घटक के लिए स्टेशन ताप दर को 3600 किलोकैलोरी /किलोवाट घंटा माना जाएगा।

56 सकल कैलोरी मान

- 56.1 खोई के लिए सकल ऊष्मीय मान 2250 किलोकैलोरी/किलोग्राम माना जाएगा। खोई के अलावा अन्य बायोमास ईंधन के उपयोग के लिए, विनियमन 49.1 के तहत निर्दिष्ट सकल कैलोरी मान लागू होगा।

57 ईंधन लागत

- 57.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 में खोई की कीमत 2723 रुपये प्रति मीट्रिक टन होगी और जब तक आयोग द्वारा पहले समीक्षा नहीं की जाती है, तब तक नियंत्रण अवधि के बाद के वर्षों के आधार मूल्य ज्ञात करने के लिए प्रति वर्ष 3.45% की दर से इसमें वृद्धि की जाएगी। स्तरीय टैरिफ निर्धारित करने के लिए, खोई की कीमतों पर प्रति वर्ष 3.45% का मानक वृद्धि गुणक लागू होगा।
- 57.2 ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं में खोई के अलावा अन्य बायोमास के उपयोग के लिए, विनियमन 50.1 के तहत निर्दिष्ट बायोमास मूल्य लागू होंगे।

58 प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 58.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के दौरान मानक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय 28.90 लाख रुपये प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि में इन विनियमों के विनियमन 21.3 में निर्दिष्ट दर से वृद्धि की जाएगी।

अध्याय 8: बायोमास गैसीफायर विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड**59 पूंजीगत लागत**

- 59.1 बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के दौरान 677 लाख रुपये/मेगावाट होगी तथा यह पूरी नियंत्रण अवधि में वैध रहेगी, जब तक कि आयोग द्वारा इसकी समयसीमा से पहले समीक्षा न कर ली जाए।

60 प्लांट लोड फैक्टर

- 60.1 टैरिफ निर्धारण के लिए प्लांट लोड फैक्टर 85% माना जाएगा।

61 पूरक खपत

- 61.1 टैरिफ निर्धारण के लिए पूरक विद्युत उपभोग गुणक 10% होगा।

62 विशिष्ट ईंधन खपत

- 62.1 मानक विशिष्ट ईंधन खपत 1.25 किलोग्राम प्रति किलोवाट घंटा होगी।

63 परिचालन एवं रखरखाव व्यय

- 63.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 में मानक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय 72.69 लाख रुपये प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के दौरान इन विनियमों के विनियमन 21.3 में निर्दिष्ट दर से वृद्धि की जाएगी।

64 ईंधन लागत

- 64.1 बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए बायोमास ईंधन की कीमत वही होगी जो विनियमन 50.1 में उल्लिखित रैन्किन साइकिल प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए है।

65 जीवाश्म ईंधन का उपयोग

- 65.1 जीवाश्म ईंधन के उपयोग पर विचार नहीं किया जाएगा।

66 जीवाश्म ईंधन के उपयोग हेतु निगरानी तंत्र

- 66.1 परियोजना विकासकर्ता को प्रत्येक महीने के लिए मासिक ऊर्जा बिल के साथ लाभार्थी के सनदी लेखाकार/लागत लेखाकार द्वारा प्रमाणित मासिक ईंधन उपयोग विवरण और मासिक ईंधन खरीद विवरण प्रस्तुत करना होगा।

(जीवाश्म और गैर-जीवाश्म ईंधन की खपत की निगरानी के उद्देश्य से आयोग द्वारा नियुक्त उपयुक्त एजेंसी को एक कॉपी के साथ)

- 66.2 किसी भी वित्तीय वर्ष के दौरान परियोजना विकासकर्ता द्वारा जीवाश्म ईंधन के उपयोग की शर्त का अनुपालन न करने पर, ऐसी बायोमास विद्युत परियोजना के लिए इन विनियमों के अनुसार टैरिफ की प्रयोज्यता वापस ले ली जाएगी।

67 उपोत्पाद से राजस्व सृजन:

- 67.1 टैरिफ निर्धारित करते समय उर्वरकों या चारकोल जैसे उपोत्पादों से उत्पन्न होने वाले राजस्व पर भी विचार किया जाएगा।

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

68 प्रौद्योगिकी पहलू

- 68.1 नीचे टैरिफ निर्धारण हेतु दिए गए निर्दिष्ट मानदंड ग्रिड से जुड़े बायोगैस आधारित ऐसी बिजली परियोजनाओं के लिए हैं, जिसमें 100% बायोगैस से चलने वाले इंजन का उपयोग होता है, साथ ही कृषि अवशेषों, खाद और अन्य जैव-अपशिष्टों के को-डाइजेस्टिंग हेतु बायोगैस प्रौद्योगिकी का उपयोग भी होता है, जिसे एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किया जा सकता है।

69 पूंजीगत लागत

- 69.1 बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के लिए 1354 लाख रुपये/मेगावाट होगी तथा यह पूरी नियंत्रण अवधि तक वैध रहेगी, जब तक कि आयोग द्वारा समय पूर्व ही इसकी समीक्षा न की जाए।

70 प्लांट लोड फैक्टर

- 70.1 टैरिफ के निश्चित प्रभार घटक के निर्धारण के लिए थ्रेशोल्ड पीएलएफ 90% होगा।

71 पूरक खपत

- 71.1 टैरिफ निर्धारण के लिए पूरक विद्युत उपभोग गुणक 12% होगा।

72 प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 72.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु मानक ओएंडएम व्यय 72.25 लाख रुपये प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियमन 21.3 में निर्दिष्ट दर से वृद्धि की जाएगी।

73 विशिष्ट ईंधन खपत

- 73.1 मानक विशिष्ट ईंधन खपत 3 किलोग्राम सबस्ट्रेट (अधःस्तर) मिश्रण प्रति किलोवाट घंटा होगी।

74 ईंधन लागत (फीड स्टॉक मूल्य)

- 74.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के दौरान फीडस्टॉक की कीमत 1702 रुपये प्रति मीट्रिक टन होगी और आयोग द्वारा विशेष रूप से समीक्षा किए जाने तक नियंत्रण अवधि के बाद के वर्षों के लिए आधार मूल्य की गणना हेतु प्रति वर्ष 3.45% की दर से वृद्धि की जाएगी। लेवलाइज्ड टैरिफ निर्धारित करने के उद्देश्य से, प्रति वर्ष 3.45% का मानक वृद्धि गुणक लागू होगा।

अध्याय 10:

अस्वीकृत व्युत्पन्न ईंधन आधारित नगरपालिका ठोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

75 पूंजीगत लागत

- 75.1 आरडीएफ आधारित एमएसडब्ल्यू विद्युत परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत 2200 लाख रुपये/मेगावाट होगी।

76 प्लांट लोड फैक्टर

76.1 आरडीएफ आधारित एमएसडब्ल्यू विद्युत परियोजनाएं होंगी:

क्र. सं.	समय सीमा	पीएलएफ
क	स्थिरीकरण अवधि के दौरान	65%
ख	पहले वर्ष की शेष अवधि के दौरान (स्थिरीकरण अवधि के बाद)	65%
ग	दूसरे वर्ष से आगे	80%

76.2 स्थिरीकरण अवधि परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 6 महीने से अधिक नहीं होगी।

77 पूरक खपत

77.1 आरडीएफ आधारित एमएसडब्ल्यू परियोजनाओं की पूरक विद्युत खपत 15% होगी।

78 प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय

78.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष हेतु मानक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय, आरडीएफ आधारित एमएसडब्ल्यू विद्युत परियोजना की पूंजीगत लागत का 8.5% होगा।

78.2 आगामी वर्षों के लिए मानक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय विनियमन 21.3 में निर्दिष्ट वृद्धि की व्यवस्था के अनुसार ज्ञात किए जाएंगे।

79 ईंधन लागत

79.1 एमएसडब्ल्यू और आरडीएफ विद्युत परियोजनाओं के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु ईंधन लागत पर विचार नहीं किया जाएगा।

बशर्ते कि मानसून के दौरान गतिविधि शुरू करने और बंद करने तथा तापमान स्थिरीकरण के उद्देश्य से, वार्षिक खपत की गई आरडीएफ की 5% की सीमा तक किसी अन्य नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से वैकल्पिक ईंधन को टैरिफ पर किसी अतिरिक्त प्रभाव के बिना अनुमति होगी।

अध्याय 11: नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड**80 पूंजीगत लागत**

80.1 पूंजीगत लागत का निर्धारण, प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों को ध्यान में रखते हुए परियोजना विशिष्ट के आधार पर किया जाएगा।

81 क्षमता उपयोग गुणक

81.1 आयोग, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में केवल परियोजना विशिष्ट क्षमता उपयोग गुणक का निर्धारण करेगा, जिसमें प्रत्येक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की निर्धारित क्षमता के अनुपात को ध्यान में रखा जाएगा, जैसा भी मामला हो, तथा ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए लागू क्षमता उपयोग गुणक को ध्यान में रखा जाएगा, जैसा भी मामला हो:

बशर्ते कि नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं हेतु न्यूनतम क्षमता उपयोग गुणक इंटर-कनेक्शन बिंदु, जहां ऊर्जा को ग्रिड में अंतःक्षेपित किया जाता है, पर मापे जाने पर 30% होगा।

82 परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय

82.1 आयोग, प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर विचार करते हुए, मामले के आधार पर केवल परियोजना-विशिष्ट प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय का निर्धारण करेगा।

83 टैरिफ

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

बशर्ते कि, यदि नवीकरणीय ऊर्जा हाइब्रिड परियोजना हेतु 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 लेवलाइज्ड टैरिफ का निर्धारण, शेष उपयोगी जीवन के लिए टैरिफ घटकों को ध्यान में रखते हुए, अलग से किया जाएगा।

अध्याय 12: भंडारण सहित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के लिए मापदंड

84 पूंजीगत लागत

- 84.1 आयोग, वर्तमान बाजार प्रवृत्तियों पर विचार करते हुए, भंडारण परियोजनाओं के साथ नवीकरणीय ऊर्जा हेतु केवल परियोजना-विशिष्ट पूंजीगत लागत का निर्धारण करेगा।

85 भंडारण क्षमता

- 85.1 आयोग केवल परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के लिए भंडारण दक्षता को मंजूरी देगा: बशर्ते कि ठोस अवस्था बैटरियों की प्रौद्योगिकी पर आधारित भंडारण के लिए न्यूनतम दक्षता 80% होगी: बशर्ते कि पंप भंडारण की प्रौद्योगिकी पर आधारित भंडारण के लिए न्यूनतम दक्षता 85% होगी:
- 85.2 किसी भंडारण सहित 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।

86 परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय

- 86.1 आयोग, प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर विचार करते हुए, मामले के आधार पर केवल परियोजना-विशिष्ट प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय का निर्धारण करेगा।

87 ऊर्जा भंडारण के लिए टैरिफ निर्धारण

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

बशर्ते कि ऐसी टैरिफ चौबीसों घंटे बिजली की आपूर्ति के लिए या परियोजना विकासकर्ता एवं लाभार्थी द्वारा सहमत समयावधि के लिए निर्धारित की जा सकेगी।

अध्याय 13: विविध

88 मानदंडों से विचलन होने पर

- 88.1 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्र से उत्पादित विद्युत की बिक्री हेतु टैरिफ पर भी उत्पादन कंपनी और अनुज्ञप्तिधारी के बीच सहमति हो सकती है, जो इन विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों से अलग हो, बशर्ते कि विचलन मानदंडों के आधार पर परियोजना के उपयोगी जीवन पर लेवलाइज्ड टैरिफ इन विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर गणना किए गए लेवलाइज्ड टैरिफ से अधिक न हो।

89 छूट देने की शक्ति

- 89.1 आयोग, लिखित रूप में कारण दर्ज करके, सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, तथा प्रभावित होने वाले पक्षकारों को सुनवाई का अवसर देने के पश्चात, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष प्रस्तुत किए गए आवेदन पर, इन विनियमों के किसी उपबंध को शिथिल कर सकता है या छूट दे सकता है।

90 कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

- 90.1 इन विनियमों के प्रावधानों को प्रभावी करने में किसी कठिनाई के उत्पन्न होने की स्थिति में, आयोग स्वप्रेरणा से अथवा किसी याचिका पर, आदेश द्वारा, ऐसे प्रावधान कर सकेगा जो अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न हों तथा जो कठिनाई को दूर करने हेतु आवश्यक प्रतीत हों।

एस. डी. शर्मा, सचिव (प्रभारी)

[विज्ञापन-III/4/असा./697/2024-25]

अनुलग्नक

फॉर्म-1.1: (पवन/लघु पनबिजली परियोजनाएं/सौर पीवी बिजली परियोजनाएं/सौर तापीय बिजली परियोजनाएं/फ्लोटिंग सौर परियोजनाएं/नवीकरणीय ऊर्जा हाइब्रिड बिजली परियोजनाएं/भंडारण वाली नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं) के लिए टेम्पलेट

क्र. सं.	धारणा मद	उप-मद	उप- मद(2)	इकाई	मानदंड
1	विद्युत उत्पादन	क्षमता	स्थापित विद्युत उत्पादन	मेगावाट	
			क्षमता	%	
			क्षमता उपयोग गुणक (सीयूएफ)	%	
			पूरक खपत	%	
			वाणिज्यिक परिचालन की तिथि (सीओडी)	दिन/माह/ वर्ष	
		उपयोगी जीवन	वर्ष		
2	परियोजना लागत	पूँजीगत लागत/मेगावाट	मानक पूँजी लागत	करोड़ रूपये	
			पूँजीगत लागत	करोड़ रूपये /मेगावाट	
			पूँजीगत सब्सिडी, यदि कोई हो	करोड़ रूपये	
			शुद्ध पूँजी लागत	करोड़ रूपये	
3	वित्तीय अवधारणा	ऋण इक्विटी	टैरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			इक्विटी	%	
		ऋण घटक	कुल ऋण राशि	करोड़ रूपये	
			कुल इक्विटी राशि	करोड़ रूपये	
			ऋण राशि	करोड़ रूपये	
			अधिस्थगन अवधि	वर्ष	
			पुनर्भुगतान अवधि (स्थगन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
		इक्विटी घटक	इक्विटी राशि	करोड़ रूपये	
			पहले 20 वर्षों के लिए आरओई	% प्रतिवर्ष	
			20 वर्षों के बाद आरओई	% प्रतिवर्ष	
			छूट की दर	%	

		मूल्यहास	प्रथम 15 वर्षों के लिए जमा दर	%	
			16 ^{वें} वर्ष से आगे की जमा दर	%	
		प्रोत्साहन	जीबीआई, यदि कोई हो	करोड़ रुपये	
			जीबीआई के लिए अवधि	वर्ष	
4	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय	मानक ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष		लाख रुपए/मेगावाट	
		ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष		करोड़ रुपये	
		वृद्धि गुणक		%	
5	कार्यशील पूंजी	ओ एंड एम व्यय		महीना	
		रखरखाव पुर्जों	ओ एंड एम व्यय का %	%	
		प्राप्तियां		महीना	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		%	

फॉर्म-1.2: (बायोमास/एमएसडब्लू/आरडीएफ) के लिए टेम्पलेट

क्र. सं.	धारणा मद	उप-मद	उप- मद(2)	इकाई	मानदंड
1	विद्युत उत्पादन	क्षमता	स्थापित विद्युत उत्पादन क्षमता	मेगावाट	
			ऑक्स खपत	%	
			पीएलएफ (प्रथम वर्ष)	%	
			पीएलएफ (दूसरे वर्ष से आगे)	%	
			सीओडी	दिन/माह/ वर्ष	
			उपयोगी जीवन	वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूंजीगत लागत/मेगावाट	मानक पूंजी लागत	करोड़ रुपए/मेगावाट	
			पूंजीगत लागत	करोड़ रुपये	
			पूंजीगत सब्सिडी, यदि कोई हो	करोड़ रुपये	
			शुद्ध पूंजी लागत	करोड़ रुपये	
		ऋण इकट्टी	टैरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			इकट्टी	%	

3	वित्तीय धारणा	ऋण घटक	कुल ऋण राशि	करोड़ रूपये	
			कुल इक्विटी राशि	करोड़ रूपये	
			ऋण राशि	करोड़ रूपये	
			अधिस्थगन अवधि	वर्ष	
			पुनर्भुगतान अवधि (स्थगन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
		इक्विटी घटक	इक्विटी राशि	करोड़ रूपये	
			प्रथम 20 वर्षों के लिए आरओई	%पा	
			20 वर्ष बाद आरओई	%पा	
		मूल्यहास	छूट की दर	%	
			प्रथम 15 वर्षों के लिए जमा दर	%	
		प्रोत्साहन	16वें वर्ष से आगे की जमा दर	%	
			जीबीआई, यदि कोई हो	करोड़ रूपये	
	जीबीआई के लिए अवधि	वर्ष			
4	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय	मानक ओ एंड एम व्यय		लाख रुपए/मेगावाट	
		ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष		करोड़ रूपये	
		वृद्धि गुणक		%	
5	कार्यशील पूंजी	ओ एंड एम व्यय	ओ एंड एम व्यय का %	महीना	
		रखरखाव पुर्जों		%	
		प्राप्तियां		महीना	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		%	
6	ईंधन संबंधी धारणाएं	स्टेशन ताप दर	प्रथम वर्ष के दौरान	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			दूसरे वर्ष से आगे	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
		ईंधन का प्रकार और मिश्रण	बायोमास ईंधन टाइप-1	%	
			बायोमास ईंधन टाइप-2	%	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला)	%	

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**(For State of Goa and UTs)****NOTIFICATION**

Gurugram, the 24th October, 2024

No. JERC-33/2024.—In exercise of the powers conferred under Sub-section (1) of Section 181 read with Clauses (zd), (ze) and (zf) of the Electricity Act, 2003 (Act No. 36 of 2003) (hereinafter referred to as ‘the Act’), and all other powers enabling it in this regard including sub-ordinate legislation, rules, statutory orders, resolutions, clarifications issued by the Government in terms of the Act, the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories, after previous publication, hereby makes the following Regulations, namely:

1. Short Title, Scope, Extent and Commencement

- 1.1 These Regulations may be called the Joint Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2024 (hereinafter referred to as “Renewable Energy Tariff Regulations, 2024”).
- 1.2 These Regulations shall extend to the State of Goa and the Union Territories of Andaman and Nicobar Islands, Chandigarh, Dadra & Nagar Haveli and Daman & Diu, Lakshadweep, and Puducherry.
- 1.3 These Regulations shall come into force from the date of publication in the official gazette and, unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force upto 31.03.2027.

2 Definitions and Interpretations

- 2.1 Words, terms and expressions defined in the Electricity Act, 2003, as amended from time to time and used in the Renewable Energy Tariff Regulations, 2024 shall have and carry the same meaning as defined and assigned in the said Act.
- 2.2 All other expressions used herein but not specifically defined in the Act or Regulations but defined under any other law passed by a competent legislature and applicable to the electricity industry in the State of Goa and UTs shall have the meaning assigned to them in such law. Subject to the above, expressions used herein but not specifically defined in the Act or any other law passed by a competent legislature shall have the meaning as is generally assigned in the electricity industry.
- 2.3 In the interpretation of this Renewable Energy Tariff Regulations, 2024, unless the context otherwise requires:
 - (1) Words in the singular or plural term, as the case may be, shall also be deemed to include the plural or the singular term, respectively;
 - (2) References to any statutes, regulations or guidelines shall be construed as including all statutory provisions consolidating, amending or replacing such statutes, regulations or guidelines, as the case may be, referred to;
 - (3) Terms "include" or "including" shall be deemed to be followed by "without limitation" or "but not limited to" regardless of whether such terms are followed by such phrases or words of like import.

2.4 In the Renewable Energy Tariff Regulations, 2024, unless it is repugnant to the context:

- (1) “**Act**” means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) and subsequent amendments thereof;
- (2) “**Average Power Purchase Cost (APPC)**” shall mean the weighted average pooled power price at which the distribution licensee has purchased the electricity including cost of self-generation, if any, from all the long-term and short-term energy suppliers, including power exchanges.
- (3) “**Auxiliary energy consumption**” or “**AUX**” in relation to the period in case of the RE Project means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the RE Project, and transformer losses within the RE Project, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the RE Project;

Provided that it shall not include energy consumed for supply of power by the generating Station to its housing colony and other facilities, and for construction works at the generating Station;

- (4) “**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) or wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds; and wood waste produced in some industrial operations; including such other wastes as may be recognised by the Central Government, as being part of biomass;

- (5) **“Biomass gasification”** means a process of incomplete combustion of biomass resulting in production of combustible gases consisting of a mixture of Carbon monoxide (CO), Hydrogen (H₂) and traces of Methane (CH₄), which is called producer gas;
- (6) **“Biogas”** means a gas created when organic matter like crop residues, sewage and manure breaks down (ferments) in an oxygen-free environment;
- (7) **“Capital Cost”** means the capital cost as defined in Regulations 14, 28, 32, 37, 42, 52, 59, 69, 75, 80 and 84 (of the applicable technology);
- (8) **“Capacity Utilisation Factor (CUF in abbreviation)”** means the ratio of actual gross energy generated by the RE Project to the equivalent energy output at its rated capacity over an year;
- (9) **“CERC” or “Central Commission”** means the Central Electricity Regulatory Commission;
- (10) **“COD” or “Commercial Operation Date” or “Date of commercial operation”** means the date on which the RE Project is synchronised with the grid system;
- Provided that date of commissioning shall be certified based on joint inspection by RE Generator and concerned Distribution Licensee or SLDC as may be applicable;
- (11) **“Commission”** means the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (except Delhi);
- (12) **“Conduct of Business Regulations”** means Joint Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2009, as amended from time to time;
- (13) **“Control Period”** means the period during which the norms for determination of tariff specified in these Regulations shall remain in force;
- (14) **“Distribution Company/ Distribution Licensee (Discom in brief)”** means a person granted a Licence under Section 14 (b) of the Act authorizing him to operate and maintain a distribution system and supply electricity to the consumers in its area of supply;
- (15) **“Energy Purchase Agreement”** means an agreement executed between the Distribution Licensee and the Project Developer for procurement of power from Renewable Energy Projects in accordance with the provisions of these Regulations;
- (16) **“Existing Renewable Energy Plants”**, means renewable generating stations, which have achieved COD prior to coming into force of these Regulations;
- (17) **“Floating solar project” or “FPV”** means a solar PV power project where the arrays of photovoltaic panels on the structure of the project float on the top of a body of water, such as an artificial basin or lake, with the help of a floater, anchoring, and mooring system;
- (18) **“Grid Code”** means the Joint Electricity Regulatory Commission (State Grid Code) Regulations, 2010, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof;
- (19) **“Gross Calorific Value” or “GCV”** in relation to a fuel used in generating station means the heat produced in kilocalories 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;
- (20) **“Gross Station Heat Rate” or “SHR”** means the heat energy input in kilocalories required to generate one kilowatt-hour (kWh) of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
- (21) **“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), approved by the Commission from time to time. In the case of Solar PV power projects and Floating solar projects, installed capacity shall be the sum of nameplate capacities (Nominal AC power) of the inverters of the project;
- (22) **“Inter-connection Point”** shall mean interface point of renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, where the energy is injected, as the case may be, and include:
- i. in relation to wind power project, solar PV power projects, renewable hybrid energy projects and renewable energy with storage projects, line isolator on outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station;
 - ii. in relation to small hydro power projects, biomass gasifier based power projects, non-fossil fuel based co-generation projects and solar thermal power projects, line isolator on outgoing feeder on

HV side of generator transformer;

- (23) **“Island area”** means Andaman and Nicobar Islands and Lakshadweep under the jurisdiction of the Commission;
- (24) **“Licence”** means a licence granted under Section 14 of the Act;
- (25) **“Mainland area”** means all areas other than Island areas falling under the jurisdiction of the Commission;
- (26) **“MNRE”** means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;
- (27) **“Municipal Solid Waste”** or **“MSW”** means and includes commercial and residential wastes generated in a municipal or notified areas in either solid or semi-solid form excluding industrial hazardous wastes but including treated bio-medical wastes;
- (28) **“Non-fossil fuel based co-generation project”** means a generating station that uses the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity) is produced in a sequential manner by use of biomass;
- (29) **“Operation and Maintenance expenses”** or **“O&M expenses”** means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;
- (30) **“Plant Load Factor or (PLF)”** in relation to a generating station for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{SG_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX_n)\}}\%$$

where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SG_i = Scheduled Generation in MWh for the ith time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross energy generation;

- (31) **“Project”** means a generating station or the evacuation system up to inter-connection point, as the case may be, 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 apportioned to power generation;
- (32) **“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;
- (33) **“Refuse derived fuel”** or **“RDF”** means segregated combustible fraction of solid waste other than chlorinated plastics in the form of pellets or fluff produced by drying, de-stoning, shredding, dehydrating, and compacting combustible components of municipal solid waste that can be used as fuel;
- (34) **“Renewable Energy”** or **“RE Project”** means the grid quality electricity generated from renewable energy sources;
- (35) **“Renewable Energy Project”** means a generating station that produces electricity from renewable energy sources;
- (36) **“Renewable Energy Sources”** means renewable sources such as small hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and other such sources as recognized or approved by the Central Government;
- (37) **“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;

- (38) **“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;
- (39) **“Small Hydro Project”** means Hydro Power projects with an installed capacity up to and including 25 MW or, as defined by the Government of India, from time to time at a single location;
- (40) **“Solar PV power project”** means a project that uses sunlight for direct conversion into electricity through photovoltaic technology and is based on technologies such as crystalline silicon, thin film, or any other technology as approved by MNRE;
- (41) **“Solar Roof-top PV Power Project”** means a Solar Photo Voltaic Power Project installed on the roof-top of a building or any other mounting structure in the consumer premises that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology and satisfies any other eligibility criteria as may be stipulated by MNRE, from time to time;
- (42) **“Solar Thermal power project”** means a project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus or point focus principle;
- (43) **“State Nodal Agency”** means the agency in a State as may be designated by the Ministry of New and Renewable Energy to promote efficient use of renewable energy in that State;
- (44) **“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;
- (45) **“Tariff period”** for renewable energy projects will be the same as their Useful Life, and the tariff period shall be considered from the date of commercial operation of such power projects;
- (46) **“Tariff Order”** in respect of a Licensee means the last order in force issued by the Commission for that Licensee indicating the tariff to be charged by the Licensee from various categories of consumers for supply of electricity;

Explanation: Any Distribution Licensee, Transmission Licensee and generating Units connected to the distribution system and the person availing open access in transmission or distribution system are also included in this term;

- (47) **“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 (COD) of such generation facility, namely: -
- | | | |
|----|---|---|
| a) | Wind power project | 25 years |
| b) | Biomass power project with Rankine cycle technology | 25 years |
| c) | Non-fossil fuel based co-generation project | 25 years |
| d) | Small Hydro Plant | 40 years |
| e) | MSW/ RDF based MSW power projects | 20 years |
| f) | Solar PV/ Floating Solar/ Solar thermal power project | 25 years |
| g) | Biomass Gasifier based power project | 25 years |
| h) | Biogas based power project | 25 years |
| i) | Renewable hybrid energy project | Minimum of the Useful Life of different RE technologies combined for Renewable Energy Project for Composite Tariff as specified under Regulation 83 |

j)	Renewable energy with storage project	Same as useful life of the project assuming no storage
----	---------------------------------------	--

(48) “Year” means a financial year.

- 2.5 Save as aforesaid and unless repugnant to the context or if the subject matter otherwise requires, words and expressions used in these Regulations and not defined hereunder, but defined in the Act, or the Grid Code or other Regulations specified by the Commission shall have the meanings assigned to them respectively in the Act, or any other regulation specified by the Commission.

3 Scope and Extent of Application

- 3.1 These Regulations shall apply in all cases where tariff for power generating station or a unit thereof commissioned during the Control Period and based on renewable sources of energy, is to be determined by the Commission under Section 62 read with Section 86 of the Act.
- 3.2 Provided that in cases of Wind power project, Small Hydro project, Biomass power based on Rankine cycle, Non-fossil fuel based co-generation projects, Solar PV projects, floating solar project, Solar Thermal power projects, renewable energy hybrid energy projects, renewable energy with storage projects, Biomass gasifier, Biogas power project, Refuse derived fuel-based municipal solid waste power projects, municipal solid waste based power projects, plasma gasification projects and tidal wave power projects, these Regulations shall apply subject to the fulfilment of eligibility criteria specified in Regulation 5 of these Regulations.

4 General Reporting Requirements

- 4.1 Distribution Licensees shall furnish the following quarterly information to State Nodal Agency, within a month of the close of the preceding quarter:

4.1.1 details of source-wise RE capacity addition in MW;

4.1.2 details of source-wise RE purchase in MU; and

4.1.3 a statement of Energy Purchase Agreements (EPAs) entered into under these Regulations, in addition to any other information that the Commission may stipulate from time to time:

Provided that the Distribution Licensees shall also upload and update the above information on their websites on a quarterly basis.

4.2 The State Nodal Agency shall furnish the following quarterly information to the Commission, within two months of the close of the preceding quarter:

4.2.1 details of source-wise RE capacity addition in MW;

4.2.2 details of source-wise RE purchase by each Distribution Licensee in MU; and

4.2.3 a statement of Energy Purchase Agreements (EPAs) entered into under these Regulations by each Distribution Licensee;

4.2.4 Projects registered in the State for each Technology in that quarter as well as cumulatively;

4.2.5 Source-wise RE capacity addition vis-à-vis Technical Potential, in addition to any other information that the Commission may stipulate from time to time:

Provided that the State Nodal Agency shall also upload and update the above information on its website on a quarterly basis, along with details of capacity addition in previous years.

4.3 The State Nodal Agency may from time to time stipulate any other financial, technical or other information required to be furnished by the RE Project Entities, including information regarding RE Project performance parameters such as actual energy generated, monthly actual CUF and actual Auxiliary consumption, if applicable; and financial information such as Capital Cost, yearly O&M Expenses, details of loans and financing, and interest rates, etc., as well as any other information that may be desired by the Commission.

4.4 All RE Generating Companies shall submit data on actual O&M expenses incurred on annual basis, duly certified by the Statutory Auditor, to the State Nodal Agency:

Provided that the State Nodal Agency shall compile such data on a yearly basis for different RE technologies and submit the same to the Commission by October 31st of every year, for the actual O&M expenses incurred by RE Generating Companies in the State of Goa and the UTs during the previous year.

5 Eligibility Criteria

- (1) **Wind Power project** – The project that uses new wind turbine generators and is located at sites, on-shore or off-shore, approved by the State Nodal Agency or Appropriate Government.
- (2) **Small Hydro Project** – The project that uses new plant and machinery and is located at sites approved by the State Nodal Agency or Appropriate Government.
- (3) **Solar PV, Floating Solar Project and Solar Thermal Power Project** – Based on technologies approved by MNRE.

Provided that floating solar projects installed with existing renewable energy projects other than ground mounted Solar PV projects shall be treated as renewable hybrid energy projects.

- (4) **Biomass Gasifier based Power Project** – The project shall qualify to be termed as a biomass gasifier-based power project, if it is using new plant and machinery and having a Grid connected system that uses 100% producer gas engine, coupled with gasifier technologies approved by MNRE;
- (5) **Biomass Power Project based on Rankine Cycle Technology**- The projects using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using biomass fuel sources, without use of fossil fuel;
- (6) **Renewable hybrid energy project** – The rated capacity of generation from one renewable energy source is at least 33% of the total installed capacity of the renewable hybrid energy project, which operates 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 a common interconnection point accordingly.
- (7) **Non-fossil fuel based co-generation project** – The project that uses new plant and machinery and is based on the topping cycle mode of co-generation.

Topping cycle mode of co-generation – Any facility that uses non-fossil fuel input for power generation and also utilizes the thermal energy generated for useful heat applications in other industrial activities simultaneously:

Provided that for the co-generation facility to qualify under topping cycle mode, the sum of useful power output and one-half the useful thermal output be greater than 45% of the facility's energy consumption during crushing season. Explanation- For the purposes of this clause,

- (a) **'Useful power output'** is the gross electrical output from the generator. There will be an auxiliary consumption in the cogeneration plant itself (e.g. the boiler feed pump and the FD/ID fans). In order to compute the net power output, it would be necessary to subtract the auxiliary consumption from the gross output. For simplicity of calculation, the useful power output is defined as the gross electricity (kWh) output from the generator.
 - (b) **'Useful Thermal Output'** is the useful heat (steam) that is provided to the process by the cogeneration facility.
 - (c) **'Energy Consumption'** of the facility is the useful energy input that is supplied by the fuel (normally bagasse or other such biomass).
 - (d) **'Topping Cycle'** means a co-generation process in which thermal energy produces electricity, followed by useful heat application.
- (8) **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 having grid connected system that uses 100% Biogas fired engine, coupled with Biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and any other biowaste as may be approved by MNRE;
 - (9) **Municipal Solid Waste (MSW) based Power Projects** – The project shall qualify to be termed as a Municipal Solid Waste (MSW) based power project if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Municipal Solid Waste (MSW) as fuel sources;
 - (10) **Refuse Derived Fuel (RDF) based Municipal Waste Power Projects** – The project shall qualify to be termed as a Refuse derived fuel (RDF) based power project, if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Refuse derived fuel (RDF) as fuel sources;
 - (11) **Renewable energy with storage project** – The renewable energy project including a renewable hybrid energy project that uses, partly or fully, renewable energy generated from such project to store energy in a storage facility, which is connected at the same point of interconnection as the renewable energy project.

- (12) **Plasma Gasification based Power Projects-** The project shall qualify to be termed as “Plasma Gasification-based power project” if it is using new plant and machinery based on the plasma gasification technology and it is used commercially as a form of waste treatment and has been tested for the gasification of municipal solid waste, biomass, industrial waste, hazardous waste and solid hydrocarbons, such as coal, oil sands, pet coke and oil shale.
- (13) **Tidal Wave Power Projects –** The project shall qualify to be termed as Tidal wave power projects, which uses the energy obtained from tidal waves to generate electricity.

Chapter -1: General Principles

6 Control Period

- 6.1 The Control Period under these Regulations shall be of three (3) years starting from the date of the notification of these Regulations. The first year of the control period shall be the financial year 2024-25.

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;

Provided further that the tariff norms specified in these regulations shall continue to remain applicable until notification of the revised norms through subsequent re-enactment of these regulations.

7 Tariff Period

- 7.1 The Tariff Period for Renewable Energy power projects will be as per their Useful Life as defined in Regulation 2.4 (47).
- 7.2 Tariff Period under these Regulations shall be considered from the date of commercial operation of the respective Renewable Energy generating plants.
- 7.3 Tariff determined as per these Regulations shall be applicable for Renewable Energy power projects for the entire duration of the Tariff Period as stipulated under Regulation (7.1) and (7.2).

8 Generic Tariff

8.1 The Generic Tariff shall be determined by the Commission in accordance with these Regulations for the following types of projects:

- Rooftop mounted installed by prosumers (for Gross-Metering/Net-Billing) or ground mounted solar PV installed by farmers under part A of the PM-KUSUM scheme;
- Small hydro-based projects;
- Biomass power project with Rankine cycle technology;
- Non-fossil fuel-based co-generation project;
- Biomass gasifier-based power project; and
- Biogas-based power project
- Refuse Derived Fuel based Municipal Solid Waste power projects;

Provided that the generic tariff determined for the year in which an RE project is commissioned shall be applicable for such RE Project of the same type and shall remain valid for the tariff period.

Provided further that, in case of special circumstances, the Project Developer may approach the Commission for determination of Project Specific Tariff for types of projects mentioned above:

Provided also that the Generic Tariff determined by the Commission through a Generic Tariff Order shall be excluding the impact of Capital Subsidy:

Provided also that in case any Project under the above types of Projects avails Government Subsidy, the Project Developer shall approach the Commission for determination of Project Specific Tariff:

Provided also that Financial and Operational norms except Capital Cost, O&M Expenses and Capacity Utilisation Factor or Plant Load Factor (as applicable) as specified in these Regulations would be the ceiling norms while determining the Project Specific Tariff:

- 8.2 Notwithstanding anything contained in regulation 8.1 above, the generic tariff for Rooftop mounted solar PV installed by prosumers for the purpose of gross-metering/net-billing and/or ground mounted solar PV installed by farmers under component A of PM-KUSUM scheme, shall be Average Power Purchase Cost (APPC) of solar power of the concerned discom for the relevant year of the tariff order in which such solar plant has been commissioned and such tariff shall be applicable for the tariff period.

9 Project-Specific Tariff**9.1 Project Specific Tariff, on case-to-case basis, shall be determined by the Commission for the following types of projects:**

- a. Ground Mounted Solar PV power projects, floating solar projects and solar thermal power projects installed by developers for sale of power;
- b. Wind power projects (on-shore & off-shore);
- c. Biomass Projects, Biomass Gasifier-based projects & Biogas-based projects – if a project developer opts for project-specific tariff;
- d. Municipal Solid Waste power projects except RDF based MSW,
- e. Plasma gasification as approved by MNRE;
- f. Tidal power projects;
- g. Renewable hybrid energy projects;
- h. Renewable energy with storage projects;
- i. Any other project based on new renewable energy sources or technologies approved by the Central Government;
- j. As per the fourth proviso of Regulation 8.1, Project seeking Government subsidy.

9.2 Determination of Project specific tariff for generation of electricity from such Renewable Energy sources shall be in accordance with such terms and conditions as stipulated under relevant Orders of the Commission:

9.3 No annual generic tariff shall be determined for the technologies mentioned in Regulation 9.1 of these Regulations:

Provided that the Financial and Operational (except for capital cost) norms as may be specified in these Regulations would be the ceiling norms suitably adjusted for subsidy amount (if any), while determining the Project Specific Tariff.

10 Petition and Proceedings for Determination of Tariff

10.1 In case of renewable energy projects for which a generic tariff has to be determined as per these regulations, the Commission shall determine such generic tariff prior to the commencement of the year for each year of the Control Period:

Provided that for the first year of the Control Period, i.e., from 01.04.2024 to 31.03.2025, the generic tariff shall be determined upon issuance of these regulations.

10.2 A Petition for determination of Project Specific Tariff shall be filed by the Project developer and shall be accompanied by:

- a. Information in forms 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 and 2.3, as the case may be, as appended to these regulations;
- b. Fees for filing the Petition, as applicable;
- c. Detailed project report outlining the following:
 - A. technical and operational details;
 - B. site-specific aspects;
 - C. basis for capital cost, detailed break-up of capital cost and financing plan, etc.;
 - D. A statement of all applicable terms and conditions;
 - E. expected expenditure for the period for which tariff is to be determined;
 - F. A statement containing full details of calculation of any grant, subsidy and/or incentive received, due or assumed to be due from the Central Government and/or State Government / Administration;
 - G. the proposed tariff calculated without consideration of the subsidy and incentive (with working in iterative excel format).
- d. Consent from the beneficiary for procurement of power from renewable energy project at a tariff approved by the Commission, in the form of an initialled Power Purchase Agreement or Memorandum of Understanding; and

- e. 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 the provisions of Section 63 of the Act:
 - I. Rationale for opting 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.
- f. Any other information that the Commission requires from the Petitioner to submit.
- g. The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the JERC (Conduct of Business) Regulations, 2009 as amended from time to time.

11 Procurement of Power from Renewable Energy Projects

- 11.1 For Renewable Energy Technologies, for which Generic Tariff is determined by the Commission, the Distribution Licensee may procure power from such projects either at the Generic Tariff approved by the Commission or through the competitive bidding process:

Provided that in case the Distribution Licensee opts to procure power from any Renewable Energy Project(s) set up within their licensed area at the Generic Tariff for 1 MW and above approved by the Commission, the Distribution Licensee shall file the Petition for prior approval of Energy Purchase Agreement for procurement of power from such Renewable Energy Project(s);

Provided further that in case the Distribution Licensee opts to procure power from Renewable Energy Projects through competitive bidding process in accordance with the guidelines issued by the central government, the Generic Tariff determined by the Commission shall act as a ceiling tariff and for such procurement of power, the Distribution Licensee shall file the Petition for adoption of tariff under Section 63 of the Act;

Provided also that the Distribution Licensee can procure power from Grid Connected Rooftop mounted, ground mounted, solar PV installed by farmers under component A of PM-KUSUM scheme and floating Solar Power Project of any capacity less than 1 MW and above 1 kW at the Generic Tariff approved by the Commission for Solar PV without specific approval of Energy Purchase Agreement:

Provided also that in case the Project Developer intends to set up two Grid Connected Rooftop mounted projects at single Rooftop, one for Net Metering and other for supply of power to Distribution Licensee under Gross Metering, the rooftop area for these two projects shall be separately earmarked and the two projects shall be installed separately without any interface between the two Projects.

For Renewable Energy Projects, for which the Project Specific Tariff is determined by the Commission, the Distribution Licensee shall file the Petition for prior approval of Energy Purchase Agreement for procurement of power from such Renewable Energy Project(s):

Provided that in case the Project Developer and Distribution Licensee opt to file the Petition for approval of EPA and determination of tariff, the Project Developer and Distribution Licensee shall file Joint Petition in this regard.

- 11.2 The Distribution Licensee shall comply with all the statutory and regulatory provisions for procurement of power from Renewable Energy Projects, as applicable from time to time.

All Renewable Energy power plants shall be treated as 'Must Run' power plants and procurement of power by Distribution Licensee from such power plants shall not be subjected to 'Merit Order Despatch' principles. Provided that the Renewable Energy Power Plant with installed capacity of 5 MW and above shall be required to furnish to Distribution Licensee a month-wise schedule. The Renewable Energy Power Plant shall also co-ordinate with State Load Dispatch Centre in respect to Optimum scheduling and dispatch of electricity as per provisions of the State Grid Code.

12 Tariff Structure

- 12.1 The tariff for Renewable Energy technologies shall be single-part tariff consisting of the following fixed cost components:

- a) Operation and maintenance expenses;
- b) Interest on loan capital;
- c) Depreciation;
- d) Interest on working capital;
- e) Return on equity:

Provided that for Renewable Energy technologies like biomass power projects with rankine cycle technology, biomass gasifier-based power projects, biogas-based power projects and non-fossil fuel-based cogeneration projects, single-part tariff with two components, fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.

13 Tariff Design

- 13.1 The generic tariff shall be determined considering the year of commissioning of the project, on levelized basis for the Tariff Period of the project:

Provided that for Renewable Energy technologies having single-part tariff with two components, tariff shall be determined on levelized basis considering the year of commissioning of the project for fixed cost component while the fuel cost component shall be determined on the basis of year of operation in the Tariff Order to be issued by the Commission.

- 13.2 For the purpose of levelized tariff computation, the discount factor equivalent to Post Tax weighted average cost of capital shall be considered.
- 13.3 Levelization shall be carried out for the 'useful life' of the Renewable Energy project.
- 13.4 The above principles shall also apply for project specific tariff.

Chapter-2: Financial Principles

14 Capital Cost

- 14.1 The norms for Capital Cost as specified in the subsequent technology specific Chapters shall be inclusive of land cost, pre-developmental expenses, all capital works including plant and machinery, transportation cost, civil work, erection and commissioning, financing and 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 10.

15 Debt Equity Ratio

- 15.1 For the purpose of determination of tariff, the following provisions shall apply:

- a) Debt Equity ratio of 70:30 shall be considered:

Provided that if the equity actually deployed is less than 30% (thirty percent), the actual equity shall be considered, and if the equity actually deployed is more than 30 % (thirty percent) of the capital cost, equity in excess of 30 % (thirty percent) shall be treated as normative loan:

- b) 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.

- 15.2 The project developer shall submit the resolution of the Board of the company or approval of the competent authority in other cases regarding the 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.

16 Loan and Finance Charges

- 16.1 Loan Tenure

For the purpose of determination of tariff, a loan tenure of 15 years shall be considered.

- 16.2 Interest Rate

- a) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 15 shall be considered as gross normative loan for calculation for interest on loan.
- b) 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.
- c) For the purpose of computation of tariff for Renewable Energy Projects in Mainland and Island Areas, normative interest rate as mentioned in the Table below shall be considered.

Table: Normative Interest Rate

Particulars	Interest Rates
Mainland	SBI MCLR (One-year tenor) prevalent during the last available six months + 200 basis points
Island	SBI MCLR (One-year tenor) prevalent during the last available six months + 300 basis points

- d) 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.

17 Depreciation

- 17.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the Capital Cost of the asset admitted by the Commission.
- 17.2 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.
Provided that no depreciation shall be allowed to the extent of grant or capital subsidy received for the project.
- 17.3 Depreciation rate of 4.67% per annum shall be considered for first 15 years and remaining depreciation shall be spread during remaining useful life of the RE projects considering the salvage value of the project as 10% of project cost.
- 17.4 Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation:
Provided that in case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.

18 Return on Equity

- 18.1 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 15.
- 18.2 The normative Return on Equity shall be:
- 14% for Renewable Energy Projects in Mainland areas (except small hydro projects);
 - 15% for small hydro projects in Mainland area;
 - 16% for Renewable Energy Projects in Island areas (except small hydro projects);
 - 17% for small hydro projects in Island area;
- 18.3 The normative Return on Equity shall be grossed up by latest 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.

19 Interest on Working Capital

- 19.1 The Working Capital requirement in respect of wind power projects, small hydro projects, solar PV power projects, floating solar projects, solar thermal power projects, and renewable energy with storage projects shall be computed in accordance with the following:
- Operation & Maintenance expenses for one month;
 - Receivables equivalent to 2 months of energy charges for sale of electricity calculated on the normative Capacity Utilisation Factor (CUF / PLF) as applicable;
 - Maintenance spares @ 15% of Operation and Maintenance expenses.
- 19.2 The Working Capital requirement in respect of biomass power projects with Rankine cycle technology, biogas power projects, biomass gasifier based power projects, municipal solid waste based power projects, refuse derived fuel based power projects and non-fossil fuel based co-generation projects shall be computed in accordance with the following:
- Fuel costs of four months for normative Plant Load Factor (PLF);
 - Operation & Maintenance expense for one month;
 - Receivables equivalent to 2 months of tariff for sale of electricity calculated on the target PLF;
 - Maintenance spares @ 15% of annual Operation and Maintenance expenses.

- 19.3 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.
- 19.4 Normative Rate of Interest on Working Capital shall be considered as follows:

Table: Normative Working Capital Interest Rate

Particulars	Interest Rates
Mainland	State Bank of India MCLR (One-Year Tenor) prevalent during the last available six months + 325 basis points
Island	State Bank of India MCLR (One-Year Tenor) prevalent during the last available six months + 425 basis points

20 Calculation of CUF/PLF:

- 20.1 The number of hours for calculation of CUF/PLF (wherever applicable) for various RE technologies shall be 8766.

21 Operation and Maintenance Expenses

- 21.1 'Operation and Maintenance' or O&M expenses shall comprise of repair and maintenance (R&M), establishment including employee expenses, and administrative and general (A&G) expenses.
- 21.2 O&M expenses shall be determined for the Tariff Period based on normative O&M expenses as specified by the Commission subsequently in these Regulations for the first Year of Control Period.
- 21.3 Normative O&M expenses allowed during first year of the Control Period (i.e. FY 2024-25) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.25% per annum for the tariff period.

22 Rebate

- 22.1 For payment of bills to the generating company through revolving and valid letter of credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT) or Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 5 days of presentation of bills, a rebate of 1.5% on bill amount shall be allowed.
- 22.2 Explanation: In case of computation of '5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is an official holiday, the 5th day for the purpose of rebate shall be construed as the immediate succeeding working day.
- 22.3 Where payments are made on any day after 5 days within a period of one month from the date of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

23 Late payment surcharge

- 23.1 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 Ministry of Power - Electricity (Late Payment Surcharge and Related Matters) Rules, 2022 as amended from time to time shall be levied by the generating company.

24 Sharing of CDM Benefits

- 24.1 The proceeds of the carbon credit (if any) from approved CDM project shall be shared between generating company and concerned distribution company buying renewable power in the following manner, namely, 100% of the gross proceeds on account of CDM benefit to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station;
- 24.2 In the second year, the share of the distribution company shall be 10%, which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion by the generating company and the distribution company.

25 Subsidy or incentive by the Central / State Government

- 25.1 The Commission shall take into consideration any incentive or subsidy 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 tariff under these Regulations:

Provided that the following principles shall be considered for ascertaining Income Tax benefit on account of accelerated depreciation, if availed, for the purpose of tariff determination:

- a. Assessment of benefit shall be based on normative Capital Cost, accelerated depreciation rate and corporate income tax rate as per relevant provisions of the Income Tax Act, 1961, as amended from time to time; and
- b. Capitalization of RE project during second half of the fiscal year;
- c. Per unit benefit shall be derived on levelized basis at discount factor equivalent to weighted average cost of capital.

25.2 Any grant, subsidy or incentive availed by 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 installments or within such period as may be stipulated by the Commission.

25.3 In case the Central or State Government or their agencies provide any generation- based incentive, which is specifically over and above the tariff, such incentive shall neither be taken into account while determining the tariff nor be deducted by the beneficiary in subsequent bills raised by the particular Renewable energy project.

26 Taxes and Duties

26.1 Tariff determined under these Regulations shall be exclusive of taxes and duties as may be levied by the appropriate Government / Administration:

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

27 Statutory Charges

27.1 The renewable energy project developer shall recover from the beneficiaries the statutory charges imposed by the State and Central Government, such as water cess, and electricity duty on auxiliary consumption, subject to the maximum of normative auxiliary consumption.

Chapter-3: Technology Specific Parameters for Wind Energy

28 Capital Cost

28.1 The Commission shall determine only project specific capital costs considering the prevailing market trends.

29 Capacity Utilisation Factor (CUF)

29.1 The Capacity Utilisation Factor (CUF) norm for Wind Energy Projects for this Control Period shall be 22%.

30 Operation and Maintenance (O & M) Expenses

30.1 The Commission shall determine only project-specific O&M expenses, case to case basis, considering the prevailing market trends.

31 Auxiliary Consumption

31.1 Normative Auxiliary Consumption for the Wind Energy Projects shall be 0.25%.

Chapter 4: Technology Specific Parameters for Small Hydro Project

32 Capital Cost

32.1 The normative Capital Cost for small hydro projects shall be as follows:

Projects in Mainland Areas:

- a. Below 5 MW: Rs. 8.90 Cr/MW,
- b. 5 MW to 25 MW: Rs. 10.27 Cr/MW

Projects in Island Areas:

- a. Below 5 MW: Rs. 12 Cr/MW,
- b. 5 MW to 25 MW: Rs. 12 Cr/MW

32.2 The Capital Cost specified above will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

33 Capacity Utilisation Factor

- 33.1 CUF for Small Hydel Projects shall be 30%.

34 Auxiliary Consumption

- 34.1 Normative Auxiliary Consumption for small hydro projects shall be 1.0%.

35 Operation and Maintenance Expenses

- 35.1 The normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2024-25 shall be:

Projects in Mainland Areas:

- | | |
|-------------------|--------------------|
| a. Below 5 MW: | Rs. 39.66 lakh/MW, |
| b. 5 MW to 25 MW: | Rs. 28.72 lakh/MW |

Projects in Island Areas:

- | | |
|-------------------|-------------------|
| a. Below 5 MW: | Rs. 49.24 lakh/MW |
| b. 5 MW to 25 MW: | Rs. 36.93 lakh/MW |

- 35.2 The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived in accordance with the escalation mechanism specified at Regulation 21.3.

Chapter 5: Technology Specific Parameters for Solar PV Power Projects, Solar Thermal Power Projects, Floating Solar Projects, Solar Rooftop Systems and Solar PV System under PM KUSUM scheme**36 Tariff**

- 36.1 The tariff for Rooftop mounted installed by prosumers (for Gross-Metering/ Net-Billing) or ground mounted solar PV installed by farmers under part A of the PM-KUSUM scheme shall be determined on generic basis in accordance with sub-regulation 8.2 of these Regulations.
- 36.2 The tariff for Ground Mounted Solar PV power projects, floating solar projects and solar thermal power projects installed by developers for sale of power shall be determined on project specific basis.

37 Capital Cost

- 37.1 The Commission shall determine only project specific capital costs considering the prevailing market trends.

38 Capacity Utilization Factor

- 38.1 The Commission shall only approve capacity utilisation factors for project specific tariffs: Provided that the minimum capacity utilization factor for solar PV power projects shall be 21%: Provided further that the minimum capacity utilization factor for solar thermal power projects shall be 23%: Provided also that the minimum capacity utilisation factor for floating solar projects shall be 19%.

39 Operation and Maintenance Expenses

- 39.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses, case to case basis, considering the prevailing market trends.

40 Auxiliary Consumption

- 40.1 The Commission shall only approve auxiliary consumption for project specific tariffs:
Provided that the maximum auxiliary consumption for solar PV power projects shall be 0.75%;
Provided further that the maximum auxiliary consumption for solar thermal power projects shall be 10%;
Provided also that the maximum auxiliary consumption for floating solar projects shall be 0.75%.

Chapter 6: Technology Specific Parameters for Biomass Power Projects based on Rankine Cycle Technology

41 Technology Aspect

- 41.1 The norms for tariff determination specified hereunder are for Biomass Power projects based on Rankine cycle technology application using air-cooled or water-cooled condenser.

42 Capital Cost

- 42.1 The normative capital cost for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 shall be as under:

Biomass power projects based on Rankine cycle technology	Capital Cost (Rs. lakhs/MW)
Project [other than rice straw and juliflora (plantation) based project] with water-cooled condenser	638
Project [other than rice straw and Juliflora (plantation) based project] with air-cooled condenser	685
For rice straw and juliflora (plantation) based project with water-cooled condenser	697
For rice straw and juliflora (plantation) based project with air-cooled condenser	744

- 42.2 The capital cost for biomass power projects based on Rankine cycle technology as specified for the first year of the Control Period shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

43 Plant Load Factor

- 43.1 For the purpose of determination of tariff, the Plant Load Factor shall be considered as 80%.

44 Auxiliary Consumption

- 44.1 The auxiliary power consumption factor shall be as follows:-

- For the project using water cooled condenser: 10%
- For the project using air cooled condenser: 12%

45 Station Heat Rate

- 45.1 The Station Heat Rate for Biomass Power projects shall be:

- For projects using travelling grate boilers: 4200 kcal/kWh;
- For projects using Atmospheric Fluidised Bed Combustion (AFBC) boilers: 4125 kcal/ kWh.

46 Operation and Maintenance Expenses

- 46.1 Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs.54.70 lakhs per MW.

- 46.2 The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived in accordance with the escalation mechanism specified at Regulation 21.3.

47 Use of Fossil Fuel

- 47.1 The use of fossil fuels shall not be considered.

- 47.2 Provided that for biomass power projects based on Rankine cycle technology commissioned on or before 31.03.2017, the use of fossil fuels to the extent of 15% in terms of gross calorific value on an annual basis shall be allowed for the Useful Life of the project from the date of commercial operation.

48 Monitoring Mechanism for the use of fossil fuel

- 48.1 The Project Developer shall furnish a monthly fuel usage statement and monthly fuel procurement statement

duly certified by Chartered Accountant/Cost Accountant to the beneficiary (with a copy to appropriate agency appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non- fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill.

- 48.2 Non-compliance with the condition of fossil fuel usage by the Project Developer during any financial year, shall result in withdrawal of applicability of tariff as per these Regulations for such Biomass Power project.

49 Gross Calorific Value

- 49.1 The gross calorific value of biomass fuel, for the purpose of determination of tariff, shall be at 3100 kCal/kg.

50 Fuel Cost

- 50.1 Biomass fuel price during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 shall be Rs. 4260/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 reviewed earlier by Commission. For the purpose of determining levelized tariff, a normative escalation factor of 3.45% per annum shall be applicable on biomass fuel price.

51 Revenue Generation from the By-product:

Any revenue that is generated from the by products like fertilizers or charcoal shall also be considered while determining the Tariff.

Chapter 7: Technology Specific Parameters for non-fossil based co-generation projects

52 Capital Cost

- 52.1 Normative capital cost for the non-fossil fuel-based co-generation projects shall be Rs. 562 lakhs/MW for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 and will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

53 Plant Load Factor

- 53.1 The plant load factor shall be equal to 53%.

54 Auxiliary Consumption

- 54.1 The auxiliary consumption shall be considered as 8.5% for the computation of the tariff.

55 Station Heat Rate

- 55.1 The Station Heat Rate of 3600 kCal/ kWh for the power generation component alone shall be considered for the computation of tariff for non-fossil fuel based co-generation projects.

56 Gross Calorific Value

- 56.1 The gross calorific value for bagasse shall be considered as 2250 kCal/kg. For the use of biomass fuels other than bagasse, gross calorific value as specified under Regulation 49.1 shall be applicable.

57 Fuel Cost

- 57.1 The price of bagasse for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs. 2723/ 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. For the purpose of determining levelized tariff, a normative escalation factor of 3.45% per annum shall be applicable on bagasse prices.

- 57.2 For use of biomass other than bagasse in non-fossil fuel based co-generation projects, the biomass prices as specified under Regulation 42.1 shall be applicable.

58 Operation and Maintenance Expenses

- 58.1 Normative O&M expenses during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs. 28.90 lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 21.3 of these Regulations for the Tariff Period.

Chapter 8: Technology Specific Parameters for Biomass Gasifier Power Projects

59 Capital Cost

- 59.1 Normative capital cost for biomass gasifier based power projects shall be Rs.677 lakhs/MW during the first year of the Control Period, i.e. the financial year 2024- 25, and will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

60 Plant Load Factor

- 60.1 The plant load factor for determination of tariff shall be considered as 85%

61 Auxiliary Consumption

- 61.1 The auxiliary power consumption factor shall be 10% for the determination of tariff.

62 Specific fuel consumption

- 62.1 Normative specific fuel consumption shall be 1.25 kg per kWh.

63 Operation and Maintenance expenses

- 63.1 Normative O&M expenses for the first year of the Control period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs. 72.69 lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 21.3 of these Regulations for the Tariff Period.

64 Fuel Cost

- 64.1 Biomass fuel price for biomass gasifier-based power projects shall be the same as for biomass power projects based on Rankine cycle technology as mentioned in Regulation 50.1.

65 Use of Fossil Fuel

- 65.1 The use of fossil fuels shall not be considered.

66 Monitoring Mechanism for the use of fossil fuel

- 66.1 The Project Developer shall furnish a monthly fuel usage statement and monthly fuel procurement statement duly certified by Chartered Accountant/Cost Accountant the beneficiary (with a copy to appropriate agency appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non- fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill.
- 66.2 Non-compliance with the condition of fossil fuel usage by the Project Developer during any financial year, shall result in withdrawal of applicability of tariff as per these Regulations for such Biomass Power project.

67 Revenue Generation from the By-product:

- 67.1 Any revenue that is generated from the by-products like fertilizers or charcoal shall also be considered while determining the Tariff.

Chapter 9: Technology specific parameters for Biogas based Power Projects**68 Technology Aspect**

- 68.1 The norms for tariff determination specified hereunder are for grid connected biogas-based power projects that use 100% Biogas fired engine, coupled with Biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and other bio- waste as may be approved by MNRE.

69 Capital Cost

- 69.1 Normative capital cost for biogas based power projects shall be Rs.1354 lakhs/MW for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 and shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

70 Plant Load Factor

- 70.1 Threshold PLF for determining fixed charge component of Tariff shall be 90%.

71 Auxiliary Consumption

- 71.1 The auxiliary power consumption factor shall be 12% for the determination of tariff.

72 Operation and Maintenance Expenses

- 72.1 Normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 shall be Rs. 72.25 lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 21.3 of these Regulations for the Tariff Period.

73 Specific Fuel Consumption

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

74 Fuel Cost (Feed stock Price)

- 74.1 Feedstock price during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs. 1702/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 the Commission. 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 Refused Derived Fuel based Municipal Solid Waste Power Projects**75 Capital Cost**

- 75.1 Normative Capital Costs for RDF based MSW power projects shall be Rs. 2200 Lakh/MW.

76 Plant Load Factor

- 76.1 RDF based MSW power projects shall be:

Sl. No.	Time Period	PLF
a	During stabilisation period	65%
b	During the remaining period of the first year (after the stabilization period)	65%
c	From 2 nd year onwards	80%

- 76.2 The stabilisation period shall not be more than 6 months from the date of commercial operation of the project.

77 Auxiliary Consumption

- 77.1 The auxiliary power consumption RDF based MSW projects shall be 15%.

78 Operation and Maintenance Expenses

- 78.1 Normative O&M expenses for the first year of the Control Period shall be 8.5% of the capital cost of RDF based MSW power project.
- 78.2 The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived in accordance with the escalation mechanism specified at Regulation 21.3.

79 Fuel Cost

- 79.1 No Fuel Cost shall be considered for the determination of tariffs for MSW and RDF power projects.

Provided that the purpose of start-up and shut down activity and temperature stabilisation during monsoon, alternate fuel from any other renewable energy source up to a ceiling of 5% of RDF consumed annually, shall be allowed without any additional impact on tariff.

Chapter 11: Technology specific parameters for Renewable Hybrid Energy Projects**80 Capital Cost**

- 80.1 The capital cost shall be determined on a project specific basis considering the prevailing market trends.

81 Capacity Utilisation Factor

- 81.1 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, as the case may be, and applicable capacity utilisation factor for such renewable energy sources, as the case may be:

Provided that the minimum capacity utilization factor for renewable hybrid energy projects shall be 30% when measured at the inter-connection point, where the energy is injected into the grid.

82 Operation and Maintenance expenses

- 82.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses, case to case basis, considering the prevailing market trends.

83 Tariff

- 83.1 The tariff for a renewable hybrid energy project shall be a composite levelized tariff for the project as a whole by factoring in the tariff components up to the minimum of the useful life of the RE technologies combined for such RE hybrid Project:

Provided that, in case any of the RE technologies combined for the RE hybrid project is left with a further useful life, the levelised tariff for the remaining useful life of such RE technology shall be determined separately by factoring in the tariff components for the remaining useful life.

Chapter 12: Parameters for renewable energy with storage project

84 Capital Cost

- 84.1 The Commission shall determine only project specific capital costs for renewable energy with storage projects considering the prevailing market trends.

85 Storage Efficiency

- 85.1 The Commission shall approve the storage efficiency only for project specific tariffs: Provided that the minimum efficiency for storage based on the technology of solid state batteries shall be 80%: Provided further that the minimum efficiency for storage based on the technology of pumped storage shall be 85%:
- 85.2 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.

86 Operation and Maintenance expenses

- 86.1 The Commission shall determine only project specific O&M expenses, case to case basis, considering the prevailing market trends.

87 Tariff determination for Energy Storage

- 87.1 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

88 Deviation from norms

- 88.1 Tariff for sale of electricity generated from a generating plant based on Renewable Energy sources, may also be agreed between a generating company and a licensee, in deviation from the norms specified in these Regulations subject to the conditions that the levelized tariff over the useful life of the project on the basis of the norms in deviation does not exceed the levelized tariff calculated on the basis of the norms specified in these Regulations.

89 Power to Relax

- 89.1 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.

90 Power to Remove Difficulties

- 90.1 In case of any difficulty arising while giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may either Suo-moto or on a Petition, by an order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act as may appear to be necessary for removing the difficulty.

S. D. SHARMA, Secy. (I/c) D

[ADVT.-III/4/Exty./697/2024-25]

Annexures

Form-1.1: Template for (Wind/ Small hydro projects/ Solar PV power projects/ Solar Thermal power projects/ Floating Solar Projects/ Renewable energy hybrid power projects/ Renewable energy with storage projects)

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head(2)	Unit	Parameter
			Installed Power Generation	MW	

1	Power Generation	Capacity	Capacity	%	
			Capacity Utilization Factor(CUF)	%	
			Auxiliary Consumption	%	
			Commercial Operation Date (COD)	dd/mm/yyyy	
2	Project Cost	Capital Cost/MW	Normative Capital Cost	Rs. Crore	
			Capital Cost	Rs. Crore /MW	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Crore	
			Net Capital Cost	Rs. Crore	
3	Financial Assumption	Debt Equity	Tariff Period	years	
			Debt	%	
			Equity	%	
		Debt Component	Total debt amount	Rs. Crore	
			Total equity amount	Rs. Crore	
			Loan Amount	Rs. Crore	
			Moratorium Period	Years	
			Repayment Period (incl moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component	Equity Amount	Rs. Crore	
			RoE for 1 st 20 years	%p.a.	
			RoE after 20 years	%p.a.	
			Discount Rate	%	
		Depreciation	Dep Rate for 1 st 15 years	%	
Dep Rate 16 th year onwards	%				
Incentives	GBI, if any	Rs. Crore			
	Period for GBI	Years			
4	O&M Expenses	Normative O&M Expenses p.a.	Rs. Lakh/MW		
		O&M Expenses p.a.	Rs. Crore		
		Escalation Factor	%		
5	Working Capital	O&M Expenses	Month		
		Maintenance Spares	% of O&M Expenses		
		Receivables	Month		
		Interest on WC	%		

Form-1.2: Template for (Biomass/ MSW/ RDF/)

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head(2)	Unit	Parameter
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	MW	
			Aux Consumption	%	
			PLF(1 st year)	%	
			PLF(2 nd year onwards)	%	
			COD	dd/mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost/MW	Normative Capital Cost	Rs. Crore/ MW	
			Capital Cost	Rs. Crore	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Crore	
			Net Capital Cost	Rs.Crore	
3	Financial Assumption	Debt Equity	Tariff Period	years	
			Debt	%	
			Equity	%	
		Debt Component	Total debt amount	Rs. Crore	
			Total equity amount	Rs. Crore	
			Loan Amount	Rs.Crore	
			Moratorium Period	Years	
			Repayment Period (including moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component	Equity Amount	Rs. Crore	
			RoE for 1 st 20 years	%p.a.	
			RoE after 20 year	%p.a.	
			Discount Rate	%	
		Depreciation	Dep Rate for 1 st 15 years	%	
Dep rate 16 th year onwards	%				
Incentives	GBI ,if any	Rs. Crore			
	Period for GBI	Years			
4	O&M Expenses	Normative O&M Expenses	Rs. Lakh/ MW		
		O&M Expenses p.a.	Rs. Crore		
		Escalation Factor	%		
		O&M Expenses	% of O&M Expenses	Month	

Levelised Tariff										
Discount Factors										
Discount Tariff Components	Rs./kWh									
Levelized Tariff	Rs./kWh									