



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-20082020-221245
CG-DL-E-20082020-221245

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 324]
No. 324]

नई दिल्ली, बुधवार, अगस्त 19, 2020/श्रावण 28, 1942
NEW DELHI, WEDNESDAY, AUGUST 19 2020/SRAVANA 28, 1942

दृष्टः; fo | r fofu; ked vk; kx

अधिसूचना

नई दिल्ली, 23 जून, 2020

1. vkj, &14026*11%4@2020&dfofovk.—केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 178 के खंड (2) के उप-खंड (घ) के साथ पठित धारा 61 के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, तथा पूर्व प्रकाशन के पश्चात् निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :-

1- l f{klr uke rFkk i kj tk

(1) इन विनियमों का सक्षिप्त नाम केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से टैरिफ के अवधारण के लिए निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2020 है।

(2) ये विनियम 1.7.2020 से प्रवृत्त होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनका पूर्व पुनर्विलोकन या इन्हें विस्तारित न किए जाएं, 31.3.2023 तक प्रवृत्त होंगे।

2- i fj Hkk"kk, a rFkk fuo\pu

1) इन विनियमों में जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो -

द्वि. वि. अधिनियम, 2003 (2003 का 36) अभिप्रेत है;

[उत्पादन केन्द्र के मामले में अवधि के संबंध में, 'गैस' या 'डी' से उत्पादन केन्द्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मानकीय मात्रा, जिसमें उत्पादन केन्द्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियां भी सम्मिलित है, अभिप्रेत है और इसे उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा;

कृषि तथा वन संबंधी क्रियाओं के दौरान उत्पादित अपशिष्ट (उदाहरणार्थ स्ट्रॉ तथा डंठल) या कृषि उत्पादों (हस्क, कोशिका, गैर तैलीय केक; आदि) की प्रसंस्करण क्रियाओं के उपोत्पाद के रूप में उत्पाद, समप्रित ऊर्जा बागान में उत्पादित काष्ठ या वन्य बुरसे/बीड से प्राप्त उत्पादन; और कुछ औद्योगिक प्रचालनों में उत्पादित काष्ठ अपशिष्ट अभिप्रेत है;

कार्बन मोनोक्साइड (सीओ), हाइड्रोजन (एच₂) तथा मीथेन, जिसे उत्पादक गैस कहा जाता है, के तत्वों (सीएच₄) जिसे गैस उत्पादक भी कहा जाता है के मिश्रण से बने दहनशील गैसों के उत्पादन के परिणामस्वरूप बायोमास की अधूरी दहन प्रक्रिया अभिप्रेत है;

उस समय उत्पादित गैस अभिप्रेत है जब फसल के अवशेष, मल और खाद जैसे जैव पदार्थ आक्सीजन-मुक्त परिवेश में विघटित (फर्मेंट्स) हो जाते हैं।

'विनियमों 12, 24, 27, 31, 39, 46, 50, 56, 62, 70 और 73 में यथा संदर्भित परियोजना की पूंजी लागत अभिप्रेत है;

'अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है;

'केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (कारबार का संचालन) विनियम, 1999 या उसका कोई उत्तरवर्ती पुनःअधिनियमन अभिप्रेत है;

'वह अवधि अभिप्रेत है जिसमें इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने वाले संनियम पुनः वैध रहेंगे;

'एसी सोलर पीवी पावर परियोजना अभिप्रेत है जहां प्लोटर, एंकरिंग और मूरिंग प्रणाली की मदद से कृत्रिम बेसिन या झील जैसे जलाशय के ऊपर परियोजना की संरचना पर फोटोवोल्टिक पैनलों की सरणियाँ तैरती हैं;

'समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2010 या उसका कोई उत्तरवर्ती पुनःअधिनियमन अभिप्रेत है;

उत्पादनकारी स्टेशन में प्रयुक्त ईंधन के संबंध में, 'लिट्र' या 'थल' से, यथास्थिति, एक किलो ठोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी (kCal) में उत्पादित ऊर्जा अभिप्रेत है;

'थर्मल उत्पादन केन्द्र के उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पादन करने के लिए अपेक्षित किलो कैलोरी (kCal) में ताप ऊर्जा अभिप्रेत है;

<½ 'l 1Fkkfir {kerk' या 'vkbll h' से उत्पादन केंद्र के सभी यूनिटों के नेम प्लेट क्षमताओं का संकलन या उत्पादन केंद्र की क्षमता (जनरेटर टर्मिनलों पर संगणित) अभिप्रेत है। सौर पीवी परियोजनाओं और फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के मामले में, संस्थापित क्षमता परियोजनाओं के इवर्टरों के (नॉमिनल एसी पावर) नेम प्लेट क्षमताओं का योग होगी।

.kk½ ^vrj l a kstu {cnq से, यथास्थिति, पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के साथ नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन प्रसुविधा के इंटरफेस बिंदु अभिप्रेत है, और इसमें निम्नलिखित सम्मिलित होंगे;

- i- पवन पावर परियोजनाओं, सौर पीवी पावर परियोजनाओं, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं और भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में, पूलिंग सब-स्टेशन के एचवी साइड पर बाहरी फीडर पर लाइन आइसोलेटर; और
- ii. लघु हाइड्रो परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित पावर परियोजनाओं, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं तथा सौर थर्मल पावर परियोजनाओं के संबंध में, जनरेटर ट्रांसफार्मर के एचवी साइड के बाहरी फीडर पर लाइन आइसोलेटर।

r½ ^, e, uvkjbl से भारत सरकार का नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय अभिप्रेत है;

Fk½ 'E; fufli y l klyMoLV' या 'e, l MCY; # से अभिप्राय तथा इसमें औद्योगिक खतरनाक अपशिष्ट को छोड़कर लेकिन बायो मेडिकल अपशिष्ट सहित या तो ठोस या अर्धठोस रूप में म्यूनिसिपल या अधिसूचित क्षेत्रों में वाणिज्यिक तथा आवासीय उत्पादित अपशिष्ट सम्मिलित हैं;

n½ ^xj & thok'e bllku vk/kkjr l g&mRi knu ifj; kstuk* का अभिप्राय है ऐसा उत्पादन स्टेशन जो उस प्रक्रिया का उपयोग करता है जिसमें बायोमास के उपयोग से क्रमिक ढंग से एक से अधिक रूप में ऊर्जा (जैसे कि भाप और विद्युत) उत्पादित होती है;

/k½ ^i pkyu rFkk j [kj [kko [kp½ या ^vks M, e [kp½ से परियोजना या उसके भाग के प्रचालन तथा रखरखाव पर उपगत व्यय अभिप्रेत है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, फालतू पुर्जे, उपभोज्य वस्तुएं, बीमा तथा अन्य खर्च सम्मिलित हैं;

u½ ^ifj; kstuk* से, यथास्थिति, अंतर-संयोजन बिंदु तक उत्पादन केंद्र या निष्क्रमण प्रणाली अभिप्रेत है तथा लघु हाइड्रो परियोजना के मामले में, उत्पादन प्रसुविधा से सभी संघटक जैसे ऊर्जा उत्पादन के लिए यथानुपातिक डैम, इंटेक जल कंडक्टर प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केंद्र तथा स्कीम के उत्पादन यूनिट सम्मिलित हैं;

i½ ^i dM LVkjst gkbMks ifj; kstuk* से ऐसी हाइड्रो पावर परियोजना अभिप्रेत है, जो निम्नतर ऊंचाई वाले जलाशय से उच्चतर ऊंचाई वाले जलाशय में पंप किए गए संभावित ऊर्जा के रूप में संग्रहीत जल के माध्यम से विद्युत उत्पन्न करता है;

Q½ ^fj #; rt fMjkbOM #; #y* या ^vkj Mh, Q* से अभिप्राय ठोस अपशिष्ट के कॉम्पेक्टिंग कम्बस्टिबल संघटक और ड्राइंग डी स्टोनिंग, श्रेडिंग, डी-हाईड्रेटिंग द्वारा उत्पादित पेलेट्स या फलफ के रूप में क्लोरिनेटेड प्लास्टिक से भिन्न ठोस अपशिष्ट के अलग कम्बस्टिबल फ्रेक्शन से है जिसे ईंधन के रूप में प्रयुक्त किया जा सकता है;

c½ ^uohdj .kh; Åtk½ या ^vkjbl से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित विद्युत अभिप्रेत है;

Hk½ ^uohdj .kh; Åtk½ ifj; kstuk* से उत्पादनकारी स्टेशन अभिप्रेत है जो नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादित करता है;

ek ^uohdj.kh; Åtkl | ks* से जल, पवन, सूर्य का प्रकाश, बायोमास, बागास, म्यूनिसिपल ठोस अपशिष्ट जैसे ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोत तथा एमएनआरई द्वारा अनुमोदित इस प्रकार के अन्य स्रोत अभिप्रेत हैं;

; ½ 'HkMkj.k ds | kFk uohdj.kh; Åtkl ifj; kstuk* से समान अंतर-संयोजन बिंदु पर भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना का संयोजन या भंडारण के साथ नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना का संयोग अभिप्रेत है;

dd½ ^uohdj.kh; gkbfcM Åtkl ifj; kstuk* से ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना अभिप्रेत है जो समान अंतर-संयोजन बिंदु पर जुड़े अक्षय नवीकरणीय स्रोतों के संयोजन से विद्युत का उत्पादन करती है;

[k[k½ ^y?kq gkbMks ifj; kstuk* से एक ही स्थान पर 25 मेगावाट तक और सहित संस्थापित क्षमता या समय-समय पर भारत सरकार द्वारा परिभाषित हाइड्रो पावर परियोजना अभिप्रेत है;

xx½ ^l kj i hoh i koj i kstDV* से ऐसी परियोजना अभिप्रेत है, जो फोटोवोल्टिक प्रौद्योगिकी के माध्यम से विद्युत में सीधे रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग करती है और यह क्रिस्टलीन सिलिकॉन या थिन फिल्म या एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किसी भी अन्य प्रौद्योगिकियों पर आधारित है;

?k?k½ ^l kj fkeLy i koj ifj; kstuk* से ऐसी परियोजना अभिप्रेत है जो केंद्रित सौर पावर प्रौद्योगिकी के माध्यम से विद्युत में सीधे रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग करती है और यह लाइन फोकस या बिंदु फोकस सिद्धांत पर आधारित है;

MM½ ^j kT; ukMy , t½ h* से अभिप्राय राज्य में ऐसी एजेंसी से है जिसे उस राज्य में नवीकरणीय ऊर्जा के कुशल उपयोग को बढ़ावा देने के लिए नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा नामित किया जा सकता है;

pp½ pHkMkj.kb से अभिप्राय ऐसी ऊर्जा भंडारण प्रणाली से है, जो ऊर्जा के विभिन्न रूपों को संग्रहीत करने और विद्युत के रूप में संग्रहीत ऊर्जा को वितरित करने के लिए ठोस अवस्था बैटरी, फ्लो बैटरियों, पंप्ड भंडारण, संपीड़ित हवा, ईंधन सेलों, हाइड्रोजन भंडारण या किसी अन्य प्रौद्योगिकी जैसी पद्धतियों और प्रौद्योगिकियों का उपयोग करती है;

NN½ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए ^VfjQ vof/k* उनके उपयोगी जीवन के समान होगी और टैरिफ अवधि ऐसी पावर परियोजनाओं के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से मानी जाएगी;

t t½ समर्पित निकासी प्रणाली सहित परियोजना के संबंध में ^mi; kxh thou* का अभिप्राय, इस प्रकार की परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से होगा:

i.	पवन पावर परियोजना	25 वर्ष
ii.	रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास पावर परियोजना	25 वर्ष
iii.	गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना	25 वर्ष
iv.	लघु हाइड्रो परियोजना	40 वर्ष
v.	म्यूनिसिपल ठोस अपशिष्ट आधारित पावर परियोजना/ रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित पावर परियोजना	25 वर्ष
vi.	सौर पीवी पावर परियोजना/प्लोटिंग सौर परियोजना/ सौर थर्मल पावर परियोजना	25 वर्ष
vii.	बायोमास गैसीफायर आधारित पावर परियोजना	25 वर्ष
viii.	बायोगैस आधारित पावर परियोजना	25 वर्ष
ix.	नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना	विनियमन 72 के अधीन यथा

निर्दिष्ट कम्पोसिट टैरिफ के लिए नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के लिए संयुक्त विभिन्न आरई प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवन का न्यूनतम। परियोजना के उपयोगी जीवन के समान यह मानते हुए कि भंडारण नहीं है

x. भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना

ii) 'वर्ष' से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है।

(2) जैसा कि उपर्युक्त है जब तक कि संदर्भ या विषय वस्तु से अन्यथा अपेक्षित या अपवर्जित न हो, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों तथा का, जो परिभाषित नहीं हैं किंतु अधिनियम या भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2019 में परिभाषित हैं का वही अर्थ होगा जो क्रमशः अधिनियम, भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2019 में है।

3- iz kst; rk dh ifjf/k rFkk foLrkj

ये विनियम, उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित और नियंत्रण अवधि के दौरान आरंभ किए गए ग्रिड से जुड़े उत्पादनकारी स्टेशन या या उसके यूनिट के लिए टैरिफ का अवधारण आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 79 के साथ पठित धारा 62 के अधीन किया जाना है :

परंतु यह कि पवन पावर परियोजनाओं, लघु हाइड्रो परियोजनाओं, रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास पावर परियोजना, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं, सौर पीवी पावर परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं, सौर थर्मल पावर परियोजनाओं, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं, भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित पावर परियोजनाओं, बायोगैस आधारित पावर परियोजनाओं, म्युनिसिपल ठोस अपशिष्ट आधारित पावर परियोजनाओं और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित पावर परियोजनाओं के मामले में, ये विनियम, इन विनियमों के विनियम 4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड को पूरा करने के अधीन लागू होंगे।

4- ik=rk ekunM

क) पवन पावर परियोजना – वह परियोजना जो नए पवन टरबाइन जनरेटर का उपयोग करती है और राज्य नोडल एजेंसी या उपयुक्त सरकार द्वारा अनुमोदित साइटों, तटीय या अपतटीय स्थित है।

ख) लघु हाइड्रो परियोजना – वह परियोजना जो नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती है और राज्य नोडल एजेंसी या उपयुक्त सरकार द्वारा अनुमोदित साइटों पर स्थित है।

ग) रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास पावर परियोजना – वह परियोजना जो नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती है, रैंकिन चक्र तकनीक पर आधारित है, और किसी भी जीवाश्म ईंधन का उपयोग नहीं करती है।

घ) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना – वह परियोजना जो नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती है, और सह-उत्पादन के टॉपिंग चक्र मोड पर आधारित है।

l g&mRi knu dk Vkk|i x pØ ekM – कोई भी सुविधा जो विद्युत उत्पादन के लिए गैर-जीवाश्म ईंधन इनपुट का उपयोग करती है और साथ ही साथ अन्य औद्योगिक गतिविधियों में उपयोगी ऊष्म अनुप्रयोगों के लिए उत्पन्न थर्मल ऊर्जा का उपयोग करती है:

परंतु यह कि सह-उत्पादन की सुविधा के लिए टॉपिंग साइकल मोड के तहत अर्हता प्राप्त करने के लिए, उपयोगी विद्युत आउटपुट और आधा उपयोगी थर्मल आउटपुट का योग क्रशिंग सत्र के दौरान सुविधा की ऊर्जा खपत के 45% से अधिक हो।

Li "Vhdj .k- इस खंड के प्रयोजनों के लिए,

¼d½ 'mi ; kxh fo | q vkmVi q' जनरेटर से सकल विद्युत उत्पादन है। स्वयं सहउत्पादन प्लांट (उदाहरण के लिए बॉयलर फीड पंप और एफडी / आईडी के फैंस) में ही सहायक खपत होगी। निवल पावर आउटपुट का परिकलन करने के लिए, सकल आउटपुट में से सहायक खपत को घटाना आवश्यक होगा। परिकलन की सरलता के लिए, उपयोगी विद्युत आउटपुट को जनरेटर से सकल विद्युत (kWh) आउटपुट के रूप में परिभाषित किया गया है।

¼k½ 'mi ; kxh fkeý vkmVi q' वह उपयोगी हीट (भाप) है जिसे सहउत्पादन प्रसुविधा द्वारा प्रक्रिया को प्रदान किया जाता है।

¼x½ प्रसुविधा की 'Átkl [kir' एक उपयोगी ऊर्जा इनपुट है जो ईंधन (सामान्यतः बगास या अन्य बायोमास ईंधन) द्वारा प्रदाय किया जाता है।

¼z½ 'Vkk|i x pØ' से वह सह-उत्पादन प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें थर्मल ऊर्जा औद्योगिक गतिविधियों में लागू उपयोग हीट का अनुसरण करते हुए विद्युत का उत्पादन करती है।

¼³½ l kj ihoh ikoj ifj ; kstuk] ¶ykqVx l kj ifj ; kstuk vkj l kj fkeý ikoj ifj ; kstuk & परियोजना एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित हैं।

परंतु यह कि भूमि से जुड़े सौर पीवी परियोजना के अलावा मौजूदा नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के साथ स्थापित फ्लोटिंग सौर परियोजना को नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के रूप में माना जाएगा।

¼p½ uohdj .kh; gkbfcM Átkl ifj ; kstuk – एक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से उत्पादन की रेटेड क्षमता अन्य नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत(स्रोतों) से उत्पादन की रेटेड क्षमता का कम से कम 25: है, जो अंतर संयोजन के एक समान बिंदु पर प्रचालित होती है:

परंतु यह कि ऊर्जा को एक समान अंतर संयोजन बिंदु पर ग्रिड में इंजेक्ट किया गया हो और तदनुसार उस सामान्य अंतर संयोजन बिंदु पर मीटरिंग की गई हो।

¼t½ ck; kxñ vk/kkfjr fo | q ifj ; kstuk – इस परियोजना में नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग किया जाता है और इसमें ग्रिड से जुड़ी प्रणाली है जिसमें सह-पाचक कृषि अवशेषों, खाद और एमएनआरई द्वारा यथा अनुमोदित अन्य जैव-कचरे के लिए बायोगैस प्रौद्योगिकी के साथ मिलकर 100: बायोगैस फायर इंजन का उपयोग किया जाता है।

¼Ó½ E; ¶ufli y Bkl vif'k"V vk/kkfjr fo | q ifj ; kstuk – इस परियोजना में रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग किया जाता है, और म्युनिसिपल ठोस अपशिष्ट को ईंधन की तरह उपयोग किया जाता है।

¼¥½ fj¶; ¶t+ l s ikr bñku vk/kkfjr fo | q ifj ; kstuk – इस परियोजना में रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग किया जाता है, और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन का ईंधन के रूप में उपयोग किया जाता है।

व/क; 1:। क/क/क. क. फ।) कः - यह नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना सहित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना है, जो आंशिक या पूर्ण रूप से, नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के रूप में अंतर-संयोजन के एकसमान बिंदु पर जुड़ी भंडारण सुविधा में ऊर्जा को संग्रहित करने के लिए इस प्रकार की परियोजना से उत्पादित नवीकरणीय ऊर्जा का उपयोग करती है।

v/; k; 1:। क/क/क. क. फ।) कः

5- fu; k vof/k

इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि दिनांक 1.7.2020 से 31.3.2023 तक होगी:

परंतु यह कि नियंत्रण अवधि के दौरान आरंभ की गई नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार अवधारित टैरिफ, टैरिफ अवधि के लिए वैध रहेगा;

परंतु यह और कि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ मानदंड तब तक लागू रहेंगे, जब तक कि इन विनियमों के उत्तरवर्ती पुनराधिनियमन के माध्यम से पुनरीक्षित मानदंडों की अधिसूचना नहीं होती।

6- तुफजद व/ज 0

निम्न प्रकार की नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा वार्षिक आधार पर तुफजद टैरिफ निर्धारित किया जाएगा:

- क) लघु हाइड्रो परियोजना;
- ख) रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास विद्युत परियोजना;
- ग) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना;
- घ) बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना; तथा
- ङ) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना

परंतु यह कि वर्ष के लिए अवधारित जेनेरिक टैरिफ, जिसमें आरई परियोजना आरंभ हो चुकी है, उसी प्रकार की आरई परियोजना के लिए लागू होगी और टैरिफ अवधि के लिए वैध रहेगी।

7. i fj; kst uk fofu/n"V V/ j 0

क) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ, मामले से मामले आधार पर, निम्न प्रकार के नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए आयोग द्वारा अवधारित किया जाएगा:

- i. सौर पीवी पावर परियोजनाएं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाएं और सौर थर्मल पावर परियोजनाएं;
- ii. पवन विद्युत परियोजनाएं (तटवर्ती और अपतटीय दोनों);
- iii. बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाएं और बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं – यदि परियोजना डेवलपर परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का चयन करता है;
- iv. म्युनिसिपल टोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजनाएं और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित विद्युत परियोजनाएं;
- v. नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाएं;
- vi. भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाएं; तथा
- vii. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों या एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित कोई अन्य परियोजना।

ख) इन नियमों में पूंजीगत लागत को छोड़कर विनिर्दिष्ट वित्तीय और प्रचालन मानदंड, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय सीलिंग मानदंड होंगे।

8- विद्युत वित्तपोषण योजनाओं के लिए

(1) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं, जिनके लिए इन विनियमों के अनुसार जेनेरिक टैरिफ अवधारित किया जाना है, के मामले में आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के आरंभ होने से कम से कम एक महीने पहले ऐसे जेनेरिक टैरिफ का अवधारण करेगा:

परंतु यह कि नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् 1.7.2020 से 31.3.2021 तक जेनेरिक टैरिफ इन विनियमों के जारी होने पर अवधारित किया जाएगा।

(2) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका समय-समय पर यथा संशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (फीस का भुगतान) विनियम, 2012 या उसके किसी उत्तरवर्ती पुनराधिनियमन में यथा विनिर्दिष्ट फीस के साथ होगी, और निम्नलिखित के साथ होगी:

क) फॉर्म 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 और 2.3, में जानकारी, जैसा भी मामला हो, जैसा कि इन विनियमों में संलग्न है;

ख) तकनीकी और प्रचालन विवरणों का उल्लेख करते हुए विस्तृत परियोजना रिपोर्ट, साइट विनिर्दिष्ट पहलुओं, पूंजीगत लागत का आधार, पूंजीगत लागत का विस्तृत ब्रेक-अप और वित्तपोषण योजना;

ग) जिस अवधि के लिए टैरिफ अवधारित किया जाना है, उसके लिए सभी लागू निबंधनों और शर्तों और प्रत्याशित व्यय का विवरण;

घ) केंद्रीय सरकार या राज्य सरकार या दोनों से ऐसा विवरण जिसमें किसी प्राप्त, देय या देय होना माने गए, अनुदान या सब्सिडी या प्रोत्साहन के परिकलन का ब्यौरा है। इस विवरण में ऐसी सब्सिडी या प्रोत्साहन के बिना परिकलित किया गया प्रस्तावित टैरिफ भी सम्मिलित होगा;

ङ) आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ पर नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना से विद्युत की खरीद के लिए हिताधिकारी से, आरंभिक विद्युत खरीद करार या समझौता ज्ञापन के रूप में सहमति; तथा

च) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं द्वारा परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका के मामले में निम्नलिखित दस्तावेज, जहां इस प्रकार के नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ सामान्यतः अधिनियम की धारा 63 के उपबंधों के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से अवधारित किया जाता है:

i. प्रतिस्पर्धी बोली के बजाय परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का चयन करने का औचित्य; तथा

ii. प्रतिस्पर्धात्मक बोली / बाजार में प्रचलित टैरिफ के माध्यम से पता लगाए गए टैरिफ की तुलना में प्रस्तावित टैरिफ की प्रतिस्पर्धात्मकता।

छ) आयोग द्वारा निर्देशित कोई अन्य जानकारी।

(3) टैरिफ के अवधारण की कार्यवाही कारोबार का संचालन विनियमों के उपबंधों के अनुसार होगी।

9- विद्युत वित्तपोषण

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए टैरिफ में निम्नलिखित घटक शामिल होंगे:

- (क) रिटर्न ऑन इक्विटी;
- (ख) ऋण पर ब्याज;
- (ग) मूल्यह्रास;
- (घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज; तथा
- (ङ) प्रचालन और रखरखाव खर्च;

परंतु यह कि ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए जिनके पास ईंधन लागत संघटक हैं, जैसे रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास विद्युत परियोजनाएं, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाएं, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित विद्युत परियोजनाएं, उनके लिए दो संघटकों के साथ एकल भाग टैरिफ, नियत लागत संघटक और ईंधन लागत संघटक का अवधारण किया जाएगा।

10- V#jQ fMtkbu

(1) जेनेरिक टैरिफ का अवधारण, परियोजना की टैरिफ अवधि के लिए, परियोजना के आरंभ होने के वर्ष को ध्यान में रखते हुए, स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा:

परंतु यह कि ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए जिनके पास दो संघटकों के साथ एकल भाग टैरिफ है, नियत लागत घटक का अवधारण परियोजना के आरंभ होने के वर्ष को ध्यान में रखते हुए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा, जबकि ईंधन लागत संघटक का अवधारण आयोग द्वारा जारी किए जाने वाले टैरिफ आदेश में प्रचालन के वर्ष के आधार पर किया जाएगा।

(2) स्तरीकृत टैरिफ परिकलन के प्रयोजन के लिए, छूट कारक को पूंजी की कर-पश्चात् भारित औसत लागत के बराबर माना जाएगा।

(3) उपर्युक्त सिद्धांत परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए भी लागू होंगे।

11. mRi knu dh vf/kdrk ds fy, mi pkj

यदि किसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना में किसी वर्ष में, इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट क्षमता उपयोग कारक या संयंत्र भार कारक, जैसा भी मामला हो, से अधिक ऊर्जा उत्पन्न होती है, तो नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना किसी भी इकाई को ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा बेच सकती है, बशर्ते कि ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा के लिए इनकार करने का प्रथम अधिकार संबंधित हिताधिकारी के पास होगा। यदि संबंधित हिताधिकारी अतिरिक्त ऊर्जा खरीदता है, तो ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा के लिए टैरिफ उस वर्ष के लिए लागू टैरिफ का 75 प्रतिशत होगा।

v/; k; 2: वित्तीय fl) ka

12- i#thxr ykxr

पूंजीगत लागत के लिए मानदंडों में, जैसा कि इन विनियमों के संगत अध्यायों में विनिर्दिष्ट हैं, भूमि लागत, पूर्व-विकास खर्चों, संयंत्र और मशीनरी सहित सभी पूंजीगत कार्य, सिविल कार्य, निर्माण, प्रवर्तन में लाना, वित्तपोषण लागत, निर्माण के दौरान ब्याज, और अंतर-संयोजन बिंदु तक निकासी इंफ्रास्ट्रक्चर सम्मिलित होंगे।

13- .k bfDoVh vuq kr

(1) जेनेरिक टैरिफ और परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए, ऋण इक्विटी अनुपात 70:30 माना जाएगा:

परंतु यह कि, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए, जहां वास्तव में परिनियोजित इक्विटी पूंजीगत लागत के 30% से अधिक है, वहां 30% से अधिक की इक्विटी को मानक ऋण के रूप में माना जाएगा;

परंतु यह और कि परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए जहां वास्तव में परिनियोजित इक्विटी पूंजीगत लागत के 30% से कम है, वहां टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक इक्विटी को माना जाएगा;

परंतु यह भी कि विदेशी मुद्रा में निवेशित इक्विटी प्रत्येक निवेश की तारीख को भारतीय रुपये में निर्दिष्ट की जाएगी;

परंतु यह भी कि ऋण और इक्विटी की राशि पता लगाने के लिए परियोजना के लिए प्राप्त अनुदान या पूंजीगत सब्सिडी की राशि को घटाने के बाद ऋण इक्विटी अनुपात को माना जाएगा।

Li "Vhdj.k – परियोजना के वित्तपोषण के लिए, अपने मुक्त रिज़र्व से निर्मित आंतरिक संसाधनों के निवेश और शेयर पूंजी को जारी करते समय, उत्पादनकारी कंपनी द्वारा एकत्र किए गए प्रीमियम को, यदि कोई हो, इक्विटी पर रिटर्न के परिकलन के उद्देश्य से प्रदत्त पूंजी के रूप में माना जाएगा, यदि ऐसी प्रीमियम राशि और आंतरिक संसाधनों का उपयोग वास्तव में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय के लिए किया गया है।

(2) परियोजना डेवलपर नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय के लिए किए गए या किए जाने वाले प्रस्तावित उपयोग के समर्थन में आंतरिक संसाधनों से निधियों को इंप्यूज़ करने से संबंधित अन्य मामलों में कंपनी के बोर्ड का संकल्प या सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा।

14. .k vof/k vkj .k ij C; kt

(1½ .k vof/k

जेनेरिक टैरिफ और परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए, 15 वर्षों की ऋण अवधि पर विचार किया जाएगा।

½ .k ij C; kt

(क) विनियम 13 में उपदर्शित रीति से तय ऋण को ऋण पर ब्याज की संगणना के लिए सकल मानकीय ऋण माना जाएगा। परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए, प्रत्येक वर्ष की पहली अप्रैल को बकाया मानकीय ऋण, सकल मानकीय ऋण में से गत वर्ष के 31 मार्च तक संचयी प्रतिसंदाय घटाकर निकाला जाएगा।

(ख) टैरिफ के अभिकलन के उद्देश्य से, अंतिम उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक की निधियों की सीमांत लागत आधारित उधार ब्याज दर (एमसीएलआर) (एक वर्ष का परिपक्वता काल) की औसत से दो सौ (200) बेसिस प्वाइंट्स अधिक की मानकीय ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।

(ग) परियोजना डेवलपर द्वारा प्राप्त किसी भी अधिस्थगन अवधि के होते हुए भी, ऋण का प्रतिसंदाय परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से माना जाएगा और अनुज्ञात वार्षिक मूल्यहास के बराबर होगा।

15. eW; àkl

(1) मूल्यहास के उद्देश्य से मूल्य का आधार आयोग द्वारा स्वीकृत परियोजना की पूंजीगत लागत होगा। परियोजना का साल्वेज मूल्य 10% माना जाएगा और मूल्यहास को परियोजना की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90% तक की अनुमति दी जाएगी:

परंतु यह कि, किसी भी मूल्यहास को परियोजना के लिए प्राप्त अनुदान या पूंजीगत सब्सिडी की सीमा तक अनुमति नहीं दी जाएगी।

(2) प्रति वर्ष 4.67% की मूल्यहास दर प्रथम 15 वर्षों के लिए मानी जाएगी और शेष मूल्यहास को परियोजना के शेष उपयोगी जीवन के दौरान समान रूप से विस्तार किया जाएगा।

(3) मूल्यहास की गणना वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से की जाएगी:

परंतु यह कि, वर्ष के भाग के लिए परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के मामले में, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए, मूल्यहास की संगणना प्रो राटा आधार पर की जाएगी।

16- bfDoVh ij fjVuI

(1) इक्विटी के लिए मूल्य का आधार विनियम 13 के अधीन अवधारित किया जाएगा।

(2) इक्विटी पर मानक रिटर्न 14% होगा। इक्विटी पर मानक रिटर्न को टैरिफ अवधि के प्रथम 20 वर्षों के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) दर के द्वारा सकल किया जाएगा और शेष टैरिफ अवधि के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित कॉरपोरेट टैक्स दर से सकल किया जाएगा।

17- dk; Zkhy iWth ij C; kt

(1) पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु हाइड्रो परियोजनाओं, सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं, सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं और भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता निम्नलिखित के अनुसार संगणित की जाएगी:

क) एक महीने के लिए प्रचालन और रखरखाव का व्यय;

ख) मानकीय क्षमता उपयोग कारक या संयंत्र भार कारक पर, जैसा भी मामला हो, संगणित विद्युत की बिक्री के लिए टैरिफ के 45 दिनों के बराबर प्राप्तियां; तथा

ग) रखरखाव और रखरखाव व्यय के 15% के बराबर रखरखाव स्पेयर्स।

(2) रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी, बायोगैस विद्युत परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं, म्युनिसिपल टोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजनाओं और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित विद्युत परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजीगत आवश्यकता की संगणना निम्नलिखित के अनुसार की जाएगी:

- क) मानकीय संयंत्र भार कारक के बराबर चार महीने के लिए ईंधन की लागत;
 ख) एक महीने के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय;
 ग) संयंत्र भार कारक पर संगणित विद्युत की बिक्री के लिए टैरिफ के 45 दिनों के बराबर प्राप्तियां; तथा
 घ) प्रचालन और रखरखाव व्यय के 15% के बराबर रखरखाव स्पेयर्स

(3) नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के मामले में कार्यशील पूंजीगत आवश्यकता, परियोजना में उनकी निर्धारित क्षमता के अनुपात में, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए लागू मानदंडों के अनुसार निर्धारित कार्यशील पूंजीगत की आवश्यकता का योग होगा।

(4) कार्यशील पूंजी पर ब्याज, अंतिम उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक की निधियों की सीमांत लागत आधारित उधार ब्याज दर (एमसीएलआर) (एक वर्ष का परिपक्वता काल) की औसत से तीन सौ पचास (350) बेसिस प्वाइंट्स अधिक की मानकीय ब्याज दर के बराबर ब्याज दर पर होगा।

18- {kerk mi ; kx dkj d vkj | a = Hkkj dkj d dh | x.kuk%

क्षमता उपयोग कारक और संयंत्र भार कारक, जैसा भी मामला हो, की संगणना के लिए एक वर्ष में घंटों की संख्या 8766 मानी जाएगी।

19- i pkyu vkj j [kj [kko 0; ;

(1) प्रचालन और रखरखाव व्यय का अवधारण नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानकीय ओ एंड एम व्यय पर आधारित परियोजना की टैरिफ अवधि के लिए किया जाएगा।

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020–21 के दौरान स्वीकृत मानकीय ओ एंड एम व्यय को टैरिफ अवधि के लिए प्रति वर्ष 3.84% की दर से बढ़ाया जाएगा।

20- fjcM

(1) बिल के प्रस्तुतिकरण के 5 दिनों की अवधि के भीतर परिक्रामी और वैध साख पत्र की प्रस्तुतिकरण के माध्यम से या नेशनल इलेक्ट्रॉनिक फंड ट्रांसफर (एनईएफटी) या रियल टाइम ग्रॉस सेटलमेंट (आरटीजीएस) भुगतान मोड के माध्यम से उत्पादन कंपनी के बिलों के भुगतान के लिए, बिल राशि पर 1.5% की रिबेट दी जाएगी।

स्पष्टीकरण: '5 दिनों' की संगणना के मामले में, दिनों की संख्या किसी भी अवकाश पर विचार किए बिना लगातार संगणित की जाएगी। तथापि, यदि अंतिम दिन या 5वें दिन आधिकारिक अवकाश है, तो रिबेट के प्रयोजन के लिए 5वें दिन को तत्काल उत्तरवर्ती कार्य दिवस के रूप में माना जाएगा।

(2) जहां उत्पादन कंपनी द्वारा बिलों की प्रस्तुतिकरण की तारीख से एक महीने की अवधि के भीतर 5 दिन के बाद किसी भी दिन भुगतान किया जाता है, तो, 1% की रिबेट दी जाएगी।

21. foyc Hkprku vf/kHkkj

यदि इन विनियमों के अधीन देय प्रभारों के लिए किसी बिल के भुगतान में बिलों के प्रस्तुतिकरण की तारीख से 45 दिनों की अवधि के बाद विलंब होता है, तो उत्पादन कंपनी द्वारा 1.50% प्रति माह की दर से विलंब भुगतान अधिभार लगाया जाएगा।

22- dæh; ; k jkT; l jdkj }kj k l fcl Mh ; k i kRl kgu

(1) इन विनियमों के अधीन टैरिफ का अवधारण करते हुए आयोग, केंद्रीय या राज्य सरकार से किसी भी प्रोत्साहन, अनुदान या सब्सिडी पर विचार करेगा, जिसमें परियोजना द्वारा प्राप्त त्वरित मूल्यहास लाभ भी शामिल है:

परंतु यह कि टैरिफ अवधारण के उद्देश्य से त्वरित मूल्यहास के कारण आयकर लाभ का पता लगाने के लिए, यदि प्राप्त किया गया हो, निम्नलिखित सिद्धांतों पर विचार किया जाएगा:

- लाभ का आकलन समय-समय पर यथा संशोधित आयकर अधिनियम, 1961 के प्रासंगिक उपबंधों के अनुसार मानकीय पूंजीगत लागत, त्वरित मूल्यहास दर और कॉर्पोरेट आयकर दर पर आधारित होगा; और
- वित्तीय वर्ष की दूसरी छमाही के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं का पूंजीकरण।
- प्रति यूनिट लाभ, पूंजी के भारित औसत लागत के बराबर डिस्काउंट कारक के स्तरीय आधार पर व्युत्पन्न किया जाएगा।

(2) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्वारा प्राप्त किसी भी अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन की कटौती, जिस पर टैरिफ के अवधारण के समय विचार नहीं किया गया है, इस प्रकार के अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन की प्राप्ति के बाद हिताधिकारी द्वारा उत्तरवर्ती बिलों में उपयुक्त किस्तों में या आयोग द्वारा निर्धारित अवधि के भीतर की जाएगी।

(3) यदि केंद्रीय या राज्य सरकार या उनकी एजेंसियां कोई उत्पादन-आधारित प्रोत्साहन प्रदान करती हैं, जो विशेष रूप से टैरिफ से अधिक है, तो ऐसे प्रोत्साहन को टैरिफ अवधारित करते समय न तो ध्यान में रखा जाएगा और न ही विशेष नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के उत्तरवर्ती बिलों में हिताधिकारी द्वारा कटौती की जाएगी।

23. l kf of/kd i Hkkj

नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना डेवलपर हिताधिकारियों से मानकीय सहायक उपभोग के अधिकतम के अधीन सहायक उपभोग पर राज्य और केंद्रीय सरकार द्वारा लगाए गए सांविधिक प्रभार जैसे जल उपकरण, विद्युत शुल्क वसूल करेगा।

v/; k; 3: i ou Åtkl ifj; kstukvka ds fy, ekunM

24- i thxr ykxr

आयोग प्रचलित बाजार रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजीगत लागत का अवधारण करेगा।

25- {kerk mi ; kx dkj d

(1) इस नियंत्रण अवधि के लिए क्षमता उपयोग कारक मानदंड निम्नानुसार होंगे:

okk'kd vki r i ou Åtkl ?kuRo %डब्ल्यू @ , e 2½	{kerk mi ; kx dkj d
220 तक	22%
221-275	24%
276-330	28%
331-440	33%
> 440	35%

(2) उपर्युक्त उप-विनियम (1) में विनिर्दिष्ट वार्षिक माध्य पवन ऊर्जा घनत्व 100 मीटर हब-ऊंचाई पर मापा जाएगा।

(3) पवन ऊर्जा परियोजनाओं को पवन माप के लिए एमएनआरई दिशानिर्देशों के अनुसार विशेष पवन क्षेत्र साइट में वर्गीकृत किया जाएगा। राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान द्वारा पवन मास्ट की मान्यता के आधार पर, राज्य नोडल एजेंसी को प्रस्तावित पवन खेत परिसर के क्षेत्रीकरण को प्रमाणित करना होगा।

26- िपkyu vkj j [kj [kko 0; ;

आयोग प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल विनिर्दिष्ट ओ एंड एम व्यय को निर्धारित करेगा।

v/; k; 4: y?kq gkbMks i fj; kst ukvka ds fy, i §kehVj

27. i thxr ykxr

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020–21 के प्रथम वर्ष के दौरान लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजीगत लागत निम्नानुसार होगी:

{ks=	i fj; kst uk dk vkdkj	i thxr ykxr (#- yk[k/ exkokV)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल, जम्मू और कश्मीर का केंद्र शासित प्रदेश, लद्दाख और उत्तर पूर्वी राज्यों के केंद्र शासित प्रदेश	5 मेगावाट से कम	1100
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट	1100
अन्य राज्य	5 मेगावाट से कम	780
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट	900

(2) नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए यथा विनिर्दिष्ट लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

28- {kerk mi ; kx dkjd

हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल, जम्मू और कश्मीर, लद्दाख और उत्तर-पूर्वी राज्यों में स्थित लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय क्षमता उपयोग कारक 45% होगा और अन्य राज्यों के लिए यह 30% होगा:

Li "Vhdj.k: इस विनियम के प्रयोजन के लिए, मानकीय क्षमता उपयोग कारक गृह राज्य को निःशुल्क विद्युत का निवल है, यदि कोई हो।

29- l gk; d [ki r

लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय सहायक खपत को 1-0% माना जाएगा।

30- िपkyu vkj j [kj [kko 0; ;

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020–21 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय निम्नानुसार होंगे:

{ks=	i fj; kst uk dk vkdkj	vks , M , e 0; ; (#- yk[k/ exkokV e)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल, जम्मू और कश्मीर का केंद्र शासित प्रदेश, लद्दाख और उत्तर पूर्वी राज्यों के केंद्र शासित प्रदेश	5 मेगावाट से कम	41.78
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट	31.34
अन्य राज्य	5 मेगावाट से कम	33.66
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट	24.37

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रारंभ होने पर स्वीकृत मानकीय ओ एंड एम व्यय को टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियम 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

v/; k: 5: jdkbu p0 iks|kfxdh ij vk/kkfjr ck; kekl Åtkl ifj; kstukvka ds fy, i;kehVj

31- iñthxr ykxr

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय पूंजीगत लागत निम्नानुसार होगी:

jdkbu p0 iks kfxdh ij vk/kkfjr ck; kekl Åtkl ifj; kstuk, a	iñthxr ykxr (#. yk[V exkokV)
वाटर-कूल्ड कंडेन्सर सहित [राइस स्ट्रॉ और जूलीपलोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना के अलावा] परियोजना	559
एयर-कूल्ड कंडेन्सर सहित [राइस स्ट्रॉ और जूलीपलोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना के अलावा] परियोजना	600
वाटर-कूल्ड कंडेन्सर सहित राइस स्ट्रॉ और जूलीपलोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना के लिए	611
एयर-कूल्ड कंडेन्सर सहित राइस स्ट्रॉ और जूलीपलोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना के लिए	652

(2) नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए यथा विनिर्दिष्ट रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

32- lykã/ Hkkj dkj d

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन से, प्लांट भार कारक को 80% माना जाएगा।

33- l gk; d [ki r

मानकीय सहायक खपत निम्नानुसार होगी: -

क) वाटर-कूल्ड कंडेन्सर का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 10:

ख) एयर-कूल्ड कंडेन्सर का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 12%

34- LV'ku ghV nj

स्टेशन हीट दर निम्नानुसार होगी:

क) ट्रैवलिंग ग्रेट बॉयलरों का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 4200 किलोकैलोरी / किलोवाट घंटा

ख) एफबीसी बॉयलरों का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 4125 किलोकैलोरी / किलोवाट घंटा

35- i;pkYu vkj j [kj [kko 0; ;

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय 46.42 लाख रुपये प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियमन 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

36- thok'e b'ku dk mi ; kx

जीवाश्म ईंधनों के उपयोग की अनुमति नहीं दी जाएगी:

परंतु यह कि 31.03.2017 को या उससे पहले आरंभ किए गए रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, वार्षिक आधार पर सकल कैलोरिफिक मूल्य के अनुसार वाणिज्यिक संचालन की तारीख से परियोजना के उपयोगी जीवन के लिए 15% की सीमा तक जीवाश्म ईंधनों के उपयोग की अनुमति दी जाएगी।

37- l dy d\$y/kjh eM;

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन से बायोमास ईंधन का सकल कैलोरिफिक मूल्य 3100 किलोकैलोरी / किलोग्राम होगा।

38- bWku ykxr

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के दौरान बायोमास ईंधन की कीमत नीचे दी गई तालिका में यथा विनिर्दिष्ट होगी और नियंत्रण अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिए आधार कीमत पर आने के लिए प्रतिवर्ष 5% की दर से बढ़ाई जाएगी, जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो। स्तरीकृत टैरिफ का अवधारण करने के प्रयोजन से, बायोमास ईंधन की कीमत पर 5% प्रति वर्ष का मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

jkT;	वित्तीय 0"kl 2020&21 ds fy, ck; k&ekl dhera (#.J, eVh)
आंध्र प्रदेश	3326
हरियाणा	3786
महाराष्ट्र	3872
पंजाब	3960
राजस्थान	3305
तमिलनाडु	3272
तेलंगाना	3326
उत्तर प्रदेश	3384
अन्य राज्य	3557

v;/ k; 6: xj&thok'e bWku vk/kkfjr l g&mRi knu ifj; kst ukvka ds fy, i\$kehVj

39. iWthxr ykxr

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के लिए रु. 492 लाख/मेगावाट होगी और नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

40. l a= Hkkj dkjd

विभिन्न राज्यों के लिए संयंत्र भार कारक निम्नानुसार होंगे:

राज्य	l a= Hkkj dkjd (%)
उत्तर प्रदेश और आंध्र प्रदेश	45%
तमिलनाडु और महाराष्ट्र	60%
अन्य राज्य	53%

41- l gk; d [ki r

टैरिफ की संगणना के लिए सहायक खपत को 8.5% माना जाएगा।

42- LV'ku ghV nj

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए टैरिफ की संगणना के लिए केवल विद्युत उत्पादन घटक के लिए 3600 किलोकैलोरी / किलोवाट घंटा की स्टेशन हीट दर को माना जाएगा।

43- l dy d'kykfQd eM;

बैगास के लिए सकल कैलोरिफिक मूल्य 2250 किलोकैलोरी / किलोग्राम माना जाएगा। बैगास के अलावा बायोमास ईंधनों के उपयोग के लिए, विनियम 37 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट सकल कैलोरिफिक मूल्य लागू होगा।

44- b'ku ykxr

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के लिए बैगास की कीमत नीचे दी गई तालिका में यथा विनिर्दिष्ट होगी और नियंत्रण अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिए आधार मूल्य पर आने के लिए 5% प्रतिवर्ष की दर से बढ़ाई जाएगी, जब तक कि आयोग द्वारा विशेष रूप से समीक्षा नहीं की जाती। स्तरीकृत टैरिफ का अवधारण करने के प्रयोजन से, बैगास कीमतों पर 5% प्रतिवर्ष का मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

jkT;	वित्तीय 0"kl 2020&21 ds fy, c'kkl dh dher (#. /, eVh)
आंध्र प्रदेश	1878
हरियाणा	2671
महाराष्ट्र	2632
पंजाब	2351
तमिलनाडु	2023
तेलंगाना	1877
उत्तर प्रदेश	2095
अन्य राज्य	2274

(2) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं में बैगास के अलावा बायोमास के उपयोग के लिए, विनियम 38 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट बायोमास की कीमतें लागू होंगी।

45- i'pkyu vk' j [k] [kko 0; ;

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के दौरान मानकीय ओ एंड एम व्यय रु. 24.52 लाख प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियम 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

v/; k; 7% l k' i hoh fo | r i fj; kst ukvka, l k' fkeLy fo | r i fj; kst ukvka vk' 'lyk'Vx l k' i fj; kst ukvka ds
fy, i'jkehVj

46. i'htxr ykxr

आयोग प्रचलित बाजार रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजीगत लागत का निर्धारण करेगा।

47. {kerk mi ; kf xrk dkj d

आयोग परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए केवल क्षमता उपयोगिता कारक का अनुमोदन करेगा:

परंतु यह कि सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 21% होगा:

परंतु यह और कि सौर थर्मल विद्युत परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 23% होगा:

परंतु यह भी कि फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 19% होगा।

48. i pkyu vkj j [kj [kko 0; ;

आयोग प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल विनिर्दिष्ट ओ एंड एम व्यय को निर्धारित करेगा।

49. l gk; d mi Hkksx

आयोग परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए केवल सहायक खपत का अनुमोदन करेगा:

परंतु यह कि सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं के लिए अधिकतम सहायक खपत 0.75% होगी;

परंतु यह और कि सौर थर्मल विद्युत परियोजनाओं के लिए अधिकतम सहायक खपत 10% होगी;

परंतु यह भी कि फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए अधिकतम सहायक खपत 0.75% होगी।

v/; k; 8: ck; kekl xj hQk; j vk/kkfj r fo | r i fj; kst ukvka ds fy, i § kehVj

50. i thxr ykxr

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के दौरान रु. 593 लाख/मेगावाट होगी और नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

51. l a = Hkkj dkj d

टैरिफ के अवधारण के लिए संयंत्र भार कारक को 85% माना जाएगा।

52. l gk; d [ki r

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक खपत को 10% माना जाएगा।

53. fofu/n"V b//ku [ki r

मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन की खपत 1.25 किलोग्राम प्रति किलोवाट घंटा होगी।

54. i pkyu vkj j [kj [kko 0; ;

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय रु. 61.31 लाख प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियम 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

55. b/ku ykxr

बायोमास गैसीफायर-आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए बायोमास ईंधन की कीमत वही होगी जैसा कि रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजना के लिए विनियम 38 में उल्लिखित है।

v/; k; 9: ck; ks; vk/kkfjr fo|r ifj; kstukvka ds fy, i;kehVj

56. i;thxr ykxr

बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के लिए रु. 1186 लाख/मेगावाट होगी और नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

57. l a = Hkkj dkjd

टैरिफ के अवधारण के लिए संयंत्र भार कारक को 90% माना जाएगा।

58. l gk; d [ki r

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक खपत को 12% माना जाएगा।

59. i;pkYu vk; j [kj [kko 0; ;

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय रु.61.31 लाख प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियम 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

60. fofu/n"V b/ku dh [ki r

मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन की खपत सब्सट्रेट मिश्रण प्रति किलोवाट घंटा की 3 किलो होगी।

61. b/ku ykxr %Q#M LVk;d dher%

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21 के प्रथम वर्ष के दौरान फीड स्टॉक की कीमत रु. 1422 / एमटी होगी और नियंत्रण अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिए आधार कीमत पर आने के लिए 5% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाई जाएगी, जब तक कि आयोग द्वारा विशेष रूप से समीक्षा नहीं की जाती। स्तरीकृत टैरिफ का अवधारण करने के प्रयोजन से, 5% प्रतिवर्ष का मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

v/; k; 10: E; (fufi iy Bkd vif'k"V vk/kkfjr fo|r ifj; kstukvka vk; fj; wt+ l s iklr b/ku vk/kkfjr fo|r ifj; kstukvka ds fy, i;kehVj

62. i;thxr ykxr

आयोग प्रचलित बाजार रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजीगत लागत का निर्धारण करेगा।

63. l a = Hkkj dkjd

(1) म्युनिसिपल टोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजनाओं और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए संयंत्र भार कारक निम्नानुसार होगा:

Ø-l a	l a = Hkkj dkjd	, e, l MCY; w	vkj Mh, Q
क)	स्थिरीकरण अवधि के दौरान	65%	65%

ख)	प्रथम वर्ष की शेष अवधि के दौरान (स्थिरीकरण अवधि के बाद)	65%	65%
ग)	दूसरे वर्ष के बाद	75%	80%

(2) स्थिरीकरण की अवधि परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 6 महीने से अधिक नहीं होगी।

64. l gk; d mi Hkksx

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक खपत को 15% माना जाएगा।

65. LV\$ku ghV nj

टैरिफ के अवधारण के लिए स्टेशन हीट दर को 4200 किलोकैलोरी / किलोवाट घंटा माना जाएगा।

66. i pkyu vk\$ j [kj [kko 0; ;

आयोग प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट ओ एंड एम व्यय को निर्धारित करेगा।

67. l dy d\$ykfj fQd e\$;

(1) टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन से आरडीएफ का सकल कैलोरिफिक मूल्य 2500 किलोकैलोरी / किलोग्राम होगा।

(2) एमएसडब्ल्यू का सकल कैलोरिफिक मूल्य परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय मामले से मामले के आधार पर आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा।

68. b\$ku ykxr

(1) वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरान रिफ्यूज़ से प्राप्त ईंधन की कीमत रु. 2084 / प्रति एमटी होगी और नियंत्रण अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिए आधार कीमत पर आने के लिए 5% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाई जाएगी, जब तक कि आयोग द्वारा विशेष रूप से समीक्षा नहीं की जाती। स्तरीकृत टैरिफ का अवधारण करने के प्रयोजन से, 5% प्रतिवर्ष का मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

(2) म्युनिसिपल टोस अपशिष्ट के लिए ईंधन लागत को शून्य माना जाएगा:

परंतु यह कि आयोग परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय ऐसे ईंधन की परिवहन लागत की अनुमति देने पर विचार कर सकता है।

v/; k; 11: uohdj .kh; gkbfcM Åtkl ifj; kstukvka ds fy, i\$keHvj

69. i\$thxr ykxr

प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए परियोजना विनिर्दिष्ट आधार पर पूंजीगत लागत का निर्धारण किया जाएगा।

70. {kerk mi ; kfxrk dkjd

(1) आयोग नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में प्रत्येक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की रेटेड क्षमता के अनुपात, जैसा भी मामला हो, और ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के लिए लागू क्षमता उपयोगिता कारक, जैसा भी मामला हो, को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट क्षमता उपयोगिता का निर्धारण करेगा:

परंतु यह कि इस प्रकार के टैरिफ का अवधारण चौबीस घंटे आधार पर विद्युत की आपूर्ति के लिए या परियोजना डेवलपर और हिताधिकारी द्वारा सहमति के अनुसार समयावधियों के लिए किया जा सकता है।

v/; k; 13: fof0/k

77. ekunMka l s fopyu

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित उत्पादन स्टेशन से उत्पन्न विद्युत के लिए टैरिफ पर, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदंडों से विचलन में, उत्पादक कंपनी और हिताधिकारी के बीच सहमति हो सकती है:

परंतु यह कि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर संगणित परियोजना का स्तरीकृत टैरिफ, सीलिंग स्तरीकृत टैरिफ होगा।

78. f' kffky djus dh 'kfä

आयोग साधारण या विशेष आदेश द्वारा लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए, तथा प्रभावित होने वाले पक्षकारों को सुनवाई का अवसर देने के पश्चात् इन विनियमों के किसी भी उपबंध को, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति के द्वारा उसके समक्ष आवेदन करने पर, शिथिल कर सकेगा।

79. dfBukbl dks njj djus dh 'kfä

यदि इन विनियमों के उपबंधों को प्रभावी बनाने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग सामान्य या विनिर्दिष्ट आदेश द्वारा, ऐसे उपबंध कर सकता है जो अधिनियम के उपबंधों के असंगत न हों तथा कठिनाई दूर करने हेतु आवश्यक प्रतीत हों।

I ukst dpekj Ökk, सचिव
[विज्ञापन-III/4/असा. 179/2020-21]

i f j f ' k " V

i k: i -1.1: (i ou Å tkz i fj; kst uk, / y?kqgkbMks i fj; kst uk, a/ l kş i hoh Å tkz i fj; kst uk, a/ l kş Fkezy Å tkz i fj; kst uk, a/ uohdj . kh; Å tkz gkbfcM Å tkz i fj; kst uk, a/ HkMkj . k ds l kFk uohdj . kh; Å tkz i fj; kst uk, a) ds fy, ueuk

Ø- la	i okuøku ' kh"z	mi -' kh"z	mi -' kh"z (2)	; fuV	i ş kehvJ
1	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता	मेगावाट	
			क्षमता उपयोगिता कारक (सीयूएफ)	%	
			सहायक खपत	%	
			वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी)	दिन/मास/वर्ष	
			उपयोगी जीवनकाल	वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूँजीगत लागत	मानकीय पूँजीगत लागत	रु. करोड़/मेगावाट	
			पूँजीगत लागत	रु. करोड़	
			पूँजीगत सब्सिडी, यदि कोई हो	रु. करोड़	
			निवल पूँजीगत लागत	रु. करोड़	
3	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण इक्विटी	टैरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			इक्विटी	%	
		ऋण संघटक	कुल ऋण राशि	रु. करोड़	
			कुल इक्विटी राशि	रु. करोड़	
			ऋण राशि	रु. करोड़	
			विलंबनाधीन अवधि	वर्ष	
			प्रतिसंदाय अवधि (विलंबनाधीन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
	इक्विटी संघटक	इक्विटी राशि	रु. करोड़		
		प्रथम 20 वर्षों के लिए इक्विटी पर रिटर्न	% प्रति वर्ष		
		20 वर्षों के बाद इक्विटी पर रिटर्न	% प्रति वर्ष		
		छूट दर	%		
	मूल्यहास	प्रथम 15 वर्षों के लिए मूल्यहास दर	%		
		सोलहवें वर्ष के बाद से मूल्यहास दर	%		
प्रोत्साहन	जीबीआई, यदि कोई हो	रु. करोड़			
	जीबीआई के लिए अवधि	वर्ष			
4	ओ एंड एम व्यय	मानकीय ओ एंड एम व्यय		रु. लाख/मेगावाट	
		ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष		रु. करोड़	
		वृद्धि कारक		%	
5	कार्यशील पूँजी	ओ एंड एम व्यय		मास	
		रखरखाव पुर्जे	ओ एंड एम व्यय का %	%	
		प्राप्य		दिन	
		कार्यशील पूँजी पर ब्याज		% प्रति वर्ष	

ik: i -1.2: (ck; kæk /, e, l MCY; vvkj Mh, Q) ds fy, ueuk

Ø- l 4	i okkueku ' kh"kz	mi -' kh"kz	mi -' kh"kz (2)	; ifuV	i § kehVj
1	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता	मेगावाट	
			सहायक खपत	%	
			पीएलएफ (प्रथम वर्ष)	%	
			पीएलएफ (द्वितीय वर्ष के बाद से)	%	
			वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	दिन/मास/वर्ष	
			उपयोगी जीवनकाल	वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूँजीगत लागत / मेगावाट	मानकीय पूँजीगत लागत	रु. करोड़/मेगावाट	
			पूँजीगत लागत	रु. करोड़	
			पूँजीगत सब्सिडी, यदि कोई हो	रु. करोड़	
			निवल पूँजीगत लागत	रु. करोड़	
3	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण इक्विटी	टैरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			इक्विटी	%	
		ऋण संघटक	कुल ऋण राशि	रु. करोड़	
			कुल इक्विटी राशि	रु. करोड़	
			ऋण राशि	रु. करोड़	
			विलंबनाधीन अवधि	वर्ष	
			प्रतिसंदाय अवधि (विलंबनाधीन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
		इक्विटी संघटक	इक्विटी राशि	रु. करोड़	
			प्रथम 20 वर्षों के लिए इक्विटी पर रिटर्न	% प्रति वर्ष	
			20 वर्षों के बाद इक्विटी पर रिटर्न	% प्रति वर्ष	
			छूट दर	%	
		मूल्यह्रास	प्रथम 15 वर्षों के लिए मूल्यह्रास दर	%	
			सोलहवें वर्ष के बाद से मूल्यह्रास दर	%	
		प्रोत्साहन	जीबीआई, यदि कोई हो	रु. करोड़	
			जीबीआई के लिए अवधि	वर्ष	
		4	ओ एंड एम व्यय	मानकीय ओ एंड एम व्यय	रु. लाख/मेगावाट
ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष	रु. करोड़				
वृद्धि कारक	%				
5	कार्यशील पूँजी	ओ एंड एम व्यय	मास		
		रखरखाव पुर्जे	ओ एंड एम व्यय का %		
		प्राप्य	दिन		
		कार्यशील पूँजी पर ब्याज	%		
6	ईंधन संबंधी पूर्वानुमान	स्टेशन हीट दर	प्रथम वर्ष के दौरान	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			दूसरे वर्ष के बाद से	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
		ईंधन प्रकार और मिक्स	बायोमास ईंधन प्रकार-1	%	
			बायोमास ईंधन प्रकार-2	%	
			म्युनिसिपल टोस अपशिष्ट	%	
			रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन	%	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला)	%	
			बायोमास ईंधन प्रकार का जीसीवी-1	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	

Ø- I a	i dkupekū ' kh" k' z	mi - ' kh" k' z	mi - ' kh" k' z (2)	; fūV	i ſ' kehVj
			बायोमास ईधन प्रकार का जीसीवी -2	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			एमएसडब्ल्यू का जीसीवी	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			आरडीएफ का जीसीवी	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			जीवाश्म ईधन (कोयला) का जीसीवी	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			बायोमास कीमत (ईधन प्रकार-1)/ वर्ष 1	रु./एमटी	
			बायोमास कीमत (ईधन प्रकार-2)/ वर्ष 1	रु./एमटी	
			एमएसडब्ल्यू कीमत / वर्ष 1	रु./एमटी	
			आरडीएफ कीमत / वर्ष 1	रु./एमटी	
			जीवाश्म ईधन (कोयला) कीमत/ वर्ष 1	रु./एमटी	
			ईधन कीमत वृद्धि कारक	% प्रति वर्ष	

वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -	वर्ष -
27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40		
छूट कारक															
रियायती टैरिफ संघटक	रु./किलोवाट घंटा														
स्तरीकृत टैरिफ	रु./किलोवाट घंटा														

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

New Delhi, the 23rd June, 2020

No.: RA-14026(11)/4/2020-CERC.—In exercise of powers conferred under Section 61 read with sub-clause (s) of Clause (2) of Section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations:

1. Short title and commencement

- 1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2020.
- 2) These regulations shall come into force on 1.7.2020, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force up to 31.3.2023.

2. Definitions and Interpretation

- 1) In these regulations, unless the context otherwise requires,
 - a) 'Act' means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);
 - b) 'Auxiliary energy consumption' or 'AUX' in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;
 - c) '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.); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes or weeds; and the wood waste produced in some industrial operations;
 - d) 'Biomass gasification' means the 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);
 - e) 'Biogas' means a gas produced when organic matter like crop residues, sewage and manure breaks down (ferments) in an oxygen-free environment;
 - f) 'Capital cost' means the capital cost of a project as referred to in Regulations 12, 24, 27, 31, 39, 46, 50, 56, 62, 70 and 73;
 - g) 'Commission' means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;
 - h) 'Conduct of Business Regulations' means the Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 1999 or any subsequent re-enactment thereof;
 - i) 'Control Period' means the period during which the norms for determination of tariff specified in these regulations shall remain valid;
 - j) 'Floating solar project' or 'FPV' means a solar PV power project where the arrays of photovoltaic panels on a structure of the project float on top of a body of water, such as artificial basin or lake, with the help of floater, anchoring and mooring system;
 - k) 'Grid Code' means the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010 as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof;

- l) **‘Gross calorific value’** or **‘GCV’** in relation to a fuel used in a generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
- m) **‘Gross station heat rate’** or **‘Gross SHR’** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a generating station;
- n) **‘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). In case of Solar PV power projects and Floating solar projects, Installed capacity shall be sum of name plate capacities (Nominal AC power) of the inverters of the project;
- o) **‘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 projects, 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; and
 - ii. in relation to small hydro 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.
- p) **‘MNRE’** means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;
- q) **‘Municipal solid waste’** or **‘MSW’** means and includes commercial and residential wastes generated in a municipal or notified area in either solid or semi-solid form and excludes industrial hazardous wastes, but includes treated bio-medical wastes;
- r) **‘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) are produced in a sequential manner by use of biomass;
- s) **‘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;
- t) **‘Project’** means a generating station or an evacuation system upto inter-connection point, as the case may be, and in case of a small hydro project 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;
- u) **‘Pumped storage hydro project’** means a hydro power project which generates power through water stored as potential energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;
- v) **‘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 solid waste that can be used as fuel;
- w) **‘Renewable energy’** or **‘RE’** means the electricity generated from renewable energy sources;
- x) **‘Renewable energy project’** means a generating station that produces electricity from renewable energy sources;
- y) **‘Renewable energy source’** means renewable source of energy such as water, wind, sunlight, biomass, bagasse, municipal solid waste and other such sources as approved by the MNRE;
- z) **‘Renewable energy with storage project’** means a combination of renewable energy project with storage or a combination of renewable hybrid energy project with storage at the same inter-connection point;
- aa) **‘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;
- bb) **‘Small hydro project’** means a hydro power project with a installed capacity up to and including 25 MW or as defined by the Government of India, from time to time at a single location;
- cc) **‘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 or thin film or any other technology as approved by MNRE;
- dd) **‘Solar thermal power project’** means a project that uses sunlight for direct conversion into electricity through concentrated solar power technology and is based on line focus or point focus principle;

- ee) ‘**State Nodal Agency**’ means the agency in a State as may be designated by Ministry of New and Renewable Energy to promote efficient use of renewable energy in that State;
- ff) ‘**Storage**’ means 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;
- gg) ‘**Tariff period**’ for renewable energy projects will be same as their Useful Life and tariff period shall be considered from the date of commercial operation of such power projects.
- hh) ‘**Useful Life**’ in relation to project, including dedicated evacuation system, from the date of commercial operation of such project, shall mean the following: -
- | | |
|--|---|
| i. Wind power project | 25 years |
| ii. Biomass power project with Rankine cycle technology | 25 years |
| iii. Non-fossil fuel based co-generation project | 25 years |
| iv. Small hydro Project | 40 years |
| v. Municipal solid waste based power project/
Refuse derived fuel based power project | 25 years |
| vi. Solar PV power project/ floating solar project/
Solar thermal power project | 25 years |
| vii. Biomass gasifier based power project | 25 years |
| viii. Biogas based power project | 25 years |
| ix. Renewable hybrid energy project | Minimum of the Useful Life of different RE technologies combined for Renewable Hybrid Energy Project for Composite Tariff as specified under Regulation 72. |
| x. Renewable energy with storage project | Same as Useful Life of project assuming that there is no storage |
| xi. | |
- ii) ‘**Year**’ means a financial year.

- 2) 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, but defined in the Act, or the Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions of Tariff) Regulations, 2019 shall have the meanings assigned to them respectively in the Act or the Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions of Tariff) Regulations, 2019.

3. Scope and extent of application

These regulations shall apply to cases where tariff for a grid connected generating station or a unit thereof commissioned during the Control Period and based on renewable energy sources, is to be determined by the Commission under Section 62 read with Section 79 of the Act:

Provided that in cases of wind power projects, small hydro projects, biomass power project with Rankine cycle technology, non-fossil fuel based co-generation projects, solar PV power projects, floating solar projects, solar thermal power projects, renewable hybrid energy projects, renewable energy with storage projects, biomass gasifier based power projects, biogas based power projects, municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based power projects, these regulations shall apply subject to the fulfilment of eligibility criteria specified in Regulation 4 of these Regulations.

4. Eligibility Criteria

- a) Wind power project – The project that uses new wind turbine generators and is located at sites, on-shore or off-shore, approved by State Nodal Agency or Appropriate Government.
- b) Small hydro project – The project that uses new plant and machinery and is located at sites approved by State Nodal Agency or Appropriate Government.
- c) Biomass power project with Rankine cycle technology – The project that uses new plant and machinery, is based on Rankine cycle technology, and does not use any fossil fuel.

- d) Non-fossil fuel based co-generation project – The project that uses new plant and machinery, and is based on topping cycle mode of co-generation.

Topping cycle mode of co-generation – Any facility that uses non-fossil fuel input for the 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.
- e) Solar PV power project, floating solar project and solar thermal power project – The project is based on technologies approved by MNRE.
- Provided that floating solar project installed with existing renewable energy project other than ground mounted Solar PV project shall be treated as renewable hybrid energy project.
- f) Renewable hybrid energy project – The rated capacity of generation from one renewable energy source is at least 25% of the rated capacity of generation from other renewable energy source(s), which operate at the same point of interconnection:
- Provided that energy is injected into grid at the same interconnection point and metering is done at such common interconnection point accordingly.
- g) Biomass gasifier based power project – The project uses new plant and machinery, and has a grid connected system that uses 100% producer gas engine, coupled with gasifier technologies approved by MNRE.
- h) Biogas based power project – The project uses new plant and machinery and has a grid connected system that uses 100% biogas fired engine, coupled with biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and other bio-waste as approved by MNRE.
- i) Municipal solid waste based power projects – The project uses new plant and machinery based on Rankine cycle technology, and uses municipal solid waste as fuel.
- j) Refuse derived fuel based power projects – The project uses new plant and machinery based on Rankine cycle technology, and uses refuse derived fuel as fuel.
- k) Renewable energy with storage project – The renewable energy project including renewable hybrid energy project that uses, partly or fully, renewable energy generated from such project to store energy into storage facility which is connected at the same point of interconnection as the renewable energy project.

Chapter 1: General Principles

5. Control Period

The Control Period under these Regulations shall be from 1.7.2020 to 31.3.2023:

Provided that the tariff determined as per these regulations for the RE projects commissioned during the Control Period, shall remain valid for 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.

6. Generic Tariff

The generic tariff shall be determined by the Commission on annual basis in accordance with these Regulations for the following types of renewable energy projects:

- a) Small hydro project;
- b) Biomass power project with Rankine cycle technology;
- c) Non-fossil fuel based co-generation project;
- d) Biomass gasifier based power project; and
- e) Biogas based power project

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

7. Project Specific tariff

- a) Project specific tariff, on case to case basis, shall be determined by the Commission for the following types of renewable energy projects:
 - i. Solar PV power projects, floating solar projects and solar thermal power projects;
 - ii. Wind power projects (both on-shore and off-shore);
 - iii. Biomass gasifier based power projects and biogas based power projects – if a project developer opts for project specific tariff;
 - iv. Municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based power projects;
 - v. Renewable hybrid energy projects;
 - vi. Renewable energy with storage projects; and
 - vii. Any other project based on new renewable energy sources or technologies approved by MNRE.
- b) Financial and operational norms specified in these regulations, except for capital cost shall be the ceiling norms while determining the project specific tariff.

8. Petition and proceedings for determination of tariff

- (1) In case of renewable energy projects for which generic tariff has to be determined as per these regulations, the Commission shall determine such generic tariff at least one month before the commencement of year for each year of the Control Period:

Provided that for first year of Control Period i.e., from 1.7.2020 to 31.3.2021, the generic tariff shall be determined upon issuance of these regulations.

- (2) A petition for determination of project specific tariff shall be accompanied by such fee as may be specified in the Central Electricity Regulatory Commission (Payment of Fees) Regulations, 2012 as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof, 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) Detailed project report outlining technical and operational details, site specific aspects, basis for capital cost, detailed break-up of capital cost and financing plan;
 - c) A statement of all applicable terms and conditions and anticipated expenditure for the period for which tariff is to be determined;
 - d) A statement containing details of calculation of any grant or subsidy or incentive received, due or assumed to be due, from the Central Government or State Government or both. This statement shall also include the proposed tariff calculated without such subsidy or incentive;
 - e) Consent from beneficiary for procurement of power from renewable energy project at tariff approved by the Commission, in the form of initialled Power Purchase Agreement or Memorandum of Understanding; and
 - f) Following documents in case of petition for determination of project specific tariff by renewable energy projects, where tariff from such renewable energy sources is generally determined through competitive bidding process in accordance with 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.
 - g) Any other information directed by the Commission.
- (3) The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the provisions of the Conduct of Business Regulations.

9. Tariff Structure

The tariff for renewable energy sources shall consist of the following components:

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

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

10. Tariff Design

- (1) The generic tariff shall be determined, on levelized basis, considering the year of commissioning of the project, for the tariff period of the project:

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

- (2) For the purpose of levelized tariff computation, discount factor equivalent to post-tax weighted average cost of capital shall be considered.
- (3) The above principles shall also apply for project specific tariff.

11. Treatment for Over-Generation

In case a renewable energy project, in a given year, generates energy in excess of the capacity utilization factor or plant load factor, as the case may be, specified under these Regulations, the renewable energy project may sell such excess energy to any entity, provided that the first right of refusal for such excess energy shall vest with the concerned beneficiary. In case the concerned beneficiary purchases the excess energy, the tariff for such excess energy shall be 75 percent of the tariff applicable for that year.

Chapter 2: Financial Principles**12. Capital Cost**

Norms for capital cost, as specified in relevant chapters of these regulations, shall be inclusive of land cost, pre-development expenses, all capital work including plant & machinery, civil work, erection, commissioning, financing cost, interest during construction, and evacuation infrastructure up to inter-connection point.

13. Debt Equity Ratio

- (1) For determination of generic tariff and project specific tariff, the debt equity ratio shall be considered as 70:30:

Provided that, for project specific tariff, where the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

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

Provided also that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:

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

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

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

14. Loan Tenure and Interest on Loan**(1) Loan Tenure**

For determination of generic tariff and project specific tariff, loan tenure of 15 years shall be considered.

(2) Interest on Loan

- (a) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 13 shall be considered as gross normative loan for calculation for interest on loan. For project specific tariff, the normative loan outstanding as on 1st of April of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to 31st March of previous year from the gross normative loan.
- (b) For the purpose of computation of tariff, normative interest rate of two hundred (200) basis points above the average State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) (one-year tenor) prevalent during the last available six months shall be considered.
- (c) Notwithstanding any moratorium period availed by project developer, 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.

15. Depreciation

- (1) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the project admitted by the Commission. The salvage value of the project shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the project:

Provided that, no depreciation shall be allowed to the extent of grant or capital subsidy received for the project.

- (2) Depreciation rate of 4.67% per annum shall be considered for the first 15 years and remaining depreciation shall be evenly spread during remaining Useful Life of the project.
- (3) Depreciation shall be computed from the first year of commercial operation:

Provided that, for determination of project specific tariff, in case of commercial operation of the project for part of the year, depreciation shall be computed on pro rata basis.

16. Return on Equity

- (1) The value base for equity shall be as determined under Regulation 13.
- (2) The normative Return on Equity shall be 14%. The normative Return on Equity shall be grossed up by the latest available notified Minimum Alternate Tax (MAT) rate for the first 20 years of the Tariff Period and by the latest available notified Corporate Tax rate for the remaining Tariff Period.

17. Interest on Working Capital

- (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:
 - a) Operation and Maintenance expenses for one month;
 - b) Receivables equivalent to 45 days of tariff for sale of electricity calculated on normative Capacity Utilisation Factor or Plant Load Factor, as the case may be; and
 - c) Maintenance spares equivalent to 15% of Operation and Maintenance expenses.
- (2) The Working Capital requirement in respect of biomass power projects with Rankine cycle technology, biogas power projects, biomass gasifier based power projects, non-fossil fuel based co-generation projects, municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based power projects shall be computed in accordance with the following:
 - a) Fuel costs for four months equivalent to normative Plant Load Factor;
 - b) Operation and Maintenance expense for one month;
 - c) Receivables equivalent to 45 days of tariff for sale of electricity calculated on the plant load factor; and
 - d) Maintenance spares equivalent to 15% of Operation and Maintenance expenses.

- (3) In case of renewable hybrid energy projects, the Working Capital requirement shall be sum of the Working Capital requirement determined as per norms applicable for renewable energy sources, in proportion to their rated capacity in the project.
- (4) Interest on Working Capital shall be at interest rate equivalent to the normative interest rate of three hundred and fifty (350) basis points above the average State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) (one-year tenor) prevalent during the last available six months.

18. Calculation of capacity utilization factor and plant load factor

The number of hours in a year for calculation of capacity utilization factor and plant load factor, as the case may be, shall be considered as 8766.

19. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Operation and Maintenance expenses shall be determined for the Tariff Period of the project based on normative O&M expenses specified in these regulations for the first year of the Control Period.
- (2) Normative O&M expenses allowed during first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21 under these regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum for the Tariff Period.

20. Rebate

- (1) For payment of bills of 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.

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 official holiday, the 5th day for the purpose of rebate shall be construed as the immediate succeeding working day.

- (2) Where payments are made on any day after 5 days within a period of one month from date of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

21. Late payment surcharge

In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge at the rate of 1.50% per month shall be levied by the generating company.

22. Subsidy or incentive by the Central or the State Government

- (1) The Commission shall take into consideration any incentive, grant or subsidy from the Central or State Government, including accelerated depreciation benefit, availed by the project, 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:
 - i) Assessment of benefit shall be based on normative capital cost, accelerated depreciation rate and corporate income tax rate as per relevant provisions of Income Tax Act, 1961 as amended from time to time; and
 - ii) Capitalization of renewable energy projects during second half of the fiscal year.
 - iii) Per unit benefit shall be derived on levelized basis at discount factor equivalent to weighted average cost of capital.
- (2) Any grant, subsidy or incentives availed by renewable energy project, which is not considered at time of determination of tariff, shall be deducted by the beneficiary in subsequent bills after receipt of such grant, subsidy or incentive in suitable instalments or within such period as may be stipulated by the Commission.
- (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.

23. Statutory Charges

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

Chapter 3: Parameters for wind power projects

24. Capital Cost

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

25. Capacity Utilisation Factor

(1) Capacity utilization factor norms for this Control Period shall as follows:

Annual Mean Wind Power Density (W/m ²)	Capacity Utilization Factor
Upto 220	22%
221-275	24%
276-330	28%
331-440	33%
> 440	35%

(2) The annual mean wind power density specified in sub-regulation (1) above shall be measured at 100 meter hub-height.

(3) Wind power projects shall be classified into particular wind zone site as per MNRE guidelines for wind measurement. Based on validation of wind mast by National Institute of Wind Energy, State Nodal Agency should certify zoning of the proposed wind farm complex.

26. Operation and Maintenance expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

Chapter 4: Parameters for small hydro projects

27. Capital Cost

(1) The normative capital cost for small hydro projects during first year of Control Period i.e. financial year 2020-21 shall be as follows:

Region	Project Size	Capital Cost (Rs. lakh/ MW)
Himachal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal, Union Territory of Jammu and Kashmir, Union Territory of Ladakh and North Eastern States	Below 5 MW	1100
	5 MW to 25 MW	1100
Other States	Below 5 MW	780
	5 MW to 25 MW	900

(2) The capital cost for small hydro projects as specified for first year of the Control Period shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

28. Capacity Utilisation Factor

Normative capacity utilization factor for the small hydro projects located in Himachal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal, Jammu and Kashmir, Ladakh and North-Eastern States shall be 45% and for other States, it shall be 30%

Explanation: For the purpose of this Regulation, normative capacity utilization factor is net of free power to the home State, if any.

29. Auxiliary Consumption

Normative auxiliary consumption for the small hydro projects shall be considered as 1.0%.

30. Operation and Maintenance expenses

(1) Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21) shall be as under:

Region	Project Size	O&M Expenses (in Rs. lakh/ MW)
Himachal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal, Union Territory of Jammu and Kashmir, Union Territory of Ladakh and North Eastern States	Below 5 MW	41.78
	5 MW to 25 MW	31.34
Other States	Below 5 MW	33.66
	5 MW to 25 MW	24.37

(2) Normative O&M Expenses allowed at the commencement of the Control Period i.e. financial year 2020-21 under these regulations shall be escalated at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for Tariff Period.

Chapter 5: Parameters for biomass power projects based on Rankine cycle technology

31. Capital Cost

(1) The normative capital cost for first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21 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	559
Project [other than rice straw and Juliflora(plantation) based project] with air-cooled condenser	600
For rice straw and juliflora (plantation) based project with water-cooled condenser	611
For rice straw and juliflora (plantation) based project with air-cooled condenser	652

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

32. Plant Load Factor

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

33. Auxiliary Consumption

The normative auxiliary consumption shall be as follows: -

- For projects using water-cooled condenser: 10%
- For projects using air-cooled condenser: 12%

34. Station Heat Rate

The Station Heat Rate shall be:

- For projects using travelling grate boilers: 4200 kCal/kWh
- For projects using AFBC boilers: 4125 kCal/kWh

35. Operation and Maintenance expenses

Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21 shall be Rs.46.42 lakhs per MW and shall be escalated at the rate at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for the Tariff Period.

36. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall not be allowed:

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

37. Gross Calorific Value

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

38. Fuel Cost

Biomass fuel price during first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21 shall be as specified in the table below and shall be escalated at the rate of 5% 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 5% per annum shall be applicable on biomass fuel price.

State	Biomass prices for FY 2020-21 (Rs./MT)
Andhra Pradesh	3326
Haryana	3786
Maharashtra	3872
Punjab	3960
Rajasthan	3305
Tamil Nadu	3272
Telangana	3326
Uttar Pradesh	3384
Other States	3557

Chapter 6: Parameters for non-fossil fuel based co-generation projects

39. Capital Cost

Normative capital cost for the non-fossil fuel based co-generation projects shall be Rs. 492 lakhs/MW for the first year of Control Period i.e. financial year 2020-21 and will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

40. Plant Load Factor

The plant load factor for different States shall be as follows:

State	Plant Load Factor (%)
Uttar Pradesh and Andhra Pradesh	45%
Tamil Nadu and Maharashtra	60%
Other States	53%

41. Auxiliary Consumption

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

42. Station Heat Rate

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

43. Gross Calorific Value

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 37 shall be applicable.

44. Fuel Cost

(1) The price of bagasse for first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21 shall be as specified in the table below and shall be escalated at the rate of 5% 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 5% per annum shall be applicable on bagasse prices.

State	Bagasse Price for FY 2020-21 (Rs. /MT)
Andhra Pradesh	1878
Haryana	2671
Maharashtra	2632
Punjab	2351
Tamil Nadu	2023
Telangana	1877
Uttar Pradesh	2095
Other States	2274

- (2) For use of biomass other than bagasse in non-fossil fuel based co-generation projects, the biomass prices as specified under Regulation 38 shall be applicable.

45. Operation and Maintenance expenses

Normative O&M expenses during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2020-21, shall be Rs. 24.52 lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for Tariff Period.

Chapter 7: Parameters for solar PV power projects, solar thermal power projects and floating solar projects

46. Capital Cost

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

47. Capacity Utilisation Factor

The Commission shall only approve capacity utilisation factor for project specific tariff:

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%.

48. Operation and Maintenance expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

49. Auxiliary Consumption

The Commission shall only approve auxiliary consumption for project specific tariff:

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 8: Parameters for biomass gasifier based power projects

50. Capital Cost

Normative capital cost for biomass gasifier based power projects shall be Rs.593 lakhs/MW during first year of Control Period i.e. financial year 2020-21 and will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

51. Plant Load Factor

Plant load factor for determination of tariff shall be considered as 85%.

52. Auxiliary consumption

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

53. Specific fuel consumption

Normative specific fuel consumption shall be 1.25 kg per kWh.

54. Operation and Maintenance expenses

Normative O&M expenses for the first year of the Control period i.e. financial year 2020-21 shall be Rs. 61.31 lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for Tariff Period.

55. Fuel Cost

Biomass fuel price for biomass gasifier-based power projects shall be the same as for biomass power project based on Rankine cycle technology as mentioned in Regulation 38.

Chapter 9: Parameters for biogas based power projects

56. Capital Cost

Normative capital cost for biogas based power projects shall be Rs.1186 lakhs/MW for first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21 and shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

57. Plant Load Factor

Plant load factor shall be considered as 90% for determination of tariff.

58. Auxiliary Consumption

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

59. Operation and Maintenance Expenses

Normative O&M expenses for the first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21 shall be Rs. 61.31 lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for the Tariff Period.

60. Specific Fuel Consumption

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

61. Fuel Cost (Feed stock Price)

Feed stock price during first year of the Control Period i.e. financial year 2020-21 shall be Rs. 1422/MT and shall be escalated at the rate of 5% 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 5% per annum shall be applicable.

Chapter 10: Parameters for municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based power projects

62. Capital Cost

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

63. Plant Load Factor

- (1) Plant load factor for determining tariff for municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based power projects shall be:

Sl. No.	Plant load factor	MSW	RDF
a)	During stabilisation period	65%	65%
b)	During the remaining period of the first year (after stabilization period)	65%	65%
c)	2 nd year onwards	75%	80%

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

64. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption for determination of tariff shall be considered as 15%.

65. Station Heat Rate

The Station Heat Rate for determination of tariff shall be considered as 4200 kcal/kWh.

66. Operation and Maintenance Expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

67. Gross Calorific Value

(1) The gross calorific value of RDF for the purpose of determination of tariff shall be at 2500 kcal/kg.

(2) The gross calorific value of MSW shall be determined by the Commission on a case to case basis while determining the project specific tariff.

68. Fuel Cost

(1) Price of refuse derived fuel during financial year 2020-21 shall be considered as Rs.2084 per MT and shall be escalated at the rate of 5% 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 5% per annum shall be applicable.

(2) Fuel cost shall be considered as nil for municipal solid waste:

Provided that the Commission may consider allowing transportation cost of such fuel while determining the project specific tariff.

Chapter 11: Parameters for Renewable Hybrid Energy Projects

69. Capital Cost

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

70. Capacity Utilisation Factor

(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 source, as the case may be:

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

71. Operation and Maintenance expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

72. Tariff

The tariff for a renewable hybrid energy project shall be a composite levelised tariff for the project as a whole by factoring in the tariff components upto 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 RE hybrid project is left with further useful life, the levelised tariff for 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**73. Capital Cost**

The Commission shall determine only project specific capital cost for renewable energy with storage project considering the prevailing market trends.

74. Storage Efficiency

(1) The Commission shall approve the storage efficiency only for project specific tariff:

Provided that the minimum efficiency for storage based on technology of solid state batteries shall be 80%:

Provided further that the minimum efficiency for storage based on technology of pumped storage shall be 75%;

(2) Efficiency of storage component of renewable energy with storage project shall be measured as ratio of output energy received from storage and input energy supplied to the storage component of such project, on annual basis.

75. Operation and Maintenance expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

76. Tariff determination for Energy Storage

The tariff for renewable energy with storage project shall be a composite tariff or differential tariff based on 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 supply of power on round the clock basis or for time periods as agreed by Project Developer and Beneficiary.

Chapter 13: Miscellaneous**77. Deviation from norms**

Tariff for electricity generated from a generating station based on renewable energy sources, may also be agreed between the generating company and beneficiary, in deviation from the norms specified in these regulations:

Provided that the levelized tariff of the project calculated on the basis of the norms specified in these regulations shall be the ceiling levelized tariff.

78. Power to Relax

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

79. Power to remove difficulty

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

SANOJ KUMAR JHA, Secy.
[ADVT.–III/4/Exty./179/2020-21]

APPENDIX

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

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head (2)	Unit	Parameter
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	MW	
			Capacity Utilization Factor (CUF)	%	
			Auxiliary Consumption	%	
			Commercial Operation Date (COD)	dd/mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost	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 (incl moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component	Equity Amount	Rs. Crore	
			Return on Equity for First 20 years	% p.a.	
			Return on Equity after 20 years	% p.a.	
			Discount Rate	%	
		Depreciation	Dep Rate for 1st 15 years	%	
Dep rate 16th year onwards	%				
Incentives	GBI, if any	Rs. Crore			
	Period for GBI	Years			
4	O& M Expenses	Normative O&M Expense		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		Days	
		Interest on Working Capital		% per annum	

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 (1st year)	%	
			PLF (2nd year onwards)	%	
			Commercial Operation Date	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	
		Equity Component	Interest Rate	%	
			Equity Amount	Rs. Crore	
			Return on Equity for First 20 years	% p.a.	
			Return on Equity after 20 years	% p. a.	
		Depreciation	Discount Rate	%	
			Dep Rate for 1 st 15 years	%	
Incentives	Dep rate 16 th year onwards	%			
	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		%	
5	Working Capital	O&M Expenses		Month	
		Maintenance Spares	% of O&M Expenses	%	
		Receivables		Days	
		Interest on WC		%	
6	Fuel Related assumptions	Station Heat Rate	During 1st year	kcal/kWh	
			2nd year onwards	kcal/kWh	
		Fuel Type and mix	Biomass Fuel Type-1	%	
			Biomass Fuel Type-2	%	
			Municipal Solid Waste	%	
			Refuse Derived Fuel	%	

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head (2)	Unit	Parameter
			Fossil Fuel (Coal)	%	
			GCV of Biomass Fuel Type-1	kcal/kWh	
			GCV of Biomass Fuel Type-2	kcal/kWh	
			GCV of MSW	kcal/kWh	
			GCV of RDF	kcal/kWh	
			GCV of Fossil Fuel (Coal)	kcal/kWh	
			Biomass Price (Fuel Type-1)/ Yr 1	Rs./MT	
			Biomass Price (Fuel Type-2)/ Yr 1	Rs./MT	
			MSW Price/ Yr 1	Rs./MT	
			RDF Price/ Yr 1	Rs./MT	
			Fossil Fuel (Coal) Price)/ Yr 1	Rs./MT	
			Fuel Price Escalation Factor	% p.a.	

PU Interest on term loan	Rs/kWh													
PU Interest on working capital	Rs/kWh													
PU Return on Equity	Rs/kWh													
PU Tariff Components	Rs/kWh													

Per Unit Tariff components	Unit	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25	Yr-26
PU O&M expenses	Rs/kWh													
PU Depreciation	Rs/kWh													
PU Interest on term loan	Rs/kWh													
PU Interest on working capital	Rs/kWh													
PU Return on Equity	Rs/kWh													
PU Tariff Components	Rs/kWh													

Per Unit Tariff components	Unit	Yr-27	Yr-28	Yr-29	Yr-30	Yr-31	Yr-32	Yr-33	Yr-34	Yr-35	Yr-36	Yr-37	Yr-38	Yr-39	Yr-40
PU O&M expenses	Rs/kWh														
PU Depreciation	Rs/kWh														
PU Interest on term loan	Rs/kWh														
PU Interest on working capital	Rs/kWh														
PU Return on Equity	Rs/kWh														
PU Tariff Components	Rs/kWh														

Levelized Tariff	Unit	Yr-1	Yr-2	Yr-3	Yr-4	Yr-5	Yr-6	Yr-7	Yr-8	Yr-9	Yr-10	Yr-11	Yr-12	Yr-13
Discount Factors														
Discounted Tariff components	Rs/kWh													
Levelized Tariff	Rs/kWh													

Levelized Tariff	Unit	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25	Yr-26
Discount Factors														
Discounted Tariff components	Rs/kWh													
Levelized Tariff	Rs/kWh													

Levelized Tariff	Unit	Yr-27	Yr-28	Yr-29	Yr-30	Yr-31	Yr-32	Yr-33	Yr-34	Yr-35	Yr-36	Yr-37	Yr-38	Yr-39	Yr-40
Discount Factors															
Discounted Tariff components	Rs/kWh														
Levelized Tariff	Rs/kWh														